

TEXTE

128/2025

Abschlussbericht

REFINE: Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland

Teilbericht Umweltwirkungen

von:

Dr. Monika Dittrich, Axel Liebich, Regine Vogt, Daniel Münter, Clemens Wingenbach, Sabrina Ludmann, Marian Rosental, Dr. Thomas Fröhlich, Florian Petri, Birte Ewers, Anja Doppelmayr, Sonja Limberger
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg

Johannes Müller
ecoinvent Association, Zürich

Dr. Antonia Loibl, Dr. Frank Marscheider-Weidemann, Leon Rostek, Clemens Brauer
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Dr. Karl Schoer
Schoer-Consult, Wiesbaden

Herausgeber:

Umweltbundesamt

TEXTE 128/2025

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und
Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3719 31 103 0
FB001432

Abschlussbericht

REFINE: Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland

Teilbericht Umweltwirkungen

von

Dr. Monika Dittrich, Axel Liebich, Regine Vogt, Daniel
Münter, Clemens Wingenbach, Sabrina Ludmann, Marian
Rosental, Dr. Thomas Fröhlich, Florian Petri, Birte Ewers,
Anja Doppelmayr, Sonja Limberger
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg

Johannes Müller
ecoinvent Association, Zürich

Dr. Antonia Loibl, Dr. Frank Marscheider-Weidemann,
Leon Rostek, Clemens Brauer
Fraunhofer-Institut für System- und
Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Dr. Karl Schoer
Schoer-Consult, Wiesbaden

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Institut für Energie- und Umweltforschung - ifeu
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:

Februar 2024

Redaktion:

Fachgebiet I 1.1 Grundsatzfragen, Nachhaltigkeitsstrategien und -szenarien,
Ressourcenschonung
Jens Günther

Publikationen als PDF:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Oktober 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: REFINE: Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland – Teilbericht Umweltwirkungen

Welche Umweltwirkungen werden durch die Transformation zu einer klimaneutralen und ressourcenschonenden Gesellschaft ausgelöst? Der Umstieg auf erneuerbaren Strom und erneuerbare strombasierte Energieträger (Kraft- und Rohstoffe) führt zu wesentlichen Einsparungen an Treibhausgasen und von weiteren verbrennungsbedingten Emissionen. Gleichzeitig ist aber ein erheblicher Um- und Ausbau der Infrastruktur sowie der Neubau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen notwendig. Diese Studie geht der Frage nach, ob und welche umweltrelevanten Nebenwirkungen möglicherweise damit verbunden sind. Wie ändert sich der Rohstoffbedarf Deutschlands? In welchem Verhältnis stehen die national eingesparten Treibhausgas-Emissionen zu den Emissionen, die aufgrund der deutschen Energiewende international entstehen? Welche weiteren Umweltwirkungen werden wahrscheinlich ausgelöst?

In Zusammenarbeit mit der ecoinvent Association wurde ein prospektives Ökobilanzmodell entwickelt, das drei Transformationsszenarien der Energiewende für die Jahre 2020 bis 2050 abbildet. Zentrale Erkenntnisse dieser Untersuchung sind: Die Wirkung der nationalen Treibhausgas-Emissionen sinkt in den untersuchten Szenarien um 96-99 %, die im Ausland durch Importe ausgelöst um mindestens 84 %. Auch die meisten anderen Umweltwirkungen und Ressourcenbedarfe sinken, wenn auch nicht so stark wie das Treibhauspotenzial. Landnutzung und kumulierter Energieaufwand liegen in einem Szenario durch die Produktion von strombasierten Energieträgern in 2050 allerdings wieder auf dem Niveau von 2020. Der Bedarf an Metallrohstoffen für den deutschen Endenergieverbrauch nimmt in allen Szenarien stark zu.

Abstract: REFINE: Consideration of raw material demand and environmental impacts for the energy transition in a resource-saving and greenhouse gas-neutral Germany – sub-report on environmental impacts

What environmental impacts are triggered by the transformation to a climate-neutral and resource-efficient society? The switch to renewable electricity and renewable electricity-based energy carriers (fuels and raw materials) will lead to significant savings in greenhouse gases and other combustion-related emissions. At the same time, a considerable restructuring and expansion of the infrastructure as well as the construction of new wind energy and photovoltaic plants is necessary. This study examines the question of whether and which environmentally relevant side effects may be associated with this. How will Germany's demand for raw materials change? What is the relationship between the greenhouse gas emissions saved nationally and the emissions generated internationally as a result of the German energy transition? What other environmental impacts are likely to be triggered?

In collaboration with the ecoinvent organisation, a prospective life cycle assessment model was developed that depicts three transformation scenarios of the energy transition for the years 2020 to 2050. The key findings of this study are: The impact of national greenhouse gas emissions falls by 96-99 % in the scenarios analysed, while the impact caused externally by imports falls by at least 84 %. Most other environmental impacts and resource requirements also decrease, but not as much as the global warming potential. In one scenario, however, land use and cumulative energy demand are back to 2020 levels in 2050 due to the production of electricity-based energy carriers. The demand for metal raw materials to cover Germany's final energy consumption increases sharply in all scenarios.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis.....	16
Abkürzungsverzeichnis.....	21
Zusammenfassung.....	23
Summary	35
1 Einführung.....	47
2 Zum Projekt.....	49
3 Überblick über die Szenarien	50
3.1 GreenSupreme.....	50
3.2 GreenLate.....	51
3.3 Das Wasserstoffszenario TN-H ₂ -G.....	52
3.4 Szenarien für Europa (ohne Deutschland) und die Welt (ohne Europa)	54
4 Methode zur Berechnung der Umweltwirkungen	56
4.1 Ausgangsbasis ecoinvent Datenbank.....	56
4.2 Anpassung der Ökobilanzdaten für die Energiewendeszenarien	56
4.2.1 Aktualisierung und Ergänzung von Schlüsseltechnologien.....	57
4.2.2 Allgemeine Anpassung des Hintergrundsystems an die Szenarien	58
4.2.3 Weitere ergänzte Prozesse und Technologien	60
4.3 Integration der Annahmen und Umsetzung in der ecoinvent Datenbank	61
4.4 Umweltwirkungskategorien und Indikatoren.....	61
5 Ergebnisse Umweltwirkungen.....	64
5.1 Umweltwirkungen der Energiewende	64
5.1.1 Vorgehen zur Berechnung der absoluten Umweltwirkungen	64
5.1.2 Treibhausgasemissionen des nationalen Energiebedarfs.....	68
5.1.3 Weitere Umweltwirkungen des deutschen Energiebedarfs.....	72
5.1.3.1 Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch.....	72
5.1.3.2 Kumulierter Energieaufwand (KEA).....	75
5.1.3.3 Frischwasserbedarf.....	76
5.1.3.4 Hemerobiegewichtete Landnutzung (Naturraumbeanspruchung)	78
5.1.3.5 Versauerung.....	80
5.1.3.6 Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch.....	82
5.1.3.7 Ozonabbau.....	84

5.1.3.8	Feinstaub	85
5.1.4	Ausblick: Umweltwirkungen einer globalen Energiewende	86
5.1.4.1	Treibhauspotenzial des globalen Energiesystems	87
5.1.4.2	Weitere Umweltwirkungen des globalen Energiesystems	88
5.1.4.3	Einordnung der THG-Ergebnisse auf globaler Ebene.....	92
5.2	Spezifische Ergebnisse für die Strombereitstellung und ausgewählte Schlüsseltechnologien.....	94
5.2.1	Strommixe.....	96
5.2.1.1	Klimawandel	96
5.2.1.2	Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch.....	98
5.2.1.3	Kumulierter Energieaufwand.....	100
5.2.1.4	Frischwasserbedarf.....	101
5.2.1.5	Hemerobiegewichtete Landnutzung	102
5.2.1.6	Versauerung.....	104
5.2.1.7	Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch.....	105
5.2.1.8	Ozonabbau.....	107
5.2.1.9	Feinstaub	107
5.2.2	Windenergieanlagen.....	108
5.2.2.1	Klimawandel	108
5.2.2.2	Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch.....	111
5.2.2.3	Kumulierter Energieaufwand.....	115
5.2.2.4	Frischwasserbedarf.....	118
5.2.2.5	Hemerobiegewichtete Landnutzung	119
5.2.2.6	Versauerung.....	122
5.2.2.7	Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch.....	124
5.2.2.8	Ozonabbau.....	127
5.2.2.9	Feinstaub	128
5.2.3	Photovoltaikanlagen	130
5.2.3.1	Klimawandel	131
5.2.3.2	Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch.....	133
5.2.3.3	Kumulierter Energieaufwand.....	136
5.2.3.4	Frischwasserbedarf.....	139
5.2.3.5	Hemerobiegewichtete Landnutzung	141
5.2.3.6	Versauerung.....	144

5.2.3.7	Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch.....	145
5.2.3.8	Ozonabbau.....	148
5.2.3.9	Feinstaub	149
5.2.4	Power-to-X.....	151
5.2.4.1	Klimawandel	152
5.2.4.2	Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch.....	153
5.2.4.3	Kumulierter Energieaufwand.....	156
5.2.4.4	Frischwasserbedarf.....	158
5.2.4.5	Hemerobiegewichtete Landnutzung	159
5.2.4.6	Versauerung.....	160
5.2.4.7	Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch.....	161
5.2.4.8	Ozonabbau.....	164
5.2.4.9	Feinstaub	165
5.3	Sensitivitäten.....	165
5.3.1	Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit	166
5.3.2	Einfluss der Entwicklungsgeschwindigkeit bei den Technologien	170
5.4	Importe von PtX-Produkten nach Europa.....	174
6	Zusammenfassung und Fazit	179
7	Quellenverzeichnis	189
A	Anhang Daten.....	195
A.1	Eingangsdaten Strom und PtX-Energieträger	195
A.1.1	Strommixe.....	195
A.1.2	Power-to-X (PtX) Energieträger	197
A.2	Eingangsdaten der Schlüsseltechnologien.....	198
A.2.1	Windenergieanlagen.....	198
A.2.2	Photovoltaik.....	200
A.2.3	Wärmepumpen.....	203
A.2.4	Elektrolyse.....	203
A.2.5	Methanisierung.....	205
A.2.6	Methanolsynthese	208
A.2.7	FT-Synthese.....	210
A.2.8	Strombasierte Antriebssysteme	212
A.2.9	Stromnetze.....	213
A.2.10	Solarthermische Kraftwerke	214

A.2.11	Brennstoffzellen.....	214
A.2.12	Geothermie.....	216
A.2.13	Energiespeicher.....	216
A.2.14	CO ₂ -Bereitstellung.....	217
A.2.15	Meerwasserentsalzung.....	217
A.3	Eingangsdaten Industrieprozesse	217
A.3.1	Eisen/Stahl	217
A.3.2	Kupfer.....	218
A.3.3	Aluminium.....	219
A.3.4	Zink.....	220
A.3.5	Blei	220
A.3.6	Zement	220
A.3.7	Chemie	222
A.3.8	Sonstige Industrieprozesse	224
A.4	Eingangsdaten Güterverkehr	225
A.5	Eingangsdaten weiterer Prozesse und Technologien	230
A.6	Datentabellen Endenergieverbräuche.....	232
A.6.1	Deutschland – GreenSupreme.....	232
A.6.2	Deutschland – GreenLate.....	233
A.6.3	Deutschland – H ₂ -Szenario.....	234
A.6.4	Welt.....	235
A.7	Baujahrklassenverteilungen von WEA, PV und CSP in den Stützjahren	236
B	Anhang Ergebnisse	239
B.1	Ergebnisse der Schlüsseltechnologien (GWP und KRA).....	239
B.1.1	Windenergieanlagen.....	239
B.1.2	Photovoltaik.....	241
B.1.3	Wärmepumpen.....	243
B.1.4	Elektrolyse.....	244
B.1.5	Methanisierung.....	245
B.1.6	Methanolsynthese	246
B.1.7	FT-Synthese.....	247
B.1.8	Strombasierte Antriebssysteme	248
B.1.9	Stromnetze.....	249
B.1.10	Solarthermische Kraftwerke	251

B.1.11	Brennstoffzellen.....	252
B.1.12	Geothermie.....	254
B.1.13	Energiespeicher.....	255
B.1.14	CO ₂ -Bereitstellung.....	255
B.1.15	Meerwasserentsalzung.....	258
B.2	Einfluss des Anlagenalters auf die Ergebnisse	260
B.3	Übersicht Zunahmen spezifische Ergebnisse.....	261
B.3.1	Hemerobiegewichtete Landnutzung	261
B.3.2	Kumulierter Energieaufwand gesamt.....	262

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs in Deutschland nach Energieträgern für die Szenarien GreenSupreme, GreenLate und das H ₂ -Szenario.....	65
Abbildung 2:	Altersschichtung von Windenergieanlagen in GreenSupreme	67
Abbildung 3:	Baujahrklassenverteilung von Windenergieanlagen in GreenSupreme	67
Abbildung 4:	Treibhauspotenzial (GWP) des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern	70
Abbildung 5:	Treibhauspotenzial (GWP) des deutschen Endenergiebedarfs nach Region der Emission.....	71
Abbildung 6:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des deutschen Endenergiebedarfs nach Unterkategorien	72
Abbildung 7:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des deutschen Endenergiebedarfs nach Entnahmeregion.....	73
Abbildung 8:	Kumulierter Aufwand an Metallrohstoffen des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	74
Abbildung 9:	Kumulierter Energieaufwand (KEA) des deutschen Endenergiebedarfs differenziert in erneuerbare, fossile und nukleare Anteile	75
Abbildung 10:	Kumulierter Energieaufwand (KEA) des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	76
Abbildung 11:	Frischwasserbedarf des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	77
Abbildung 12:	Frischwasserbedarf des deutschen Endenergiebedarfs nach Entnahmeregion	78
Abbildung 13:	Hemerobiegewichtete Landnutzung des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	79
Abbildung 14:	Hemerobiegewichtete Landnutzung des deutschen Endenergiebedarfs nach Region der Inanspruchnahme	80
Abbildung 15:	Versauerung des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	81
Abbildung 16:	Versauerung des deutschen Endenergiebedarfs nach Region der Emissionen	82
Abbildung 17:	Eutrophierung, terrestrisch, des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern	83
Abbildung 18:	Eutrophierung, aquatisch, des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern	83
Abbildung 19:	Ozonabbau des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	84
Abbildung 20:	Feinstaubbelastung des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern.....	86

Abbildung 21:	Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Welt, differenziert nach Energieträgern im 1,5 °C-Szenario.....	87
Abbildung 22:	Treibhauspotenzial (GWP) des weltweiten Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)	88
Abbildung 23:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme).....	89
Abbildung 24:	Kumulierter Aufwand an Metallrohstoffen des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme).....	90
Abbildung 25:	Kumulierter Energieaufwand (KEA) des weltweiten Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme).....	91
Abbildung 26:	Hemerobiegewichtete Landnutzung des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme).....	92
Abbildung 27:	Spezifische Ergebnisse Klimawandel (GWP) nach Energieträgern (GreenSupreme) Vergleich der Pro-Kopf-Emissionen in Deutschland und in der Welt im zeitlichen Verlauf des Transformationsprozesses	94
Abbildung 28:	Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Strommixe	97
Abbildung 29:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Strommixe	99
Abbildung 30:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Strommixe	101
Abbildung 31:	Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Strommixe	102
Abbildung 32:	Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Strommixe	103
Abbildung 33:	Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Strommixe	105
Abbildung 34:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – Strommixe	106
Abbildung 35:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – Strommixe	106
Abbildung 36:	Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Strommixe.....	107
Abbildung 37:	Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2,5) – Strommixe	108
Abbildung 38:	Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Offshore-WEA..	110
Abbildung 39:	Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Onshore-WEA..	111
Abbildung 40:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Offshore-WEA	113
Abbildung 41:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Onshore-WEA.....	114
Abbildung 42:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Offshore-WEA.....	116
Abbildung 43:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Onshore-WEA	117
Abbildung 44:	Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Offshore-WEA	118

Abbildung 45:	Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Onshore-WEA	119
Abbildung 46:	Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Offshore-WEA.....	121
Abbildung 47:	Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Onshore-WEA	122
Abbildung 48:	Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Offshore-WEA.....	123
Abbildung 49:	Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Onshore-WEA	124
Abbildung 50:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch – Offshore-WEA	125
Abbildung 51:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch – Offshore-WEA	125
Abbildung 52:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch – Onshore-WEA	126
Abbildung 53:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch – Onshore-WEA	126
Abbildung 54:	Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Offshore-WEA	127
Abbildung 55:	Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Onshore-WEA	128
Abbildung 56:	Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Offshore-WEA	129
Abbildung 57:	Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Onshore-WEA.....	130
Abbildung 58:	Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Photovoltaik-Dachanlagen	131
Abbildung 59:	Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Photovoltaik Freiflächenanlagen	132
Abbildung 60:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Photovoltaik-Dachanlagen	134
Abbildung 61:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Photovoltaik Freiflächenanlagen	135
Abbildung 62:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Photovoltaik-Dachanlagen	137
Abbildung 63:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Photovoltaik Freiflächenanlagen.....	138
Abbildung 64:	Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Photovoltaik-Dachanlagen	139
Abbildung 65:	Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Photovoltaik Freiflächenanlagen	140
Abbildung 66:	Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Photovoltaik-Dachanlagen	142
Abbildung 67:	Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Photovoltaik Freiflächenanlagen.....	143
Abbildung 68:	Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Photovoltaik-Dachanlagen	144

Abbildung 69:	Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Photovoltaikanlagen Freiflächenanlagen	145
Abbildung 70:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – Photovoltaik-Dachanlagen	146
Abbildung 71:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – Photovoltaik-Dachanlagen	146
Abbildung 72:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – PV Freiflächenanlagen	147
Abbildung 73:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – PV Freiflächenanlagen	147
Abbildung 74:	Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Photovoltaik-Dachanlagen	148
Abbildung 75:	Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Photovoltaik Freiflächenanlagen	149
Abbildung 76:	Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Photovoltaik-Dachanlagen	150
Abbildung 77:	Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Photovoltaik Freiflächenanlagen	151
Abbildung 78:	Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – PtX	153
Abbildung 79:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – PtX	155
Abbildung 80:	Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – PtX	157
Abbildung 81:	Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – PtX	158
Abbildung 82:	Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – PtX.....	159
Abbildung 83:	Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – PtX	161
Abbildung 84:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – PtX	162
Abbildung 85:	Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – PtX ...	163
Abbildung 86:	Spezifische Ergebnisse Ozonabbau (ODP) – PtX.....	164
Abbildung 87:	Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – PtX.....	165
Abbildung 88:	Veränderung der Umweltwirkungen (Gesamt-Emissionen im Zeitraum 2020-2050) in Deutschland bei langsamerer Transformationsgeschwindigkeit für die Schlüssel-technologien für alle Szenarien, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario.	168
Abbildung 89:	Veränderung der Umweltwirkungen (Gesamt-Emissionen im Zeitraum 2020-2050) in Europa (RoE) bei langsamerer Transformationsgeschwindigkeit für die Schlüsseltechnologien für alle Szenarien, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario.	169
Abbildung 90:	Veränderung der Umweltwirkungen (Gesamt-Emissionen im Zeitraum 2020-2050) in der Region Welt ohne Europa (RoW) bei langsamerer Transformationsgeschwindigkeit für die	

	Schlüsseltechnologien für alle Szenarien, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario.....	170
Abbildung 91:	Veränderung der Umweltwirkungen für das Szenario GreenSupreme bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenLate für die Schlüsseltechnologien in Deutschland für alle Jahre, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario.....	172
Abbildung 92:	Veränderung der Umweltwirkungen für das Szenario GreenLate bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenSupreme für die Schlüsseltechnologien in Deutschland für alle Jahre, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario.....	173
Abbildung 93:	Veränderung der Umweltwirkungen für das H ₂ -Szenario bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenLate für die Schlüsseltechnologien in Deutschland für alle Jahre, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario	174

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Datenquellen für die Strommixe der Szenarien und Regionen	59
Tabelle 2:	Umweltwirkungskategorien, Einheiten und Charakterisierungsmodelle	63
Tabelle 3:	Baujahrklassen und zugeordnete Ökobilanzteilmodelle	66
Tabelle 4:	Bevölkerungszahlen Deutschland, Welt	93
Tabelle 5:	THG-Emissionen Pro-Kopf für GreenSupreme, in t CO ₂ e/Kopf	93
Tabelle 6:	Importe von PtX-Produkten aus der Region Welt ohne EU in TWh	175
Tabelle 7:	Anteile der PtX-Importe nach Europa am PtX-Bedarf in der Region Welt ohne EU	175
Tabelle 8:	Ausgewählte absolute Ergebnisse für Importe von PtX-Produkten nach Europa	176
Tabelle 9:	Strommixe im Szenario GreenSupreme (leere Zellen: Anteil = 0 %)	195
Tabelle 10:	Strommixe im Szenario GreenLate (leere Zellen: Anteil = 0 %)	196
Tabelle 11:	Strommixe im H ₂ -Szenario (leere Zellen: Anteil = 0 %)	197
Tabelle 12:	Mix und Volllaststunden der Stromerzeugung für die Wasserstoffherstellung im H ₂ -Szenario für Europa (DE/RoE)	197
Tabelle 13:	Spezifische Kenndaten der Windenergieanlagen in 2030 und 2050 im Vergleich zur (Prüf)Referenz 2020 für GreenLate und GreenSupreme	198
Tabelle 14:	Lebensdauer und Volllaststunden von Windenergieanlagen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	199
Tabelle 15:	Anteile Strom aus Windenergieanlagen onshore und offshore in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	200
Tabelle 16:	Leistung (kWp), Lebensdauer, Wirkungsgrad und Volllaststunden von PV-Dachanlagen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	201
Tabelle 17:	Leistung (kWp), Lebensdauer, Wirkungsgrad und Volllaststunden von PV-Freiflächenanlagen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	202
Tabelle 18:	Anteile der Dach- und Freiflächenanlagen an Strom aus PV in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	203
Tabelle 19:	Systemwirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse in Abhängigkeit von Szenario und Bezugsjahr	204
Tabelle 20:	Wichtige Kenndaten der Wasserstoffbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	204
Tabelle 21:	Wichtige Kenndaten der Methanbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	206

Tabelle 22:	Wichtige Kenndaten der Methanolbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	208
Tabelle 23:	Wichtige Kenndaten der Methanbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr.....	211
Tabelle 24:	Zellchemie und Energiedichte der Lithium-Ionen-Batterien..	212
Tabelle 25:	Wirkungsgrade und Materialbedarf von Festoxid-Brennstoffzellen in Abhängigkeit von Szenario und Bezugsjahr	214
Tabelle 26:	Wirkungsgrade und Materialbedarf von PEM-Brennstoffzellen in Abhängigkeit von Szenario und Bezugsjahr.....	215
Tabelle 27:	Schrotteinsatzquoten der Stahlerzeugung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	217
Tabelle 28:	Sekundäranteile der Kupferherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	218
Tabelle 29:	Anteil strombetriebener Induktionsöfen im Bereich der Kupfer-Herstellung und -Bearbeitung in 2050	218
Tabelle 30:	Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) der Kupfer-Herstellung und -Bearbeitung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	218
Tabelle 31:	Sekundäranteile der Aluminiumherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	219
Tabelle 32:	Anteil strombetriebener Induktionsöfen im Bereich der Aluminiumherstellung und -bearbeitung in 2050	219
Tabelle 33:	Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) der Aluminiumherstellung und -bearbeitung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	219
Tabelle 34:	Sekundäranteile der Zinkherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	220
Tabelle 35:	Sekundäranteile der Bleiherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	220
Tabelle 36:	Verfügbarkeit von Hochofen-Bindemitteln für die Zementherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	220
Tabelle 37:	Substitution von konventionellem Klinker durch alternatives Bindemittel in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	221
Tabelle 38:	Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) der konventionellen Klinkerherstellung, des alternativen Bindemittels und Zementherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr relativ zu 2020.....	221
Tabelle 39:	Umstellung auf Gasfeuerung bei der Klinker- und Zementherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	222

Tabelle 40:	Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) im Sektor chemische Industrie in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr relativ zu 2020	222
Tabelle 41:	Umstellung der Wasserstoffherstellung auf Elektrolyse in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	223
Tabelle 42:	Umstellung der Methanolherstellung auf Direktsynthese aus Wasserstoff und Methanol in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	223
Tabelle 43:	Umstellung des Ammoniakverfahrens auf Synthese von elektrolytischem Wasserstoff und Stickstoff aus Luftzerlegung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr.....	223
Tabelle 44:	Umstellung der Rußherstellung auf PtX-Feedstock in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	223
Tabelle 45:	Energieträgermix für Industriewärme im H ₂ -Szenario	224
Tabelle 46:	Ersatz von fossilen Kohlenwasserstoffen durch PtX in sonstigen Prozessen der chemischen Industrie in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	224
Tabelle 47:	Materialeinsatz für die Herstellung von Investitionsgütern der Industrie in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr relativ zu 2020	224
Tabelle 48:	Zusätzlicher Bedarf für neue Antriebskonzepte von Last- und Sattelzügen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	225
Tabelle 49:	Energieverbrauch der Lkw-Typen, differenziert nach Energieträger, in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	226
Tabelle 50:	Direkte Luftemissionen der Lkw, in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr	228
Tabelle 51:	Marktanteile neuer disaggregierter Datensätze, differenziert nach Szenario, Region und Stützjahr	230
Tabelle 52:	Liste disaggregierter Prozesse	231
Tabelle 53:	Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren im Szenario GreenSupreme in TWh/a	232
Tabelle 54:	Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren im Szenario GreenLate in TWh/a.....	233
Tabelle 55:	Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren im H ₂ -Szenario in TWh/a	234
Tabelle 56:	Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe weltweit nach Sektoren im Szenario 1,5°C (nach Teske) in TWh/a	235
Tabelle 57:	Baujahrklassen für das Stützjahr 2030	236
Tabelle 58:	Baujahrklassen für das Stützjahr 2040	237
Tabelle 59:	Baujahrklassen für das Stützjahr 2050	238

Tabelle 60:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Windenergieanlagen‘ in kg CO ₂ e/kWh	239
Tabelle 61:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Windenergieanlagen‘ in kg/kWh	240
Tabelle 62:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Photovoltaik‘ in kg CO ₂ e/kWh	241
Tabelle 63:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Photovoltaik‘ in kg/kWh	242
Tabelle 64:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Wärmepumpe‘ in kg CO ₂ e/MJ	243
Tabelle 65:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Wärmepumpe‘ in kg/MJ	243
Tabelle 66:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Elektrolyse‘ in kg CO ₂ e/MJ	244
Tabelle 67:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Elektrolyse‘ in kg/MJ	244
Tabelle 68:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Methanisierung (DAC)‘ in kg CO ₂ e/MJ	245
Tabelle 69:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Methanisierung (DAC)‘ in kg/MJ	245
Tabelle 70:	Klimawandel (GWP ₁₀₀) Schlüsseltechnologie ,Methanolsynthese (DAC)‘ in kg CO ₂ e/MJ	246
Tabelle 71:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Methanolsynthese (DAC)‘ in kg/MJ	246
Tabelle 72:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,FT-Synthese (DAC)‘ in kg CO ₂ e/MJ	247
Tabelle 73:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,FT-Synthese (DAC)‘ in kg/MJ	247
Tabelle 74:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Lithium-Ionen Akku‘ in kg CO ₂ e/kWh Kapazität.....	248
Tabelle 75:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Lithium-Ionen Akku‘ in kg/kWh Kapazität	248
Tabelle 76:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Stromnetze‘ in kg CO ₂ e/km	249
Tabelle 77:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Stromnetze‘ in kg/km	250
Tabelle 78:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,Solarthermische Kraftwerke‘ in kg CO ₂ e/kWh für die Region Nordafrika (Proxy für alle Regionen)	251
Tabelle 79:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,Solarthermische Kraftwerke‘ in kg/kWh, Region UN-NAFRICA	252

Tabelle 80:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Brennstoffzelle‘ in kg CO ₂ e/kWh252
Tabelle 81:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Brennstoffzelle‘ in kg/kWh253
Tabelle 82:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Geothermie‘ in kg CO ₂ e/kWh254
Tabelle 83:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Geothermie‘ in kg/kWh254
Tabelle 84:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Vanadium-Redoxflow-Batterie‘ in kg CO ₂ e/kWh Speicherung, alle Regionen.....255
Tabelle 85:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Vanadium-Redoxflow-Batterie ‘ in kg/kWh Speicherung, alle Regionen.....255
Tabelle 86:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚CO ₂ -Bereitstellung‘ in kg CO ₂ e/kg255
Tabelle 87:	Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚CO ₂ -Bereitstellung‘ in kg/kg.....257
Tabelle 88:	Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Meerwasserentsalzung‘ in kg CO ₂ e/kg258
Tabelle 89:	Kumulierter abiotischer Rohstoffaufwand (KRA) Schlüsseltechnologie ‚Meerwasserentsalzung‘ in kg/kg259
Tabelle 90:	Vergleich der Ergebnisse Treibhauspotenzial für WEA und PV ohne und mit Berücksichtigung der Altersstruktur der Anlagen in kg CO ₂ e pro kWh Strom (GreenSupreme in Deutschland) .260
Tabelle 91:	Zunahmen der spezifischen Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung (Hemerobie) zwischen 2020 und 2050 als Farbcode (Zunahme = blau).....261
Tabelle 92:	Zunahmen der spezifischen Ergebnisse KEA gesamt zwischen 2020 und 2050 als Farbcode (Zunahme = blau)262

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
AEL	Alkalische Elektrolyse
AP	Acidification Potential – Versauerungspotenzial
BEV	Battery Electric Vehicle – Batterieelektrische Fahrzeuge
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Carbon Capture and Storage – Kohlendioxidabscheidung und Speicherung
CCU	Carbon Capture and Utilisation – Kohlendioxidabscheidung und Nutzung
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ e	Kohlendioxidäquivalente
CSP	Concentrated Solar Power – Solarthermisches Kraftwerk
DE	Deutschland
DRI	Direct Reduced Iron – direkt reduziertes Eisen
EAF	Electric Arc Furnace – Elektrolichtbogenofen
EE	Erneuerbare Energie(n)
EEV	Endenergieverbrauch
EJ	Exajoule (10 ¹⁸ Joule)
EoL	End-of-life – Lebenswegende (Produkte am Ende der Lebensdauer)
EP	Eutrophication Potential – Eutrophierungspotenzial
EU ohne DE (RoE)	Europa ohne Deutschland (in Grafiken auch RoE, Rest of Europe)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle – Brennstoffzellen-Fahrzeuge
FT	Fischer-Tropsch
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GWP	Global Warming Potential – Klimawandel
H ₂	Wasserstoff
IOT	Input-Output-Tabellen
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KRA	Kumulierter Rohstoffaufwand
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment – Ökobilanz
LCI	Life Cycle Inventory – Sachbilanz
LCIA	Life Cycle Impact Assessment – Wirkungsabschätzung
LHV	Lower Heating Value – Heizwert
LIB	Lithium-Ionen-Batterien
MENA	Region Naher Osten und Nordafrika (engl. Middle East and North Africa)

MJ	Megajoule
NMVOC	Non-Methane Volatile Organic Compounds – flüchtige organischen Verbindungen ohne Methan
NE	Nicht-Eisen
NO_x	Nitrogen Oxides – Stickoxide
ODP	Ozone Depletion Potential – Ozonabbaupotenzial
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PHEV	Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge
PM_{2,5}	Particulate Matter – Feinstpartikel mit aerodynamischem Durchmesser kleiner als 2,5 µm
POCP	Photochemical Ozone Creation Potential – Sommersmogpotenzial
PtG	Power to Gas – Strom zu Gas
PtL	Power to Liquid – Strom zu Flüssigkeit
PtX	Power to X – Strom zu X
PV	Photovoltaik
RMC	Raw Material Consumption – Rohstoffkonsum
RoE	Region Europa ohne Deutschland (engl. Rest of Europe)
RoW	Region Welt ohne Europa (engl. Rest of World)
SNG	Synthetic Natural Gas – synthetisches Erdgas (aus Methanisierung, PtG)
SO₂	Sulfur dioxide – Schwefeldioxid
SSP	Shared Socio-Economic Pathways (Szenarien projizierter sozioökonomischer globaler Veränderungen bis 2100)
THG	Treibhausgas(e)
TWh	Terrawattstunde
URMOD	Umweltökonomisches Rohstoff- und Treibhausgasmodell
WEA	Windenergieanlagen
WP	Wärmepumpe
Welt ohne EU (RoW)	Welt ohne Europa (in Grafiken auch RoW, Rest of World)

Zusammenfassung

Zentraler Bestandteil der Transformation zu einer klimaneutralen und ressourcenschonenden Gesellschaft ist die Defossilisierung der Energiesysteme für alle Verbrauchssektoren. Ein Großteil der fossilen Brennstoffe wird – wo technisch sinnvoll – durch regenerativen Strom ersetzt. Auch die stoffliche Nutzung von fossilen Rohstoffen wird weitestgehend durch erneuerbare, strombasierte Energieträger ersetzt. Beides führt zu wesentlichen Treibhausgas-emissionseinsparungen und einer umfangreichen Reduktion von weiteren verbrennungsbedingten Emissionen, die für viele Umweltwirkungen verantwortlich sind. Gleichzeitig ist ein erheblicher Um- und Ausbau der Infrastruktur sowie ein Neubau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen notwendig, um die benötigten Mengen erneuerbaren Stroms bereitzustellen. Für die Errichtung dieser Anlagen werden nicht nur viele Rohstoffe benötigt und Emissionen bei der Herstellung verursacht, sondern auch der Betrieb kann Auswirkungen auf die Umwelt haben. Die Frage nach Art und Höhe möglicher Nebenwirkungen dieser Energiewende im weiteren Sinne werden in diesem Vorhaben adressiert:

- ▶ Wie ändert sich der Rohstoffbedarf Deutschlands für relevante Rohstoffe? Stehen die benötigten Rohstoffe in ausreichender Menge zur richtigen Zeit zur Verfügung?
- ▶ In welchem Verhältnis stehen die national eingesparten zu den durch die unterstellte Energiewende bedingten nationalen und internationalen Treibhausgas(THG)-Emissionen?
- ▶ Welche weiteren Umweltwirkungen im Ausland lösen wir durch die unterstellte Energiewende eventuell aus (inkl. Vorketten)?
- ▶ Lassen sich die Umweltwirkungen und Rohstoffbedarfe einer Übertragung der deutschen Energiewende auf andere Länder oder einer globalen Energiewende abschätzen?

Um diese Fragen zu untersuchen, wurden Methoden der Ökobilanzierung (engl. Life Cycle Assessment, LCA) angewendet. In Zusammenarbeit mit der ecoinvent Association wurde ein **prospektives Ökobilanzmodell** entwickelt, das drei Transformationsszenarien der Energiewende für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 abbildet. Grundlage war hierfür die Datenbank ecoinvent v3.7.1, bestehend aus über 18.000 Einzeldatensätzen, die ein vereinfachtes Abbild der heutigen weltweiten Produktionsverflechtungen darstellt. Insgesamt wurden im Rahmen der Anpassung der ecoinvent-Datenbank je Szenario und Bezugsjahr ca. 3.000 Datensätze und ca. 70.000 Parameter geändert oder neu erzeugt. Dies betrifft insbesondere folgende Daten:

- ▶ Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung,
- ▶ Integration und Aktualisierung von Schlüsseltechnologien für die Energiewende,
- ▶ Technologieentwicklungen in der Industrie (Metall-, Kunststoff- und Chemieindustrie),
- ▶ Antriebstechnologien, Verbräuche und Emissionen im Güterverkehr,
- ▶ Erhöhung der Recyclingquoten, der Material- und Energieeffizienz.

Die Parameter für die Modifikationen wurden aus den Transformationsszenarien GreenSupreme und GreenLate aus dem Forschungsprojekt RESCUE (Purr et al. 2019) sowie aus dem H₂-Szenario (TN-H₂-G) der Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021) abgeleitet. Alle drei Szenarien zielen auf eine Treibhausgasneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2050. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Transformationsgeschwindigkeit, der Struktur der

eingesetzten Technologien und in Annahmen zu gesellschaftlichen Veränderungen. Die Szenarien entsprechen zwar nicht mehr dem aktuellen politischen Ziel des deutschen Klimaschutzgesetzes, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden (Bundesministerium der Justiz 2021), aber die Erkenntnisse aus den unterschiedlichen Szenarien können grundsätzlich auch auf aktuelle Transformationspfade übertragen werden.

Das Szenario **GreenSupreme** beschreibt eine schnelle und tiefgreifende Transformation des Energiesystems, mit der 2050 eine vollständige Treibhausgasneutralität erreicht werden kann. Es findet ein zügiger Ausstieg aus der Nutzung fossiler Rohstoffe statt. Optionen zur Erschließung von Energieeinsparungen werden erschlossen, sodass der Endenergiebedarf über alle Anwendungsbereiche in 2050 gegenüber 2020 annähernd halbiert ist. Neue strombasierte Energieträger (Power to X, PtX-Technologien) substituieren fossile Rohstoffe in der Chemie- und Metallindustrie. Darüber hinaus werden sie in Bereichen eingesetzt, in denen eine Umstellung auf die direkte Stromnutzung schwer möglich ist, z. B. im Flugverkehr oder für bestimmte Nutzfahrzeuge. In GreenSupreme steigt die Materialeffizienz in allen Sektoren stark an. Es werden weitgehende Veränderungen im Verhalten angenommen, beispielsweise bei den Ernährungsgewohnheiten, der Mobilität, den Wohnansprüchen und im allgemeinen Konsumverhalten. Die Bevölkerungszahl in Deutschland sinkt, das Wirtschaftswachstum geht bis 2030 auf Null zurück, aber das Einkommen pro Person steigt an.

Das Szenario **GreenLate** beschreibt eine langsamere Transformation des Energiesystems, mit der eine Treibhausgasneutralität in 2050 knapp erreicht werden kann. Maßnahmen und Investitionen werden erst ab 2040 in größerem Umfang realisiert. Die Energieversorgung beruht auch hier im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien.

Energieeffizienzpotenziale werden nur teilweise gehoben; der Endenergiebedarf ist in 2050 um 20 % gegenüber 2020 reduziert. Hohe Durchdringungen direkt strombasierter und damit systemisch effizienter Techniken können bis 2050 nur in Anwendungsbereichen mit kurzen Erneuerungszyklen und in Bereichen mit hohen Investitionsanreizen realisiert werden. Rohstoffeffizienz- und Recyclingpotenziale werden nur zum Teil ausgeschöpft. In GreenLate ist der Gebäudebestand weniger modernisiert und saniert im Vergleich zu GreenSupreme. Auch wenn die Elektromobilität den Individualverkehr dominiert, ist der Schwerlastverkehr 2050 weiterhin von Verbrennungskraftmaschinen geprägt. Dies führt zu hohen Bedarfen an PtX-Kraftstoffen, die importiert werden.

Das **H₂-Szenario** (TN-H₂-G) aus der Familie der Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021) setzt auf eine sehr starke Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem. Die Nachfrage nach Wasserstoff wird durch Elektrolyse gedeckt. Im Jahr 2050 werden etwa 23 % der benötigten Menge in Deutschland erzeugt und die restlichen Anteile aus europäischen Nachbarländern importiert. Die Wertschöpfung des Industriesektors wächst bis zum Jahr 2050 um etwa 1 % pro Jahr. Es werden Fortschritte bei effizienter Materialverwendung entlang der Wertschöpfungsketten bis hinein in die Endverbrauchssektoren wie die Bauwirtschaft angenommen. Auch bei der Kreislaufwirtschaft werden in allen Szenarien substantielle Fortschritte beim Einsatz von Sekundärprodukten, etwa in der Stahl- oder Kunststoffproduktion, angesetzt. Der Endenergiebedarf in 2050 liegt 24 % niedriger als 2020.

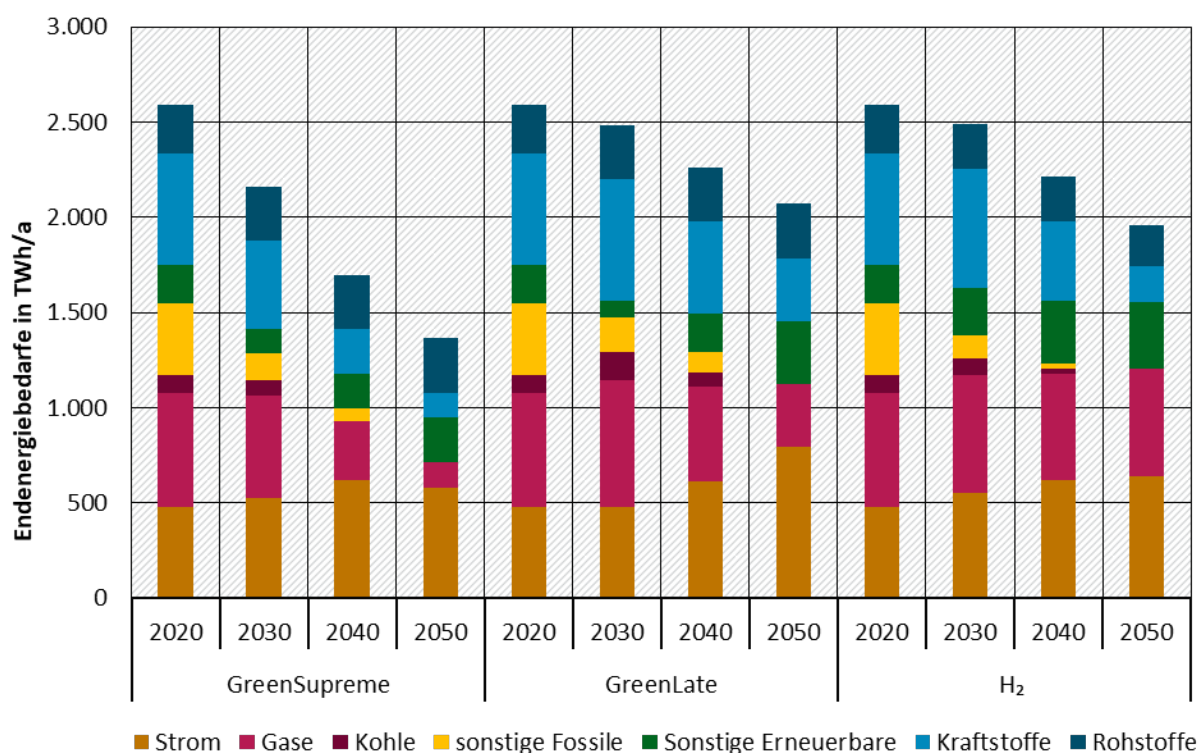
Die RESCUE-Szenarien und das Langfristszenario wurden für Deutschland bzw. Europa formuliert und modelliert. Um einerseits Importe abzudecken und andererseits eine Übertragung der Energiewende zu betrachten, wurde für die Transformation in Europa ohne Deutschland und für den Rest der Welt auf bestehende 1,5 °C- und 2 °C-Transformations-szenarien zurückgegriffen (Teske et al. 2019).

Für jedes Szenario und Jahr wurde die ecoinvent-Datenbank angepasst und ergänzt. Daraus ergaben sich zwölf Teilmodelle mit jeweils über 18.000 Datensätzen, die in der Ökobilanz-Software Brightway2 zu einem prospektiven Gesamt-Ökobilanzmodell zusammengeführt wurden.

Umweltwirkungen und Rohstoffbedarfe der Energiewende

Die Basis für die Berechnung der absoluten Umweltwirkungen, also die **funktionelle Einheit**, ist der Endenergiebedarf der betrachteten Region (Deutschland oder Welt), die das Energiesystem decken muss. Darunter fallen auch die in der Industrie stofflich genutzten Energieträger. Entsprechend der gewählten Transformationsszenarien ergeben sich Energiemengen und Energieträgermixe für die Stützjahre als Referenzflüsse für die Rechnungen. In Abbildung Z 1 ist der Endenergiebedarf in Deutschland für alle Szenarien und Jahre dargestellt.

Abbildung Z 1: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs in Deutschland nach Energieträgern für die Szenarien GreenSupreme, GreenLate und das H₂-Szenario



„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu, basierend auf (AGEB 2022; Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021)

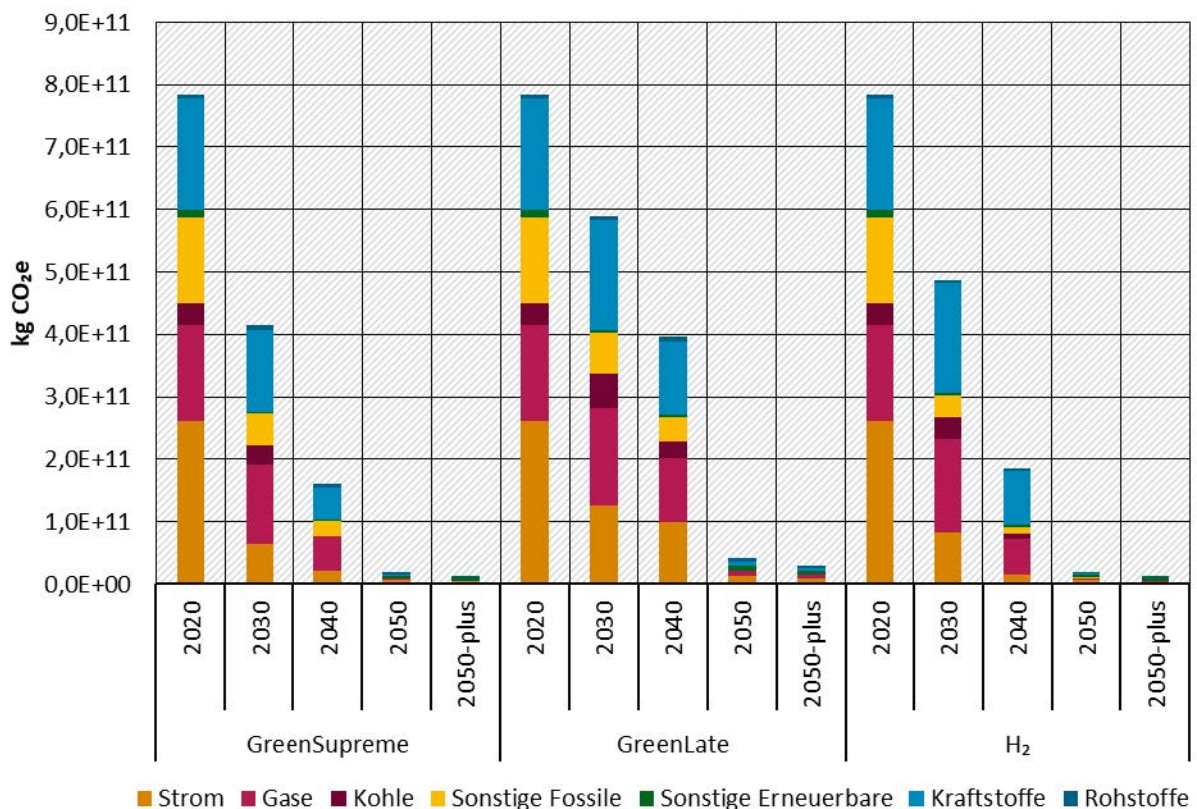
Im Ökobilanzmodell ist auch die Altersstruktur der relevantesten Schlüsseltechnologien für die erneuerbare Stromerzeugung (WEA, PV und CSP) berücksichtigt. So werden in 2050 Anlagen genutzt, die überwiegend vor 2050 errichtet wurden und bei deren Herstellung noch fossile Energieträger zum Einsatz kamen. Die vollständig defossilisierten Systeme mit rein erneuerbaren Anlagen im Bestand wurden in einem Szenario ‚2050-plus‘ berechnet und ausgewertet – der Ergebnisunterschied gegenüber 2050 ist allerdings gering (z. B. 1 bis 2 Prozentpunkte für GWP).

Die absoluten Ergebnisse sind für Deutschland bzw. den deutschen Endenergiebedarf nach Energieträgern und nach dem Ort der Entstehung von Emissionen bzw. Umweltinanspruchnahmen ausgewertet. Dadurch können auch Verlagerungseffekte – durch Bedarfe in Deutschland im Ausland ausgelöste Umweltwirkungen – gezeigt werden. Dies ist möglich, da die Ökobilanzdatensätze in ecoinvent nach Ländern klassifiziert sind, die für REFINE in die drei

Regionen DE, Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW) gruppiert wurden. Eine Auswertung absoluter Umweltwirkungen für die weiteren Regionen (RoE, RoW) ist genauso möglich und wird für künftige Projekte empfohlen.

Die absoluten Umweltwirkungen des **Treibhauspotenzials** (GWP) in Abbildung Z 2 zeigen für 2050 gegenüber 2020 eine Minderung des GWP um 99 % für GreenSupreme und für das H₂-Szenario, in GreenLate wird eine Reduktion um 96 % erreicht. Die verbleibenden Beiträge von Treibhausgasen sind Kältemittelmissionen von Wärmepumpen, Schwefelhexafluorid (SF₆) aus Schaltanlagen und Umspannwerken, Lachgas (N₂O) v. a. aus der Hochspannungsübertragung von Strom sowie Methan (CH₄) überwiegend aus Biogas und synthetischem Erdgas. Die schon zu Beginn ambitioniertere Transformation in GreenSupreme führt bereits in 2030 zu einer GWP-Minderung von 47 % gegenüber 2020, in 2040 sind es 79 %. Dagegen erreicht das GreenLate-Szenario die 50 %-Reduktion erst in 2040 (25 % in 2030). Das H₂-Szenario liegt dazwischen und führt zu GWP-Minderungen von 38 % in 2030 und 76 % in 2040.

Abbildung Z 2: Treibhauspotenzial (GWP) des deutschen Endenergiebedarfs



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

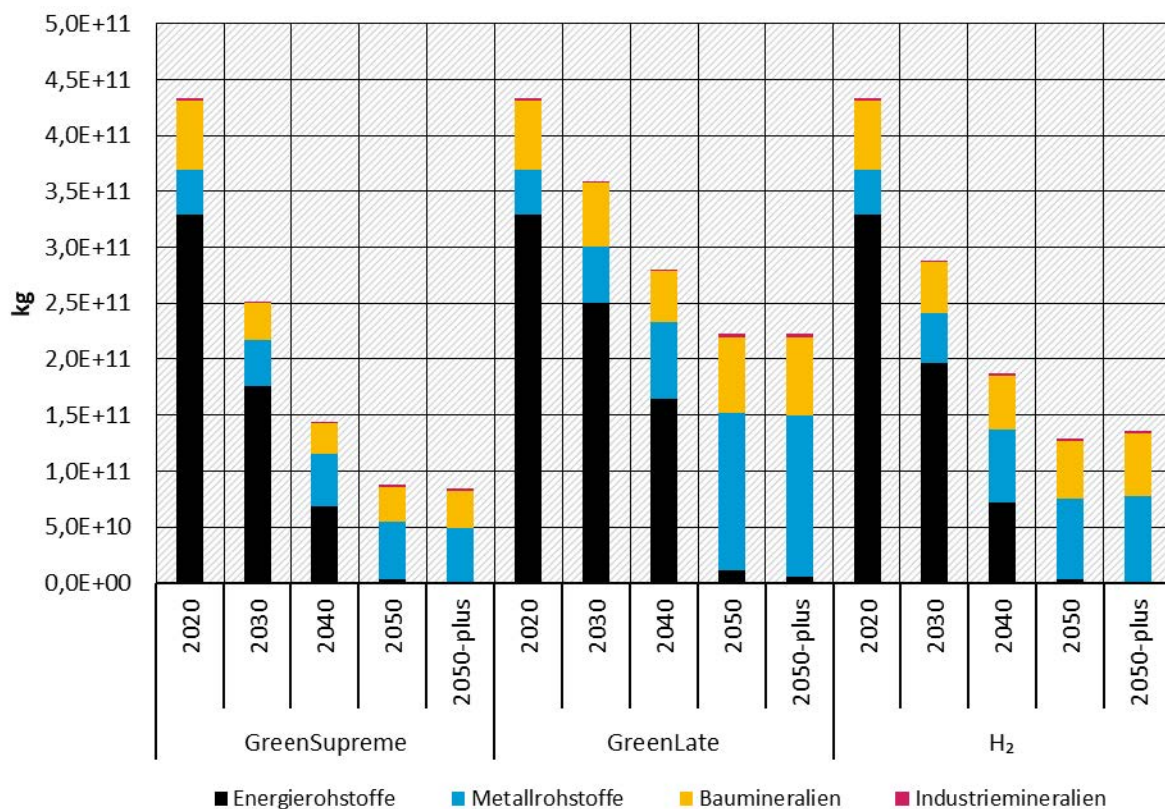
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Analyse der THG-Emissionen nach dem **Ort der Freisetzung** zeigt, dass die mit den Ökobilanzmodellen berechneten THG-Emissionen, die in Deutschland entstehen (Territorialprinzip), im Jahr 2020 601 Mio. t CO₂e entsprechen. Dies ist in guter Übereinstimmung mit dem vom Umweltbundesamt veröffentlichten Wert für energiebedingte THG-Emissionen für Deutschland in Höhe von 608 Mio. t CO₂e (Drosihn 2023). 23 % der gesamten in REFINE für 2020 berechneten THG-Emissionen von 784 Mio. t CO₂e werden über die Vorketten im Ausland verursacht. Durch die Energiewendeszenarien ergeben sich aber auch für diese verlagerten THG-Emissionen Reduktionen. Die nationalen GWP-Emissionen sinken um 98-99 %, die im

Ausland ausgelöst um mindestens 84 %. Das bedeutet, dass die Reduktion von THG-Emissionen in Deutschland nicht auf Kosten von zusätzlichen Emissionen im Ausland stattfindet. Die Anteile der im Ausland ausgelösten THG-Emissionen erhöhen sich aber in allen Szenarien.

Die Ergebnisse zu den Rohstoffbedarfen werden in diesem Teilbericht ‚Umweltwirkungen‘ über den Indikator **kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch** (KRA abiotisch) abgebildet (Abbildung Z 3). Im Teilbericht Rohstoffe wird dieser Bereich ausführlicher analysiert und auch die Rohstoffverfügbarkeit für Metallrohstoffe untersucht. Für den KRA abiotisch führt die vollständige Defossilisierung (Ergebnis für „2050-plus“ ohne Anlagen älter als Baujahr 2050 im Bestand) zu einer Reduktion um 81 % in GreenSupreme, 49 % in GreenLate und 69 % im H₂-Szenario im Vergleich zu 2020. Die nichterneuerbaren Energierohstoffe dominieren den KRA abiotisch in 2020 mit 76 % und gehen infolge der Defossilisierung auf Null zurück. Der Bedarf an Metallrohstoffen nimmt hingegen im gleichen Zeitraum deutlich zu – in GreenSupreme um 22 %, in GreenLate um 259 % und im H₂-Szenario um 92 %. Die höheren Metallrohstoffbedarfe werden in den Energiewendeszenarien hauptsächlich durch den Einsatz von PtX-Energieträgern (H₂, CH₄, Fischer Tropsch (FT) und Methanol) als Gase und Kraftstoffe sowie als Rohstoffe für die stoffliche Nutzung verursacht. Zurückzuführen ist dies überwiegend auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zu einem kleineren Teil auf den Metallbedarf für Elektrolyseure.

Abbildung Z 3: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des deutschen Endenergiebedarfs



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Der **kumulierte Energieaufwand (KEA)** nimmt infolge der Defossilisierung in allen Szenarien ab – zwischen 2020 und 2050 um 50 % in GreenSupreme, um 11 % in GreenLate und um 35 % im H₂-Szenario. In erster Näherung spiegelt dies die Reduktion des Endenergiebedarfs wider.

Auch der **Wasserbedarf** geht infolge der Defossilisierung zurück. Gegenüber 2020 werden bis 2050 Reduktionen um 90 % in GreenSupreme, um 78 % in GreenLate und um 84 % im H₂-Szenario erzielt. Auch der Wasserbedarf im Ausland, induziert über die Vorketten der Energiebereitstellung in Deutschland, nimmt durch die Energiewende, um mindestens 47 % ab. Der Anteil des für den deutschen Endenergiebedarf im Ausland entnommenen Frischwassers nimmt hingegen zu – von 55 % auf rund 90 %.

Die **hemerobiegewichtete Landnutzung** sinkt bis 2050 im Vergleich zu 2020 in GreenSupreme um 63 %, in GreenLate um 3 % und im H₂-Szenario um 31 %. Der Grund für die nach 2020 zunächst stark sinkende Landnutzung für den deutschen Endenergiebedarf in Deutschland ist der modellierte Ausstieg aus der Braunkohleverstromung und aus der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse. Beim Anteil der Flächen, die für den deutschen Endenergiebedarf im Ausland beansprucht werden, zeigt sich ein uneinheitliches Bild. In GreenSupreme und beim H₂-Szenario nimmt die Landnutzung bis 2050 um 50 % bzw. 7 % ab, bei GreenLate kommt es zu einer Zunahme um 36 %. Die Landnutzung im Ausland ist dabei in 2050 in den Green-Szenarien im Wesentlichen auf den Flächenbedarf von PV-Anlagen für PtX-Importe zurückzuführen. Im H₂-Szenario trägt zusätzlich der Einsatz von nach Deutschland exportierten Holzpellets zur Flächennutzung im Ausland bei.

Abbildung Z 4: Hemerobiegewichtete Landnutzung für den deutschen Endenergiebedarf nach Region der Inanspruchnahme



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Beiträge zur **Versauerung**, die durch den deutschen Endenergiebedarf verursacht werden, gehen in allen Szenarien und Regionen über die Zeit zurück. Dies v. a., weil schwefelhaltige fossile Energieträger wie Kohle und Erdöl entweder durch erneuerbaren Strom oder durch

schwefelfreie synthetische Energieträger ersetzt werden. Zusätzlich werden verbrennungsbedingte NO_x-Emissionen aus fossilen Brennstoffen vermieden. Im Jahr 2050 liegt die Gesamtbelastung in GreenSupreme bezogen auf das Jahr 2020 um 88 % niedriger, in GreenLate um 73 % und im H₂-Szenario um 85 %.

Auch die terrestrische und die aquatische **Eutrophierung** gehen in allen Szenarien und Regionen sehr stark zurück. Die Reduktionen betragen für beide Umweltwirkungen im Jahr 2050 gegenüber 2020 zwischen 77 % und 98 %.

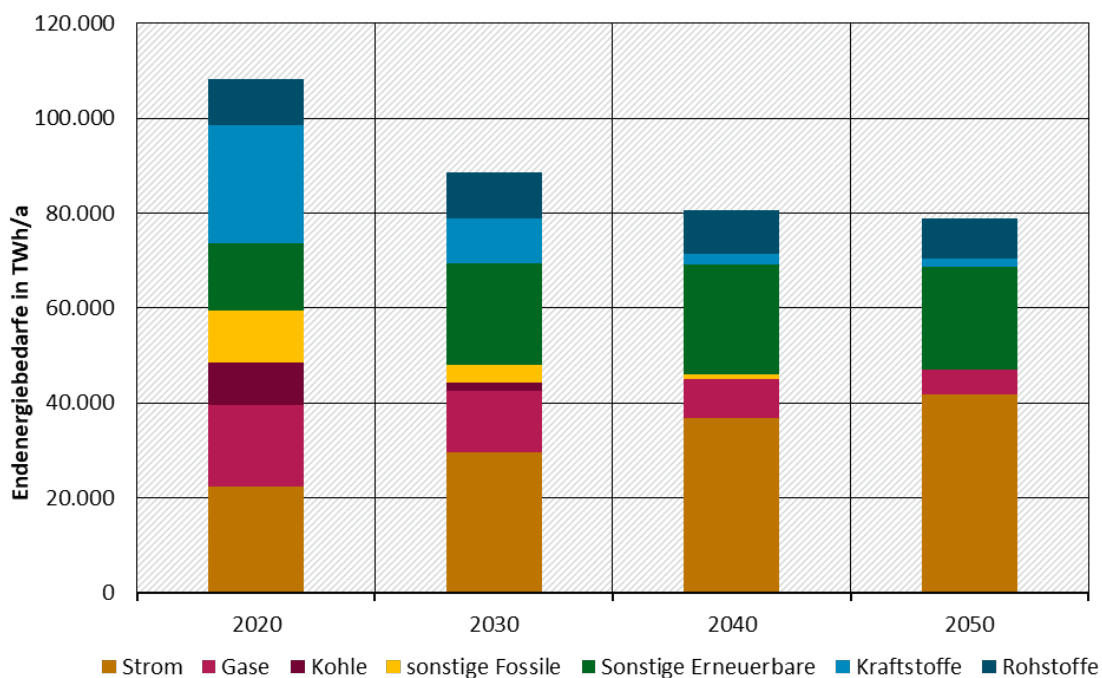
Ebenfalls reduziert sich das Potenzial für den **Ozonabbau**, das durch den deutschen Endenergiebedarf verursacht wird, bis 2050 deutlich. Im Szenarienvergleich kann das H₂-Szenario die höchste Reduktion zwischen 2020 und 2050 verzeichnen (76 %) und somit den niedrigsten Zielwert erreichen. GreenSupreme zeigt eine Reduktion um 67 %, in GreenLate liegt die Reduktion lediglich bei 45 %. Relevante Beiträge zum Ozonabbau sind 2050 noch auf die Produktion von PtX-Kohlenwasserstoffen mit CO₂ aus Direct-Air-Capture(DAC)-Anlagen zurückzuführen, wenn für die CO₂-Abscheidung aus der Luft in der DAC-Anlage ein Anionenharz genutzt wird. Bei dessen Herstellung wird heute u. U. Tetrachlormethan freigesetzt. Diese Werte sind aber vergleichsweise unsicher und könnten sich zukünftig auch verbessern.

Auch die **Feinstaubbelastung** geht in allen Szenarien und Jahren zurück – zwischen 2020 und 2050 in GreenSupreme um 90 %, in GreenLate um 77 % und im H₂-Szenario um 87 %.

Umweltwirkungen einer weltweiten Energiewende

Mit dem prospektiven Ökobilanzmodell lassen sich auch die absoluten Umweltwirkungen der *globalen* Energiewende abschätzen. Im Rahmen von REFINE wurden Berechnungen für das Szenario GreenSupreme durchgeführt und ausgewertet.

Abbildung Z 5: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Welt, differenziert nach Energieträgern im 1,5°C-Szenario



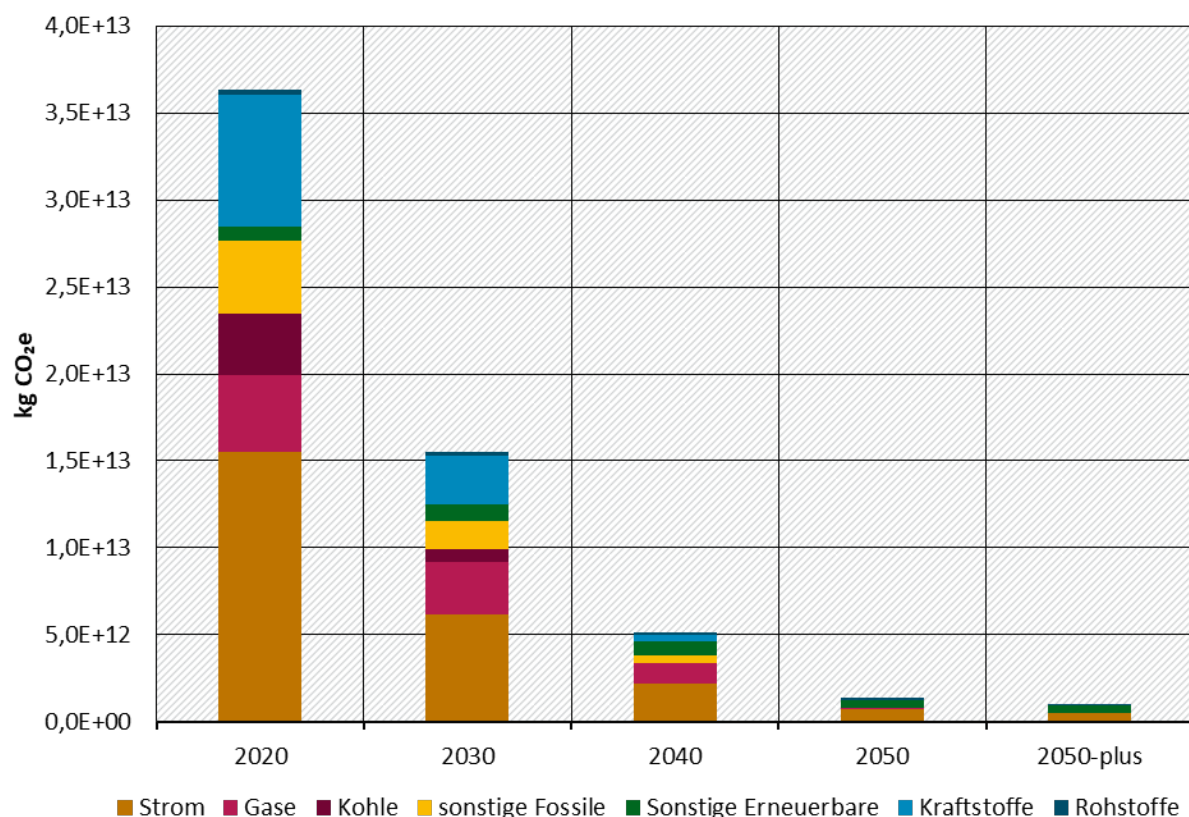
„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu basierend auf (Teske et al. 2019)

Der **Endenergiebedarf** für die verschiedenen Regionen basiert auf dem 1,5°C-Szenario nach (Teske et al. 2019). In der Veröffentlichung von Teske kommen noch fossile Energieträger für die stoffliche Nutzung zum Einsatz. Diese werden in der REFINE-Modellierung entsprechend dem GreenSupreme-Narrativ für 2050 vollständig durch erneuerbare PtX-Energieträger ersetzt (Abbildung Z 5). Insgesamt nimmt der Endenergiebedarf zwischen 2020 und 2050 um 27 % ab.

Das durch den globalen Endenergiebedarf verursachte **Treibhauspotenzial** (Abbildung Z 6) liegt im Jahr 2020 bei 36 Gt CO₂e; davon sind 33 Gt Kohlendioxid. Im Vergleich dazu beziffert die Emissionsdatenbank der Europäischen Kommission (EDGAR) (European Commission et al. 2023) das weltweite energiebedingte Treibhauspotenzial mit 37 Gt CO₂e, davon 33 Gt Kohlendioxid. Zwischen 2020 und 2050 führt die weitgehende Defossilisierung im untersuchten Szenario zu einer Reduktion des Treibhauspotenzials des globalen Endenergiebedarfs um 97 %. Die Klimawirkung der verbleibenden Treibhausgasemissionen beträgt 2050 noch rund 1 Gt CO₂e. Davon werden 25 % durch fossiles CO₂ aus der Landnutzung und Landnutzungsänderung (LULUC) verursacht, 22 % durch Lachgas aus der Herstellung von Biokraftstoffen und dem Betrieb von Hochspannungsleitungen, 16 % durch das Kältemittel R134a aus dem Betrieb von Wärmepumpen, 15 % durch SF₆ (Schwefelhexafluorid) aus Schaltanlagen, 9 % durch CO₂ aus der Herstellung von Zement und der Nutzung mineralischer Karbonate und 7 % durch biogenes Methan aus der Biogasherstellung.

Abbildung Z 6: Treibhauspotenzial (GWP) des weltweiten Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1)

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

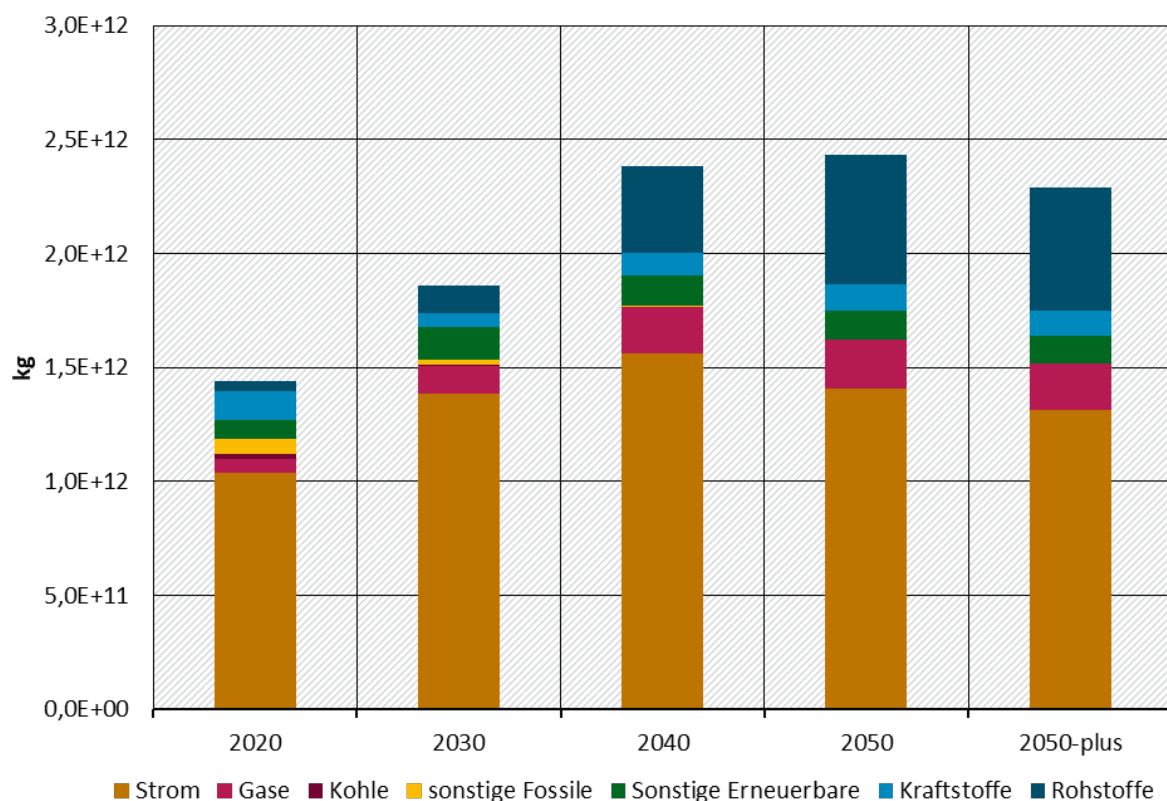
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Ergebnisse vieler anderer Umweltwirkungen (Versauerung, Eutrophierung, Ozonabbau, Feinstaubbelastung) folgen wie auch schon in der Betrachtung der deutschen Transformation

dem Trend des Treibhauspotenzials. Diese Reduktion ist im Wesentlichen auf die Verminderung von verbrennungsbedingten Luftemissionen aus fossilen Energieträgern zurückzuführen.

Die weitgehende Defossilisierung führt 2050 zu einer Reduktion des globalen **kumulierten abiotischen Rohstoffaufwandes** um 77 % gegenüber 2020. Der Bedarf an Metallrohstoffen nimmt allerdings im gleichen Zeitraum um 59 % zu. Dafür ist vor allem der zusätzliche direkte Bedarf an Strom, aber auch der für Gase und stofflich genutzte Energieträger („Rohstoffe“ in Abbildung Z 7) verantwortlich. In den Transformationsszenarien werden Letztere durch strombasierte synthetische Energieträger (Power-to-X(PtX)-Energieträger Wasserstoff, synthetisches Methan/Methanol/Naphta) ersetzt. Die dafür notwendigen Stromerzeugungsanlagen (hauptsächlich Photovoltaik (PV) und Windenergie) benötigen vor allem Stahl, Kupfer und Aluminium. Im defossilisierten System liegt der Anteil der PtX-Energieträger am gesamten Metallrohstoffbedarf bei 37 %.

Abbildung Z 7: Kumulierter Aufwand an Metallrohstoffen des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

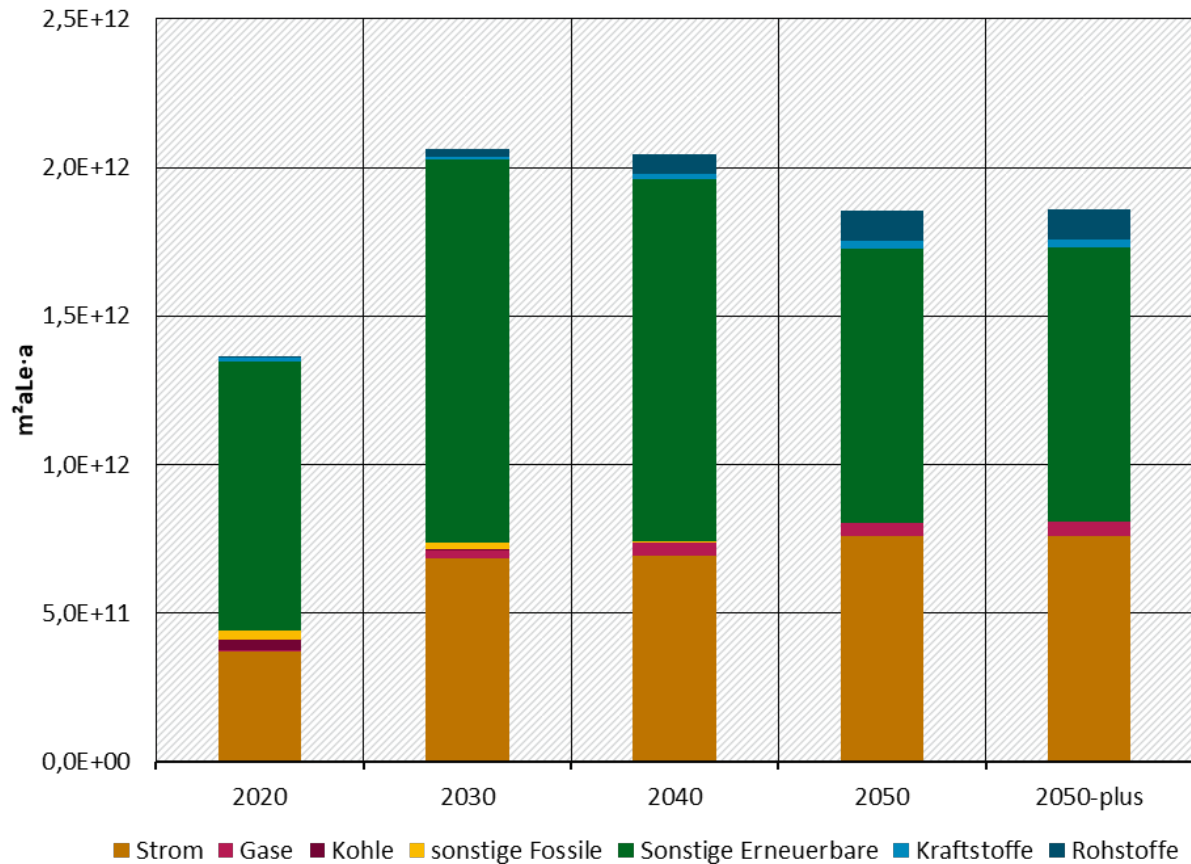
„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Auch die **hemerobiegewichtete Landnutzung** (Abbildung Z 8) nimmt aufgrund der globalen Transformation um 36 % zu. Im Jahr 2020 wird das Ergebnis überwiegend von der Stromerzeugung (27,1 %) und vor allem den sonstigen Erneuerbaren (66,5 %) bestimmt. Letztere setzen sich 2020 aus 56 % Biomasse (Holz, Holzpellets, u. ä. für Wärme) und aus 9,2 % Biokraftstoffen zusammen. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für Deutschland dominiert die energetische Biomassenutzung die hemerobiegewichtete Landnutzung auch in 2050 (76 %), obwohl auch im hier zugrunde gelegten globalen Szenario der Anteil von Anbaubiomasse stark zurückgeht. Der Beitrag sonstiger Erneuerbarer bleibt gegenüber 2020 nahezu konstant. Der

Anstieg bis 2050 ist vor allem durch die Stromerzeugung zu verantworten. Bei der der endenergiebedingten globalen hemerobiegewichteten Landnutzung gehen 2050 11 % auf PV-Freiflächenanlagen zur direkten Stromnutzung zurück. Die Stromerzeugung zur Bereitstellung von PtX-Energieträgern verursacht 9,4 % des Flächenbedarfs.

Abbildung Z 8: Hemerobiegewichtete Landnutzung des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Detailanalysen und Sensitivitäten

Für ausgewählte, für die Energiewende zentrale Schlüsseltechnologien (WEA, PV-Anlagen und PtX-Produkte) sowie für die Strombereitstellung wurden **spezifische Ergebnisse** pro Kilowattstunde Strom bzw. pro Megajoule Brennstoff tiefergehend analysiert. Insgesamt zeigen sich für die Strombereitstellung und die Schlüsseltechnologien ganz überwiegend über alle Szenarien und Regionen hinweg zwischen 2020 und 2050 Reduktionen bei den Umweltwirkungen bzw. Indikatoren, die unterschiedlich hoch ausfallen. In Bezug auf die Umweltwirkungskategorien kann das als erfolgreiche Synergie der Energiewendeszenarien gesehen werden. Die Transformation zur Klimaneutralität geht pro Energieeinheit weitgehend mit einer Reduzierung anderer Umweltwirkungen einher. Durch die Defossilisierung werden v. a. NO_x- und SO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger vermieden. Diese sind die wesentlichen Ursachen der Versauerung, terrestrischen Eutrophierung und Feinstaubbelastung (Sekundärpartikelbildner). Auch die aquatische Eutrophierung ist für die Schlüsseltechnologien in den

Energiewendeszenarien deutlich rückläufig. Sie wird häufig über Strombedarfe geprägt und geht im Referenzjahr 2020 v. a. auf Phosphate aus Braunkohle-Abraumhalden zurück (Altlast des fossilen Systems). In den spezifischen Ergebnissen für die meisten Schlüsseltechnologien und für die Strombereitstellung zeigen zwei Umweltwirkungskategorien teilweise eine Zunahme zwischen 2020 und 2050: Ozonabbaupotenzial (ODP) und hemerobiegewichtete Landnutzung.

In einer **Sensitivitätsanalyse** wurde der Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit auf die spezifischen Ergebnisse durch die Annahme einer zehnjährigen Verzögerung in der Region Welt ohne Europa untersucht. Der Einfluss ist beim Klimawandel am höchsten. Andere Umweltwirkungen und Indikatoren sind nachgelagert oder wenig betroffen. Eine zweite Sensitivität zum Einfluss der Technologieparameter zeigte, dass vor allem Annahmen zu den Kenndaten und Parametern bei WEA und PV einen relevanten Ergebniseinfluss haben. Die sehr ambitionierten Annahmen für GreenSupreme mit längerer Lebensdauer, höheren Wirkungsgraden und höheren Volllaststunden gegenüber den anderen Szenarien führen zu einer starken Umweltentlastung.

Fazit und Ausblick

Im Projekt REFINE war es möglich, Umweltwirkungen und Ressourceninanspruchnahmen der Energiewende mit der Methode der prospektiven Ökobilanz quantitativ darzustellen. Für spezifische Technologien wurden diese sowohl für Deutschland als auch für Europa (ohne DE) und auf globaler Ebene (ohne Europa) berechnet. Absolute Ergebnisse für den Endenergiebedarf konnten für Deutschland und als Ausblick für die Welt berechnet werden. Die ermittelten absoluten Umweltwirkungen sind nicht als abschließend, aber als aussagekräftig einzuordnen.

Zentrale Erkenntnisse dieser Untersuchung sind:

- ▶ Die Wirkung der nationalen Treibhausgasemissionen sinkt durch die Energiewende in den untersuchten Szenarien um 98-99 %, die im Ausland ausgelöst um mindestens 84 %.
- ▶ Für das Szenario GreenSupreme sinken auch die anderen Umweltwirkungen und der Ressourcenbedarf, wenn auch nicht so stark wie das Treibhauspotenzial.
- ▶ Für die Szenarien GreenLate und das H₂-Szenario sinken in einigen Kategorien die Belastungen weniger stark als in GreenSupreme. Landnutzung und kumulierter Energieaufwand liegen in GreenLate durch die Produktion von PtX-Energieträgern in 2050 sogar wieder auf dem Niveau von 2020.
- ▶ Der Bedarf an Metallrohstoffen für den deutschen Endenergieverbrauch nimmt in allen Szenarien stark zu. In GreenLate steigt der deutsche Bedarf um 259 %. In GreenSupreme nimmt er für Deutschland um 22 % und für den weltweiten Endenergiebedarf um 59 % zu.
- ▶ Die Ergebnisse für eine weltweite Energiewende führen zu ähnlichen Erkenntnissen wie in Deutschland. Im Vergleich verursacht der Bedarf an PtX-Energieträgern anteilig geringere, aber der Einsatz von Bioenergieträgern höhere Umweltwirkungen.

Es verbleiben eine Reihe von Aspekten, für die wir Forschungsbedarf und weitere Entwicklungsmöglichkeiten sehen. Auch wenn die Annahmen der Transformationsszenarien sehr umfangreich in das Ökobilanzmodell eingearbeitet wurden, bleibt Raum für Verbesserungen wie beispielsweise die Anpassung von Sekundärrohstoffquoten für noch mehr Materialien. Für die Annahmen der Szenarien selbst werden weitergehende selektive Sensitivitätsanalysen empfohlen sowie die Untersuchung von Varianten z. B. für Sekundäranteile

für Metalle. Für künftige Vorhaben empfehlen wir eine weitergehende Einordnung der Ergebnisse insbesondere gegenüber dem Konzept der Planetaren Grenzen. Zudem sehen wir ein hohes Erkenntnisinteresse in der weiteren Entwicklung der prospektiven Ökobilanzmethode auch im Wechselspiel mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell URMOD 3R mit dem Ziel, weitere Synergien zu erarbeiten.

Das prospektive Ökobilanzmodell bietet ein großes Potenzial, viele weitergehende Fragestellungen zu beantworten, da es die wirtschaftlichen Produktionssysteme umfassend und global abbildet. So können z. B. Anpassungen auch für weitere Sektoren durchgeführt werden, wie z. B. die Landwirtschaft. Eine Weiterentwicklung des bestehenden Ökobilanzmodells ist wünschenswert und könnte darin bestehen, weitere Daten an die Szenarien anzupassen, diese zu ergänzen und zu aktualisieren. Darüberhinaus sehen wir auch den Bedarf, neue Transformationsszenarien in das Modell zu integrieren, die die aktuelle Entwicklung und politische Zielsetzung (z. B. Klimaschutzgesetz) berücksichtigen. Die Nutzung der Open-Source-Programmumgebung für das prospektive Ökobilanzmodell ermöglicht es auch grundsätzlich, das Modell einer Fachöffentlichkeit zur Verfügung zu stellen und vielseitig weiterzuentwickeln.

Summary

The key element for the transformation to a climate-neutral and resource-efficient society is the defossilisation of energy systems for all consuming sectors. The majority of fossil fuels will be replaced – where technically feasible – by renewable electricity. The use of fossil fuels as feedstock materials will also be largely substituted by renewable, electricity-based energy carriers. Both lead to significant greenhouse gas emission savings and a substantial reduction in other combustion-related emissions, which are responsible for many environmental impacts. At the same time, a considerable restructuring and expansion of the infrastructure as well as the construction of new wind energy and photovoltaic plants will be necessary to provide the required amounts of renewable electricity. Not only does the installation of these plants require many raw materials or cause emissions during manufacturing, but their operation can also have an impact on the environment. The question of the type and extent of possible side effects of this energy transition in the broader sense are addressed in this project:

- ▶ How will Germany's raw material demand for relevant raw materials change? Are the required raw materials available in sufficient quantities at the right time?
- ▶ What is the relationship between the greenhouse gas emissions saved nationally and the emissions generated nationally and internationally as a result of the assumed energy transition?
- ▶ What other environmental impacts are likely to be triggered by the assumed energy transition, including the upstream process chains?
- ▶ Can the environmental impacts and raw material demand of a global energy transition be assessed?

Life cycle assessment (LCA) methods were used to investigate these questions. In collaboration with the ecoinvent organisation, a **prospective LCA (pLCA) model** was developed that depicts three transformation scenarios of the energy transition for the years 2020, 2030, 2040 and 2050. The basis for this was the LCA database ecoinvent v3.7.1, consisting of over 18,000 individual data records, which represents a simplified image of today's global production systems. In total, approx. 3,000 data records and approx. 70,000 parameters were changed or newly created for each scenario and year as part of the adaptation of the ecoinvent database. This concerns in particular data on:

- ▶ Electricity, heat and fuel supply
- ▶ Integration and updating of key technologies for the energy transition
- ▶ Technology developments in industry (metal, plastics and chemical industries)
- ▶ Drivetrain technologies, consumption and emissions in freight transport
- ▶ Increase in recycling rates, material and energy efficiency

The parameters for the modifications were derived from the transformation scenarios GreenSupreme and GreenLate from the RESCUE research project (Purr et al. 2019) and from the hydrogen scenario (TN-H₂-G) of the "Long-term scenarios"(Sensfuß et al. 2021). All three scenarios aim to achieve greenhouse gas neutrality by 2050. The scenarios differ in terms of the speed of transformation, the technologies used and assumptions about societal changes. The scenarios no longer correspond to the current political target of the German Climate Protection

Act to achieve greenhouse gas neutrality by 2045 (Bundesministerium der Justiz 2021). Nevertheless, the findings from the different scenarios can, in principle, also be applied to current transformation scenarios.

The **GreenSupreme** scenario describes a rapid and far-reaching transformation of the energy system. There is a prompt phase-out of the use of fossil fuels. Options for energy savings are realised so that the final energy demand across all areas of use in 2050 is only 1,366 TWh compared to 2,592 TWh in 2020. New electricity-based energy carriers (Power to X, PtX technologies) replace fossil raw materials in the chemical and metal industries. They are also used in areas where it is difficult to switch to the direct use of electricity, e.g. in aviation or for certain commercial vehicles. In Green Supreme, material efficiency increases sharply in all sectors. Far-reaching changes in behaviour are assumed, for example in dietary habits, mobility, housing needs and general consumer behaviour. The population in Germany declines, economic growth falls to zero by 2030, but the income per person increases.

The **GreenLate** scenario describes a slower transformation of the energy system, with which greenhouse gas neutrality can be just about achieved in 2050. Measures and investments are only realised on a larger scale after 2040. Here, too, the energy supply is based entirely on renewable energies in 2050. Energy efficiency potentials are only partially realised; the final energy demand in 2050 is 2,071 TWh. High penetrations of directly electricity-based and thus systemically efficient technologies can only be realised by 2050 in application areas with short renewal cycles and in areas with high investment incentives. Raw material efficiency and recycling potentials will only be partially exploited. In GreenLate, buildings are less modernised and refurbished than in GreenSupreme. Even if electromobility dominates private transport, heavy goods transport in 2050 is still characterised by combustion engines. This leads to high demand for PtX fuels, which are imported.

The **H₂ scenario** (TN-H₂-G) from the family of “Long-term scenarios” (Sensfuß et al. 2021) relies on a very strong use of hydrogen in the energy system. The demand for hydrogen is met by electrolysis from renewable electricity in Germany or in neighbouring European countries. The added value of the industrial sector will grow by around 1 % per year until 2050. Progress is assumed in the efficient use of materials along the value chains right through to the end-use sectors such as the construction industry. Substantial progress in the use of secondary products, for example in steel or plastics production, is also assumed in all scenarios for the circular economy. The final energy demand in 2050 is 1,958 TWh.

The RESCUE scenarios and the long-term scenario were defined and modelled for Germany and Europe respectively. To also cover imports on the one hand and to consider a transfer of the energy transition to the rest of the world on the other, existing 1.5 °C and 2 °C transformation scenarios were used for the transformation in Europe without Germany and for the rest of the world (Teske et al. 2019).

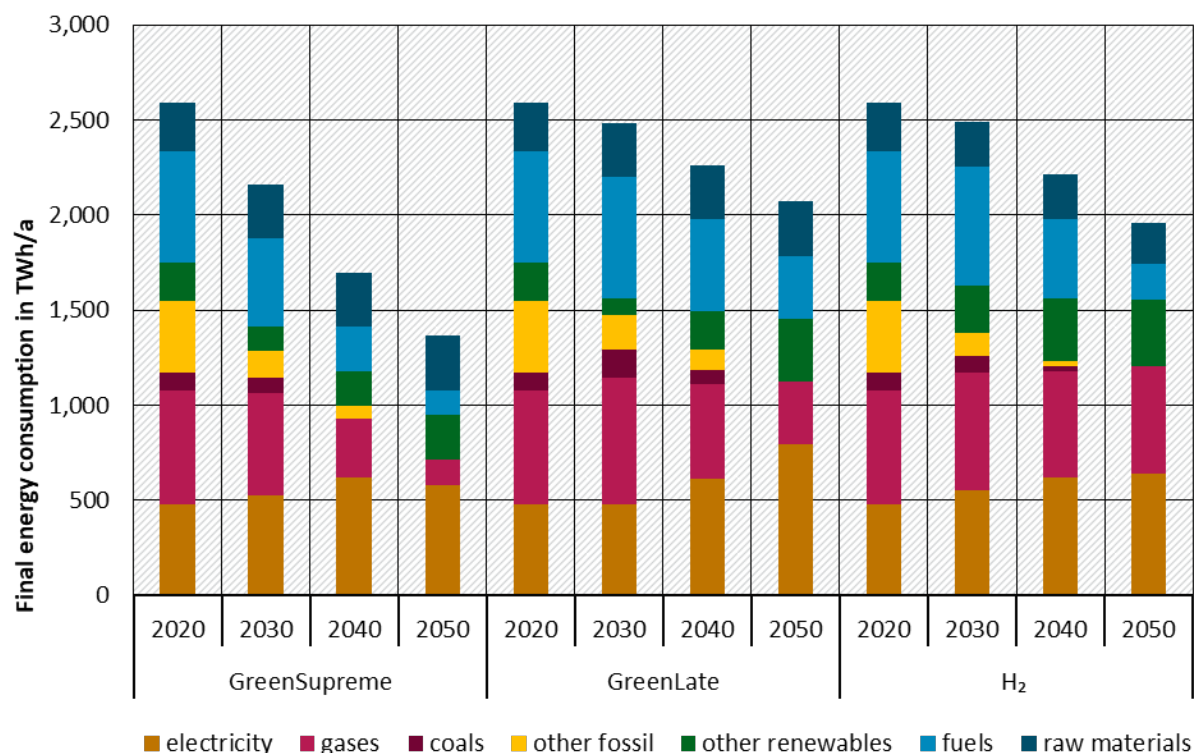
The ecoinvent database was adapted and supplemented for each scenario and year. This resulted in twelve sub-models, each with over 18,000 data sets, which were combined in the Brightway2 life cycle assessment software to create a comprehensive prospective life cycle assessment model.

Environmental impacts and raw material demand of the energy transition

The functional unit on which the life cycle assessment calculations are based is the final energy demand of the region under consideration (DE (Germany) or World) that the energy system has to cover. This also includes fuels used in industry as feedstock material. In accordance with the

selected transformation scenarios, energy quantities and energy source mixes for the years are used as reference flows for the calculations. Figure 1 shows the final energy demand for Germany for all scenarios and years.

Figure 1: Development of final energy demand in Germany over time by energy source for the GreenSupreme, GreenLate and H₂ scenarios



'raw materials' refers to energy products consumed as raw materials in the chemical, petrochemical and other industries;
Source: own illustration, ifeu, based on (AGEB 2022; Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021)

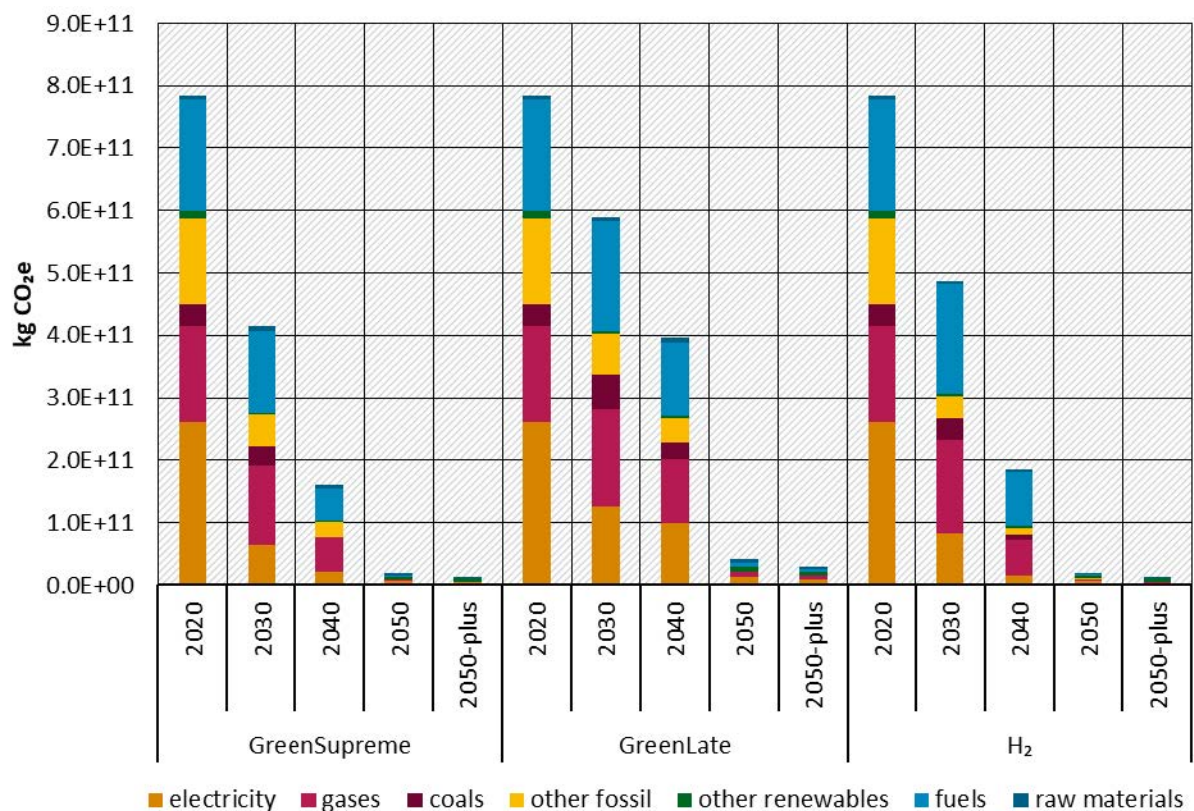
The pLCA model also takes into account the age structure of the most relevant key technologies for renewable electricity generation (wind turbines, PV and CSP). This means that in 2050, energy plants will be used that were predominantly built before 2050 and whose production still utilised fossil fuels. The fully defossilised energy systems with fully renewable energy plants in the portfolio have been calculated and evaluated in a '2050-plus' scenario – however, the difference in results compared to 2050 is small (e.g. 1 to 2 percentage points for GWP).

The overall results are analysed for Germany and the German final energy demand by energy source and by the geographical origin of emissions and environmental impacts. This also makes it possible to show shifting effects – environmental impacts abroad caused by demand in Germany. This is possible because the LCA datasets in ecoinvent are classified by country, which for REFINE were grouped into the three regions DE, Europe excluding DE (RoE) and World excluding Europe (RoW). An analysis of the environmental impacts for the other regions (RoE, RoW) is also possible and is recommended for future projects.

The absolute environmental impacts of the **global warming potential (GWP)** in Figure 2 show a reduction of 99 % for GreenSupreme and for the H₂ scenario for 2050 compared to 2020; a reduction of 96 % is achieved in GreenLate. The remaining greenhouse gas contributions are emissions of refrigerants from heat pumps, sulphur hexafluoride (SF₆) from switchgear and transformer stations, nitrous oxide (N₂O) mainly from the high-voltage transmission of electricity and methane (CH₄) mainly from biogas and synthetic natural gas supply. The

transformation in GreenSupreme, which is more ambitious right from the start, already leads to a GWP reduction of 47 % in 2030 compared to 2020, and 79 % in 2040. In contrast, the GreenLate scenario only achieves the 50 % reduction in 2040 (25 % in 2030). The hydrogen scenario lies in between and leads to GWP reductions of 38 % in 2030 and 76 % in 2040. The analysis of GHG emissions by **location of release** shows that the GHG emissions calculated with the LCA models that arise in Germany (territorial principle) correspond to 601 million tonnes of CO₂e in 2020. This is well in line with the value published by the Federal Environment Agency for energy-related GHG emissions for Germany of 608 million tonnes of CO₂e (Drosihn 2023). 23% of the total GHG emissions of 784 million tonnes of CO₂e calculated in REFINE for 2020 are caused by upstream supply chains abroad. However, the energy transition scenarios also lead to reductions for these shifted GHG emissions. The national GWP emissions fall by 98-99%, those caused abroad by at least 84%. This means that the reduction of GHG emissions in Germany does not take place at the cost of additional emissions abroad. However, the proportion of GHG emissions abroad increases compared to those in Germany in all scenarios.

Figure 2: Global warming potential (GWP) of the German final energy demand



'2050-plus' represents the result for a completely defossilised plant infrastructure;

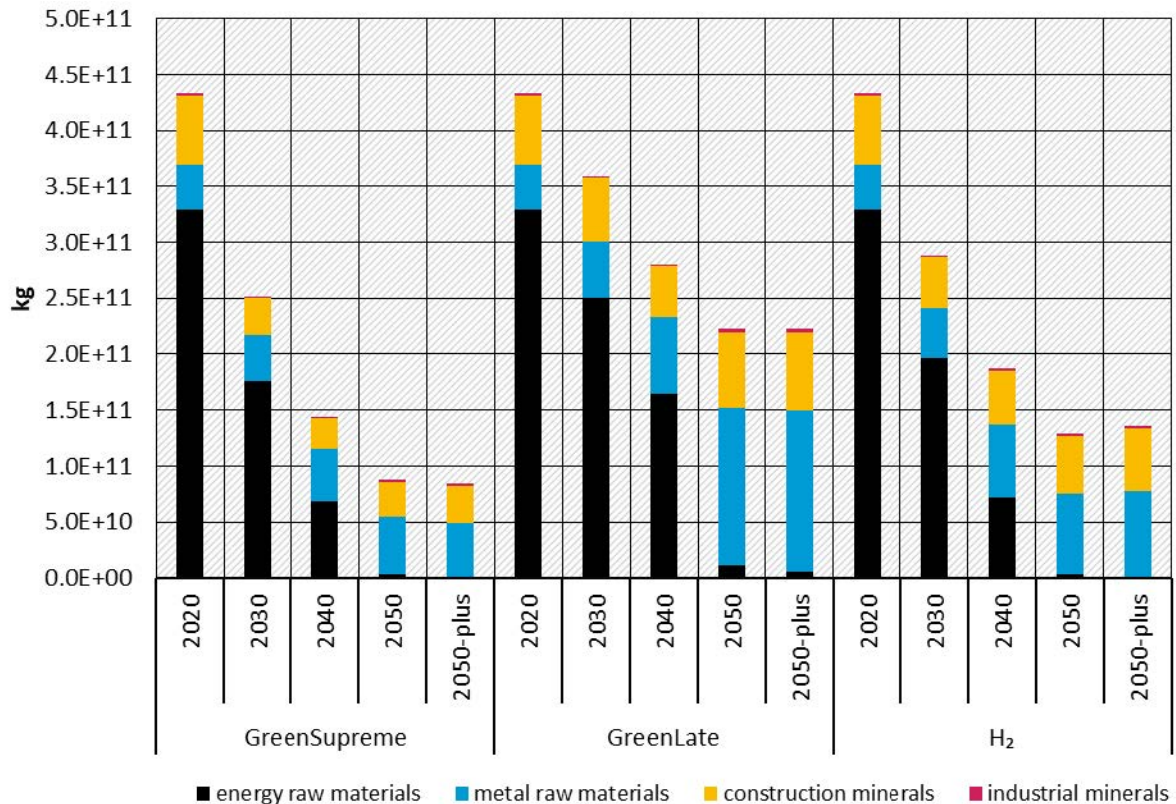
'raw materials' refers to energy products consumed as raw materials in the chemical, petrochemical and other industries;

Source: own modeling results, ifeu

The results on raw material demand are represented in this sub-report on environmental impacts using the indicator **cumulative abiotic raw material demand (KRA)** (Figure 3). The sub-report on raw materials analyses this issue in more detail and also examines the availability of raw materials for metals. The complete defossilisation (result for "2050-plus" without existing plants built before 2050) leads to a reduction of the KRA results by 81 % in GreenSupreme, 49 % in GreenLate and 69 % in the H₂ scenario compared to 2020. Non-renewable energy raw materials dominate the KRA in 2020 at 76 % and fall to zero as a result of defossilisation. In

contrast, the demand for metal raw materials increases significantly in the same period – by 22 % in GreenSupreme, by 259 % in GreenLate and by 92 % in the H₂ scenario. The higher metal raw material requirements in the energy transition scenarios are mainly caused by the use of PtX fuels (H₂, CH₄, FT and methanol) as gases and fuels as well as raw materials for the industry. This is mainly due to electricity generation from renewable energies and, to a lesser extent, to the metal requirements for electrolyzers.

Figure 3: Cumulative abiotic raw material demand (KRA) of the German final energy demand



'2050-plus' represents the result for a completely defossilised plant infrastructure;

Source: own modeling results, ifeu

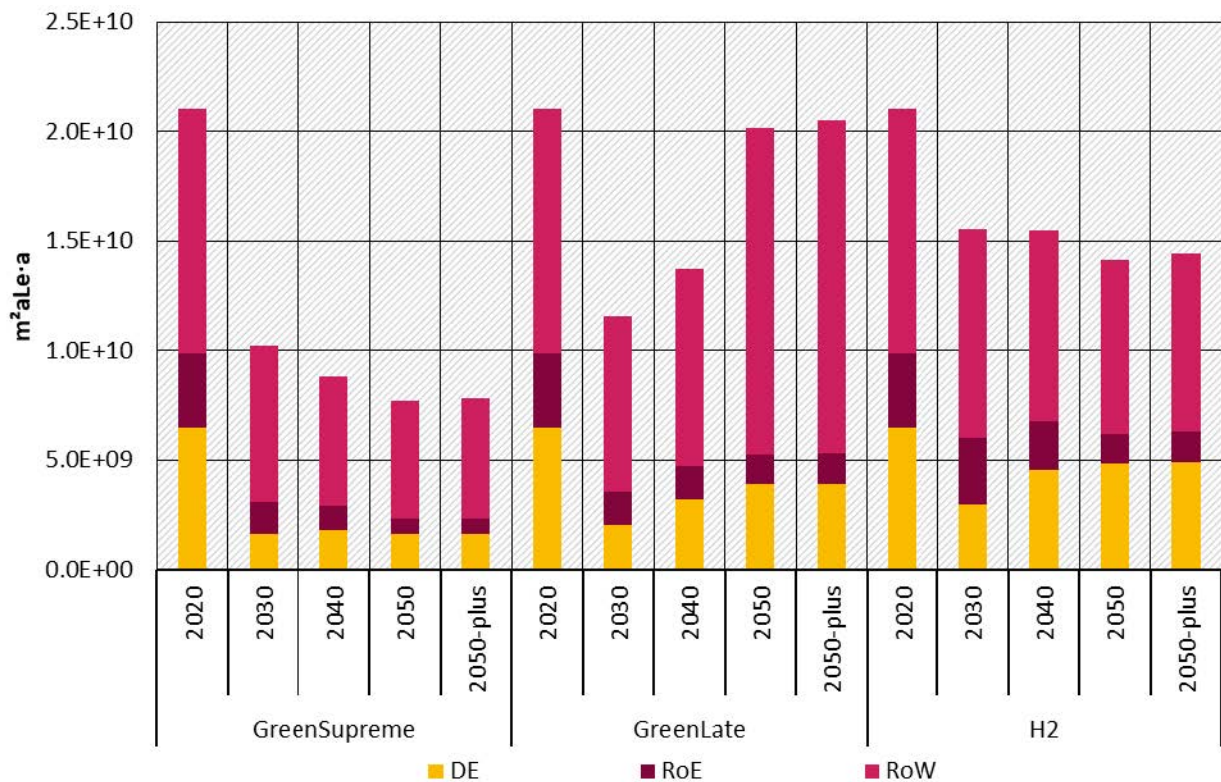
The **cumulative energy demand (CED)** decreases as a result of defossilisation in all scenarios – between 2020 and 2050 by 50 % in GreenSupreme, by 11 % in GreenLate and by 35 % in the H₂ scenario. As a first approximation, this reflects the reduction of the final energy demand in Germany.

Water consumption also decreases as a result of defossilisation. Compared to 2020, reductions of 90 % in GreenSupreme, 78 % in GreenLate and 84 % in the H₂ scenario are achieved by 2050. Water demand abroad, induced via the supply chains for energy provision in Germany, also decreases by at least 47 % as a result of the energy transition. The proportion of fresh water extracted abroad for German final energy demand, on the other hand, increases – from 55 % to around 90 %.

Hemeroby-weighted land use (Figure 4) falls by 63 % by 2050 compared to 2020 in GreenSupreme, by 3 % in GreenLate and by 31 % in the H₂ scenario. The reason for the initial sharp drop in land use for Germany's final energy demand after 2020 is the modelled phase-out of lignite-fired power generation and the use of cultivated biomass for energy. The proportion of land that is utilised abroad to meet German energy demand shows a mixed picture. In

GreenSupreme and the H₂ scenario, land use decreases by 50 % and 7 % respectively by 2050, while GreenLate shows an increase of 36 %. Land use abroad in 2050 in the Green scenarios is mainly due to the land requirements of PV installations for PtX imports. In the H₂ scenario, the use of wood pellets exported to Germany also contributes to land use abroad.

Figure 4: Hemeroby-weighted land use for German final energy demand, differentiated by region of land use



'2050-plus' represents the result for a completely defossilised plant infrastructure;

Source: own modeling results, ifeu

The contributions to **acidification** caused by Germany's final energy demand decrease over time in all scenarios and regions. In 2050, the resulting impact is 88 % lower in GreenSupreme compared to 2020, 73 % lower in GreenLate and 85 % lower in the H₂ scenario.

Eutrophication is also significantly reduced in all scenarios and regions. The overall decreases for 2050 compared to 2020 are 98 % in GreenSupreme, 94 % in GreenLate and 97 % in the H₂ scenario. The terrestrial and aquatic indicators of eutrophication drop by the same order of magnitude.

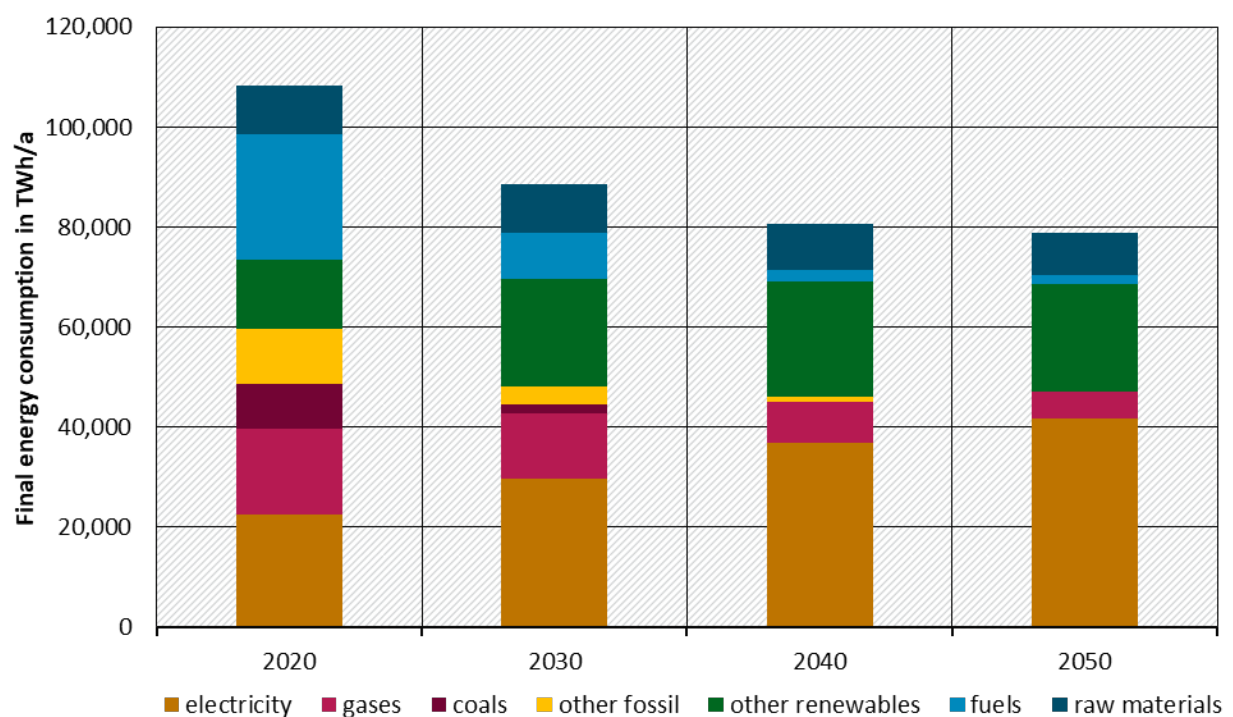
The potential **ozone depletion** caused by Germany's final energy demand also decreases significantly by 2050. In the scenario comparison, the H₂ scenario achieves the highest reduction between 2020 and 2050 (76 %) and thus the lowest achieved value. GreenSupreme shows a reduction of 67 %, in GreenLate the reduction is only 45 %. Relevant ODP contributions in 2050 can still be attributed to the production of PtX hydrocarbons with CO₂ from direct air capture (DAC) plants if an anion resin is used to capture CO₂ from the air in the DAC plant. Tetrachloromethane may be released during its production today. However, these values are comparatively uncertain and could also improve in the future.

Particulate matter formation also decreases in all scenarios and years – by 90 % between 2020 and 2050 in GreenSupreme, by 77 % in GreenLate and by 87 % in the H₂ scenario.

Environmental impacts of a global energy transition

The prospective life cycle assessment model can also be used to assess the overall environmental impacts of the *global* energy transition. In the REFINE project, calculations were carried out and analysed for the GreenSupreme scenario. The final energy demand for the various regions is based on the 1.5 °C scenario according to (Teske et al. 2019). In Teske's publication, fossil fuels are still used as a material feedstock in industry processes. In the REFINE scenarios, these are completely replaced by renewable PtX fuels in line with the Green Supreme narrative for 2050 (Figure 5).

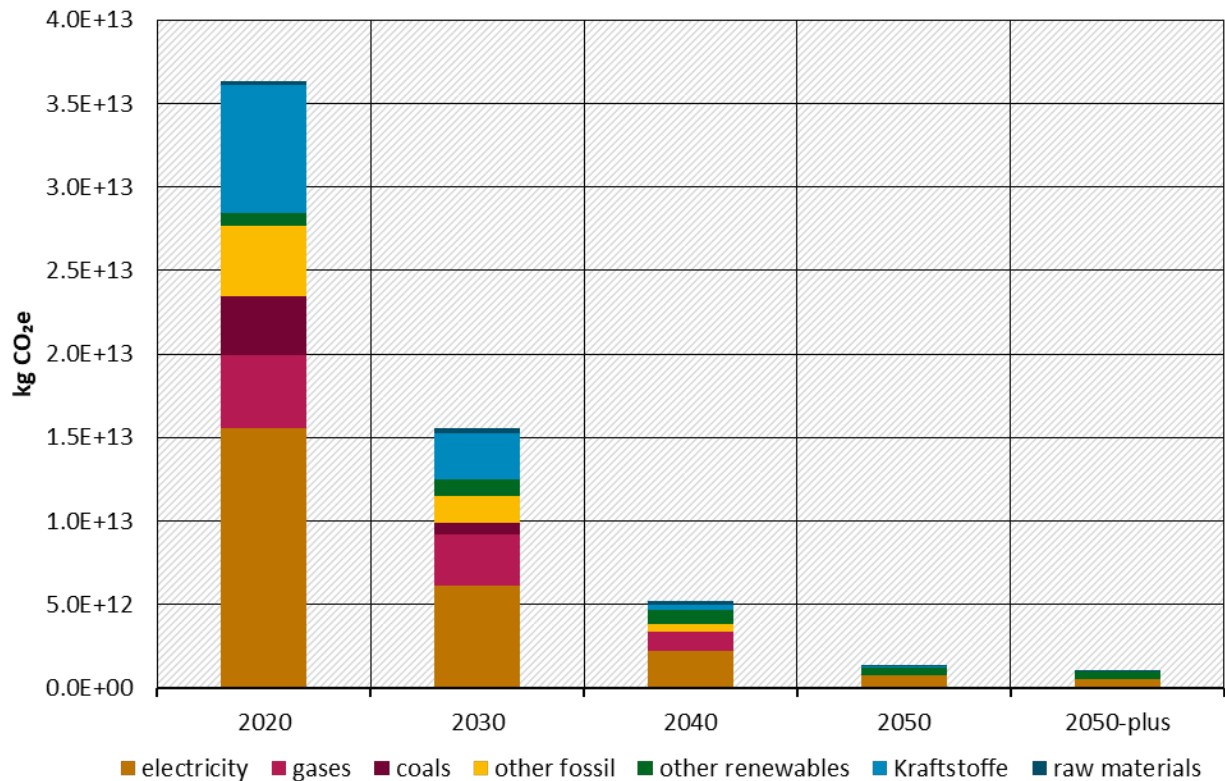
Figure 5: Development of the world's final energy demand over time, differentiated by energy source in the 1.5 °C scenario



'raw materials' refers to energy products consumed as raw materials in the chemical, petrochemical and other industries;
Source: own illustration, ifeu, based on (Teske et al. 2019)

The **global global warming potential (GWP)** caused by global final energy demand (Figure 6) is 36 Gt CO₂e in 2020, of which 33 Gt is carbon dioxide. In comparison, the European Commission's emissions database EDGAR (European Commission et al. 2023) quantifies the global energy-related global warming potential at 37 Gt CO₂e, 33 Gt of which is carbon dioxide. Between 2020 and 2050, the extensive defossilisation in the 1.5 °C scenario leads to a 97 % reduction in the GWP of the global final energy demand. The climate impact of the remaining greenhouse gas emissions in 2050 is still around 1 Gt CO₂e. Of this, 25 % is caused by fossil CO₂ from land use and land use change (LULUC), 22 % by nitrous oxide from the production of biofuels and the operation of high-voltage power lines, 16 % by the refrigerant R134a from the operation of heat pumps, 15 % by SF₆ (sulphur hexafluoride) from switchgear, 9 % by CO₂ from the production of cement and the use of mineral carbonates and 7 % by biogenic methane from biogas production.

Figure 6: Global warming potential (GWP) of global final energy demand, differentiated by energy source (1.5 °C scenario, GreenSupreme)



'2050-plus' represents the result for a completely defossilised plant infrastructure;

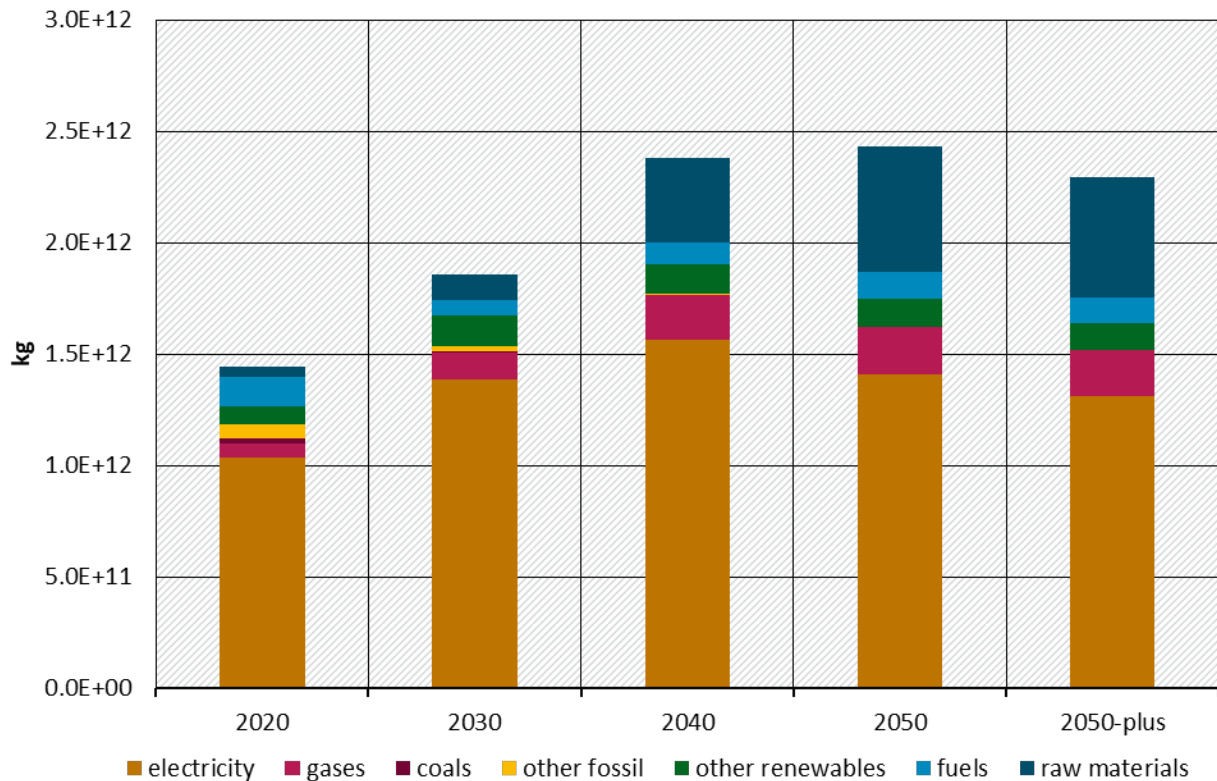
'raw materials' refers to energy products consumed as raw materials in the chemical, petrochemical and other industries;

Source: own modeling results, ifeu

The results of many other environmental impacts (acidification, eutrophication, ozone depletion, particulate matter pollution) follow the trend of the global warming potential, as was already the case in the analysis of the German transformation. This reduction is essentially due to the reduction in combustion-related air emissions from fossil fuels.

Extensive defossilisation will lead to a 77 % reduction in the global **cumulative abiotic raw material demand** (KRA) in 2050 compared to 2020. However, the demand for metal raw materials will increase by 59 % in the same period. This is mainly due to the additional direct demand for electricity, but also for gases and energy carriers used as feedstock materials ("Raw materials" in Figure 7). In the transformation scenarios, the latter are replaced by electricity-based synthetic energy carriers (power-to-X (PtX) hydrogen, synthetic methane/methanol/naphtha). The electricity generation plants required for this (mainly photovoltaics (PV) and wind energy) mainly require steel, copper and aluminium. In the defossilised system, the contribution of PtX energy sources to total metal raw material requirements is 37 %.

Figure 7: Cumulative demand of metal raw materials of the global final energy demand, differentiated by energy source (GreenSupreme)



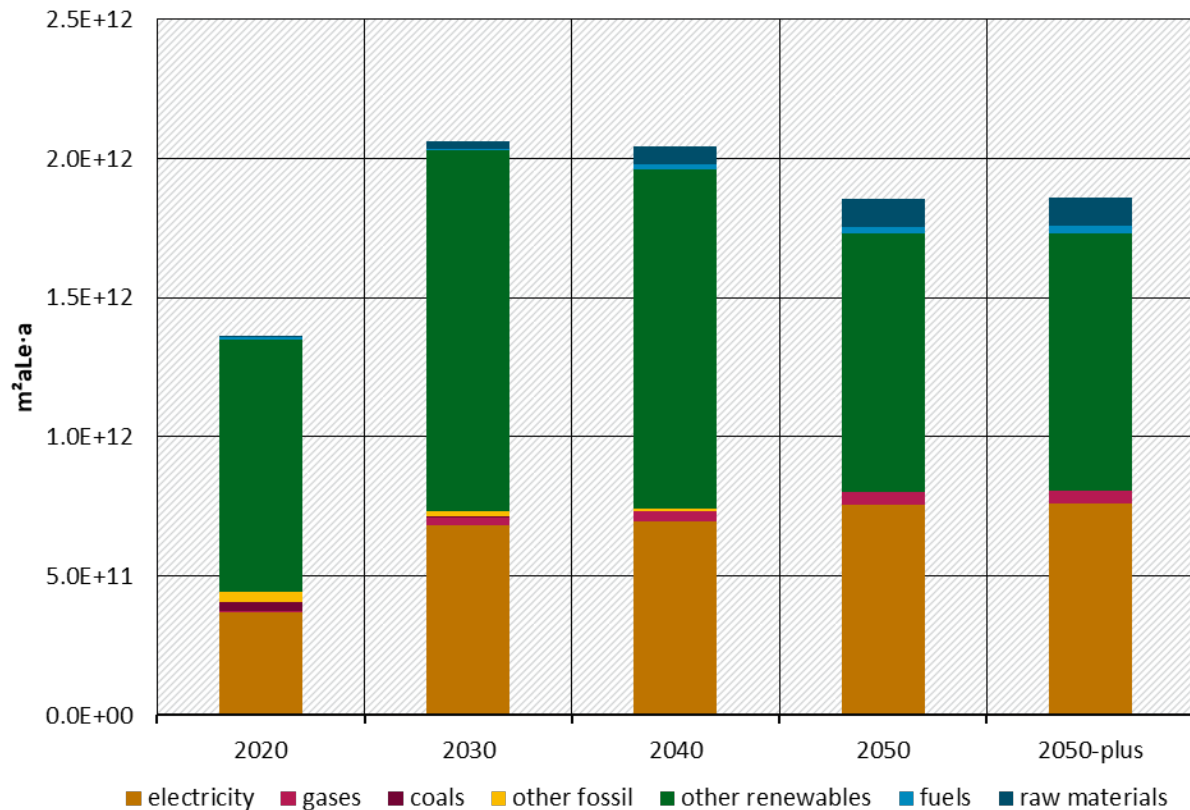
'2050-plus' represents the result for a completely defossilised plant infrastructure;

'raw materials' refers to energy products consumed as raw materials in the chemical, petrochemical and other industries;

Source: own modeling results, ifeu

Hemeroby-weighted land use (Figure 8) also increases by 36 % due to the global transformation. In 2020, the result is mainly determined by electricity generation (27.1 %) and, above all, other renewables (66.5 %). In 2020, the latter are made up of 56 % biomass (wood, wood pellets, etc. for heat) and 9.2 % biofuels. In contrast to the results for Germany, biomass use for energy also dominates hemeroby-weighted land use in 2050 (76 %), although the share of cultivated biomass also declines sharply in the global scenario used here. The contribution of other renewables remains almost constant compared to 2020. The increase by 2050 is primarily due to electricity generation. 11 % of final energy-related global hemeroby-weighted land use in 2050 is caused by ground-mounted PV systems for direct electricity use. Electricity generation for the production of PtX energy sources accounts for 9.4 % of the land use.

Figure 8: Hemeroby-weighted land use for global final energy demand, differentiated by energy source (GreenSupreme)



'2050-plus' represents the result for a completely defossilised plant infrastructure;

'raw materials' refers to energy products consumed as raw materials in the chemical, petrochemical and other industries;

Source: own modeling results, ifeu

In-depth analyses and sensitivities

For selected key technologies central to the energy transition (wind power, PV plants and PtX products) and for the electricity supply mix, **specific results** per kilowatt hour of electricity or per megajoule of fuel were calculated and analysed in more detail. Overall, the environmental impacts and indicators for electricity supply and the key technologies are reduced to varying degrees across all scenarios and regions between 2020 and 2050. With regard to the environmental impact categories, this can be seen as a successful synergy of the energy transition scenarios. The transformation to climate neutrality is largely accompanied by a reduction in other environmental impacts per unit of energy. Defossilisation also avoids NO_x and SO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in particular. These are the main causes of acidification, terrestrial eutrophication and particulate matter (precursor for secondary particle formation). Aquatic eutrophication is also significantly reduced for the key technologies in the energy transition scenarios. It is often driven by electricity requirements and in the reference year 2020 is mainly due to phosphate leaching from lignite mining dumps (legacy of the fossil fuel system). In the specific results for most key technologies and for the provision of electricity, two environmental impact categories show an increase between 2020 and 2050 in some cases: ozone depletion potential (ODP) and hemerobic-weighted land use.

In a **sensitivity analysis**, the influence of the transformation speed on the specific results was analysed by assuming a 10-year delay in the region World excluding Europe (RoW). The

influence is highest for climate change. Other environmental impacts and indicators are less or only slightly affected. A second sensitivity analysis on the influence of technology parameters showed that assumptions on the characteristics and parameters for wind turbines and PV in particular have a relevant influence on the results. The very ambitious assumptions for GreenSupreme with a longer lifetime, higher efficiencies and higher full load hours compared to the other scenarios lead to a significant reduction in environmental impacts.

Conclusion and outlook

In the REFINE project, it was possible to quantify the environmental impacts and resource consumption of the energy transition using the method of prospective life cycle assessment. For specific technologies, these were calculated for Germany as well as for Europe (excluding Germany) and on a global level (excluding Europe). Absolute results for the final energy demand were calculated for Germany and for the world. The absolute environmental impacts determined are not conclusive, but can be categorised as meaningful.

The key findings of this study are:

- ▶ The impact of national greenhouse gas emissions decreases by 98-99 % as a result of the energy transition in the scenarios analysed, while those triggered abroad decrease by at least 84 %.
- ▶ For the GreenSupreme scenario, the other environmental impacts and resource requirements also decrease, albeit not as much as the global warming potential.
- ▶ For the GreenLate and H₂ scenarios, the impacts in some categories fall less substantially than in GreenSupreme. Land use and cumulative energy consumption in GreenLate are even back to the 2020 level in 2050 due to the production of PtX fuels.
- ▶ The demand of metal raw materials to meet German final energy needs increases sharply in all scenarios. In GreenLate, the German demand increases by 259 %. In GreenSupreme, it increases by 22 % for Germany and by 59 % for global final energy demand.
- ▶ The results for a global energy transition lead to similar results as in Germany. In comparison, the demand for PtX energy sources causes proportionately lower environmental impacts, but the use of bioenergy sources causes higher environmental impacts.

There are still a number of aspects for which we see a need for ongoing research and further potential for development. Even though the assumptions of the transformation scenarios were incorporated very extensively into the LCA model, there is still room for improvement, such as taking into account the increase in secondary raw material quotas for more materials. For the assumptions of the scenarios themselves, further selective sensitivity analyses are recommended as well as the investigation of variants, e.g. for recycled content for metals. For future projects, we recommend further evaluation of the results, particularly in relation to the concept of planetary boundaries. In addition, we see great interest in the further development of the prospective life cycle assessment method, also in interaction with the overall economic model URMOD 3R, with the aim of developing new synergies.

The prospective life cycle assessment (pLCA) model offers great potential to answer many questions that go beyond REFINE, as it comprehensively and globally depicts economic production systems. For example, the influence of individual parameters on the overall results

could be analysed, or cumulative results of the transformation scenarios could be related to the planetary boundaries. Further development of the existing pLCA model offers great opportunities and could consist of adapting additional data according to the scenarios, supplementing and updating them. Furthermore, we also see the need to integrate new transformation scenarios into the model that take into account current developments and political targets (e.g. the German "Klimaschutzgesetz" (Climate Protection Act)). The use of the open source software environment Brightway2 for the pLCA model also makes it possible in principle to make the model available to a scientific audience and to further develop it in a wide variety of ways.

1 Einführung

Das Umweltbundesamt (UBA) untersucht seit vielen Jahren, wie eine nachhaltige Entwicklung sowie eine treibhausgasneutrale und ressourcenschonende Lebensweise erreicht werden können. Mit der Studie „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE“ (Purr et al. 2019) zeigte das UBA, in weiten Teilen unterstützt durch das Forschungsprojekt „Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland“ (Dittrich et al. 2020a), anhand von sechs Szenarien mögliche Lösungs- und Handlungsspielräume für einen Transformationsprozess hin zu einem weitestgehend treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland bis 2050 auf. Die sechs „Green“-Szenarien beschreiben darin unterschiedlich ambitionierte Transformationspfade, die alle eine Gesamtminderung der Treibhausgasemissionen zwischen 95 % und 97 % gegenüber 1990 und somit Netto-Null Treibhausgasemissionen erreichen, ohne dass ein (technisches) Carbon Capture and Storage (CCS) erforderlich ist. Alle Szenarien gehen zudem mit einer Reduktion des gesamtwirtschaftlichen Rohstoffkonsums, ausgedrückt als Raw Material Consumption (RMC) einher, die vor allem auf den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger zurückgeht.

Aufgrund der hohen Komplexität der systemischen Betrachtung konnten in RESCUE bei weitem nicht alle Aspekte des Nexus von Klima- und Ressourcenschutz betrachtet werden. Das Projekt „Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland (REFINE)“ baut auf RESCUE auf und vertieft offen gebliebene Fragen mit einer weitergehenden Zielsetzung. Zentrale Fragen, die in REFINE untersucht werden sollen, sind:

- ▶ Wie ändert sich der Rohstoffbedarf Deutschlands für relevante Rohstoffe? Stehen die benötigten Rohstoffe in ausreichender Menge zur richtigen Zeit zur Verfügung?
- ▶ In welchem Verhältnis stehen die national eingesparten zu den durch die unterstellte Energiewende bedingten nationalen und internationalen Treibhausgas (THG)-Emissionen (v. a. Vorketten wie Rohstoffabbau/-verarbeitung, Halbwarenproduktion sowie erneuerbare Energien (EE)-Produktion für Deutschlands Importe)?
- ▶ Welche weiteren Umweltwirkungen im Ausland lösen wir durch die unterstellte Energiewende eventuell aus (inkl. Vorketten)?
- ▶ Lassen sich die Umweltwirkungen und Rohstoffbedarfe einer Übertragung der deutschen Energiewende auf andere Länder oder einer globalen Energiewende abschätzen?

Um die Forschungsfragen in REFINE zu untersuchen, wurden zwei verschiedene methodische Ansätze angewendet und weiterentwickelt. Zur Untersuchung der Fragestellungen zu Umweltwirkungen, Rohstoff- bzw. Materialbedarfen für die Energiewende wurden die Ökobilanzmethode und Ökobilanzdatensätze verwendet. Zur Einordnung gesamtwirtschaftlicher Aspekte wurde das umweltökonomische Modell URMOD, das in RESCUE genutzt wurde, weiterentwickelt. Bei beiden methodischen Ansätzen wurde dabei die Frage, ob sich die Umweltwirkungen und Rohstoffbedarfe bei einer Übertragung der deutschen Energiewende auf andere Länder und die Welt abschätzen lassen, von Anfang an im Projekt REFINE mit betrachtet. Mit beiden Methoden wurden die Regionen Deutschland, Europa ohne Deutschland (Europa ohne DE) und Welt ohne Europa (Welt ohne Europa) untersucht.

Zur Untersuchung der Forschungsfragen zu Umweltwirkungen konnte auf methodische Vorarbeiten aus dem Projekt „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren

Energien – SYSEET“ (Liebich et al. 2020) aufgebaut werden, in dem mittels Ökobilanzmethode Umweltwirkungen und Ressourcenbedarfe der Bereitstellung speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien in einem Zukunftsszenario vergleichend untersucht wurden. In REFINE wurde weitergehend die ecoinvent Datenbank insgesamt verwendet und mit der ecoinvent Association für Szenariotechniken in Richtung „prospektive Ökobilanzen“ entwickelt (Liebich et al. 2023). Schwerpunkte der Anpassung sind technologische Prozesse, die für die Energiewende relevant sind. Die Ergebnisse liefern spezifische Umweltwirkungen je Einheit Produkt (Dienstleistung) für die ausgewählten Szenarien, Regionen und Stützjahre. Basierend darauf lassen sich absolute Umweltwirkungen anhand installierter Kapazitäten und Produktionsmengen ermitteln. Konkrete Rohstoff- bzw. Materialbedarfe lassen sich ebenfalls anhand der für die Szenarien angepassten ecoinvent Datenbank auswerten. Im Projekt ist dies für 25 ausgewählte Rohstoffe bzw. Materialien für die in REFINE vertieft untersuchten Schlüsseltechnologien umgesetzt.

Für die Ermittlung des Rohstoffkonsums (RMC) wurde das umweltökonomische Modell URMOD in Richtung eines multiregionalen Modells weiterentwickelt (URMOD-3R). Dadurch ist es möglich, den Rohstoffkonsum auf gesamtwirtschaftlicher Ebene für die drei Regionen, die ausgewählten Szenarien und Stützjahre zu ermitteln. Gegenüber RESCUE beinhaltet die Weiterentwicklung zudem eine weitere gezielte Ausweitung der Input-Output-Tabellen (IOT) für die in REFINE vertieft untersuchten Schlüsseltechnologien sowie für bestimmte Rohstoffe und ausgewählte Industriebranchen.

Der hier vorliegende Teilbericht Umweltwirkungen dokumentiert die Arbeiten und Ergebnisse für die Fragestellungen zu Treibhausgasemissionen und zu weiteren Umweltwirkungen im In- und Ausland. Es sind sowohl die durch die nationale Energiewende ausgelösten Umweltwirkungen beschrieben (inkl. Verlagerungseffekte durch Importe) als auch die Umweltwirkungen, die in Europa (ohne DE) und in der Welt (ohne Europa) entstehen, wenn die deutsche Energiewende auf diese Regionen übertragen würde. Der Teilbericht beschreibt das methodische Vorgehen zur Anpassung der ecoinvent Datenbank, die Datengrundlagen der Bilanzierung sowie die Ergebnisse aus der Untersuchung.

2 Zum Projekt

Das Projekt REFINE startete im November 2019 und wurde bis Ende Mai 2023 von Dr. Monika Dittrich geleitet; ab Juni 2023 lag die Projektleitung bei Regine Vogt.

Der Schlussbericht besteht aus zwei Teilen:

- Teilbericht Umweltwirkungen (dieser Bericht)
- Teilbericht Rohstoffe (Dittrich et al. 2024a)

Veröffentlichte Projektdokumente umfassen zudem Excel-Anhangtabellen der Ergebnisse und „Steckbriefe für Schlüsseltechnologien“ als supporting information (Dittrich et al. 2024c).

Letztere wurden im Rahmen von Metaanalysen zu Schlüsseltechnologien und Rohstoffen erstellt, die gemeinsam mit dem Projektpartner Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI durchgeführt wurden. Diese waren zudem wesentlich an der Erstellung von Kurz- und Vertiefungsstudien zu Sekundäranteilen (Zwischenbericht, unveröffentlicht) beteiligt.

Zur Ermittlung spezifischer Umweltwirkungen wurde gemeinsam mit dem Projektpartner ecoinvent Association die ecoinvent-Datenbank angepasst. Methodische Arbeiten für die prospektive Ökobilanz wurden im ifeu entwickelt und sind z. B. in (Liebich et al. 2023) beschrieben. Anhand des insgesamt in REFINE entwickelten Ökobilanzmodells konnten, dank Weiterentwicklungen von Software und Programmtechniken, ab Sommer 2023 umfassend absolute Umweltwirkungen der Energiewende berechnet und analysiert werden. Die Ergebnisse finden sich im Teilbericht Umweltwirkungen.

Rohstoff- bzw. Materialbedarfe der Schlüsseltechnologien wurden basierend auf den angepassten ecoinvent-Datensätze zunächst auf spezifischer Ebene ermittelt. Für die Hochrechnung auf absolute Werte wurden durch das ifeu absolute Bedarfe aus den Studien recherchiert, die den drei REFINE-Szenarien zugrunde liegen (Kap. 3). Letztere bildeten zusammen mit weiteren Daten, Annahmen und Festlegungen die Eingangsdaten für URMOD-3R, das multiregionale umweltökonomische Ressourcenmodell. Die Methodik und Umsetzung in URMOD-3R zur Berechnung des Rohstoffkonsums erfolgte federführend durch den Projektpartner Dr. Karl Schoer (Schoer-Consult). Die Ergebnisse finden sich im Teilbericht Rohstoffe. Für eine umfassendere Dokumentation zur Methodik ist eine separate Veröffentlichung als ifeu paper in Bearbeitung (Schoer et al. 2024).

3 Überblick über die Szenarien

Für das Projekt REFINE wurden die Szenarien GreenSupreme und GreenLate aus dem RESCUE-Projekt für eine vertiefende Betrachtung ausgewählt. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Entwicklungen zur Verschärfung der Treibhausgasminderungen und zur Entwicklung von grünem Wasserstoff wurde als weiteres Szenario das Wasserstoffszenario aus den BMWi-Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021) für Deutschland berücksichtigt.

Alle drei Szenarien erreichen eine Treibhausgasneutralität in 2050 (Netto-Null durch Reduktion der Treibhausgasemissionen von mind. 95 % gegenüber 1990 und Nutzung von natürlichen Senken). Das Zieljahr 2050 wurde für REFINE beibehalten, da sich alle Szenarien hierauf beziehen und für Deutschland keine aktuellen Szenarien für das Zieljahr 2045 verfügbar waren, bis zu dem Deutschland nach der Novelle des Klimaschutzgesetzes¹ vom 18.08.2021 treibhausgasneutral werden soll.

Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Transformationsgeschwindigkeit und der Struktur der eingesetzten Technologien. Auch die Annahmen zu gesellschaftlichen Veränderungen sind unterschiedlich.

Die Szenarien wurden für Deutschland formuliert. Um einerseits die Importe abzudecken und andererseits auch eine Übertragung der Energiewende betrachten zu können, müssen Annahmen für die Entwicklungen außerhalb Europas getroffen werden. Im Projekt REFINE wurde hierfür auf vorhandene Szenarien zurückgegriffen.

Für die Transformation in Europa ohne Deutschland (Europa ohne DE) und in der Welt ohne Europa (Welt ohne Europa) wurden verschiedene Szenarien dahingehend analysiert, wie gut sie zu den Annahmen der „deutschen“ Szenarien passen. Relevante Kriterien bei der Auswahl waren:

- ▶ das Ambitionsniveau bei den Minderungen der THG-Emissionen: so sollten in 2030 und in 2050 möglichst ähnliche Reduktionsniveaus wie in GreenSupreme bzw. GreenLate erreicht werden,
- ▶ die grundsätzliche „Philosophie“ einer technologisch innovativen, offenen Wirtschaft und einer Gesellschaft, welche die Transformation mehr (GreenSupreme) oder weniger (GreenLate) unterstützt,
- ▶ die gewählten Technologien zur Energieerzeugung sollten vergleichbar sein; das bedeutet, dass Transformationsszenarien mit hohen Anteilen der energetischen Nutzung von Primärbiomasse und Kernkraft sowie Szenarien, die Carbon Capture and Storage (CCS) im erheblichen Umfang unterstellen, nicht in Betracht kamen.

Im Ergebnis wurden für das Projekt REFINE hierfür die 1,5°- und 2°-Szenarien von (Teske et al. 2019) ausgewählt. Nachfolgend sind zunächst die Szenarien für Deutschland beschrieben (GreenSupreme, GreenLate, H₂-Szenario) und im Anschluss die für die Übertragung auf die EU (ohne DE) und die Welt (ohne EU) gewählten Szenarien nach (Teske et al. 2019) sowie deren Zuordnung zu den drei REFINE-Szenarien.

3.1 GreenSupreme

GreenSupreme beschreibt eine schnelle und tiefgreifende Transformation des Energiesystems, mit der in 2050 unter Berücksichtigung von Senken eine vollständige Treibhausgasneutralität

¹ Die Gesetzesnovelle ist am 31. August 2021 in Kraft getreten.

Deutschlands erreicht werden kann. GreenSupreme ist das ambitionierteste der sechs RESCUE-Szenarien.

In GreenSupreme findet ein zügiger Ausstieg aus der Nutzung fossiler Rohstoffe statt. Bereits in 2030 wird der Strom vollständig auf der Basis von erneuerbaren Energien produziert. Der Umstieg auf strombasierte Techniken in anderen Sektoren (Mobilität, Wohnen, Industrie) vollzieht sich schnell. Kohle wird auch in der Industrie bereits in 2040 nicht mehr genutzt. Optionen zur Erschließung von Energieeinsparungen werden erschlossen, sodass der Endenergiebedarf über alle Anwendungsbereiche in 2050 bei 1.366 TWh liegt. Den größten Anteil von 661 TWh verbraucht die Industrie (48 %), 286 TWh davon für rohstoffliche Verwendung in der Chemieindustrie, gefolgt von den privaten Haushalten (19 %), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) (17 %) und – was beachtlich ist – an letzter Stelle dem Verkehr (16 %). Die nationale Nettostromerzeugung steigt auf insgesamt 741 TWh in 2050, und wird in diesem Jahr ausschließlich mit erneuerbaren Energien gedeckt. Windenergieanlagen an Land und auf See sowie Photovoltaik sind die dominanten Technologien im Transformationspfad. Neue Energieträger (Power to X, PtX-Technologien) substituieren fossile Rohstoffe in der Chemie- und Metallindustrie. Darüber hinaus werden sie in Bereichen eingesetzt, in denen eine Umstellung auf die direkte Stromnutzung schwer möglich ist; Beispiele sind der Flugverkehr oder bestimmte Nutzfahrzeuge (s. a. Tabelle 53).

In GreenSupreme steigt die Materialeffizienz in allen Sektoren stark an, basierend auf der Erschließung von Ressourceneffizienzmaßnahmen, Recyclingpotenzialen und der Umsetzung von Materialsubstitutionen, einschließlich der Substitution abiotischer durch biotische Rohstoffe. In GreenSupreme werden weitgehende Veränderungen der Konsumgewohnheiten angenommen, beispielsweise bei den Ernährungsgewohnheiten, der Mobilität, den Wohnansprüchen und bei allgemeinen Kaufkriterien. Beispielsweise nutzen die Menschen seltener treibhausgasintensive Verkehrsträger und stattdessen mehr Rad- und Fußverkehr sowie Angebote des ÖPNV und von Sharing-Diensten.

Im GreenSupreme-Szenario sinkt die Bevölkerungszahl in Deutschland, das Wirtschaftswachstum geht bis 2030 auf Null zurück, zwischen 2030 und 2050 wurde eine Wachstumsbefreiung angenommen. Das Einkommen pro Person steigt in Folge an. Die Produktionsmengen gehen in einigen Industrien (u.a. in der Zement- und Betonproduktion oder in der Stahlproduktion) zurück, während in anderen Industrien die Produktionsmengen konstant bleiben oder steigen (darunter Vorprodukte für erneuerbare Energien (EE)-Technologien).

GreenSupreme beschreibt somit im Vergleich zu anderen Green-Szenarien den Pfad mit sehr weitgehenden, technisch möglichen Änderungen bei gleichzeitig sehr weitgehenden Änderungen des Konsumverhaltens der Menschen in Deutschland unter Berücksichtigung einer sehr schnellen Transformation. Ausführliche Beschreibungen des Szenarios finden sich unter (Purr et al. 2019) und (Dittrich et al. 2020c).

3.2 GreenLate

GreenLate beschreibt eine langsame Transformation des Energiesystems, mit der eine Treibhausgasneutralität in 2050 knapp erreicht werden kann. GreenLate ist das am wenigsten ambitionierte der sechs RESCUE-Szenarien.

Der Wille zur Umsetzung von Klimaschutz, Dekarbonisierung und mehr Ressourcenschutz ist im GreenLate-Szenario in den ersten Jahren begrenzt; die Maßnahmen und Investitionen, die erforderlich sind, um eine THG-Minderung um rund 95 % gegenüber 1990 zu erreichen, müssen

daher größtenteils in einem späteren und kürzeren Zeitraum – am Ende der ersten Jahrhunderthälfte – realisiert werden.

Die Energieversorgung beruht im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien. Die Möglichkeiten zum Heben von Energieeffizienzpotenzialen werden nur teilweise genutzt, was zu einem hohen Energiebedarf führt. Im GreenLate-Szenario liegt der Endenergiebedarf in 2050 bei 2.071 TWh und damit höher als in GreenSupreme. Den größten Anteil von 902 TWh verbraucht die Industrie (44 %), 287 TWh davon für rohstoffliche Verwendung in der Chemieindustrie, gefolgt von den privaten Haushalten (21 %), dem Verkehr (21 %) und GHD (15 %) (Tabelle 54).

Durch das verspätete Handeln werden Entwicklung und Einführung THG-armer Technologien in den Anwendungsbereichen verschlafen. Hohe Durchdringungen direkt strombasierter und damit systemisch effizienter Techniken können bis 2050 nur noch in Anwendungsbereichen mit kurzen Erneuerungszyklen und in Bereichen mit hohen Investitionsanreizen realisiert werden. Konventionelle Energietechniken sind nach wie vor im Einsatz; für diese wird der Import erneuerbar erzeugter, strombasierter Energieträger notwendig.

Das geringere gesellschaftliche Verständnis für das Heben von Material- und Energieeffizienzpotenzialen führt auch zu einem verringerten Innovationsdruck in der Produktion. Rohstoffeffizienz- und Recyclingpotenziale werden nur zum Teil ausgeschöpft.

In GreenLate ist der Gebäudebestand weniger modernisiert und saniert im Vergleich zu GreenSupreme. Die Nachfrage nach Wohnfläche steigt, da die Gesellschaft nur zu begrenzten Veränderungen bereit ist. Dies trifft auch auf den Bereich Mobilität zu, auch wenn die Elektromobilität bis 2050 den Bestand dominiert. Im Straßenschwerlastverkehr ist die Umstrukturierung bis 2050 nicht abgeschlossen, weil infrastrukturelle Ausbauten, Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektrifizierung erst verzögert angegangen werden. Dementsprechend ist der Schwerlastverkehr 2050 weiterhin von Verbrennungskraftmaschinen geprägt. Die Kombination aus dem Festhalten an konventionellen Techniken, geringerem Fortschritt bei effizienteren Antriebstechniken und geringer Verkehrsvermeidung und -verlagerung führt zu hohen erneuerbaren Kraftstoffbedarfen.

Auch die Umstrukturierung der Landwirtschaft hin zu einer emissionsarmen, modernen und nachhaltigen Landwirtschaft erfolgt verzögert. Technische Treibhausgasminderungsmaßnahmen, wie reduzierter Mineraldüngereinsatz und Wirtschaftsdüngermanagement, werden zu Beginn nur langsam und dann größtenteils schneller umgesetzt.

Durch den verzögerten Anstieg des Ambitionsniveaus bei der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen im Szenario verdeutlicht GreenLate, welche Herausforderungen und Konsequenzen verspätetes Handeln bei der Erreichung einer THG-Minderung um 95 % bis 2050 mit sich bringt. Ausführliche Beschreibungen des Szenarios finden sich unter (Purr et al. 2019) und (Dittrich et al. 2020d).

3.3 Das Wasserstoffszenario TN-H₂-G

Bei diesem Szenario handelt es sich um eines der sogenannten Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, die durch ein Konsortium aus Fraunhofer ISI, consentec, ifeu und TU Berlin im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellt wurden. Für die Neuberechnung in 2021 wurde die Szenarienfamilie um die TN-Szenarien (treibhausgasneutral bis 2050) ergänzt. Eines der drei Hauptszenarien ist das TN-H₂-G Szenario, das die Auswirkungen eines sehr starken Einsatzes von Wasserstoff im deutschen Energiesystem analysiert.

Das Szenario erreicht eine Treibhausgasemissionsminderung von 55 % gegenüber 1990 im Jahr 2030 und 97 % im Jahr 2050. Bedingt durch Prozesse aus über 20 verschiedenen Kategorien bleiben lediglich 7-8 Mio. t THG-Emissionen für das Jahr 2050. Fossile Energieträger werden bis dahin komplett verdrängt, wobei Wasserstoff im Szenario als bevorzugter Ersatz sowohl für die stoffliche wie auch die energetische Nutzung angenommen wird. Hierfür wird vom Aufbau einer umfassenden Infrastruktur bis 2050 ausgegangen. Diese ermöglicht einen Wasserstofftransport bis in die kleinteilige Verteilebene hinein, sodass Wasserstoff in Deutschland flächendeckend verfügbar sein wird (s. a. Tabelle 55).

Im Industriesektor wird von einem weiteren Wachstum der Wertschöpfung um 1 % pro Jahr ausgegangen. Durch Steigerung der Materialeffizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis zum Endverbrauch können die Produktionsmengen der energieintensiven Grundstoffe dabei jedoch konstant gehalten oder sogar leicht gemindert werden. Neben Materialeffizienzmaßnahmen wird auch von einer starken Verbreitung von Energieeffizienz- und Kreislaufwirtschaftsmaßnahmen ausgegangen. So steigen die Sekundäreinsatzquoten beispielsweise in der Stahl- und Kunststoffindustrie deutlich. Für neue treibhausgasneutrale Herstellungsverfahren wird eine volle Marktreife und industrielle Skalierbarkeit im Jahr 2025/2030 angenommen. Besonders in den energieintensiven Industrien wie Chemie, Stahl und Zement, aber auch darüber hinaus, werden diese Verfahren eine Diffusion von 100 % erreichen. Zusätzlich wird Kohlendioxid (CO₂) als Rohstoff etabliert und über den Kunststofflebenszyklus kreislauffähig gemacht. Dies beinhaltet eine Abscheidung von CO₂ und den Transport zur entsprechenden Verwendung, also die Annahme der Verbreitung von Carbon Capture and Utilisation (CCU). Da auch in der Industrie von einer vollständigen Verdrängung fossiler Energieträger und vom bevorzugten Einsatz von Wasserstoff ausgegangen wird, wird ein umfangreicher Umbau des industriellen Anlagenbestandes angenommen. So werden beispielsweise Brenner in unterschiedlichen Öfen und Dampfkesseln auf Wasserstoff umgestellt.

Bis 2050 sinkt durch diese Maßnahmen der Energieverbrauch der Industrie um 21 %. Hierbei muss allerdings der Einfluss der Systemgrenzen beachtet werden. Der Energiebedarf für die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse wurde im Szenario nicht der Industrie, sondern dem Umwandlungssektor zugeschrieben. Neben der deutlichen Senkung des Energieverbrauchs ändert sich auch die Zusammensetzung der in der Industrie genutzten Energieträger grundlegend. Die Verwendung von Wasserstoff steigt zunächst langsam auf 45 TWh in 2030, in den Jahren 2030 bis 2040 dann stark bis auf 464 TWh in 2050. Wasserstoff hat damit in 2050 einen Anteil von 60 % am Gesamtenergieverbrauch der Industrie. Was die regionale Verteilung angeht, wird im Wasserstoffszenario durch das flächendeckende Angebot von einem gewissen Grundbedarf an Wasserstoff aller Landkreise ausgegangen. 49 der 401 NUTS-Regionen in Deutschland (Kreisebene) weisen einen erhöhten Bedarf von über einer TWh pro Jahr auf.

Aus dem Verkehrssektor gibt es bis 2030 keine relevante Wasserstoffnachfrage. In der Folge steigt diese jedoch bis auf 129 TWh im Jahr 2050 an. Auch im Wasserstoffszenario wird von einer starken Transformation zur Elektromobilität ausgegangen. Im Pkw-Bereich wird zwar ein Flottenanteil von etwa einem Viertel Brennstoffzellenfahrzeugen erreicht, batterieelektrische Fahrzeuge stellen jedoch die große Mehrheit der Flotte dar. Im Bereich der Nutzfahrzeuge findet die Dekarbonisierung stärker durch Wasserstoff statt, insbesondere im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge. In 2050 macht Wasserstoff damit knapp ein Drittel der Endenergienachfrage des Verkehrssektors aus.

Ähnlich wie im Verkehrssektor wird auch für den Gebäudesektor kein Wasserstoffbedarf bis 2030 projiziert. Bis 2050 steigt dieser jedoch auf 184 TWh. Dies entspricht etwa einem Drittel des Endenergiebedarfs des Gebäudesektors. Während insgesamt von einer stetigen Reduktion der Energienachfrage ausgegangen wird (26 % Minderung in 2050 gegenüber 2020), findet

gleichzeitig eine signifikante Verlagerung der Energieträger statt. Hierfür ist sowohl eine Anpassung der Gasnetze als auch ein Austausch der Wärmeerzeuger nötig. Mit der Wasserstoffnutzung können jedoch die bestehenden Verbrennungstechnologien beibehalten werden, was als günstiger im Vergleich zum Umstieg auf Power-to-Gas (PtG) angesehen wird.

Weitere 23 TWh Wasserstoffnachfrage werden im Jahr 2050 vom Umwandlungssektor erwartet. Insgesamt wird so von einer Steigerung des Wasserstoffbedarfs auf 791 TWh im Jahr 2050 ausgegangen². Hiervon können 180 TWh durch Elektrolyse in Deutschland bereitgestellt werden; weitere 611 TWh müssen nach Deutschland importiert werden. Die Stromnachfrage liegt in diesem Szenario bei 943 TWh in 2050, wovon knapp 260 TWh oder 28 % auf die Elektrolyse und damit auf die Herstellung von Wasserstoff entfallen. Weitere große Anteile entfallen mit jeweils 110 TWh oder 12 % auf die Elektromobilität und den Einsatz von Wärmepumpen.

Das Szenario ist unter (Sensfuß et al. 2021) und (Lux et al. 2021) dokumentiert. Im Projekt REFINE wird das Szenario als H₂-Szenario bezeichnet.

3.4 Szenarien für Europa (ohne Deutschland) und die Welt (ohne Europa)

Für die Transformation in der Europa ohne DE und die Welt ohne Europa wurde auf die 1,5 °C- und 2 °C-Szenarien von (Teske et al. 2019) zurückgegriffen.

(Teske et al. 2019) modellierten insgesamt drei Szenarien³ basierend auf heutigen Technologien, Energiestrukturen und Kostensätzen und zeigen technologisch machbare Transformationswege auf. Technologien, die gegenwärtig erst entwickelt werden, wie CCS, wurden nicht berücksichtigt. Regionale Präferenzen für Energieerzeugung wurden jedoch berücksichtigt; so spielt beispielsweise Biomasse in Südamerika weiterhin eine Rolle in der Energieerzeugung. Wie auch in den Szenarien für Deutschland, sind Solar- und Windenergie die dominierenden Technologien, zusätzlich nimmt CSP (Concentrated Solar Power) mit Wärmespeicherung eine relevante Rolle ein (eine aufgrund der geographischen Lage in Deutschland nicht genutzte Technologie).

Die Modellierung erfolgte mit einem bottom-up/top-down Ansatz. Kostenoptimierungen wurden nicht berücksichtigt. Modelliert wurde der Energiesektor, der Verkehrssektor, Energie für den Gebäudebereich und für die Industrie. Die Szenarien berücksichtigen die gesamte Welt, aufgeteilt in 14 Regionen.

Sowohl das 2 °C- als auch das 1,5 °C-Szenario sind Zielerreichungsszenarien, mit denen vorgegebene THG-Emissionsbudgets erreicht werden:

- Im 2 °C-Szenario liegt das CO₂-Emissionsbudget zwischen 2015 und 2050 bei rund 590 Gt. In 2050 wird eine Treibhausgasneutralität erreicht; das bedeutet, dass die CO₂-Emissionen bei Null liegen. Andere THG-Emissionen stehen nicht im Fokus. Es wird generell angenommen, dass sie zurückgehen und durch Senken ausgeglichen werden. Die Transformation verläuft verzögert, weil politische, ökonomische und gesellschaftliche Prozesse nicht optimal verlaufen.
- Im 1,5 °C-Szenario ist das zwischen 2015 und 2050 verbleibende CO₂-Emissionsbudget mit 450 Gt vorgegeben. In diesem Szenario wird die Transformation sehr zügig und umfassend

² In den TN-Szenarien der Langfristszenarien wurde ein Teil des nicht-energetischen Einsatzes von Energieträgern für die Industrie vernachlässigt; für 2020 beträgt die Fehlmenge 125 TWh bzw. 47 % rohstofflich genutzten Energieinputs der Industrie. Für diesen Bericht wurde der Fehlanteil auf die zukünftigen Jahre übertragen und die Werte korrigiert.

³ Das dritte Szenario ist das (rund) 5 °C-Szenario, das die Politiken basierend auf dem World Energy Outlook 2017 der IEA nutzt. Dieses Szenario wird in REFINE nicht verwendet.

umgesetzt. Das Szenario berücksichtigt alle umsetzbaren technologischen Maßnahmen, ohne gesellschaftliche bzw. politische Risiken und Hemmnisse zu berücksichtigen. Effizienzpotenziale sowie EE-Technologien werden schnell in der Breite gehoben bzw. entwickelt. Auch in weniger entwickelten Regionen werden (ohne Übergang über fossil-basierte Energie) sofort effiziente, auf erneuerbaren Energien basierende Technologien eingesetzt.

Die Szenarien mit zugrundeliegenden Annahmen und Ergebnissen sind ausführlich unter (Teske et al. 2019) beschrieben.

Die Szenarien werden in den Basisszenarien im Projekt REFINE folgendermaßen genutzt:

- ▶ Das 1,5 °C-Szenario passt hinsichtlich des Ambitionsniveaus bei der Reduktion der THG-Emissionen und bei der Schnelligkeit der Reduktion insgesamt recht gut zur Ausrichtung von GreenSupreme und wird daher im GreenSupreme-Szenario für die Transformation in Europa (ohne DE) und in der Welt (ohne Europa) genutzt.
- ▶ Das 1,5 °C -Szenario wird auch im H₂-Szenario für die Transformation in Europa (ohne DE) und der Welt (ohne Europa) unterstellt. Der wesentliche Grund ist, dass dadurch die Ergebnisse zwischen GreenSupreme und dem Wasserstoffszenario besser vergleichbar sind.
- ▶ Das 2 °C -Szenario erreicht in 2050 weitgehend eine Treibhausgasneutralität, die Umstellungen erfolgen aber langsamer als im 1,5 °C -Szenario. Daher wird in GreenLate für Europa (ohne DE) und die Welt (ohne Europa) auf dieses Szenario zurückgegriffen. In RESCUE erreichte GreenLate in der Welt (ohne Europa) Treibhausgasneutralität erst zehn Jahre verzögert. Für REFINE wird dagegen den Vorgaben (Teske et al. 2019) gefolgt. Hierfür werden neue CCS-Technologien, die in mehreren Ländern als akzeptabel angenommen werden, im Szenario aufgenommen und unterstellt, dass ein Teil der THG-Emissionen in der Welt (ohne Europa) mit CCS reduziert wird.

4 Methode zur Berechnung der Umweltwirkungen

Die Umweltwirkungen für die in REFINE betrachteten Szenarien, Regionen und Stützjahre werden mit der Ökobilanzmethode ermittelt. Dazu wurde die ecoinvent-Datenbank-Version 3.7.1 (von Dezember 2020) in der Ausprägung Systemmodell ‚Cut-Off‘ herangezogen und an die Szenarien GreenSupreme und GreenLate aus RESCUE (Purr et al. 2019) sowie an das Wasserstoffszenario der Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021) für die Bezugsjahre 2030, 2040 und 2050 angepasst. Diese aufwendige Entwicklung basiert auf der methodischen Vorarbeit im UBA-Projekt SYSEET (Liebich et al. 2020), wurde gemeinsam mit der ecoinvent Association realisiert und ist im Detail in (Liebich et al. 2023) beschrieben. Die Berechnungen mit diesen angepassten Datenbanken liefern spezifische Umweltwirkungen je Einheit Produkt (Dienstleistung). Basierend darauf lassen sich absolute Umweltwirkungen für Deutschland und die ausgewählten Regionen anhand installierter Kapazitäten und Produktionsmengen ermitteln.

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Annahmen und deren Umsetzung. Im Anhang A sind die Eingangsdaten für die veränderten oder neu eingefügten Technologien dokumentiert.

4.1 Ausgangsbasis ecoinvent Datenbank

Die Datenbank ecoinvent v3.7.1 besteht aus über 18.000 Einzeldatensätzen. Diese beschreiben in der Regel einzelne technische Prozesse oder Marktmixe – mit den Eingangs- und Ausgangsflüssen zwischen ihnen und der Technosphäre (v. a. Zwischenprodukte und Abfälle) bzw. der Biosphäre (Rohstoffentnahme und Emissionen). Diese Prozesse werden nach der Logik unterschiedlicher Systemmodelle untereinander verknüpft und stellen ein vereinfachtes Abbild der weltweiten Produktionsverflechtungen dar. Strukturell ist die Datenbank als (erweiterte) quadratische Matrix der Prozesse aufgebaut, d. h. für jeden Prozess ist die Stärke der Verbindung mit jedem anderen Prozess hinterlegt. Veränderungen einzelner Prozesse in der Datenbank, die Rückkopplungen auf vorgelagerte Prozessschritte in der Lieferkette haben, können somit abgebildet und effizient neu berechnet werden.

Es ist beispielsweise für die Annahme in den Szenarien relevant, dass die Roheisenherstellung technisch umgestellt wird – von der Erzeugung im Oxygenstahlwerk (Hochofen) auf die Direktreduktion von Eisen (DRI) mit Wasserstoff und anschließender Stahlherstellung im Elektrolichtbogenofen (EAF). Das hat nicht nur Einfluss auf das Umweltprofil der Stahlherstellung, sondern in der Folge auch auf alle anderen Produkte, die Stahl einsetzen. Die Stahlherstellung hat so auch Einfluss auf die Umweltwirkungen der Stromerzeugung (Strommix), die insbesondere über die Windenergieanlagen (WEA) viel Stahl benötigt. Der so erzeugte Strom geht wiederum in die Stahlherstellung (z. B. in Elektrolichtbogenöfen) ein. So hat die Änderung des Stahlprozesses auch mittelbar einen Einfluss auf das Umweltprofil der Stahlherstellung. Diese Rekursionsproblematik wird bei der Berechnung der Matrix in ecoinvent mathematisch gelöst. Somit werden die Umweltwirkungen aller Prozesse in der Matrix stets in Abhängigkeit aller anderen Prozesse berechnet.

4.2 Anpassung der Ökobilanzdaten für die Energiewendeszenarien

Zur Ermittlung der potenziellen Umweltwirkungen in den Szenarien, Regionen und Stützjahren, die in REFINE untersucht werden, wurden für die ecoinvent Datenbank relevante Datensätze analysiert und angepasst. Für die zu untersuchenden Schlüsseltechnologien (Kap. 4.2.1) wurden aktuelle Prozessdaten recherchiert und die Emissionen und Rohstoffentnahmen der zugehörigen Prozessketten ermittelt. Für das weitere Hintergrundsystem wurden allgemeine Anpassungen in den Bereichen Strommixe, Wärmeerzeugung, Power-to-X(PtX)-Energieträger, Industrieprozesse, Güterverkehr und Abfallentsorgung vorgenommen (Kap. 4.2.2). Schließlich

wurden weitere noch in der Datenbank fehlende Prozesse und Technologien ergänzt (Kap. 4.2.3).

Nachfolgend sind die Annahmen und Anpassungen qualitativ beschrieben. Weitere Detailinformationen und Datentabellen dazu sind im Anhang A aufgeführt.

4.2.1 Aktualisierung und Ergänzung von Schlüsseltechnologien

Einen speziellen Schwerpunkt bilden in REFINE die Schlüsseltechnologien für die Energiewende. Hier wurden für ausgewählte Technologien – sowohl für solche, die bereits in RESCUE berücksichtigt waren, als auch für neue – aktuelle Studien zu Materialbedarfen, Kenndaten und relevanten Emissionen ausgewertet. Die Daten wurden vor der Integration in die ecoinvent Datenbank mit dem Umweltbundesamt abgestimmt. Teilweise sind die Annahmen sehr ambitioniert, wie beispielsweise Leistungsdaten für zukünftige Windenergieanlagen. Dies steht aber im Einklang mit dem mitunter hohen Ambitionsniveau in den RESCUE-Szenarien.

In den federführend durch Fraunhofer ISI durchgeführten Metaanalysen wurden Veröffentlichungen ab 2015 analysiert und Quellenangaben ausgewertet, die nicht älter als 2010 waren. Gezielt recherchiert wurden spezifische Rohstoffbedarfe, technologische Parameter, technische Entwicklungstrends und -ziele, die aktuelle Bedeutung und Ausblick für 2030/2050 sowie qualitative Angaben zu Umweltwirkungen.

Folgende Schlüsseltechnologien waren in ecoinvent schon vorhanden und wurden im Rahmen von REFINE aktualisiert:

- ▶ Windenergieanlagen (Onshore-/Offshore-WEA)
- ▶ PV-Anlagen, Freifläche/Aufdach
- ▶ Li-Ionen-Akku (NMC und für 2050 Li-S-Akku)
- ▶ Solarthermische Kraftwerke (CSP)
- ▶ Geothermie-Kraftwerke
- ▶ Stromnetze
- ▶ Meerwasserentsalzung
- ▶ Wärmepumpen
- ▶ Strombasierte Antriebssysteme (BEV, PHEV, FCEV und Oberleitungs-Lkw)
- ▶ Brennstoffzellen

Folgende Technologien wurden neu hinzugefügt:

- ▶ Wasser-Elektrolyse (inkl. Herstellung Elektrolyseure) für H₂
- ▶ Methanisierung
- ▶ Methanolsynthese (direkt aus CO₂ und H₂)
- ▶ Fischer-Tropsch-Synthese, Power-to-Liquid (PtL) (v. a. Benzin und Diesel)
- ▶ Ammoniaksynthese (direkt aus H₂ und N₂)
- ▶ DRI – Direktreduktionsverfahren zur Stahlherstellung (mit H₂ als Reduktionsmittel)

- ▶ Oberleitungs-Infrastruktur für Autobahnen
- ▶ Energiespeicher Vanadium-Redox-Flow
- ▶ CO₂-Abscheidung und -Bereitstellung (Direct Air Capture, Abscheidung aus Rauchgas mittels Aminwäsche)

Die Informationen zu den Schlüsseltechnologien wurden in Form von Steckbriefen in einem Zwischenbericht dokumentiert und bildeten die Basis für die Ableitung von Inputdaten für die ecoinvent Datenbank. Für die Szenarien und die Stützjahre wurden abgeleitete Inputdaten mit dem UBA abgestimmt. Als aktuelles Referenzjahr zur Plausibilisierung der Übertragungen in die ecoinvent Datenbank (s. Kap. 4.3) wurden auch jeweils Daten für 2020 abgeglichen. Die wesentlichen Grundannahmen und Daten für die Szenarien sind in Anhang A.2 beschrieben. Eine allgemeine Technologiebeschreibung der Schlüsseltechnologien, die auf den in REFINE erstellten Steckbriefen beruhen, findet sich im Teilbericht Rohstoffe zur Auswertung der Rohstoff- und Materialbedarfe (Dittrich et al. 2024a).

4.2.2 Allgemeine Anpassung des Hintergrundsystems an die Szenarien

Als Hintergrundsystem sind die Prozesse in der ecoinvent Datenbank zu verstehen, bei denen es sich nicht um Schlüsseltechnologien handelt, da diese ausführlicher und szenarienspezifisch angepasst wurden (Kap. 4.2.1). Für REFINE wurden gezielt Prozesse im Hintergrundsystem identifiziert, die für die Energiewendeszenarien von hoher Bedeutung sind. Daneben wurden auch Prozesse angepasst, die in enger Verbindung zu den Schlüsseltechnologien stehen wie der Güterverkehr und die Abfallentsorgung. Insgesamt wurden vor allem Prozesse aus den folgenden Bereichen angepasst:

- ▶ Strommixe
- ▶ Wärmeerzeugung
- ▶ Power-to-X(PtX)-Energieträger
- ▶ Industrie
- ▶ Güterverkehr
- ▶ Abfallentsorgung

Aus den Szenarien wurden hier insbesondere Daten zu Energieverbräuchen und -mischen, Energie- und Materialeffizienz, Recyclinganteilen sowie zu neuen Prozesstechnologien abgeleitet. Für die Regionen Europa ohne Deutschland und Welt ohne Europa wurde dies analog – soweit verfügbar – nach Angaben in (Teske et al. 2019) (Kap. 3.4) umgesetzt. Zusätzliche Detailinformationen wurden dabei freundlicherweise vom Herausgeber Dr. Sven Teske zur Verfügung gestellt.

Strommixe: Die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien ist zentraler Bestandteil der Energiewendeszenarien. Für Deutschland entsprechen die Annahmen zur Umstellung in den Stützjahren für GreenSupreme und GreenLate den Annahmen in RESCUE. Für das H₂-Szenario wurden Angaben aus (Sensfuß et al. 2021) umgesetzt, auch für die Region Europa ohne DE. Bei den beiden Green-Szenarien basieren die für Europa ohne DE abgeleiteten Strommixe auf den Szenarien nach (Teske et al. 2019). Für die Welt ohne Europa gilt das für alle drei Szenarien.

Tabelle 1: Datenquellen für die Strommixe der Szenarien und Regionen

Region Szenario	Deutschland	Europa ohne Deutschland	Welt ohne Europa
GreenSupreme	RESCUE/Supreme	Teske/1,5 °C	Teske/1,5 °C
GreenLate	RESCUE/Late	Teske/2,0 °C	Teske/2,0 °C
Wasserstoff	Langfristszenarien	Langfristszenarien	Teske/1,5 °C

RESCUE/Supreme und RESCUE/Late: Supreme-/Late-Szenario aus dem RESCUE-Vorhaben (Dittrich et al. 2020c; d)

Teske/1,5 °C und Teske/2,0 °C: Pathway for +1.5 °C bzw. +2.0 °C aus (Teske et al. 2019)

Langfristszenarien: Szenario TN-H₂-G aus (Sensfuß et al. 2021)

Die resultierenden Strommixe sind im Anhang A.1.1 aufgeführt. Die neu ermittelten Strommixe wurden in der ecoinvent Datenbank in ca. 170 Strommärkten eingesetzt. Dort ersetzen sie die nationalen Strommärkte. Die resultierenden Strom-Emissionsfaktoren für die drei Regionen (DE, Europa ohne DE, Welt ohne Europa) sind als Ergebnis in Kapitel 5.2.1 beschrieben.

Die Anpassung der **Wärmeerzeugung** betrifft hauptsächlich die Wärmebereitstellung in der Industrie. In GreenSupreme und GreenLate erfolgt eine Umstellung auf elektrische Beheizung, soweit technisch möglich und sinnvoll. Für Hochtemperaturanwendung wird Power-to-Gas (PtG) statt Erdgas verwendet. Im H₂-Szenario nach (Sensfuß et al. 2021) wird für die industrielle Wärme in Öfen und Dampferzeugern überwiegend Wasserstoff verwendet. Der dort angegebene Energieträgermix wird separat für die Jahre aber gleichermaßen für alle Industriebranchen angenommen. Die Angaben zu Verbräuchen und Umstellung in verschiedenen Industriebranchen finden sich in Anhang A.3.

Für **PtX-Energieträger** wurden allgemeine Festlegungen bezüglich Herstellungsort, anzuwendendem erneuerbarem Strommix, Speicher und Transporten in Abstimmung mit dem UBA getroffen (Anhang A.2.4 bis A.2.7). Für GreenSupreme und GreenLate folgen die Festlegungen den Annahmen aus RESCUE. Wasserstoff wird inländisch bzw. in den jeweiligen Verbrauchsregionen hergestellt. Methan wird in GreenSupreme ebenfalls regional produziert und in Late aus Regionen mit günstigen Standortbedingungen importiert. Letzteres gilt auch für PtL: Importe für Deutschland und Europa ohne DE werden wie in RESCUE aus der MENA-Region (Proxy Marokko) angesetzt. Für die Verbrauchsregion Welt ohne Europa kommen die gleichen Standort- und Transportbedingungen zum Tragen. Im H₂-Szenario werden nur Fischer-Tropsch (FT)-Kraftstoffe von außerhalb Europas importiert. Ansonsten erfolgt eine Eigenerzeugung bzw. für Deutschland auch Importe aus der EU ohne DE. Im Anhang finden sich weitergehende Daten zu Mix und Volllaststunden der Stromerzeugung für die Wasserstoffherstellung im H₂-Szenario (Anhang A.1.2) und den Endenergieverbräuchen (Anhang A.6).

Die Prozesse der (Grundstoff-) **Industrie** sind maßgeblich für die Umweltwirkungen der Schlüsseltechnologien. Effizienzsteigerungen wurden gemäß RESCUE bzw. dem H₂-Szenario umgesetzt und ebenso die Umstellungen der Wärmeerzeugung. Für besonders energieintensive Branchen gibt es in RESCUE und dem H₂-Szenario Annahmen zu Verbrauchsänderungen auf Prozessebene, die auf ecoinvent übertragen wurden. Dies betrifft vor allem die Branchen Metallherstellung (Stahl, Nichteisen-Metalle), Zementherstellung und Chemieindustrie.

Die detaillierten Modifikationen in den Industriesektoren inklusive der Eingangsdaten (Sekundäranteile, Endenergieverbräuche, Technologieübergänge) sind im Anhang A.3 dieses Berichtes aufgeführt. Darin aufgelistete Schrotteinsatzquoten wurden zu einem frühen Projektzeitpunkt in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt neu, abweichend zu RESCUE festgelegt. Die in der IOT (Teilbericht Rohstoffe (Dittrich et al. 2024a)) verwendeten Sekundär-

anteile (Recycling-Input-Rate, RIR) für Metalle beruhen dagegen auf später durchgeführten Vertiefungsstudien und konnten nicht mehr für die Ökobilanzberechnung angepasst werden. Dieser Aspekt könnte in künftigen Forschungsvorhaben genauer untersucht werden.

Für sonstige Industrieprozesse sowie für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) wurden für die Berechnung in der ecoinvent Datenbank allgemeine Energieeinsparungen für die drei Szenarien umgesetzt sowie bis 2050 die vollständige Defossilisierung. Für sonstige Prozesse der Chemieindustrie ist die Umstellung von fossilen Energieträgern, auch als Rohstoff, auf PtL-Produkte der Fischer-Tropsch-Synthese, PtG-Methan und Methanol berücksichtigt.

Des Weiteren wurden Materialeinsparungen bei Investitionsgütern der Industrie angenommen. Für GreenSupreme mit hohem Ambitionsniveau ist eine allgemeine Materialeinsparung von 1,2 % pro Jahr bzw. eine Reduktion um 30 % von 2020 bis 2050 angenommen. Für das H₂-Szenario wurde basierend auf Informationen zu einzelnen Materialien eine allgemeine Reduktion von 10 % bis 2050 abgeschätzt. Diese Annahmen für die Bereitstellung von rund 40 ausgewählten Investitionsgütern (darunter Gebäude, Maschinen und Transportinfrastruktur sowie für Verpackungen) wurden in die ecoinvent Datenbank übertragen. Für GreenLate wurden keine Materialeinsparungen angenommen.

Der **Güterverkehr** verursacht einen Teil der Umweltwirkungen bei der Bereitstellung der Schlüsseltechnologien, der Personenverkehr ist dagegen nicht relevant. Die wesentlichen Transportprozesse in der ecoinvent Datenbank wurden entsprechend den Ausprägungen der Szenarien für den Straßengüterverkehr und den sonstigen Güterverkehr modifiziert.

Die **Abfallentsorgung** ist bei der Bereitstellung von Investitionsgütern in den ecoinvent Datensätzen bereits berücksichtigt. Die Verwertungs- bzw. Beseitigungsverfahren und -anteile wurden allgemein nicht verändert. In Anlehnung an die Annahmen in RESCUE wurde für die thermische Abfallbehandlung vereinfachend davon ausgegangen, dass in allen Szenarien der fossile Kohlenstoffanteil im Abfall, der im Ausgangsjahr 2020 gegeben ist, in 2030 noch 100 % beträgt, in 2040 zu 50 % und bis 2050 vollständig durch nicht-fossile Quellen ersetzt wird (durch atmosphärisches Kohlendioxid, gespeichert in Kohlenwasserstoffen aus PtX).

4.2.3 Weitere ergänzte Prozesse und Technologien

Zusätzlich zu den neu zur ecoinvent-Datenbank hinzugefügten Schlüsseltechnologien und den allgemeinen Anpassungen des Hintergrundsystems war es notwendig, eine Reihe von neuen Technologien zu ergänzen:

- ▶ Vanadium-Redoxflow-Batterie (für das GreenLate-Szenario)
- ▶ CO₂-Speicherung im Untergrund inkl. Kompression und Transport (CCS für das GreenLate-Szenario)
- ▶ Wasserstofftank für Fahrzeuge
- ▶ Wasserstofftransport per Pipeline

Darüber hinaus stellten aggregierte Prozesse in der ecoinvent Datenbank eine besondere Herausforderung dar. Dabei handelt es sich um Industrieprozesse, die auf vertraulichen Angaben basieren, in denen Vorkettendaten für Energie- und Rohstoffbereitstellung aggregiert einbezogen sind. In dieser Form kann die Umstellung von fossilen Rohstoffen auf erneuerbare Energieträger (Strom und PtX) nicht abgebildet werden. Zur Lösung wurden die vor allem betroffenen Datensätze der Grundstoffchemie und Kunststoffherstellung basierend auf am ifeu-intern verfügbaren Daten disaggregiert. Die vollständige Liste der disaggregierten Prozesse findet sich im Anhang A.5.

4.3 Integration der Annahmen und Umsetzung in der ecoinvent Datenbank

Die für das Projekt REFINE definierten Anpassungen für das Hintergrundsystem und die Schlüsseltechnologien wurden in mehrere Parameterlisten, neue Datensätze und Spezifikationen für Änderungen in der Modellierung der ecoinvent Datenbank übersetzt. Seitens ecoinvent wurden die Anpassungen in eine neu erstellte Berechnungsumgebung eingebunden, die Anpassungen in einzelnen Modulen erlaubt. Damit können die Auswirkungen der Anpassungen, z. B. die Änderungen in den Strommixen, isoliert voneinander betrachtet werden. Für die Integration der ecoSpold¹⁴ Datensätze wurde eine Übersetzungstabelle erstellt, welche die Elementar- und Materialflüsse den entsprechenden Flüssen in der ecoinvent-v3-Nomenklatur zuweist. Die Berechnungsumgebung integriert die Anpassungen in ihren verschiedenen Formen in spezifische Änderungen in den Matrizen des Systemmodells „Allocation, cut-off“. Dies wurde für alle zu berechnenden Szenarien, Regionen und für alle Berechnungsjahre mit den dazugehörigen Parametern und Datensätzen durchgeführt, wobei jede Neuberechnung über 18.000 Ergebnis-Datensätze mit jeweils ca. 2.100 Elementarflüssen und 25 Indikator-Ergebnissen erzeugt. Die modifizierten Matrizen sind klassisch auswertbar zur Erstellung von Sachbilanzen (Life Cycle Inventory, LCI) und Wirkungsabschätzungen (Life Cycle Impact Assessment, LCIA).

Eine Kontrolle des Vorgehens erfolgte während der Integration durch Kompatibilitätstests und eingeführte Prüfroutinen, die Veränderungen in der Datenbank wurden protokolliert. Für die Plausibilisierung der Ergebnisse – für die es keine Referenzergebnisse aus anderen Ökobilanzberechnungen gibt – wurden zum einen 60 Datensätze für Güter genutzt, die den Gütern aus dem UBA-Projekt „Grenzen des Konsums“ (Dittrich et al. 2024b) entsprechen. Der Vorteil der Nutzung dieser Güter (darunter z. B. eine Waschmaschine, Baumwolle oder Holzwerkstoffe) bestand darin, dass sie sich selbst nicht änderten und daher Veränderungen ausschließlich auf die veränderten Hintergrundsysteme zurückzuführen sind.

Eine Validierung konnte außerdem für jede der angepassten Datenbanken mit Blick auf die Treibhausgasemissionen und den kumulierten Energieaufwand (KEA) anhand der Zielsetzungen der Szenarien durchgeführt werden: So ist in GreenSupreme in 2050 der Einsatz fossiler und nuklearer Energieträger weltweit ausgeschlossen und die THG-Emissionen sind um mindestens 95 % gegenüber 2020⁵ reduziert. Weiterhin wurden für alle untersuchten Umweltwirkungen alle Datensätze ausgewertet und mit dem Jahr 2020 als aktuellem Referenzjahr verglichen, um statistische Auffälligkeiten zu lokalisieren.

Eine ausführliche Beschreibung des Vorgehens zur Integration, Umsetzung und Plausibilisierung der Ergebnisse ist in (Liebich et al. 2023) enthalten.

4.4 Umweltwirkungskategorien und Indikatoren

Die ecoinvent Datenbank erlaubt die Auswertung eines umfassenden Sets an Umweltwirkungen und Indikatoren nach unterschiedlichen Charakterisierungs- und Wirkungsmodellen, die für Ökobilanzen entwickelt wurden. Für REFINE wurden Umweltwirkungskategorien ausgewählt, die Wirkungen auf midpoint Ebene abbilden und in Übereinstimmung mit ISO 14040/14044 für vergleichende Auswertungen verwendet werden können. Darüber hinaus wurden Indikatoren für die Inanspruchnahme von Energie- und Rohstoffressourcen herangezogen.

⁴ ecoSpold1 ist ein verbreitetes Ökobilanzdaten-Austauschformat

⁵ Die Annahme in den Green-Szenarien „mindestens 95 % Reduktion gegenüber 1990“ wurde hier auf das Referenzjahr 2020 angewendet.

Die ausgewählten Wirkungskategorien sind in Tabelle 2 dargestellt. Überwiegend handelt es sich dabei um Wirkungskategorien etablierter Charakterisierungsmodelle. Insbesondere Klimawandel und stratosphärischer Ozonabbau (ODP) sind durch global wirksame Emissionen bestimmt und die Metriken international anerkannt. Während der Klimawandel weiterhin eine der größten Herausforderungen des Jahrhunderts darstellt, sind für den Indikator ODP Erfolge der internationalen Anstrengungen zu verzeichnen. Sowohl die Weltwetterorganisation als auch UNEP gaben 2023 bekannt, dass sich die Ozonschicht erholt⁶.

Die bodennahe Ozonbildung (Sommersmog) wurde ebenfalls ausgewertet, aber auf eine Darstellung der Ergebnisse wird aufgrund höherer Unsicherheiten verzichtet. Die Methode ist zwar in sich transparent und nachvollziehbar, aber in der Anwendung der ökobilanziellen Technologievergleiche nur eingeschränkt aussagekräftig. Insbesondere sind die zeitlichen und räumlichen Zusammenhänge der Ozonbildung für die Bewertung der Emissionen nicht berücksichtigt⁷. Zudem ist bezüglich der Ergebnisinterpretation der Emissionen, die zu bodennaher Ozonbildung führen, festzuhalten, dass hier mitunter die verfügbare Datendichte geringer ist.

Die Wirkungskategorie Naturraumbeanspruchung wird mit dem vom ifeu entwickelten Konzept der hemerobiegewichteten Landnutzung ausgewertet (Fehrenbach et al. 2015, 2019). Dieses bewertet die Naturferne von belegten Flächen. Während komplett versiegelte Flächen mit einem Hemerobiefaktor 1 versehen werden, erhalten Flächen, die weniger naturfern genutzt werden einen niedrigeren Faktor < 1. Die Gewichtung erfolgt nach Qualitätskriterien für verschiedene Nutzungs- bzw. Bewirtschaftungsarten (z. B. Dauerkulturen, Fruchtfolgenwechsel, Dünger-, Pestizideinsatz). Es ist wichtig zu beachten, dass diese Wirkungskategorie die direkten *Flächenbelegungen* bewertet. Direkte und indirekte *Flächennutzungsänderungen* werden in diesem Ansatz dagegen nicht betrachtet, da diese eine andere, zusätzliche Dimension darstellen: Während die Flächenbelegung einen statischen Zustand bewertet, erfordern Flächenqualitätsänderungen in Folge von Flächennutzungsänderungen eine dynamische Bewertung (z. B. von Grünland zu Ackerland).

Der reine, ungewichtete Sachbilanzindikator Flächennutzung, also belegte Fläche, wird ebenfalls berechnet, in den Ergebniskapiteln aber nicht gesondert dargestellt. Die zugehörigen Ergebnisse sind aber in der Ergebnis-Exceldatei aufgeführt.

Zu beachten ist generell bei den Ergebnissen zur Landnutzung, dass diese für Landflächen gelten. Zum einen sind belegte Wasserflächen noch nicht umfassend als Parameter in ecoinvent Datensätzen hinterlegt, und auch für das Hemerobiekonzept gilt, dass eine Bewertung von Wasserflächen (bisher) nicht Bestandteil des Charakterisierungsmodells ist⁸. Für Windenergieanlagen auf See (Offshore-WEA) sind entsprechend Wasserflächen nicht in den Ergebnissen der Landnutzung enthalten. Die Ergebnisse sind dennoch relevant; sie sind denen der Windenergieanlagen an Land (Onshore-WEA) ähnlich, deren Anlagenfläche selbst nur etwa 5 % zum Ergebnis beiträgt. Der Rest der Flächenbelegung geht auf Vorkettenprozesse zurück.

⁶ <https://public.wmo.int/en/media/press-release/ozone-layer-recovery-track-helping-avoid-global-warming-05%C2%B0c> (11.09.2024)

⁷ Die Aufsummierung der teils im Charakterisierungsmodell auch mit negativen Faktoren bewerteten Kohlenwasserstoffe und Stickoxide aus den Prozessen kann nicht die tatsächlichen Bildungsreaktionen vor dem Hintergrund real existierender Konzentrationen und Mischungsverhältnisse in der Atmosphäre abbilden.

⁸ Die Bewertung der Auswirkungen durch Nutzung und Nutzungsänderung von „Wasserflächen“ im Rahmen des Hemerobie-Konzeptes wird derzeit am ifeu erarbeitet. Aquatische Lebensräume unterscheiden sich wesentlich von terrestrischen. Folglich ist hier eine Erweiterung des bestehenden Konzeptes notwendig, die dem aquatischen Raum und den Auswirkungen durch dessen Nutzung gerecht wird. Grundlegend sind dabei die Fragen, inwieweit sich auf die Fläche oder den Raum bezogen wird und wie Meeresboden und Wassersäule integriert werden können (Bolte und Fehrenbach 2024).

Tabelle 2: Umweltwirkungskategorien, Einheiten und Charakterisierungsmodelle

Wirkungskategorie	Indikator	Einheit	Modell
Klimawandel	Global Warming Potenzial (GWP)	kg CO ₂ e	100 Jahreshorizont (IPCC 2013)
Versauerung	Acidification Potenzial (AP)	kg SO ₂ e	nach (Hauschild und Wenzel 1998)
Eutrophierung - terrestrisch, aquatisch	Eutrophication Potenzial (EP)	kg PO ₄ e	nach (Heijungs et al. 1992)
Bodennahes Ozon (Sommersmog)	Photochemical Ozone Creation Potenzial (POCP)	kg C ₂ H ₄ e	nach ReCiPe (Goedkoop et al. 2009)
Feinstaub	Particulate Matter aerodynamic diameter less than 2.5 µm (PM _{2.5})	kg PM _{2.5} e	nach (De Leeuw 2002; WHO 2006)
(Stratosphärischer) Ozonabbau	Depletion potential of the stratospheric ozone layer (ODP)	kg CFC11e	nach (WMO 2014)
Hemerobiegewichtete Landnutzung (Naturraumbeanspruchung)	Naturferne-Potenzial	m ² aLe·a (aLe = artificial land equivalents)	nach (Fehrenbach et al. 2015, 2019)

Bei den im Weiteren ausgewerteten Indikatoren für die Inanspruchnahme von Energie- und Rohstoffressourcen handelt es sich um folgende Indikatoren auf Sachbilanzebene:

- Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA), nach (Giegrich et al. 2012) in kg; in dieser Studie umfasst der KRA nur abiotische Rohstoffe differenziert in die vier Unterkategorien Energierohstoffe (fossil/nuklear)⁹, Metallrohstoffe, Bau- und Industriemineralien („KRA abiotisch“).
- Kumulierter Energieaufwand (KEA) nach (VDI 2012) in MJ („lower heating value“, LHV) für die fossilen, nuklearen und regenerativen Energieträger.
- Wasserbedarf: Bedarf an Süßwasser für Prozesse (kein Kühlwasser) in l H₂O.
- Flächennutzung: belegte Fläche in m²a (Sachbilanzindikator).

⁹ Uran wird entsprechend der Umweltökonomischen Gesamtrechnung des statistischen Bundesamtes in die Gruppe der Energierohstoffe eingeordnet.

5 Ergebnisse Umweltwirkungen

Die Ergebnisse der Umweltwirkungen sind sowohl als absolute Umweltwirkungen und Ressourceninanspruchnahmen ausgewertet (bezogen auf absoluten Endenergiebedarf) (Kap. 5.1) als auch als spezifische Ergebnisse (je funktionelle Einheit) für alle Schlüsseltechnologien und für die Strombereitstellung (Kap. 5.2). Berechnungsgrundlage bildet ein Ökobilanzmodell, das zwölf angepasste ecoinvent Datenbanken enthält, für drei Szenarien und vier Bezugsjahre; jede Datenbank enthält die verknüpften Prozesse der drei in REFINE untersuchten Regionen.

Die absoluten Ergebnisse werden für Deutschland bzw. den deutschen Endenergiebedarf gezeigt. Dabei erfolgt auch eine Auswertung nach den Regionen der Umweltinanspruchnahmen, wodurch Verlagerungseffekte (im Ausland ausgelöste Umweltwirkungen durch den Verbrauch in Deutschland) gezeigt werden können. Dies ist möglich, da die Ökobilanzdatensätze in ecoinvent nach Regionen klassifiziert sind, die für REFINE in die drei Regionen Deutschland (DE), Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW) gruppiert wurden. Eine Auswertung absoluter Umweltwirkungen für die weiteren Regionen (RoE, RoW) ist genauso möglich und wird für künftige Projekte empfohlen, um hierzu durch weitergehende Analysen tiefergehende Einblicke zu erhalten. Im Rahmen von REFINE wird ein Ausblick auf die absoluten Umweltwirkungen einer globalen Energiewende gegeben.

Im Weiteren sind in diesem Kapitel Sensitivitätsbetrachtungen beschrieben, die auf Basis der spezifischen Ergebnisse durchgeführt wurden (Kap. 5.3). Für den Import von PtX-Produkten nach Deutschland erfolgt eine Einschätzung der Größenordnung der dadurch im Ausland ausgelösten Umweltwirkungen (Kap. 5.4).

5.1 Umweltwirkungen der Energiewende

Die Berechnung der absoluten Umweltwirkungen für die drei Energiewendeszenarien erfolgt für Deutschland anhand des Ökobilanzmodells. Grundlage der Berechnung ist die Veränderung der Menge und der Zusammensetzung des jeweiligen Energiebedarfs in den Szenarien. Mit diesem Ansatz können absolute Umweltwirkungen berechnet werden, und es kann aufgezeigt werden, in welchem Verhältnis die national verursachten Umweltwirkungen zu den im Ausland durch Deutschland ausgelösten Umweltwirkungen stehen (Vorketten). Entsprechend umfassende Berechnungsansätze und Auswertungen waren im Rahmen von REFINE erst zu einem sehr späten Projektzeitpunkt möglich¹⁰, dank Weiterentwicklungen von Software und Programmtechniken. Basierend auf der open-source Ökobilanz-Software Brightway2 (Mutel 2017) und dem zugehörigen Activity Browser (Steubing et al. 2020) konnten die sehr umfassenden Datensätze in der angepassten ecoinvent Datenbank für die drei Szenarien und die Jahre 2020, 2030, 2040, 2050 effizient ausgewertet werden. Die berechneten absoluten Umweltwirkungen sind nicht als abschließend, aber als aussagekräftig einzuordnen.

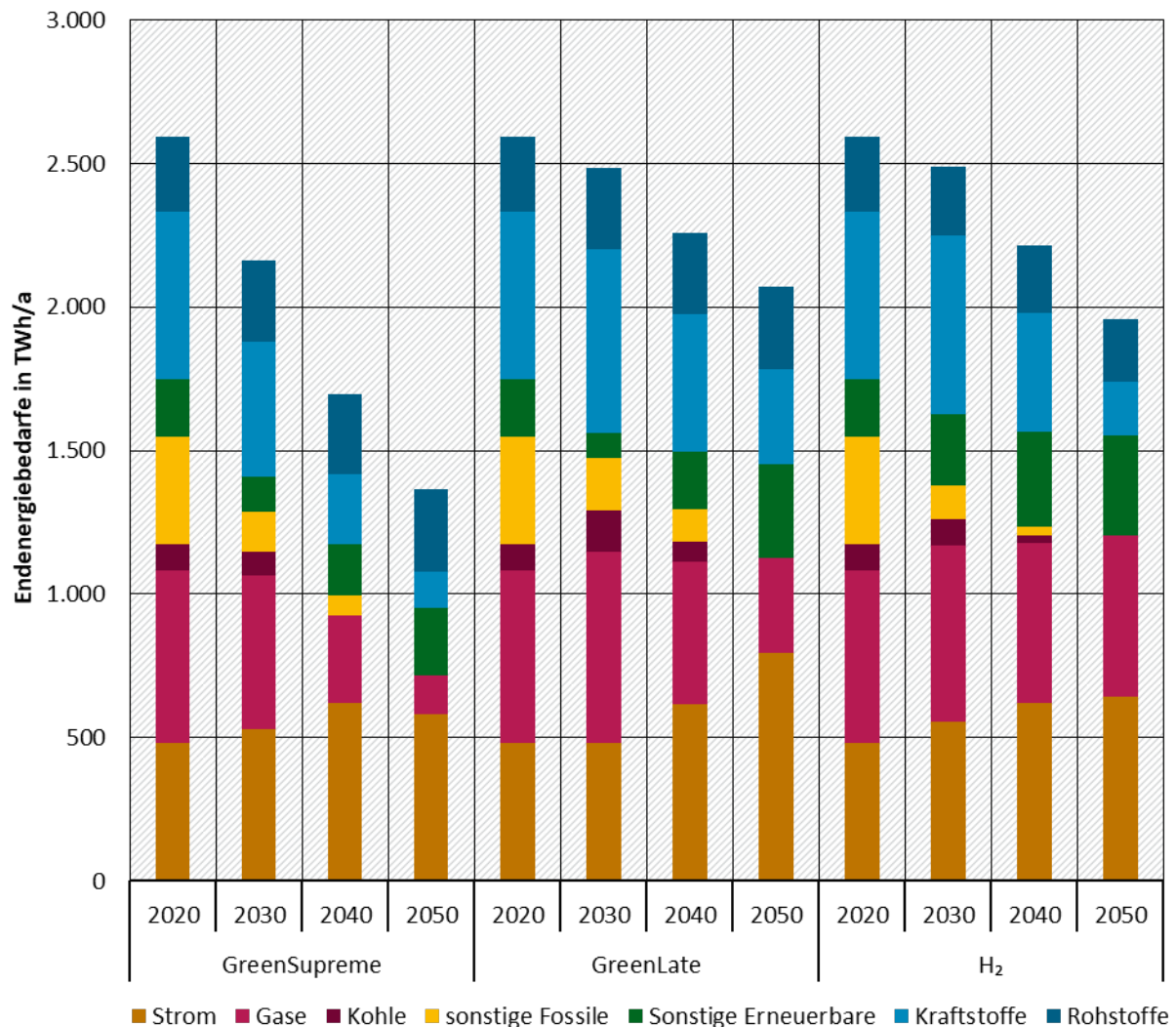
5.1.1 Vorgehen zur Berechnung der absoluten Umweltwirkungen

Die Transformations-Szenarien GreenSupreme, GreenLate und das H₂-Szenario (TN-H₂-G) beschreiben unterschiedliche Pfade der Defossilisierung Deutschlands bis 2050. Wie in Kapitel 3 dargestellt, beschreiben diese den Umstieg auf erneuerbare Energieträger bei einer gleichzeitigen Reduktion des Energieverbrauchs. In GreenSupreme ist die Transformationsgeschwindigkeit sehr ambitioniert – der Endenergiebedarf Deutschlands

¹⁰ Frühere Schätzrechnungen mussten sich auf WEA und PV beschränken.

reduziert sich bis zum Jahr 2050 um 47 % im Vergleich zu 2020. Im Szenario GreenLate liegt die Reduktion bei 20 % und im Wasserstoffszenario bei 24 % (Abbildung 1 und Anhang A.6).

Abbildung 1: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs in Deutschland nach Energieträgern für die Szenarien GreenSupreme, GreenLate und das H₂-Szenario



Rohstoffe: Stoffliche Nutzung von Energieträgern

Quelle: eigene Darstellung, ifeu, basierend auf (AGEB 2022; Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021)

In GreenSupreme wird in den Sektoren Verkehr und Haushalte von dem größten Einsparpotenzial ausgegangen, 65 % bzw. 61 % in 2050 im Vergleich zu 2020. In GreenLate und im H₂-Szenario sind die Reduktionen in diesen Sektoren ungefähr halb so groß, mit 29 % bis 36 %. Der Sektor Industrie bietet den Szenarien zufolge das geringste Energieeinsparpotenzial mit 28 % in GreenSupreme, 16 % im H₂-Szenario und 2 % in GreenLate; dies kann teilweise auf die stoffliche Nutzung von Energieträgern zurückgeführt werden („Rohstoffe“ in Abbildung 1), die grob ein Drittel des Energiebedarfs der Industrie ausmacht. Der Energiebedarf des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) liegt im Jahr 2020 bei rund 400 TWh/a mit einem Reduktionspotenzial von 21 % bis 42 %.

Die dargestellte Veränderung des Energiebedarfs in Deutschland ist die Grundlage zur Berechnung der Umweltwirkungen. Die Bereitstellung der Endenergien wird für die Bezugsjahre differenziert mittels der angepassten Ökobilanzteilmodelle abgebildet. In den

Ökobilanzrechnungen wird somit die Deckung des Endenergiebedarfs in Deutschland als funktionelle Einheit angenommen, die sich in Abhängigkeit von Bezugsjahr und Szenario in Menge und Zusammensetzung unterscheidet. Die Datentabellen der Endenergieverbräuche sind in Anhang A.6 dargestellt.

Die ökobilanziellen Berechnungen sind der Ausgangspunkt für den Vergleich des heutigen Energiesystems mit der zukünftigen Situation mit 100 % erneuerbarer Energien. Infolge der Defossilisierung reduzieren sich die spezifischen Umweltwirkungen, die durch den Betrieb verursacht werden (v. a. verbrennungsbedingte (Luft-)Emissionen der fossilen Energieträger) und erhöht sich der Anteil der Anlagenherstellung (und Vorketten) für erneuerbaren Strom (insb. PV und WEA). Bei Bau und Errichtung dieser Anlagen werden die wesentlichen Umweltwirkungen verursacht, die über ihre Lebensdauer (für PV und WEA 20 bis 30 Jahre) bzw. über den Gesamtenergieertrag verteilt werden. Dies entspricht den ökobilanziellen Grundsätzen und ist auch adäquat zu den verwendeten Midpoint-Indikatoren (Kap. 4.4), die potentielle Umweltwirkungen abbilden, die häufig erst in der Zukunft auftreten¹¹. Die Abschreibung der Umweltwirkungen über die Lebensdauer der Anlagen macht es notwendig, die Altersstruktur der betroffenen Anlagen bei der Berechnung der absoluten Umweltwirkungen für ein spezifisches Jahr zu berücksichtigen. In den folgenden Berechnungen für die Bezugsjahre 2030, 2040 und 2050 wurde daher das Anlagenalter szenarienspezifisch für PV, WEA und CSP über Baujahrklassen abgebildet und diesen entsprechende Ökobilanzteilmodelle zugeordnet (Tabelle 3).

Tabelle 3: Baujahrklassen und zugeordnete Ökobilanzteilmodelle

Baujahrklasse	Ökobilanzdaten und -modell
Vor 2015	Original ecoinvent Ökobilanzdatenbank Version 3.7.1
2015-2024	Anpassung Schlüsseltechnologien für 2020 in Version 3.7.1
2025-2034	Schlüsseltechnologien und Hintergrundsystem für 2030
2035-2044	Schlüsseltechnologien und Hintergrundsystem für 2040
Nach 2045	Schlüsseltechnologien und Hintergrundsystem für 2050

Quelle: eigene Zusammenstellung, ifeu

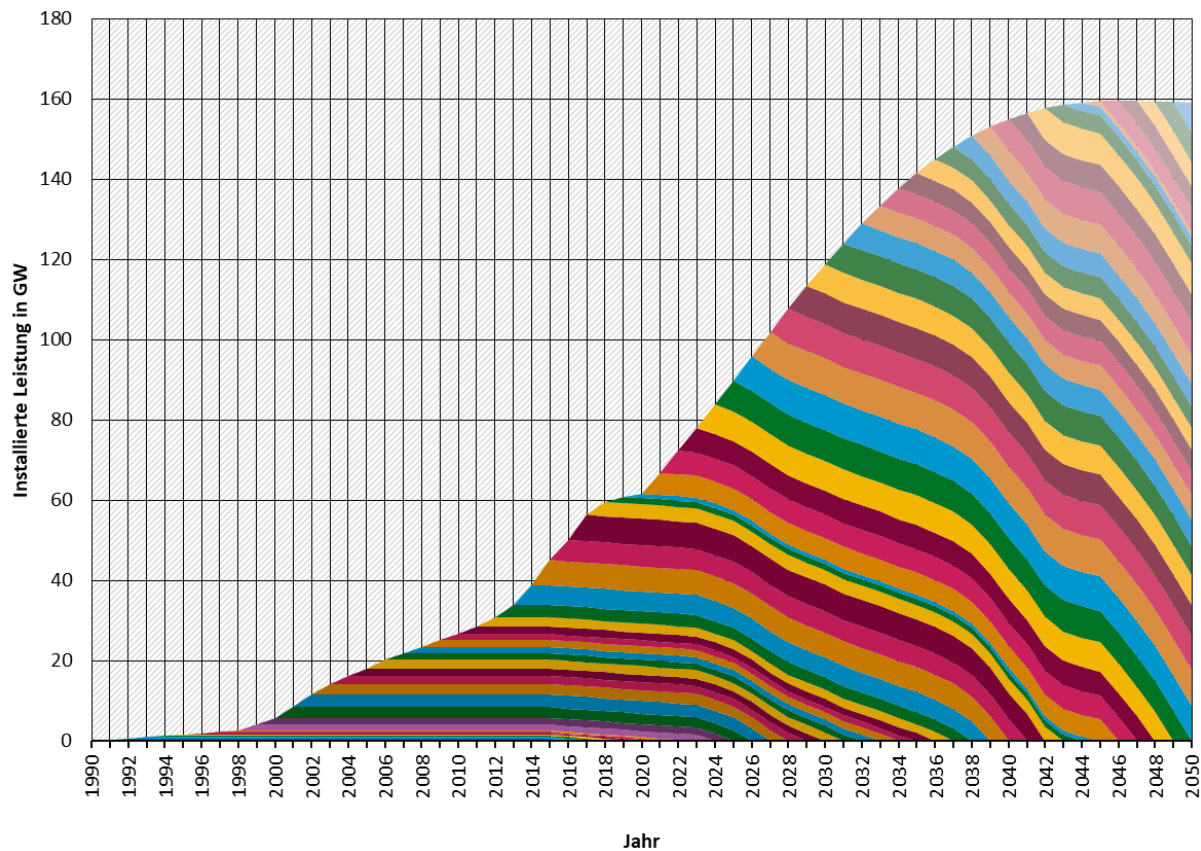
Die Ermittlung der Altersstruktur der Anlagen wurde für PV, WEA und CSP für die drei Szenarien und drei Regionen abgeleitet. Dazu wurden die installierten Leistungen in der Vergangenheit (AGEE-Stat 2023) und für die Zukunft (entsprechend der Szenarien (Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021)) ausgewertet und Funktionen für die jährlichen Zubauraten abgeleitet. Die Lebensdauer der Anlagen wurde vereinfachend linear bis Ende der Lebensdauer angenommen. So ergibt sich für jedes Betrachtungsjahr eine Altersschichtung der Anlagen, die exemplarisch in Abbildung 2 für WEA in dem Szenario GreenSupreme gezeigt wird.

Die Altersschichtung der Anlagen wurde anschließend in die Baujahrklassen überführt, so dass sich eine Verteilung der Baujahrklassen für die Stützjahre ergibt. Exemplarisch ist das Ergebnis in Abbildung 3 dargestellt. Die Gesamtdaten für die Baujahrklassenverteilung sind in Anhang A.7 aufgeführt.

¹¹ Aktuell geht man z. B. davon aus, dass Kohlendioxid ungefähr eine Dekade nach seiner Emission seine maximale Wirkung entfaltet (Ricke und Caldeira 2014).

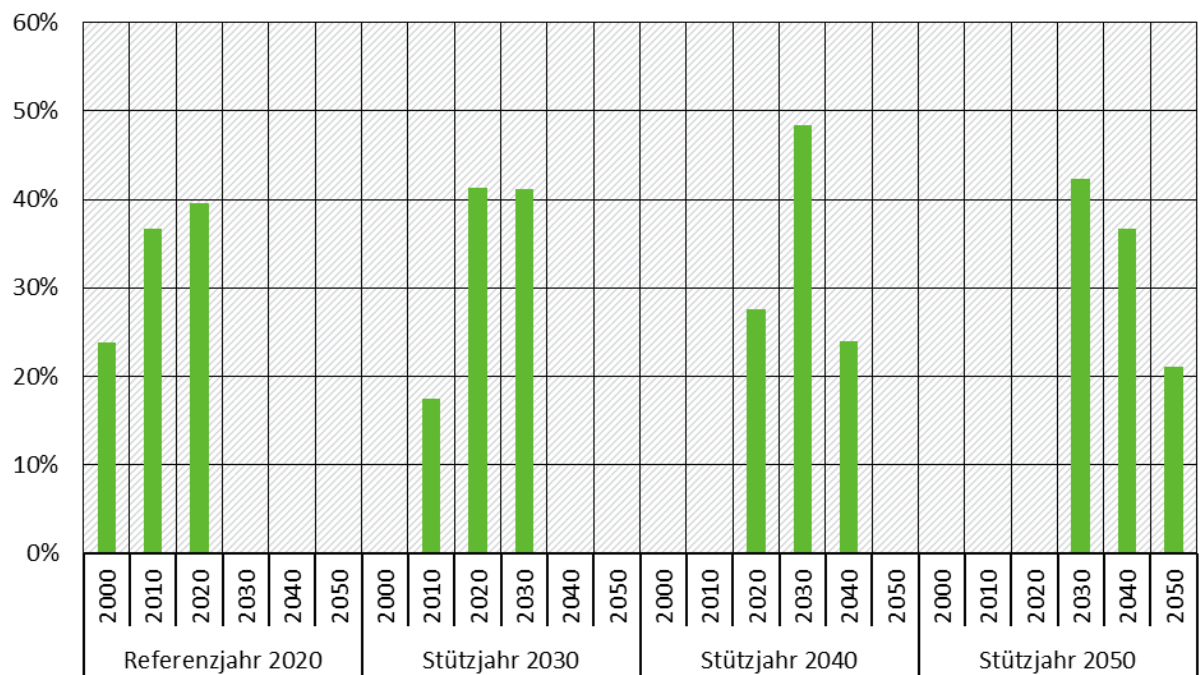
Abbildung 2: Altersschichtung von Windenergieanlagen in GreenSupreme

Jedes Farbband entspricht der Anlagenleistung eines Baujahres über die Lebensdauer.



Quelle: Eigene Berechnung, ifeu

Abbildung 3: Baujahrklassenverteilung von Windenergieanlagen in GreenSupreme



Quelle: Eigene Berechnung, ifeu, basierend auf (Dittrich et al. 2020c)

Aus Abbildung 3 wird deutlich, dass für das Stützjahr 2050 auch Bestandsanlagen aus den Jahren 2030 und 2040 eine Rolle spielen. Daraus ergibt sich, dass in 2050 auch noch fossile Treibhausgasemissionen in den Ergebnissen auftreten, die bei der Errichtung dieser Anlagen entstehen und über die Lebensdauer abgeschrieben werden. Um im Ergebnis auch zu zeigen, wie sich ein vollständig defossilisierter Anlagenbestand auswirkt, ist in den Abbildungen ein entsprechendes Szenarienjahr ‚2050-plus‘ ausgewiesen. Somit können auch die Umweltwirkungen und Rohstoffbedarfe für die eingeschwungenen Energie- und Produktionssysteme der Transformationsszenarien abgeschätzt werden. Die Mischung der Baujahrklassen der EE-Anlagen wird für alle anderen Szenariojahre in der Berechnung der absoluten Umweltwirkungen berücksichtigt.

Die in der Gesamtberechnung für ein Szenariojahr zunächst berechneten Emissionen und Rohstoffbedarfe bzw. Umweltwirkungen bilden die gesamte Vorkette für die Bereitstellung der Energieträger ab. Wesentliche Umweltwirkungen der fossilen Energieträger treten aber erst bei der Nutzung (Verbrennung) auf – dies gilt für die hier betrachteten Endenergien Kohle (Stein-/Braunkohle), Gase (Erdgas), Sonstige Fossile (Heizöl) und Kraftstoffe (Benzin/Diesel). Viele verbrennungsbedingte Emissionen (z. B. NO_x, CH₄, CO, SO₂ und NMVOC) sind allerdings abhängig von den spezifischen Verbrennungsbedingungen, die in diesem Vorhaben nicht bestimmt wurden. Dennoch können die durch die Energiewende verursachten Veränderungen, als Differenz zwischen den Umweltwirkungen in einem Bezugsjahr und dem Referenzjahr 2020 ermittelt werden. Vereinfachend wird dabei davon ausgegangen, dass äquivalente erneuerbare Energieträger (z. B. PtX) die gleichen Emissionen verursachen (Ausnahme CO₂). Diese Vereinfachung führt ggf. zu einer Unterschätzung der Umweltentlastungen der Energiewende, da einige Emissionen auf Bestandteile im Brennstoff zurückzuführen sind, die in PtX nicht zu erwarten sind (z. B. SO₂ aus Schwefel). Die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen aus fossilem Kohlenstoff werden aber in den endgültigen Berechnungen berücksichtigt. Für zukünftige Vorhaben schlagen die Autoren vor, typische Anwendungen für die fossilen Energieträger zu definieren, um die Umweltwirkungen der Nutzung vollständig abzubilden.

In den folgenden Abschnitten werden die absoluten Umweltwirkungen in den verschiedenen Wirkungskategorien dargestellt, aufgelöst nach Energieträgern, Sektoren und Emissionsregion.

5.1.2 Treibhausgasemissionen des nationalen Energiebedarfs

Die Treibhausgas-Emissionen, die infolge des deutschen Endenergiebedarfs verursacht werden, sind für die verschiedenen Szenarien und Jahre in Abbildung 4 nach Energieträgern aufgeteilt. In Abbildung 5 sind die gleichen Ergebnisse nach den Orten (DE, RoE, RoW) der THG-Emissionen gegliedert.

Gegenüber dem Jahr 2020 ergibt sich für 2050 eine Minderung der THG-Emissionen um 99 % für GreenSupreme und für das Wasserstoffszenario, in GreenLate wird eine Reduktion um 96 % erreicht. Die absoluten Emissionen betragen dabei 11/12/29 Mio. t CO₂e für die Szenarien GreenSupreme/Wasserstoff/GreenLate. Die Fortschreibung im Jahr ‚2050-plus‘ erzielt jeweils nur noch 1-2 Prozentpunkte Reduktion zusätzlich (bezogen auf das Jahr 2020). Der Einfluss der Altersschichtung der Stromerzeugungsanlagen auf das Treibhauspotenzial je Kilowattstunde ist in Anhang B.2 dargestellt.

Die schon zu Beginn ambitioniertere Transformation in GreenSupreme führt schon im Jahr 2030 zu einer THG-Minderung von 47 % gegenüber 2020 und von 79 % in 2040, wohingegen im GreenLate-Szenario die 50 %-Reduktion erst in 2040 erreicht wird (25 % in 2030). Das H₂-Szenario führt zu Emissions-Minderungen von 38 % in 2030 und 76 % in 2040.

Über sämtliche Ergebnisse hinweg stellt fossiles CO₂ den bei weitem größten Beitrag der gesamten THG-Emissionen. Bis 2040 beträgt der Anteil dabei ca. 90 %, der sich bis 2050 auf 40-60 % reduziert. In den vollständig defossilisierten Systemen („2050-plus“) liegt der Anteil des fossilen CO₂ bei 8 % (GreenSupreme, H₂) bzw. 41 % (GreenLate). In diesen Systemen stammen wesentliche THG-Beiträge aus (Zahlen jeweils für GreenSupreme, GreenLate, H₂):

- Kältemittlemissionen von Wärmepumpen (39 %, 15 %, 43 %)
- Schwefelhexafluorid (SF₆) aus Schaltanlagen und Umspannwerken (16 %, 9 %, 18 %)
- Lachgas (N₂O) v.a. aus Hochspannungsübertragung von Strom (11 %, 6 %, 11 %)
- Methan (CH₄) (erneuerbares C aus Biomasse oder PtX) überwiegend aus Biogas und PtG (10 %, 5 %, 2 %)

Bei Betrachtung der **Energieträger** (Abbildung 4) wird deutlich, dass die Stromerzeugung den größten Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen liefert, der rund ein Drittel (33 % in GreenSupreme und H₂ und 32 % in GreenLate) beträgt (Anteil der Stromerzeugung an der gesamten Emissionsminderung). Die Umstellung auf erneuerbare Stromerzeugung hat in allen Szenarien in der ersten Dekade (Vergleich 2020 / 2030) den größten Einspareffekt (25 % der Gesamt-THG-Emissionen in GreenSupreme, 23 % im H₂-Szenario und 17 % in GreenLate), und dies trotz gleichbleibendem (GreenLate) Strombedarf bzw. einem Anstieg um 9 % in GreenSupreme bzw. 15 % im H₂-Szenario.

Die Bedeutung fossilen Erdgases bleibt in allen Szenarien bis 2040 gegenüber erneuerbaren Gasen dominant (GreenSupreme: 69 % der Gase bezogen auf den Energiegehalt, GreenLate 78 %, H₂-Szenario 52 %). Dies spiegelt sich auch in den relevanten Beiträgen der Gase hinsichtlich der THG-Emissionen wider: Im Jahr 2020 machen die Gase einen Anteil von 20 % an den gesamten THG-Emissionen aus. Diese THG-Emissionen bleiben bis 2030 in den Szenarien GreenLate und H₂ praktisch konstant und verringern sich nur in GreenSupreme um 17 %. Bis 2040 verringern sich die THG-Emissionen aus dem Einsatz von Gasen um 33 % in GreenLate, um 63 % im H₂-Szenario und um 64 % in GreenSupreme. In den defossilisierten Energiesystemen „2050-plus“ werden vollständig erneuerbare Gase eingesetzt: synthetisches Methan, Wasserstoff und Biomethan; diese verursachen im Vergleich zu 2020 nur noch 0,3 % (GreenSupreme), 0,5 % (H₂) bzw. 3,2 % (GreenLate) der ursprünglichen THG-Emissionen.

Kohle verursacht im Jahr 2020 etwa 5 % der gesamten THG-Emissionen. In GreenLate erhöht sich sogar der absolute Bedarf (in der Industrie) bis zum Jahr 2030, so dass der Anteil der THG aus Kohle auf 9 % ansteigt. In GreenSupreme findet bereits in 2040 kein Einsatz mehr von Kohle statt und entsprechend entstehen keine THG-Emissionen. In GreenLate und H₂ wird der Ausstieg aus Kohle in der gesamten Wirtschaft erst in 2050 vollzogen¹².

Der Sektor ‚Sonstige Fossile‘ umfasst überwiegend Mineralöle/Heizöle (64 % in 2020) für die Bereitstellung von (Niedertemperatur-)Wärme in Haushalten und GHD, sowie fossile Abfälle und Fernwärme aus fossilen Energieträgern. Entsprechend der Reduktion des Energiebedarfs sonstiger fossiler Energieträger über die Jahre (vgl. Abbildung 1) vermindern sich die THG-Emissionen. Spätestens im Jahr 2050 sind in allen Szenarien Bedarf an ‚Sonstige Fossile‘ und die zugehörigen THG-Emissionen bei Null.

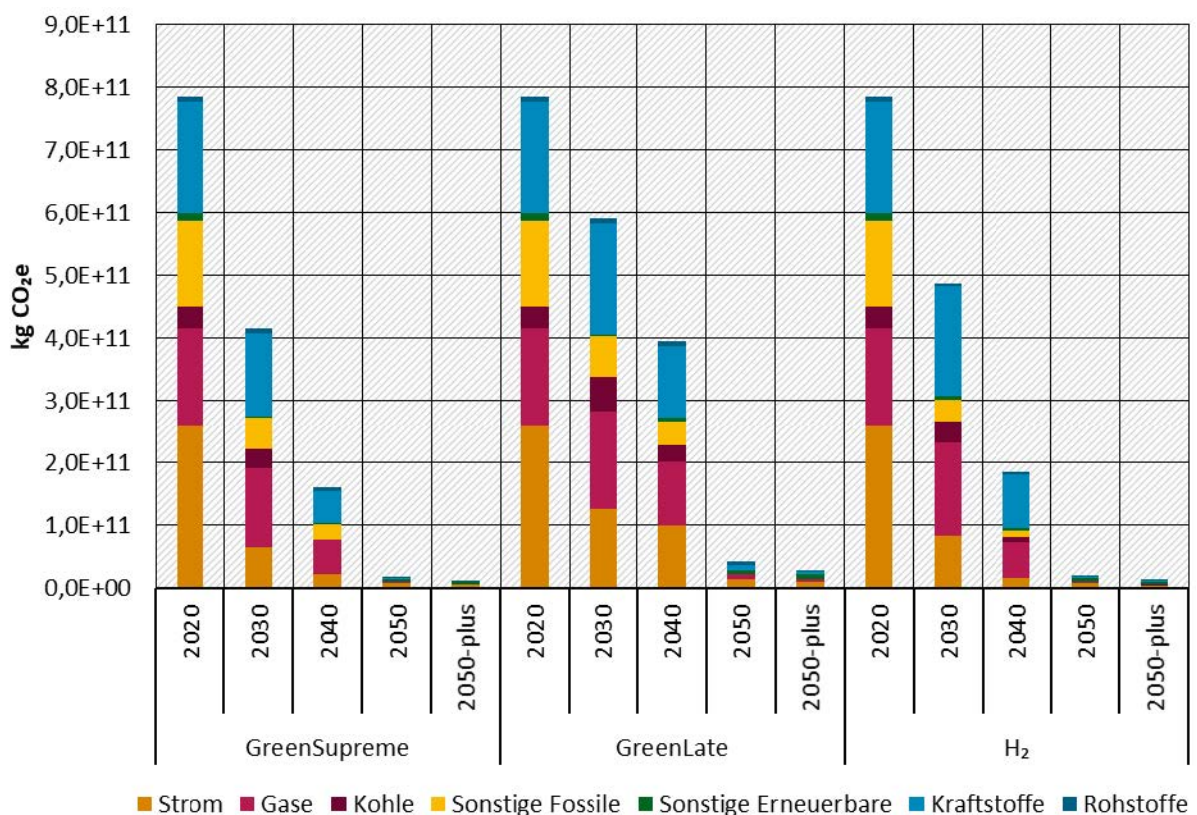
Hinter ‚Sonstige Erneuerbare‘ verbergen sich in 2020 überwiegend Biomasse und erneuerbare Abfälle (87 %), zum anderen Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme (13 %). Bis 2050

¹² Entspricht nicht dem aktuellen Ziel des Klimaschutzgesetzes von 2021 mit einer Klimaneutralität bis 2045, sondern den Grundsätzen und Zielen des Klimchutzplans von 2016 mit einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050.

verschieben sich die Anteile von Biomasse-Energieträgern hin zu Umweltwärme (Wärmepumpen): in den Szenarien GreenSupreme und GreenLate vollständig und im H₂-Szenario zu 76 % Umweltwärme. Die THG-Emissionen der ‚sonstigen Erneuerbaren‘ resultieren aus der Vorkette und sind in allen Jahren und Szenarien nicht relevant (2 % der Gesamt-THG in 2020).

Kraftstoffe verursachen in 2020 23 % der THG-Emissionen. Bis zum Jahr 2030 reduzieren sich diese in GreenSupreme nur leicht um 6 %. In GreenLate und im H₂-Szenario bleiben die THG-Emissionen bei steigendem Bedarf (10 % und 7 % Steigerung) konstant; dies wird durch den Einsatz von 10 % (GreenLate) bzw. 8 % (H₂-Szenario) e-Fuels (Fischer-Tropsch-Kraftstoff) erreicht. Bis 2040 reduzieren sich die THG-Emissionen im Vergleich zu 2020 um 71 % (GreenSupreme), 35 % (GreenLate) und 51 % (H₂-Szenario). Dies kann einerseits auf die niedrigeren Kraftstoffverbräuche zurückgeführt werden, andererseits auf einen höheren Anteil von e-Fuels (31 % in GreenSupreme/H₂ und 22 % in GreenLate). In 2050 bzw. ‚2050-plus‘ hat sich der Energiebedarf an flüssigen Kraftstoffen um 78 % in GreenSupreme, um 43 % in GreenLate und um 68 % im H₂-Szenario stark gegenüber dem Jahr 2020 reduziert. Durch die Deckung des verbleibenden Bedarfs mit e-Fuels verbleiben nur 0,2 % (GreenSupreme) bis 2,1 % (GreenLate) der ursprünglichen THG-Emissionen.

Abbildung 4: Treibhauspotenzial (GWP) des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

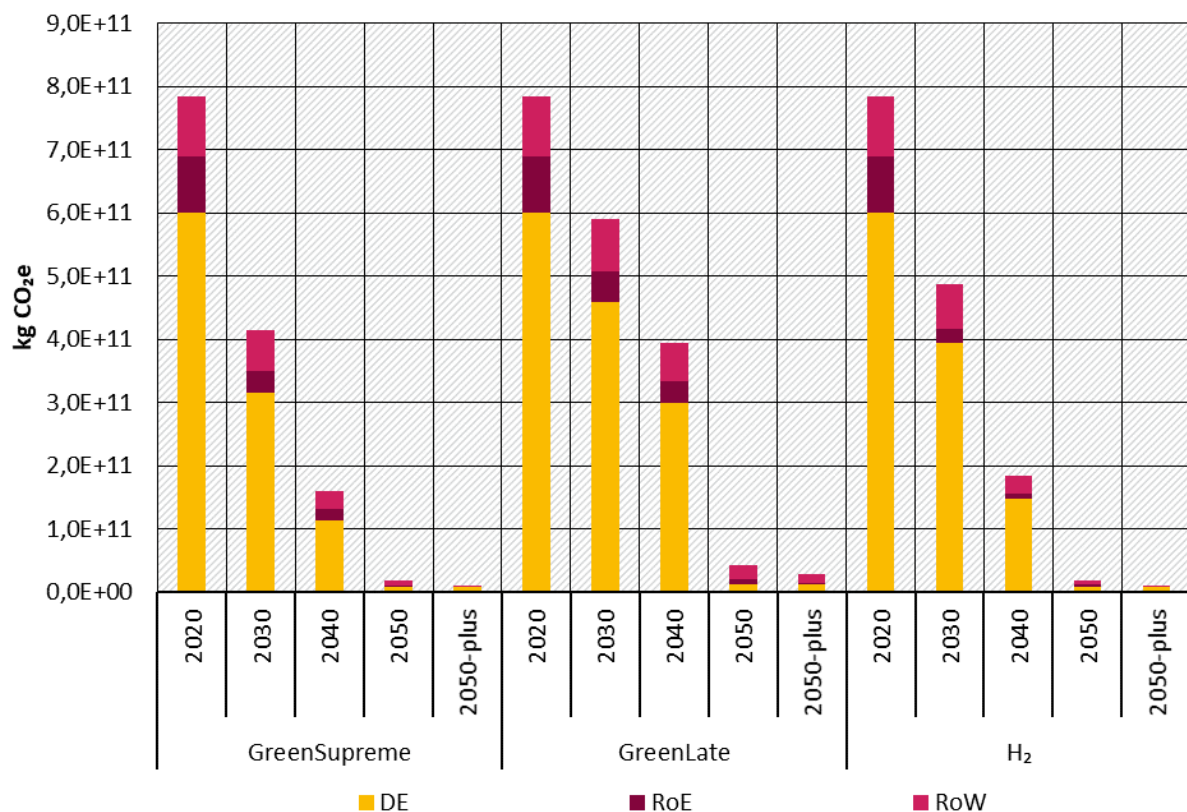
Der Anteil der stofflich genutzten Energieträger („Rohstoffe“) am gesamten Endenergiebedarf liegt im Jahr 2020 bei 10 % (Abbildung 1). Da bei der Nutzung selbst keine THG entstehen, sondern erst am Ende des Lebensweges bei der Abfallentsorgung (berücksichtigt im Bereich ‚Sonstige Fossile‘), liegen die THG-Emissionen nur bei 0,9 % der Gesamtemissionen, verursacht

durch THG-Emissionen bei Extraktion, Aufbereitung, Transport und Verarbeitung. In den Szenarien GreenSupreme und GreenLate nehmen die absoluten Energiebedarfe in 2050 im Vergleich zu 2020 im Bereich Rohstoffe um 11 % zu und im H₂-Szenario um 16 % ab. In 2050 werden die fossilen Rohstoffe komplett durch synthetische PtX-Energieträger (Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe, Methanol, Methan und Wasserstoff) ersetzt und tragen praktisch nicht mehr zum Klimawandel bei.

Die Analyse der THG-Emissionen nach dem **Ort der Freisetzung** (Abbildung 5) zeigt, dass die mit den verwendeten Modellen berechneten THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 601 Mio. t CO₂e betragen. Dies ist in guter Übereinstimmung mit dem vom Umweltbundesamt veröffentlichten Wert von 608 Mio. t CO₂e (Drosihn 2023). 23 % der Gesamt-THG-Emissionen von 784 Mio. t CO₂e werden über die Vorketten im Ausland verursacht.

Im vollständig defossilisierten Szenarienn Jahr ‚2050-plus‘ liegen die Anteile der THG-Emissionen im Ausland höher: 32 % in GreenSupreme, 59 % in GreenLate und 28 % im H₂-Szenario.

Abbildung 5: Treibhauspotenzial (GWP) des deutschen Endenergiebedarfs nach Region der Emission



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1)

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

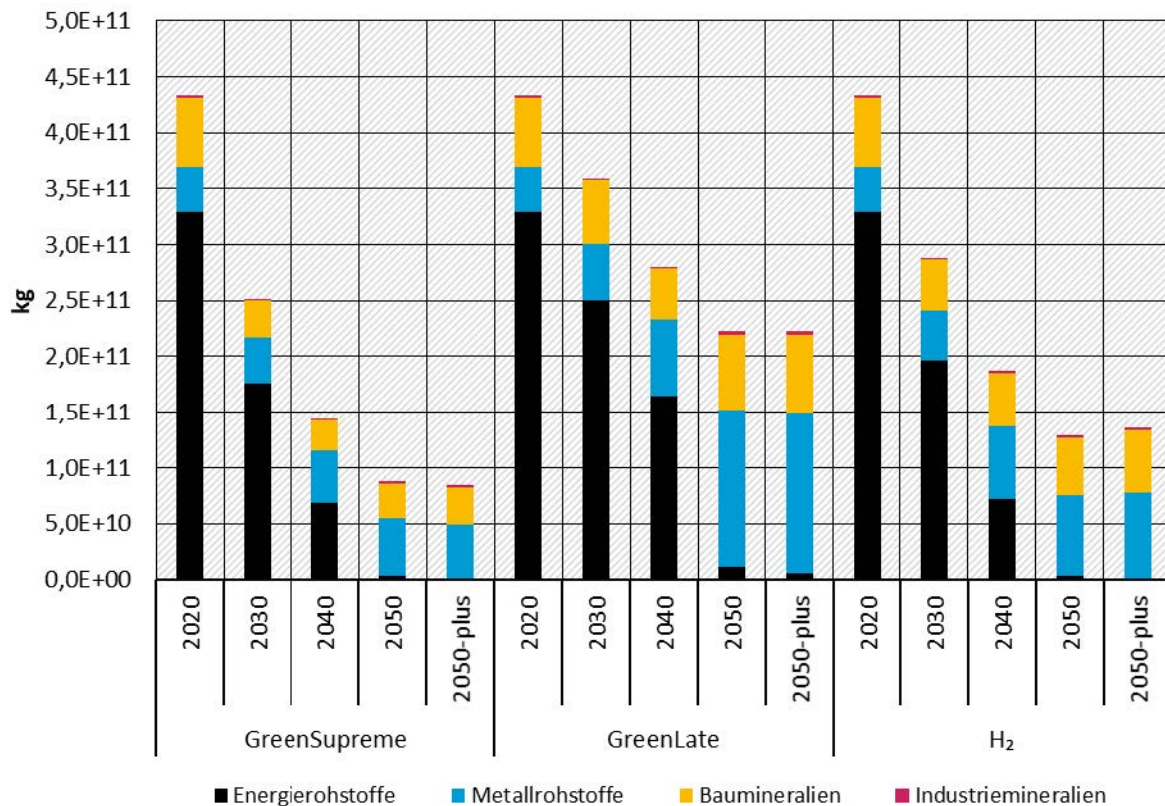
In Deutschland reduzieren sich die THG-Emissionen um 99 % (GreenSupreme/H₂-Szenario) und 98 % in GreenLate in ‚2050-plus‘ im Vergleich zu 2020. Gleichzeitig vermindern sich auch die THG-Emissionen in den anderen Regionen um mindestens 84 %. Das bedeutet, dass die Reduktion von THG-Emissionen in Deutschland nicht auf Kosten von zusätzlichen Emissionen im Ausland stattfindet. Die Anteile der THG-Emissionen im Ausland erhöhen sich aber im Vergleich zu denen in Deutschland in allen Szenarien.

5.1.3 Weitere Umweltwirkungen des deutschen Energiebedarfs

5.1.3.1 Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch

Der kumulierte Rohstoffaufwand, der aufgrund des deutschen Endenergiebedarfs entsteht, ist für die verschiedenen Szenarien und Jahre in Abbildung 6 dargestellt. Das Diagramm zeigt den Gesamtbedarf aufgeteilt auf die Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD), Industrie und Verkehr. Das Szenarienjahr ‚2050-plus‘ repräsentiert zusätzlich das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (Kap. 5.1.1). Der KRA in dieser Studie umfasst nur abiotische Rohstoffe.

Abbildung 6: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des deutschen Endenergiebedarfs nach Unterkategorien



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1)

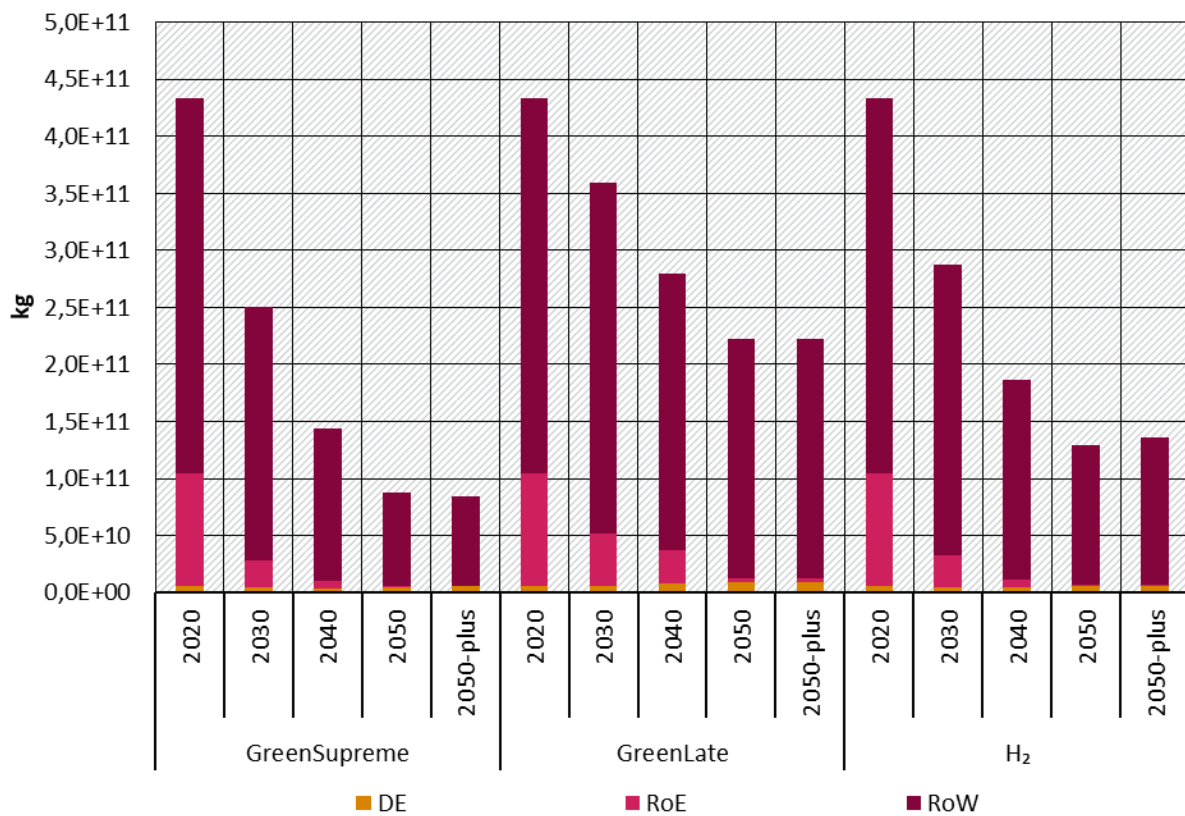
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Der KRA abiotisch liegt in 2020 absolut bei 433 Mio. t und wird zu 76 % durch Energierohstoffe, 9 % Metallrohstoffe, 14 % Baumineralien und 0,5 % Industriemineralien bestimmt. Die vollständige Defossilisierung in ‚2050-plus‘ (keine Anlagen mit Baujahr vor 2050) führt zu einer Reduktion des KRA um 81 % in GreenSupreme, 49 % in GreenLate und 69 % im H₂-Szenario im Vergleich zu 2020. Erwartungsgemäß geht der Bedarf an (fossilen) Energierohstoffen auf Null zurück. Der Bedarf an Metallrohstoffen nimmt hingegen im gleichen Zeitraum deutlich zu – in GreenSupreme um 22 %, in GreenLate um 259 % und im H₂-Szenario um 92 % (in Abbildung 8 dargestellt). Der Einsatz von Baumineralien halbiert sich fast in GreenSupreme (-47 %), nimmt im H₂-Szenario leicht ab (-9 %) und steigt leicht in GreenLate (13 %).

Abbildung 7 zeigt den absoluten kumulierten Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des deutschen Endenergiebedarfs nach Entnahmeregion. Im Jahr 2020 liegt der KRA in Deutschland nur bei

1,2 %, in RoE bei 23 % und in RoW bei 76 % des gesamten kumulierten Rohstoffaufwandes. Die Reduktion des fossilen Energiebedarfs (insbesondere Erdgas) führt zu einer Verringerung der RoE-Anteile. In 2050 liegen die KRA-Anteile von RoW in allen Szenarien sogar bei mehr als 93 %.

Abbildung 7: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des deutschen Endenergiebedarfs nach Entnahmeregion



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1.1)

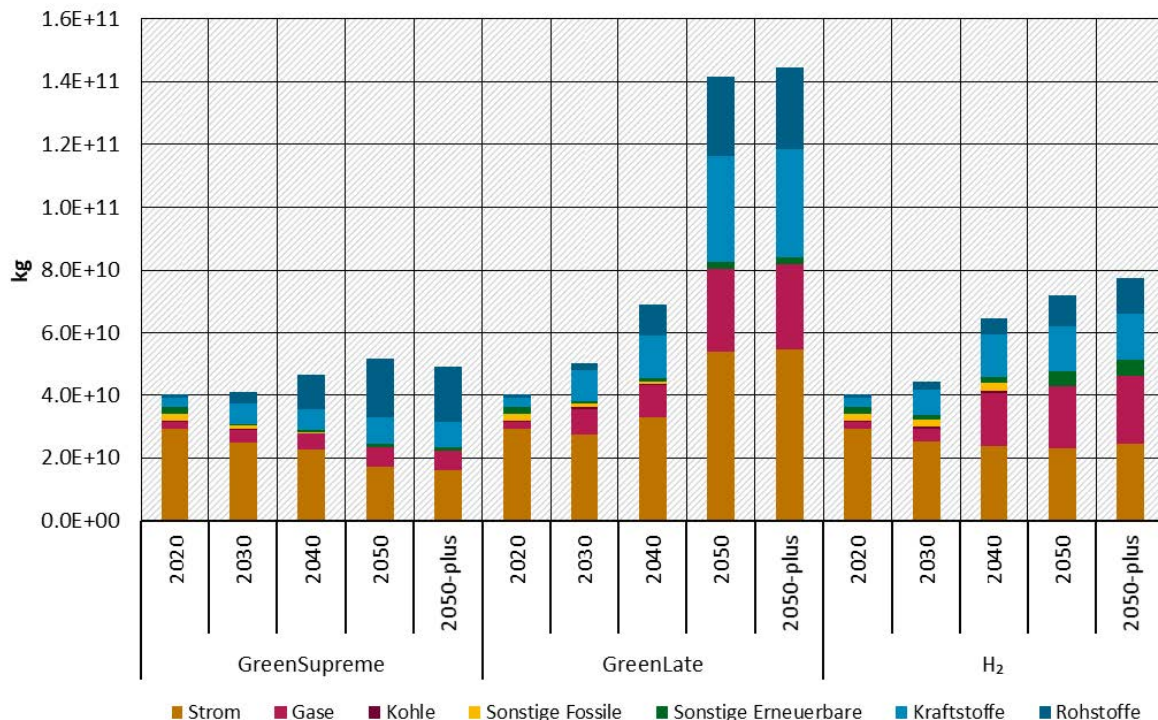
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 8 zeigt einen Ausschnitt aus dem Gesamtergebnis für den KRA, der nur die Ergebnisse für Metallrohstoffe enthält (magentafarbene Anteile in Abbildung 6). Der absolute kumulierte Aufwand an Metallrohstoffen des deutschen Endenergiebedarfs ist für alle Szenarien und Jahre nach Energieträgern aufgeschlüsselt.

Es zeigt sich eine Zunahme des Aufwands an Metallrohstoffen in allen Szenarien, wobei sich in GreenSupreme der geringere Gesamtenergiebedarf, die höhere Materialeffizienz und die höheren Recyclingraten auch in den Bedarfen an Metallrohstoffen widerspiegelt. Die Steigerung des Metallrohstoffbedarfs liegt hier bei 22 % in 2050 im Vergleich zu 2020. Im H₂-Szenario mit ähnlichen Annahmen zu Materialeffizienz und Recyclingquoten, aber höherem Endenergiebedarf, liegt die Zunahme bei 92 %. In GreenLate mit vergleichsweise geringeren Effizienzen und höherem Energiebedarf ist die Steigerung mit 259 % im Vergleich zu 2020 am höchsten.

In 2020 liegt der Anteil der Stromerzeugung bei 73 % und nimmt in allen Szenarien der Zukunft anteilig ab; in GreenSupreme liegt dieser in 2050 bei 33 %, in GreenLate bei 38 % und im H₂-Szenario bei 32 % des Bedarfs im Jahr 2020.

Abbildung 8: Kumulierter Aufwand an Metallrohstoffen des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Bedeutung der Gasbereitstellung am Metallrohstoffaufwand nimmt über die Zeit in allen Szenarien zu: in GreenSupreme wird fossiles Erdgas durch in Deutschland erzeugten Wasserstoff und synthetisches Methan ersetzt. Obwohl sich in diesem Szenario der Bedarf an Gasen in 2050 um 73 % im Vergleich zu 2020 reduziert, verdreifacht sich der zugehörige Metallrohstoffbedarf. In GreenLate liegt der Gasbedarf in 2050 45 % niedriger als in 2020 und der Metallbedarf der Bereitstellung von Gasen 13-mal höher. Im H₂-Szenario bleibt der Gasbedarf in 2050 nahezu konstant im Vergleich zu 2020 (-6 %), und der zugehörige Metallrohstoffbedarf liegt elfmal höher.

Der Kraftstoffbedarf reduziert sich über die Jahre um 78 % (GreenSupreme), 43 % (GreenLate) bzw. um 68 % (H₂). In 2050 kommen statt fossiler Otto- und Dieselmotoren synthetische Fischer-Tropsch-Kraftstoffe zum Einsatz. Der Metallrohstoffbedarf steigt im Vergleich zu 2020 um den Faktor 2,7 in GreenSupreme, um den Faktor 11 in GreenLate und den Faktor 4,8 im H₂-Szenario.

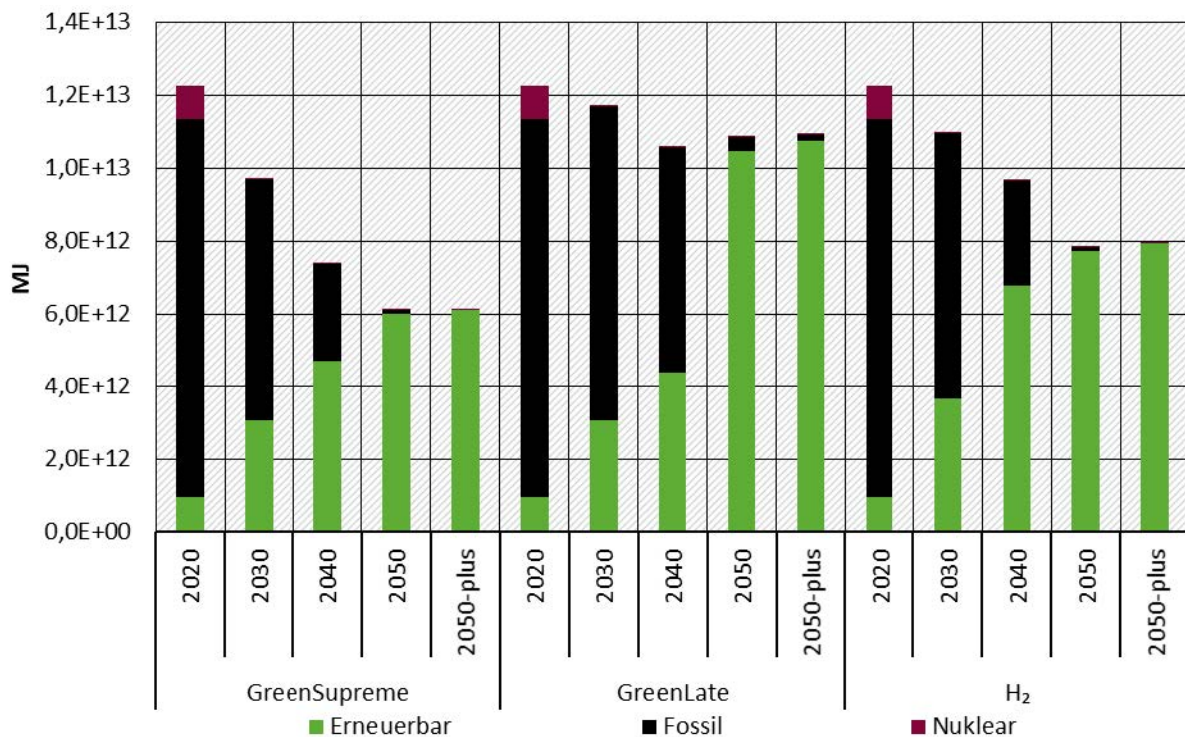
Die Anteile der stofflichen Nutzung von Energieträgern (in der Abbildung als „Rohstoffe“ bezeichnet) bleibt in den Szenarien in 2050 im Vergleich zu 2020 mit 11 % Zunahme in GreenSupreme und GreenLate bzw. 16 % Abnahme im H₂-Szenario relativ konstant. Gleichzeitig erhöhen sich die Metallrohstoffbedarfe um den Faktor 15 (GreenSupreme), den Faktor 22 (GreenLate) und den Faktor 9 (H₂).

Die höheren Metallrohstoffbedarfe sind in den Zukunftsszenarien also hauptsächlich durch den Einsatz von PtX-Energieträgern (H₂, CH₄, FT und Methanol) als Gase, Kraftstoffe und Rohstoffe verursacht. Zurückzuführen ist dies überwiegend auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zu einem kleineren Teil auf den Metallbedarf der Elektrolyseure.

5.1.3.2 Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Abbildung 9 zeigt den kumulierten Energieaufwand (KEA), der aufgrund des deutschen Endenergiebedarfs entsteht, für die verschiedenen Szenarien und Jahre. Das Szenarienn Jahr ‚2050-plus‘ repräsentiert darin das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (Kap. 5.1.1). Der KEA nimmt infolge der Defossilisierung in allen Szenarien ab – um 50 % in GreenSupreme, um 11 % in GreenLate und um 35 % im H₂-Szenario. In erster Näherung spiegelt dies die Reduktion des Endenergiebedarfs wider (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 9: Kumulierter Energieaufwand (KEA) des deutschen Endenergiebedarfs differenziert in erneuerbare, fossile und nukleare Anteile



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1)

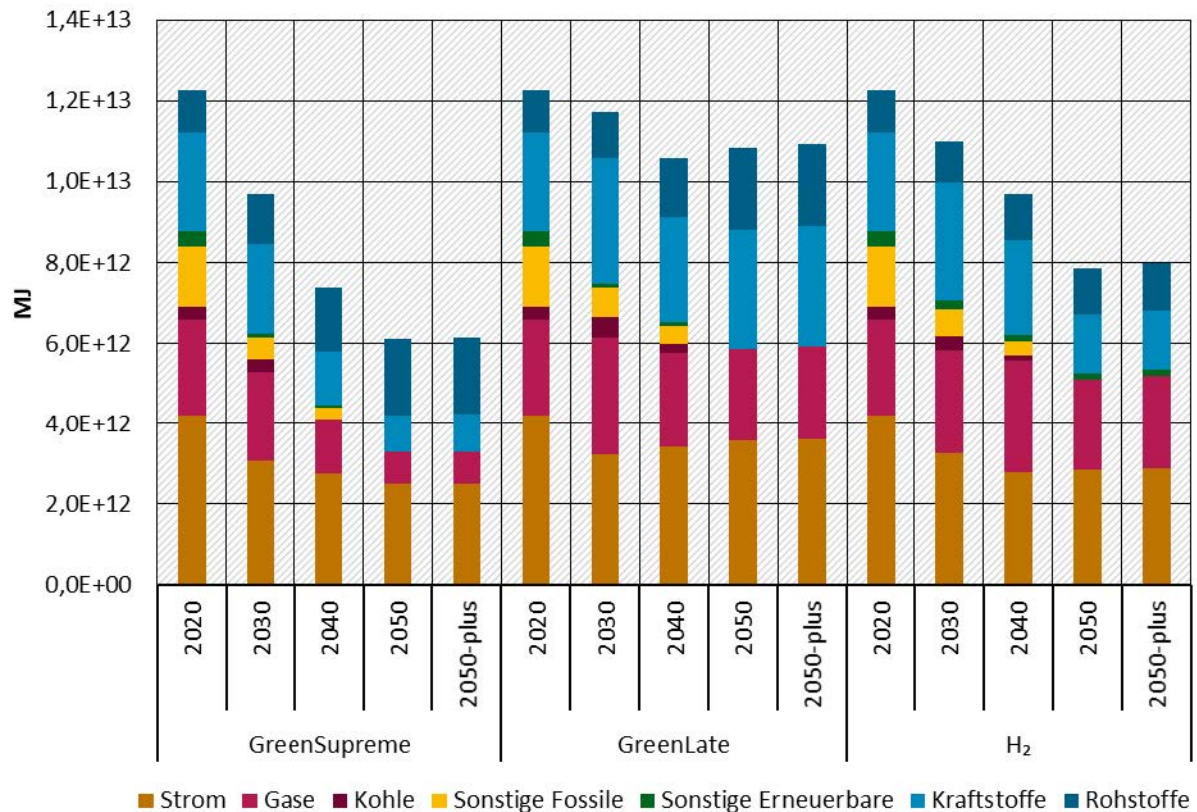
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Geschwindigkeit der Defossilisierung ist in den Szenarien unterschiedlich hoch. So liegt der Anteil der Erneuerbaren am KEA in 2040 in GreenSupreme bereits bei 64 % und im H₂-Szenario sogar bei 70 %. Dagegen ist in GreenLate der Anteil der Erneuerbaren am KEA mit 42 % noch deutlich niedriger.

Der nukleare Anteil am KEA verschwindet fast vollständig ab 2030 aufgrund des Atomenergieausstiegs in Deutschland. Marginale Beiträge kommen in der Zukunft noch als Stromimporte aus Ländern, die Strom aus Kernenergie erzeugen.

Abbildung 10 zeigt den absoluten kumulierten Energieaufwand (KEA) des deutschen Endenergiebedarfs, differenziert nach Energieträgern. Der KEA liegt in 2020 absolut bei 12,2 EJ und wird zu 34 % durch die Stromerzeugung, zu 19 % durch die Bereitstellung von Gasen, 3 % durch Kohlevorkette, 12 % durch sonstige Fossile, 3 %, durch sonstige Erneuerbare, 20 % durch Kraftstoffe und zu 8 % durch Rohstoffe bestimmt.

Abbildung 10: Kumulierter Energieaufwand (KEA) des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

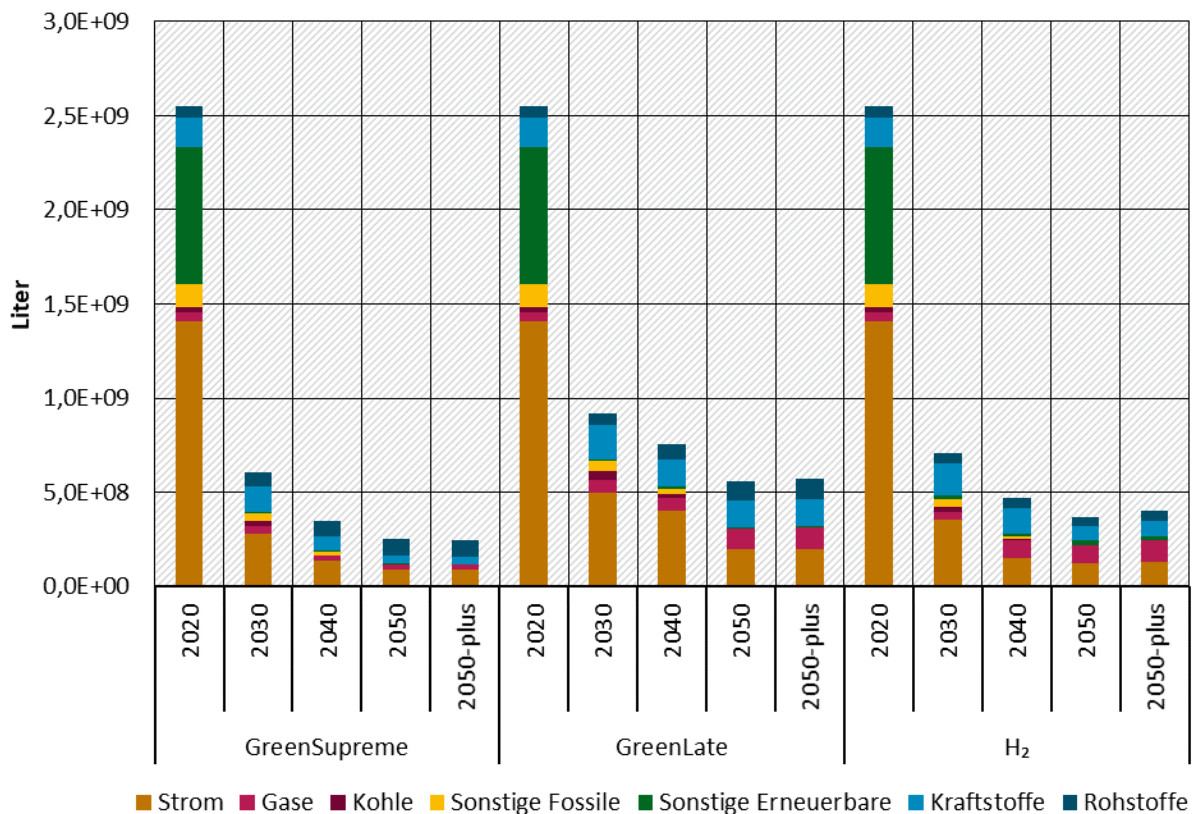
Die vollständige Defossilisierung in ‚2050-plus‘ (keine Anlagen mit Baujahr vor 2050) führt zu einer Reduktion des KEA um 50 % in GreenSupreme, um 11 % in GreenLate und 35 % im H₂-Szenario im Vergleich zu 2020. Der Anteil der Stromerzeugung am KEA nimmt trotz der Zunahme des Stromverbrauchs in allen Szenarien über die Jahre ab. Grund dafür ist die Verschiebung von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren, die per Konvention einen Wirkungsgrad von 100 % haben.

5.1.3.3 Frischwasserbedarf

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse für den Frischwasserbedarf (Süßwasserinput für Prozesse; kein Kühlwasser) dargestellt. Insgesamt nimmt der Wasserbedarf infolge der Defossilisierung ab – um 90 % in GreenSupreme, um 78 % in GreenLate und um 84 % im H₂-Szenario.

Im Jahr 2020 trägt die Stromerzeugung zu 55 % zum Frischwasserbedarf bei – überwiegend verursacht durch Kohleabbau und -aufbereitung. Sonstige Erneuerbare (hauptsächlich Biokraftstoffe) sind für 29 % des Wasserbedarfs verantwortlich. Biokraftstoffe werden nicht unter Kraftstoffe geführt. Dort sind nur fossile und synthetische (PtL) Kraftstoffe enthalten. Für Herkunft der Biomasse sind in ecoinvent allerdings zum Teil nur europäische Marktmixe oder globale Marktmixe (z. B. Biodiesel) hinterlegt. Die Modellierung eines spezifisch deutschen Biomassemixes würde unter Umständen für 2020 zu anderen Ergebnissen führen. Die Anpassung der ecoinvent-Datenbank an die heutige Biomassenutzung in Deutschland war nicht Teil dieses Projektes, könnte aber in einem Folgeprojekt ergänzt werden.

Abbildung 11: Frischwasserbedarf des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

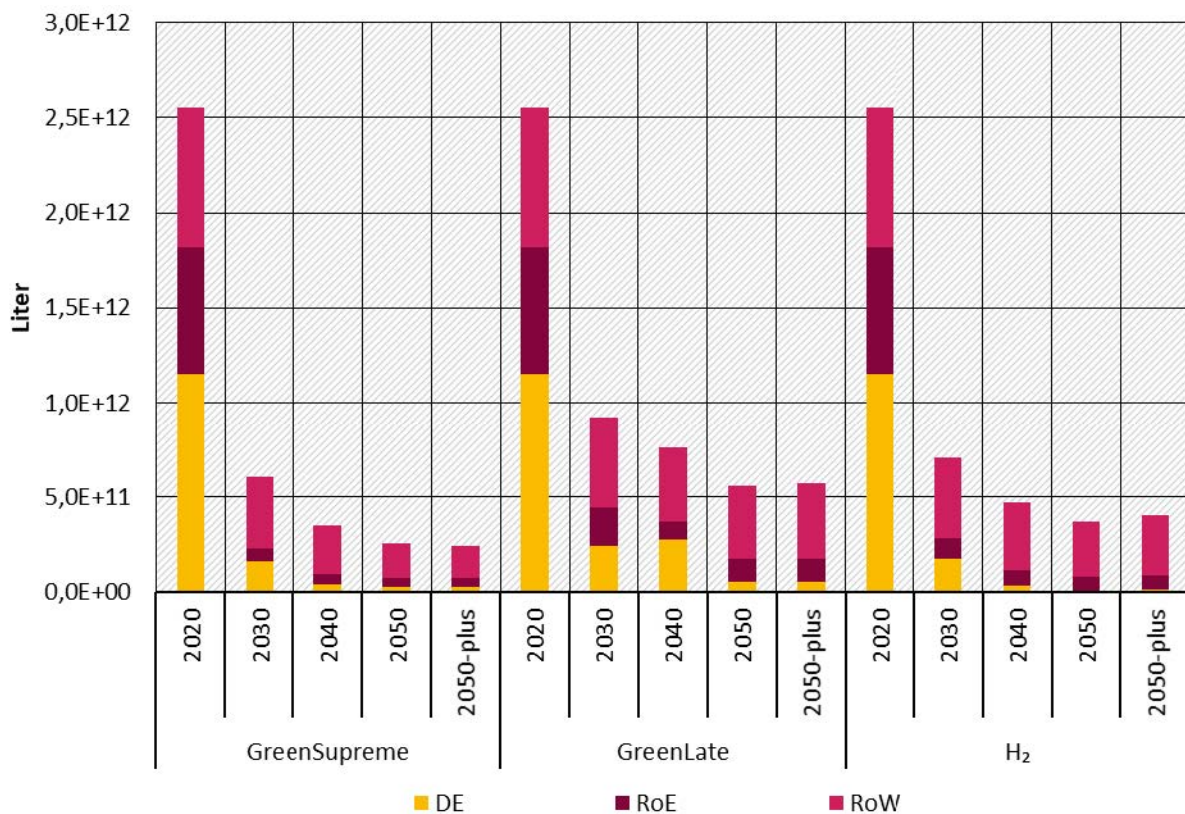
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Von 2020 auf 2030 nehmen die Ergebnisse in dieser Wirkungskategorie in allen Szenarien stark ab. Grund dafür ist die Annahme, dass die Kohle- und Biomasseverstromung zurückgeht und auch der Einsatz von Biokraftstoffen stark reduziert wird. Außerdem ersetzen Wärmepumpen Biomasse zur Wärmeerzeugung.

Abbildung 12 zeigt den absoluten Frischwasserbedarf für den deutschen Endenergiebedarf, differenziert nach Regionen. Im Jahr 2020 liegt der Bedarf in Deutschland bei 45 %, in RoE bei 26 % und in RoW bei 29 % der Gesamtmenge.

Das in Deutschland für den deutschen Endenergiebedarf entnommene Frischwasser geht in allen Szenarien über die Jahre fast vollständig zurück – um 98 % in GreenSupreme, um 95 % in GreenLate und um 99 % im H₂-Szenario. Auch im Rest von Europa (RoE) reduziert sich der Verbrauch stark: um 92 % in GreenSupreme, um 81 % in GreenLate und 89 % im H₂-Szenario. In der Region Welt ohne Europa (RoW) ist dieser Trend nicht ganz so stark. Der Frischwasserbedarf für den deutschen Endenergiebedarf vermindert sich hier um 77 % in GreenSupreme, um 47 % in GreenLate und um 57 % im H₂-Szenario. Grund hierfür ist das Ende der Kohleverstromung und des Einsatzes von Anbaubiomasse für Stromerzeugung und Biokraftstoffe.

Abbildung 12: Frischwasserbedarf des deutschen Endenergiebedarfs nach Entnahmeregion



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1.1)

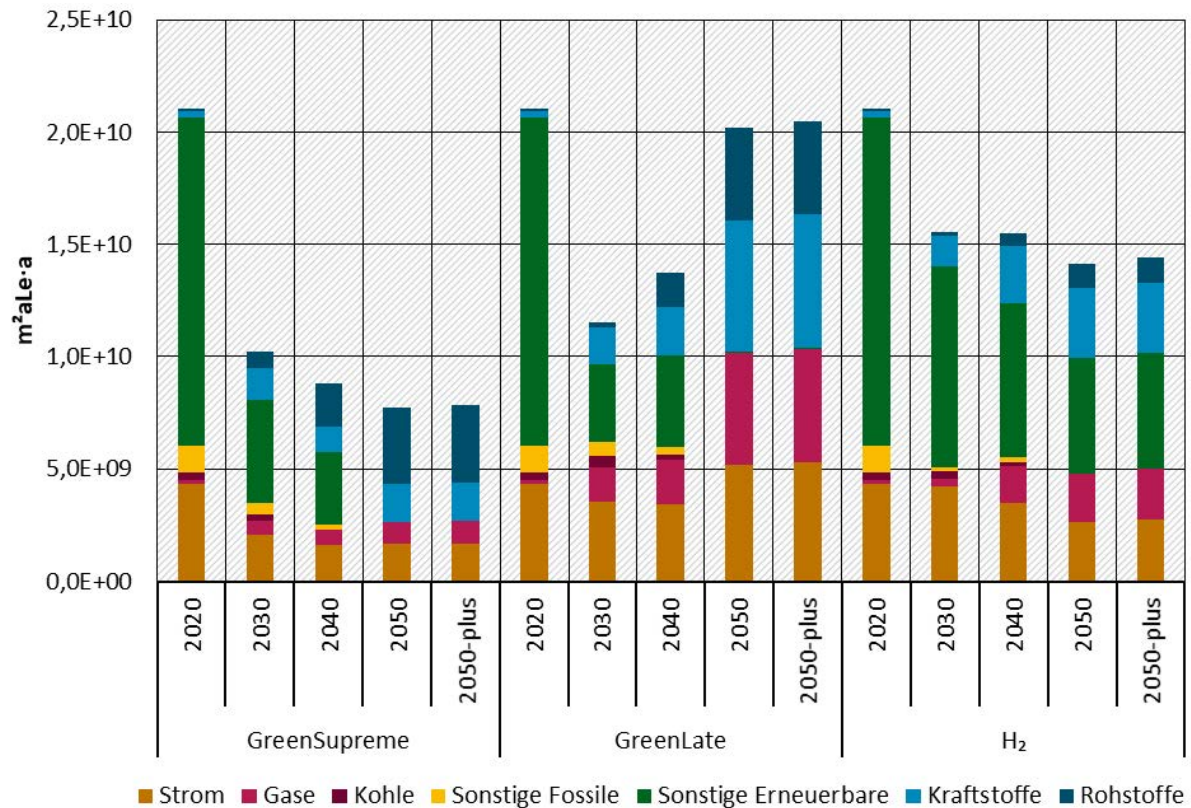
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.1.3.4 Hemerobiegewichtete Landnutzung (Naturraumbeanspruchung)

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse der hemerobiegewichteten Landnutzung für den deutschen Endenergiebedarf. Im Jahr 2020 wird die Landnutzung überwiegend von der Stromerzeugung (21 %) und vor allem den sonstigen Erneuerbaren (69 %) bestimmt. Letztere setzen sich 2020 aus 45 % Biomasse (für Wärme) und aus 24 % Biokraftstoffen zusammen. Für die Nutzung von Biomasse gilt allerdings – wie schon beim Frischwasserbedarf beschrieben – die Einschränkung, dass es in ecoinvent zum Teil nur europäische Marktmixe oder globale Marktmixe (z. B. Biodiesel) gibt. Die Modellierung eines spezifisch deutschen Biomassemixes würde unter Umständen zu anderen Ergebnissen führen. Die Anpassung der ecoinvent-Datenbank an die heutige Biomassenutzung in Deutschland war aber nicht Teil dieses Projektes, zumal die energetische Nutzung von Biomassen in den Green-Szenarien beendet wird.

Von 2020 auf 2030 nehmen die Ergebnisse in dieser Wirkungskategorie wie schon beim Frischwasserbedarf gesehen, in allen Szenarien stark ab. Grund dafür ist die Annahme, dass der Einsatz von Biokraftstoffen stark reduziert wird und Wärmepumpen Biomasse zur Wärmeerzeugung ersetzen. Nach 2030 nimmt die hemerobiegewichtete Landnutzung in GreenSupreme weiter leicht ab, im H₂-Szenario bleibt sie in etwa konstant. In GreenLate steigt die Landnutzung infolge des Einsatzes von PtX ab 2030 stark an und erreicht bis 2050 ein ähnliches Niveau wie im Jahr 2020. Im Vergleich zu 2020 sinkt die Landnutzung in GreenSupreme um 63 %, in GreenLate um 3 % und im H₂-Szenario um 31 %.

Abbildung 13: Hemerobiegewichtete Landnutzung des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

In Abbildung 14 ist die hemerobiegewichtete Landnutzung für den deutschen Endenergiebedarf, differenziert nach Regionen, gezeigt. Zunächst gilt für 2020 die oben beschriebene Einschränkung in der Modellierung der Biomasseherkunft. Für die Jahre ab 2030 ist dieses Problem durch deren abnehmende Nutzung nicht mehr vordringlich.

Der Vergleich 2050 mit 2020 zeigt verschiedene Einflüsse: Zum einen wird die Nutzung von Anbaubiomasse (und die Braunkohleverstromung) in Deutschland beendet und im Ausland stark reduziert. Deshalb sinkt die Landnutzung. Im Szenario GreenSupreme reduziert sich dieser Anteil von 85 % in 2020 auf 16 % in 2050-plus. Im H₂-Szenario trägt auch der Einsatz von Holzpellets mit 38 % im defossilisierten System noch relevant zur Landnutzung bei. Die Landnutzung im Ausland ist in 2050 in den Green-Szenarien im Wesentlichen auf den Flächenbedarf von PV für PtX-Importe zurückzuführen.

Abbildung 14: Hemerobiegewichtete Landnutzung des deutschen Endenergiebedarfs nach Region der Inanspruchnahme



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1.1)

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

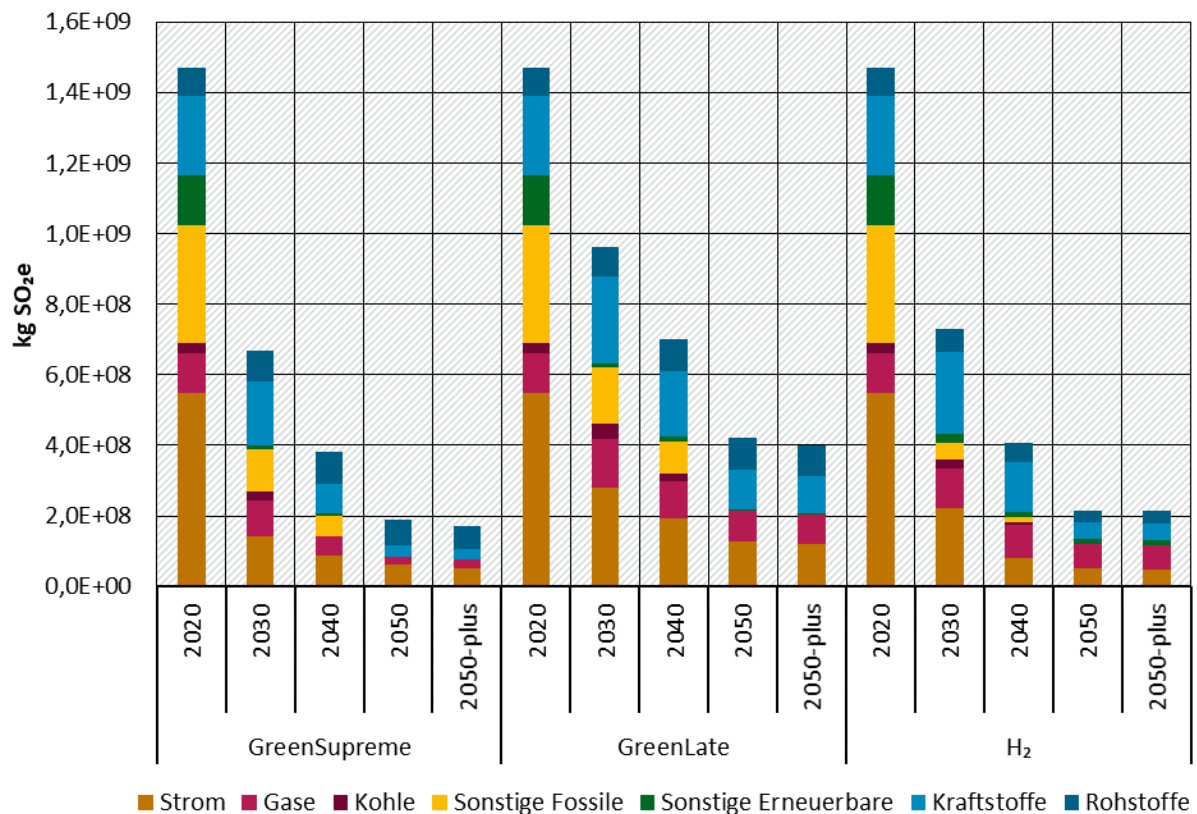
5.1.3.5 Versauerung

Die Beiträge zur Versauerung, die durch den deutschen Endenergiebedarf verursacht werden, sind für die verschiedenen Szenarien und Jahre in Abbildung 15 aufgeteilt nach Energieträgern dargestellt. In Abbildung 16 werden die Ergebnisse nach den Regionen (DE, RoE, RoW) der Emissionen gegliedert.

Im Jahr 2020 beträgt die gesamte durch den deutschen Endenergiebedarf verursachte Umweltwirkung in der Kategorie Versauerung ca. 1.45 Mio. t SO₂e. Diese werden zum größten Teil durch die Stromerzeugung (37 %, davon 65 % durch Kohle-Verstromung) und durch die Bereitstellung und Verbrennung von Heizöl und anderen fossilen Energieträgern („sonstige Fossile“) zur Wärmeerzeugung (23 %) verursacht. Gase, insbesondere Erdgas, tragen 8 % zur Versauerung bei, Kraftstoffe zu 15 %, sonstige Erneuerbare (v.a. Biokraftstoffe) zu 10 % und Rohstoffe zu 5 %.

Über die Jahre nehmen die Emissionen, die zur Versauerung beitragen, in allen Szenarien stark ab, insbesondere weil schwefelhaltige fossile Energieträger wie Kohle und Erdöl entweder durch erneuerbaren Strom oder durch schwefelfreie synthetische Energieträger ersetzt werden. Dadurch ergibt sich im Jahr 2050 eine Reduktion in GreenSupreme um 88 %, in GreenLate um 73 % und 85 % im H₂-Szenario, bezogen auf das Jahr 2020.

Abbildung 15: Versauerung des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

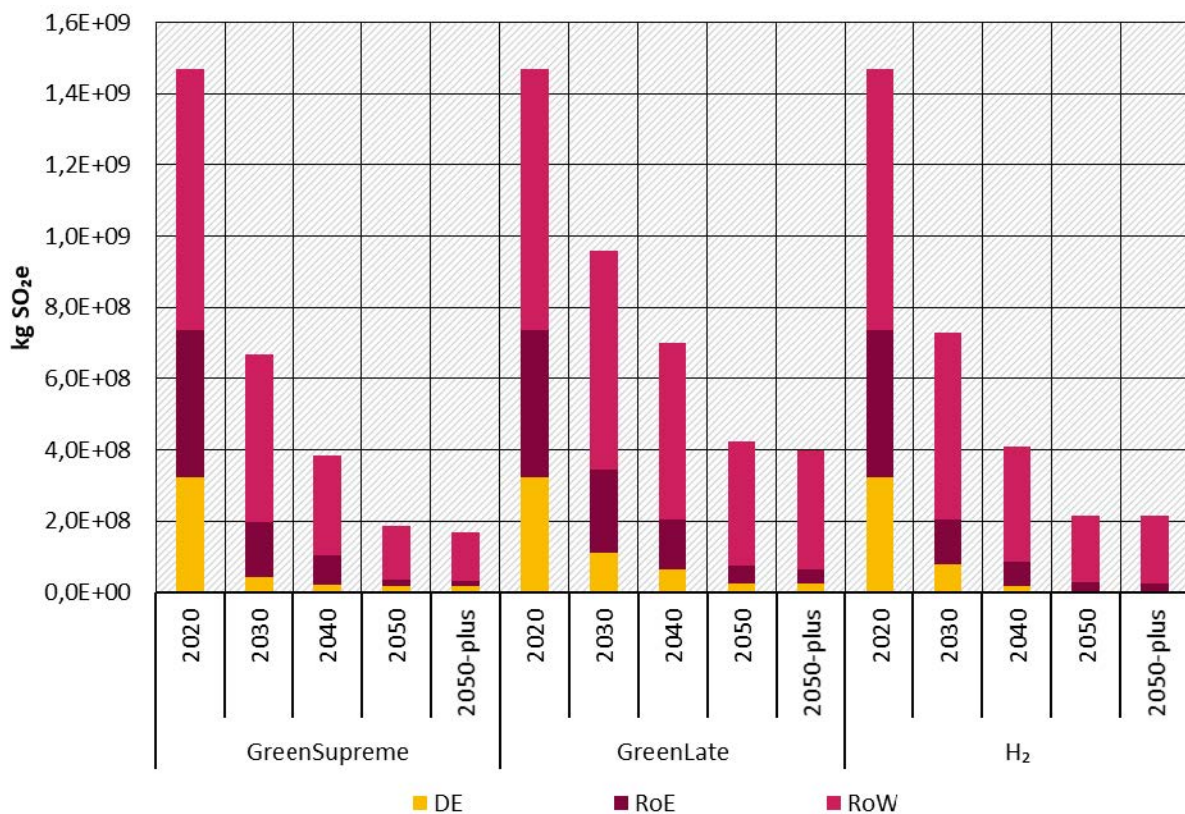
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die einzige Kategorie, bei der eine Zunahme der versauernden Emissionen festzustellen ist, ist „Rohstoffe“ im Szenario GreenLate: dort nehmen bis 2050 bei 11 % höherem Bedarf die Emissionen ebenso um 11 % zu. Zum Vergleich: in GreenSupreme steigt der Rohstoffbedarf in der gleichen Größenordnung (10,5 %) bei gleichzeitiger Abnahme der Versauerung um 17 %. Hauptgrund für diesen Unterschied ist die allgemeine höhere Material- und Energieeffizienz in GreenSupreme. Dies hat zur Folge, dass weniger sulfidische Erze verhüttet werden müssen, die bei der Metallgewinnung SO₂-Emissionen verursachen.

Versauernde Emissionen werden hauptsächlich im außereuropäischen Ausland (RoW) freigesetzt (Abbildung 16). Zwar sinken die absoluten Emissionen über alle Jahre und Szenarien in allen Regionen, doch der Anteil der Emissionen in RoW steigt drastisch von 50 % in 2020 auf 90-95 % im Jahr 2050. Zu diesem Zeitpunkt finden kaum versauernden Emissionen mehr in Deutschland und Europa statt (in DE und RoW in 2050 zusammengekommen 32.000 t SO₂e für GreenSupreme, 66.000 t SO₂e für GreenLate und 25.000 t SO₂e für H2).

Im Jahr 2050 werden in GreenLate in RoW ca. 200.000 t SO₂e mehr verursacht als in GreenSupreme und 140.000 t SO₂e mehr als im H₂-Szenario. Dies ist maßgeblich auf den höheren PtX-Bedarf in GreenLate zurückzuführen, denn die Bereitstellung von Nickel (und die damit verbundenen SO₂-Emissionen bei der Nickel-Erz-Aufbereitung) für Elektrolyseure ist in GreenLate zu ungefähr einem Drittel für die versauernden Emissionen verantwortlich.

Abbildung 16: Versauerung des deutschen Endenergiebedarfs nach Region der Emissionen



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1)

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.1.3.6 Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch

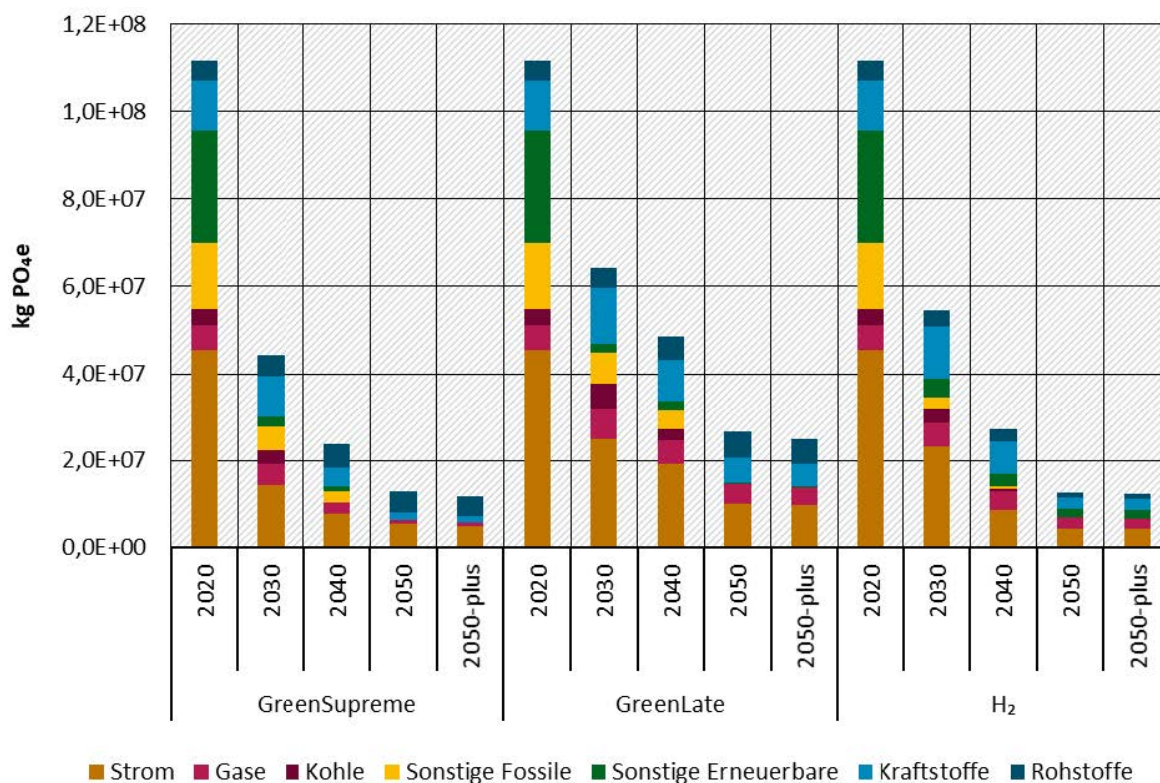
Abbildung 17 zeigt die terrestrische Eutrophierung und Abbildung 18 die aquatische Eutrophierung für alle drei Szenarien in den Jahren 2020 bis 2050. Die Beiträge der Energieträger werden in den Abbildungen gezeigt.

Der signifikanteste Beitrag der aquatischen Eutrophierung zum Startwert in 2020 stammt mit 82 % aus Strom als Energieträger (vgl. Ergebnisse Strommix, Kap. 5.2.1.7 Abbildung 34); hierbei spielen langfristige Phosphat-Auswaschungen aus Kohleabraumhalden und deren Eintrag in Gewässer eine zentrale Rolle (92 % der aquatischen Eutrophierung). Im Vergleich spielen die übrigen Energieträger eine untergeordnete Rolle mit Beiträgen im einstelligen Prozentbereich: Gase 1 %, Kohle 3 %, sonstige Fossile 5 %, sonstige Erneuerbare 7 % (v.a. Biokraftstoffe), Kraftstoffe 2 % und Rohstoffe 1 %.

Die terrestrische Eutrophierung zeigt hohe Beiträge von Stickoxiden (NO_x, 72 %) und Ammoniak (NH₃, 19 %).

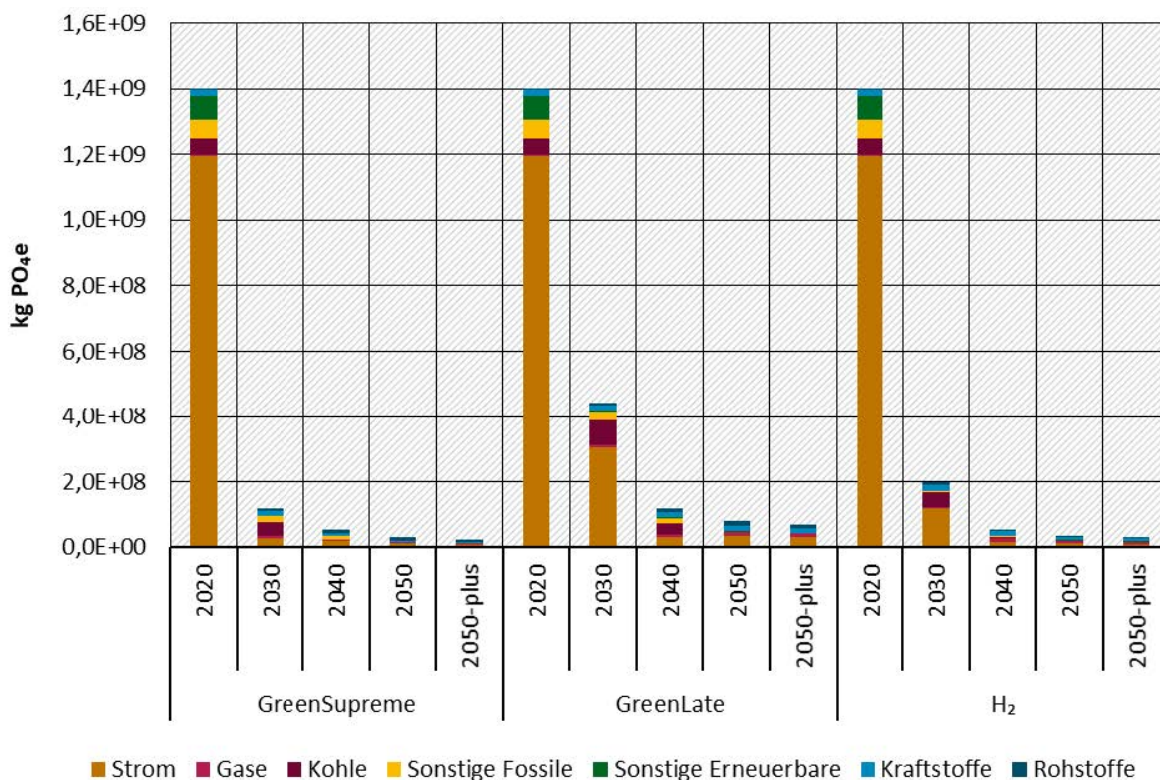
Der größte Teil der Reduktion zwischen 2020 und 2050, besonders bei der aquatischen Eutrophierung, wird bereits ab dem Jahr 2030 erreicht, wobei der Kohleausstieg im Bereich der Stromproduktion die wichtigste Rolle spielt. Die Reduktionen der aquatischen Eutrophierung betragen in GreenSupreme 98 %, in GreenLate um 94 % und 97 % im H₂-Szenario. Insgesamt reduzieren sich die terrestrische und aquatische Eutrophierung ähnlich für alle Jahre und Szenarien um 77 % bis 98 % zwischen 2020 und 2050.

Abbildung 17: Eutrophierung, terrestrisch, des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 18: Eutrophierung, aquatisch, des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.1.3.7 Ozonabbau

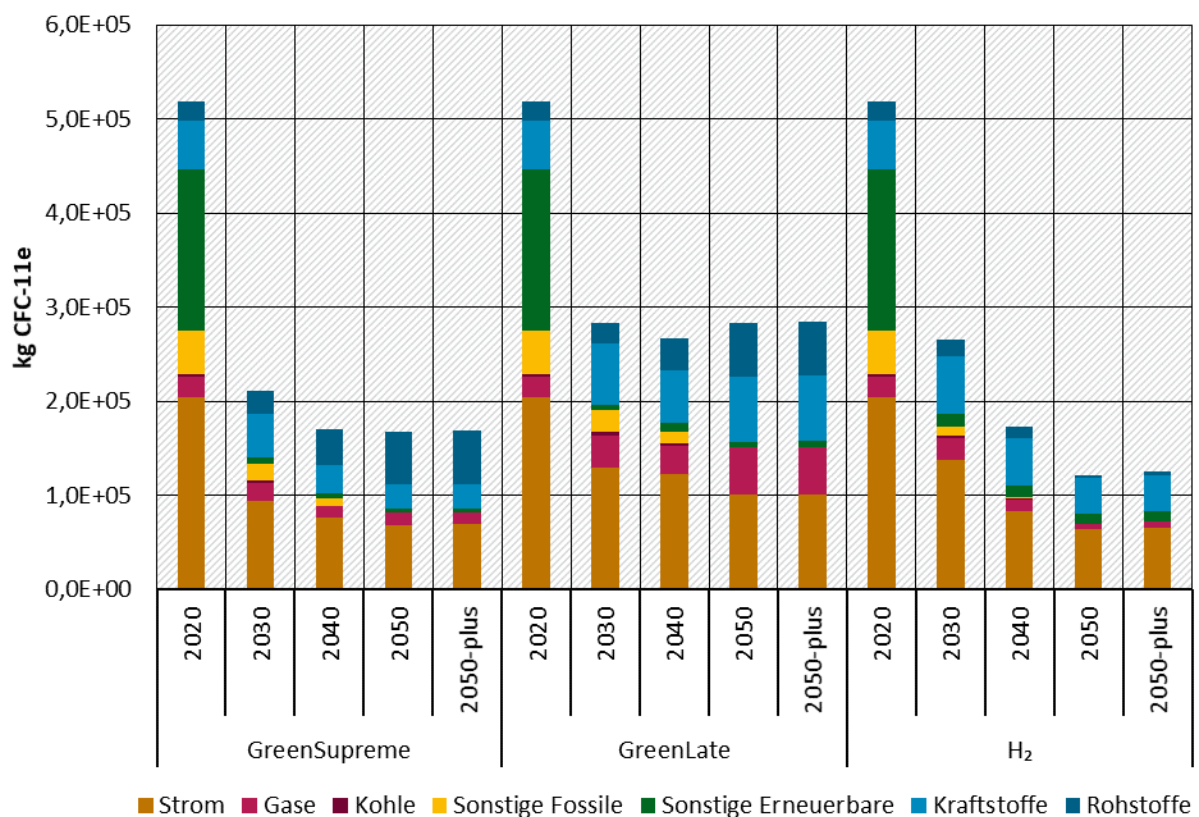
Die Beiträge zum Abbau stratosphärischen Ozons werden in Abbildung 19 für alle Szenarien und Jahre mit den Beiträgen der Energieträger dargestellt.

Im Ausgangsjahr 2020 stammt in allen Szenarien ein bedeutender Anteil Ozon-zerstörender Substanzen aus der Stromproduktion (39 %). Ursache hierfür sind vor allem N₂O-Emissionen aus Kraftwerken (32 %) und Hochspannungsübertragungsleitungen. Weitere hohe Beiträge stammen von fossilen Energieträgern (Gase 4 %, sonstige fossile 9 %), sowie aus dem Biomasseanbau für Biokraftstoffe (33 %, N₂O). Kraftstoffe tragen weitere 10 % bei, und ein kleiner Beitrag von 4 % stammt von Rohstoffen.

Im Szenarienvergleich kann das H₂-Szenario die höchste Reduktion zwischen 2020 und 2050 verzeichnen (76 %) und somit den niedrigsten Zielwert erreichen. GreenSupreme zeigt eine Reduktion um 67 %, in GreenLate liegt die Reduktion lediglich bei 45 %. In allen Szenarien wird mindestens die Hälfte der Gesamtreduktion bereits in 2030 erreicht. Eine bedeutende Rolle hierbei spielt der Verzicht auf Biokraftstoffe, so dass die N₂O-Emissionen aus Anbaubiomasse ab 2030 keinen signifikanten Beitrag mehr leisten.

Nach vollständiger Defossilisierung in 2050 fällt bei den Green-Szenarien der Beitrag der Rohstoffe auf: Dieser erhöht sich im Vergleich zu 2020 um 184 % (Supreme) bzw. 187 % (Late). Ebenso nehmen die Emissionen aus Kraftstoffen in GreenLate zwischen 2020 und 2050 um 35 % zu.

Abbildung 19: Ozonabbau des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Diese Erhöhungen sind auf die Produktion von PtX-Kohlenwasserstoffen mit CO₂ aus Direct Air Capture (DAC) zurückzuführen, die für die CO₂-Abscheidung aus der Luft in der DAC-Anlage ein Anionenharz nutzen, bei dessen Herstellung Chloroform genutzt wird. In der ecoinvent-Datenbank wird dabei pauschal eine Freisetzung von 2,35 g Tetrachlormethan (R-10) pro kg Chloroform in die Atmosphäre angenommen, welches die hohen Ozonabbauwerte verursacht. Ob tatsächlich Chloroform bei der Herstellung der Adsorbentien für DAC-Anlagen eingesetzt wird und darüber hinaus hohe Emissionen von R-10 freigesetzt werden, ist zumindest fraglich. Diese Werte sollten daher mit Vorsicht interpretiert werden, da eine große Unsicherheit bezüglich der Belastbarkeit vorliegt. Eine weitere Anpassung des DAC-Prozesses konnte nicht mehr vorgenommen werden. LCA-Sensitivitäten für den Einsatz verschiedener Adsorbentien für DAC wurden von (Deutz und Bardow 2021) publiziert.

5.1.3.8 Feinstaub

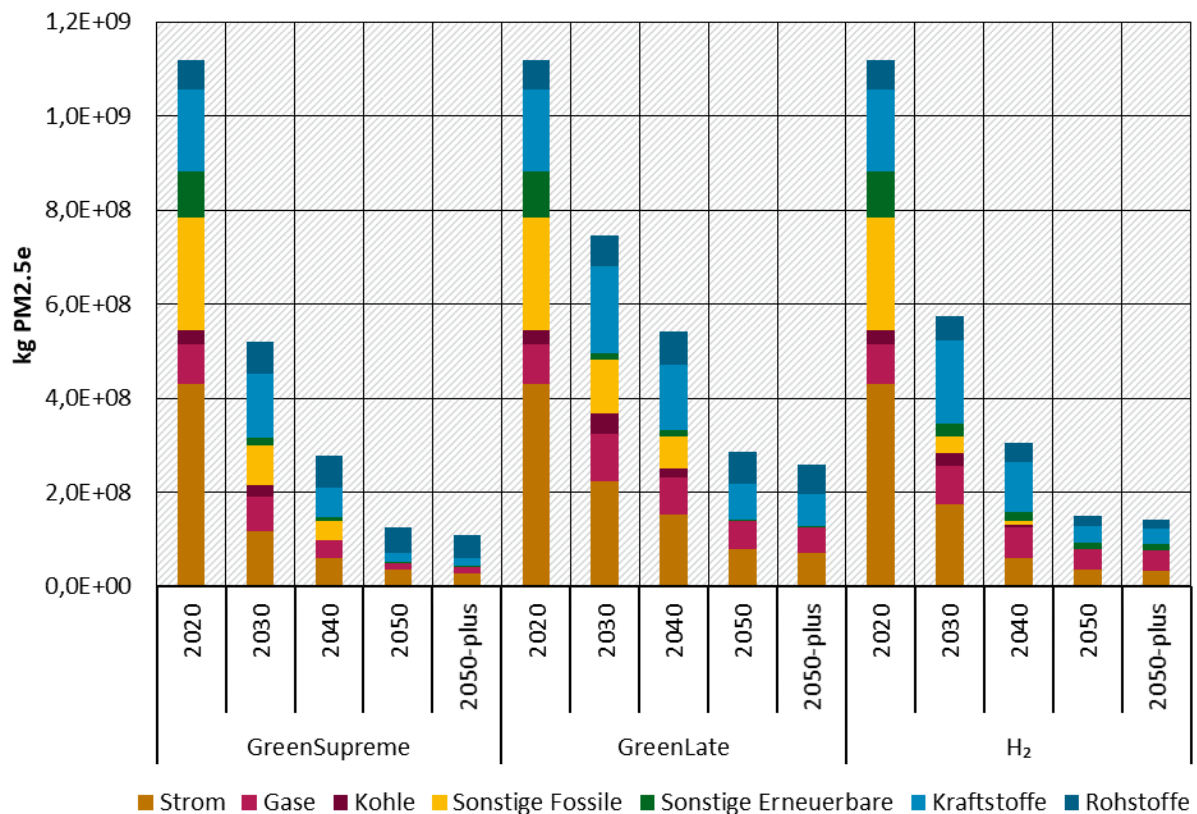
Abbildung 20 stellt die Feinstaubbelastung mit einem aerodynamischen Durchmesser kleiner als 2,5 Mikrometer (PM 2,5) für die drei Szenarien in den Jahren 2020 bis 2050 dar. Das Szenarienjahr ‚2050-plus‘ zeigt, wie bei den vorherigen Umweltindikatoren, das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand. Die Ergebnisbalken sind nach den Beiträgen der Energieträger unterteilt.

In 2020 wird nur ein geringer Anteil von 6,5 % des PM_{2,5} direkt emittiert, dies entspricht einer Menge von 73.000 t Feinstaub. Die verbleibenden 93 % der Emissionen entstehen sekundär durch chemische Prozesse in der Atmosphäre aus emittierten Gasen, die als Vorläufersubstanzen agieren: aus Stickoxiden NO_x (49 %), Schwefeloxiden SO₂ (41 %), und Ammoniak NH₃ (3,5 %). Den höchsten Beitrag unter den Energieträgern in 2020 liefert die Stromerzeugung (38 %), hierbei insbesondere Kohlekraftwerke. Weitere wichtige Beiträge stammen direkt aus fossilen Energieträgern (Gas 8 %, Kohle 3 %, sonstige fossile Energieträger 22 %), aus der Bereitstellung von Kraftstoffen (16 %) und anderen Rohstoffen (6 %).

Ab 2030 ist in den Szenarien eine unterschiedliche Entwicklung der Feinstaubbelastung zu beobachten: GreenSupreme verzeichnet die schnellste Reduktion, vor allem im Stromsektor, während GreenLate aufgrund der verzögerten Defossilisierung die langsamste Reduktion zeigt. Insgesamt ähneln sich im Szenarienvergleich die Verläufe zwischen 2020 und 2050, wobei GreenSupreme speziell bei Strom und Kraftstoffen bis 2050 die geringsten Beiträge aufweisen kann. Die Reduktion der gesamten Feinstaubbelastung zwischen 2020 und 2050 liegt in GreenSupreme bei 90 %, in GreenLate bei 77 % und bei 87 % im H₂-Szenario.

In den Szenarien findet bis ‚2050-plus‘ für alle Energieträger eine Abnahme statt, eine Ausnahme bildet hierbei lediglich GreenLate mit dem Beitrag der Rohstoffe. Die Feinstaubbelastung basierend auf Rohstoffen in GreenLate verbleibt bis 2050 auf dem Ausgangsniveau von 2020; Grund hierfür sind hauptsächlich SO₂-Emissionen, die bei Abbau und Verarbeitung sulfidischer Erze entstehen. Die entsprechend aus diesen Erzen gewonnenen Metalle (v. a. Nickel) werden für Elektrolyseure und somit die Wasserstoffherstellung für die Bereitstellung von PtX-Produkten benötigt.

Abbildung 20: Feinstaubbelastung des deutschen Endenergiebedarfs nach Energieträgern



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

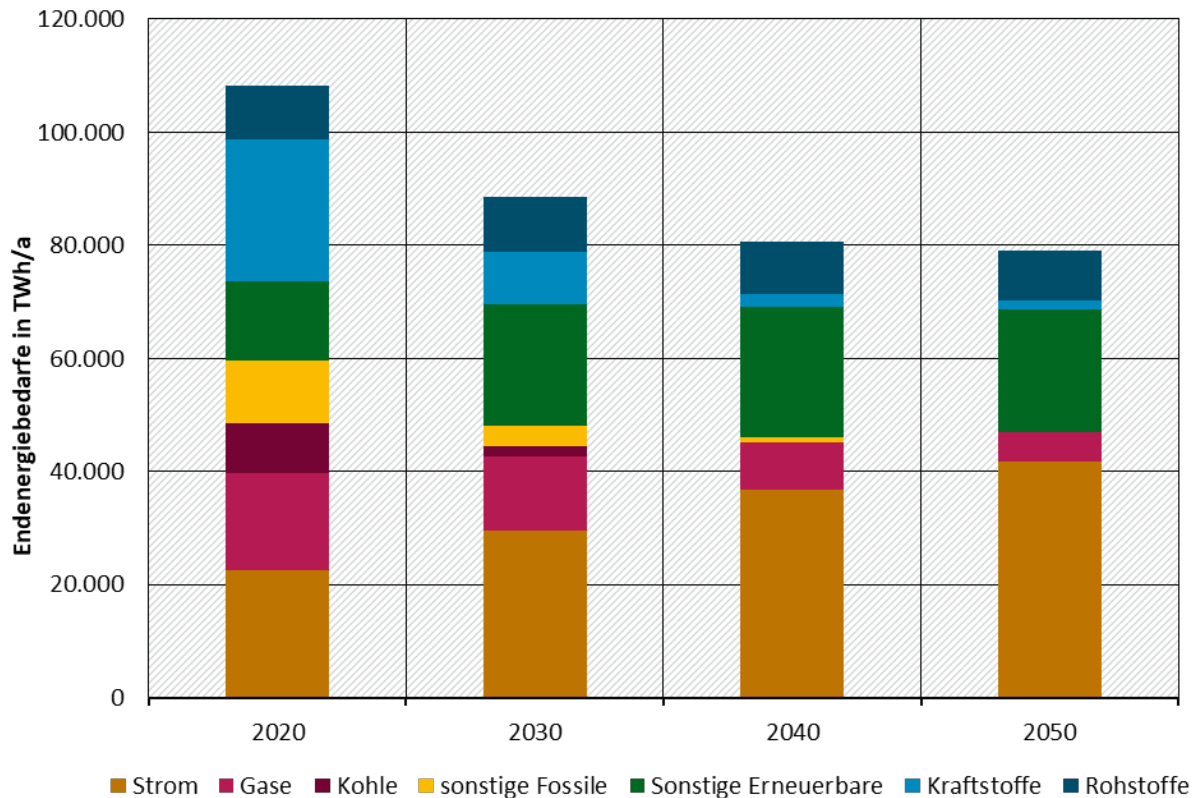
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.1.4 Ausblick: Umweltwirkungen einer globalen Energiewende

Mit dem im Rahmen dieses Projektes erstellten Ökobilanzmodell, das insgesamt zwölf angepasste ecoinvent-Datenbanken enthält (je vier Jahre für drei Szenarien), lassen sich auch die absoluten Umweltwirkungen der globalen Energiewende berechnen. Prinzipiell ließe sich diese Auswertung für alle drei Szenarien durchführen. Im Folgenden werden exemplarisch die Ergebnisse für GreenSupreme vorgestellt. Sämtliche Technologieanpassungen sind dazu im Kapitel 4.2 beschrieben. Wie schon für Deutschland in Kapitel 5.1.1 beschrieben, bildet der Endenergiebedarf auch für diese Analyse die Grundlage zur Berechnung der absoluten Umweltwirkungen. Die weltweiten Endenergiebedarfe sind dem ‚1,5 °C-Szenario‘ von (Teske et al. 2019) entnommen. Für den nicht-energetischen Einsatz (als Kategorie ‚Rohstoffe‘ dargestellt) geht Teske auch im 1,5 °C-Szenario davon aus, dass fossile Energieträger zum Einsatz kommen (ca. 10 % des gesamten Endenergieverbrauchs in 2050). Entsprechend dem GreenSupreme-Narrativ wird in der vorliegenden Studie dieser Vorgabe nicht gefolgt, sondern diese ‚Rohstoffe‘ werden erneuerbaren PtX-Energieträgern zugeordnet.

Abbildung 21 zeigt die zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Welt entsprechend dem 1,5 °C-Szenarios (Teske et al. 2019) differenziert nach Energieträgern. Insgesamt nimmt der Endenergiebedarf zwischen 2020 und 2050 demzufolge um 27 % ab.

Abbildung 21: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Welt, differenziert nach Energieträgern im 1,5 °C-Szenario



„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu basierend auf (Teske et al. 2019)

Der durch Strom gedeckte Beitrag am Endenergiebedarf nimmt zwischen 2020 und 2050 um 86 % zu – auf 53 % des Verbrauchs. Sonstige Erneuerbare nehmen um 53 % zu und decken 2050 den Endenergiebedarf zu 27 % (Biomasse 7,1 %, Biokraftstoffe 2,0 %, Nah-/Fernwärme 4,6 %, Geothermie 5,4 %, Solarthermie 8,1 %). Die verbleibenden Gase, Kraftstoffe und Rohstoffe sind erneuerbare PtX-Energieträger und decken zusammen 20 % des Endenergiebedarfs.

5.1.4.1 Treibhauspotenzial des globalen Energiesystems

In Abbildung 22 ist das Treibhauspotenzial (GWP) des weltweiten Endenergiebedarfs differenziert nach Energieträgern dargestellt. Es liegt im Jahr 2020 bei 36 Gt CO₂e; davon sind 33 Gt Kohlendioxid. Im Vergleich dazu beziffert die Emissionsdatenbank der Europäischen Kommission (EDGAR) (European Commission et al. 2023) das weltweite energiebedingte Treibhauspotenzial¹³ mit 37 Gt CO₂e und 33 Gt Kohlendioxid.

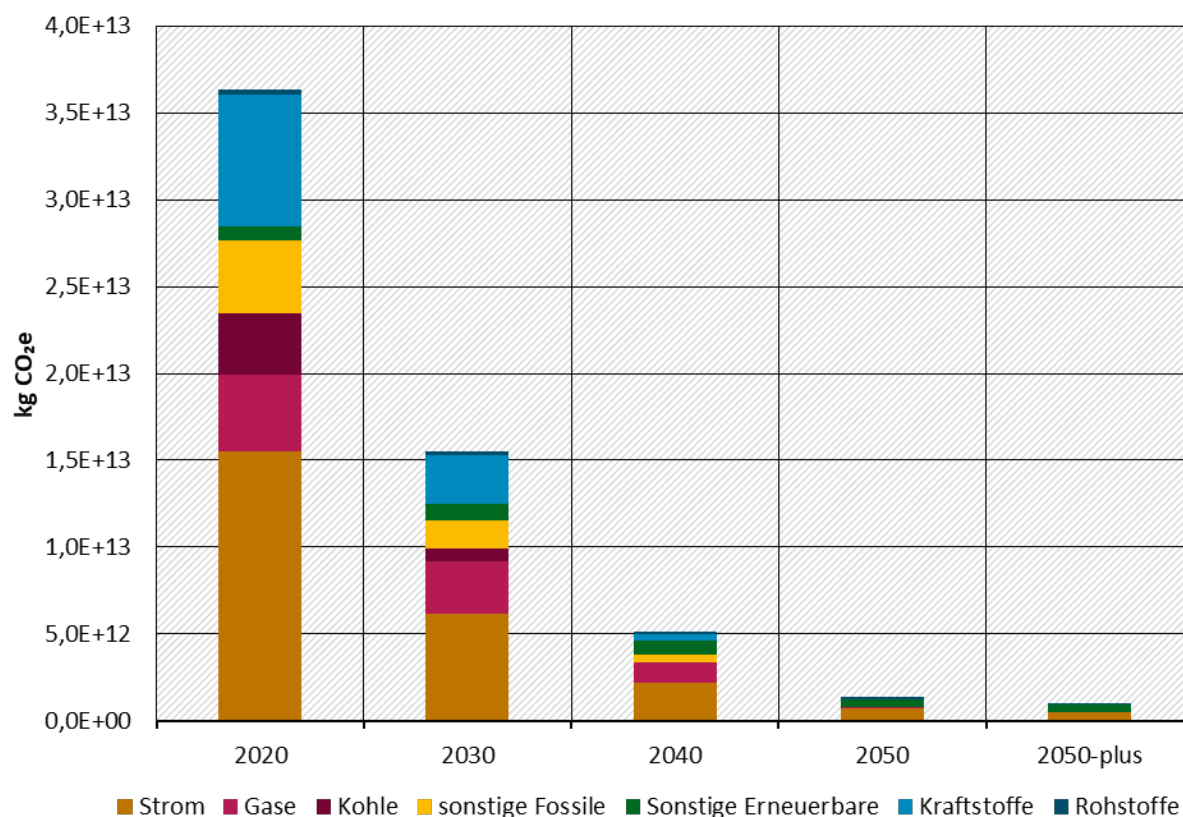
Im Jahr 2020 ist die Stromproduktion für 43 % des GWP verantwortlich, die Bereitstellung und Nutzung von Gasen für 12 %, von Kohle für 10 %, von sonstigen Fossilen für 12 %, sonstige Erneuerbare für 2,2 %, Kraftstoffe für 21 % und Rohstoffe für 0,7 %.

Zwischen 2020 und 2050 führt die weitgehende Defossilisierung zu einer Reduktion der Treibhauspotenziale des globalen Endenergiebedarfs um 97 %. Die Klimawirkung der verbleibenden Treibhausgasemissionen beträgt 2050 noch rund 1 Gt CO₂e. Davon sind 25 %

¹³ Auswahl der Sektoren: Buildings, Fuel Exploitation, Industrial Combustion, Power Industry, Transport.

fossiles CO₂ aus der Landnutzung und Landnutzungsänderung (LULUC), 22 % Lachgas aus der Herstellung von Biokraftstoffen und dem Betrieb von Hochspannungsleitungen, 16 % Kältemittel R134a aus dem Betrieb von Wärmepumpen, 15 % SF₆ (Schwefelhexafluorid) aus Mittelspannungsschaltanlagen, 9 % fossiles CO₂ aus der Herstellung von Zement und der Nutzung mineralischer Karbonate und 7 % biogenes Methan aus der Biogasherstellung. Die Auflistung zeigt zum einen, dass es sinnvoll ist, in einem iterativen Vorgehen zu prüfen, ob die in der ecoinvent-Datenbank hinterlegten Technologien auch für die Zukunft plausibel sind (treibhaussschädliche Kältemittel und SF₆ sind in einer GreenSupreme-Welt auch durch unschädliche Alternativen ersetzt). Zum anderen liefert eine solche Analyse auch Hinweise auf weitere Reduktionspotenziale.

Abbildung 22: Treibhauspotenzial (GWP) des weltweiten Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

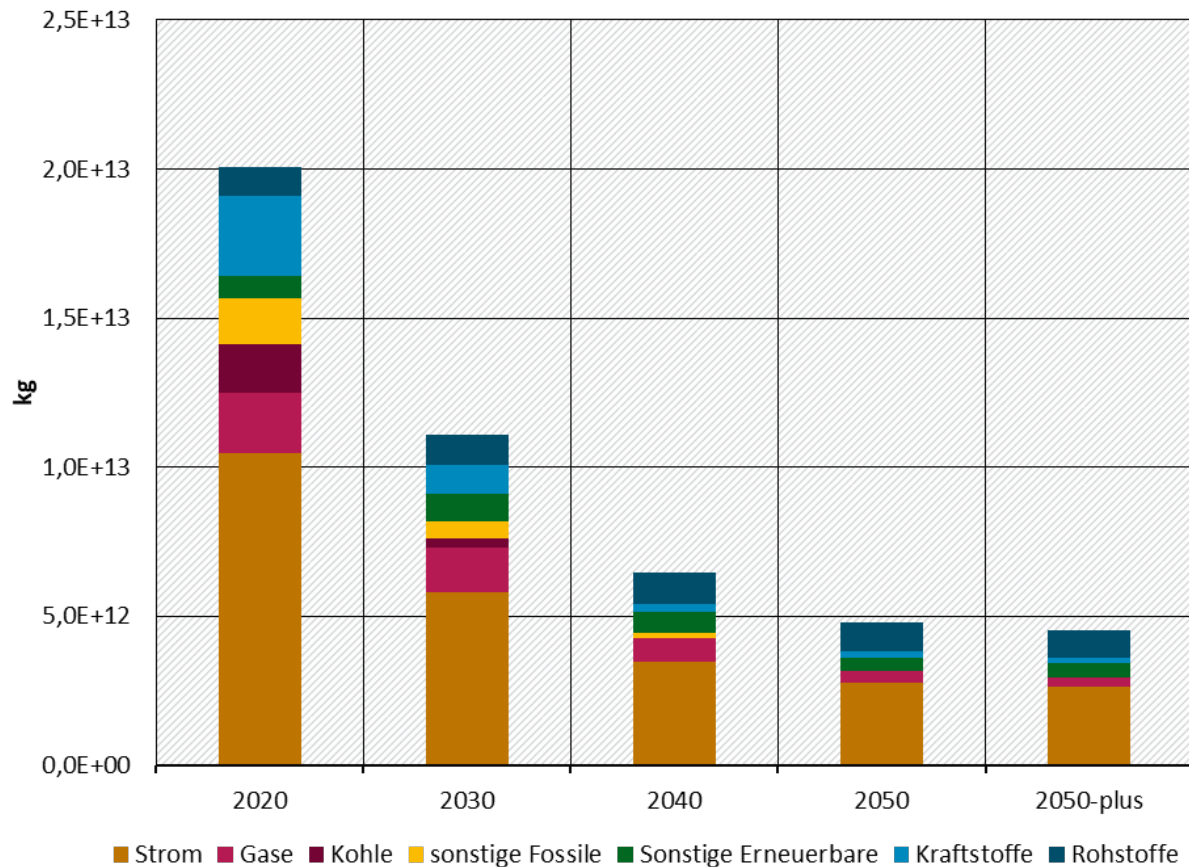
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.1.4.2 Weitere Umweltwirkungen des globalen Energiesystems

Die Ergebnisse vieler anderer Umweltwirkungen (Versauerung, Eutrophierung, Ozonabbau, Feinstaubbelastung) folgen wie auch schon in der Betrachtung der deutschen Transformation dem Trend des Treibhauspotenzials. Wo dies nicht der Fall ist, wird es im Folgenden dargestellt.

Die vollständige Defossilisierung („2050-plus“) der Energie- und Produktionsprozesse führt zu einer Reduktion des gesamten abiotischen kumulierten Rohstoffaufwandes um 77 % von 20 Mrd. t in 2020 auf 4,5 Mrd. t Rohstoffe in 2050 (Abbildung 23).

Abbildung 23: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

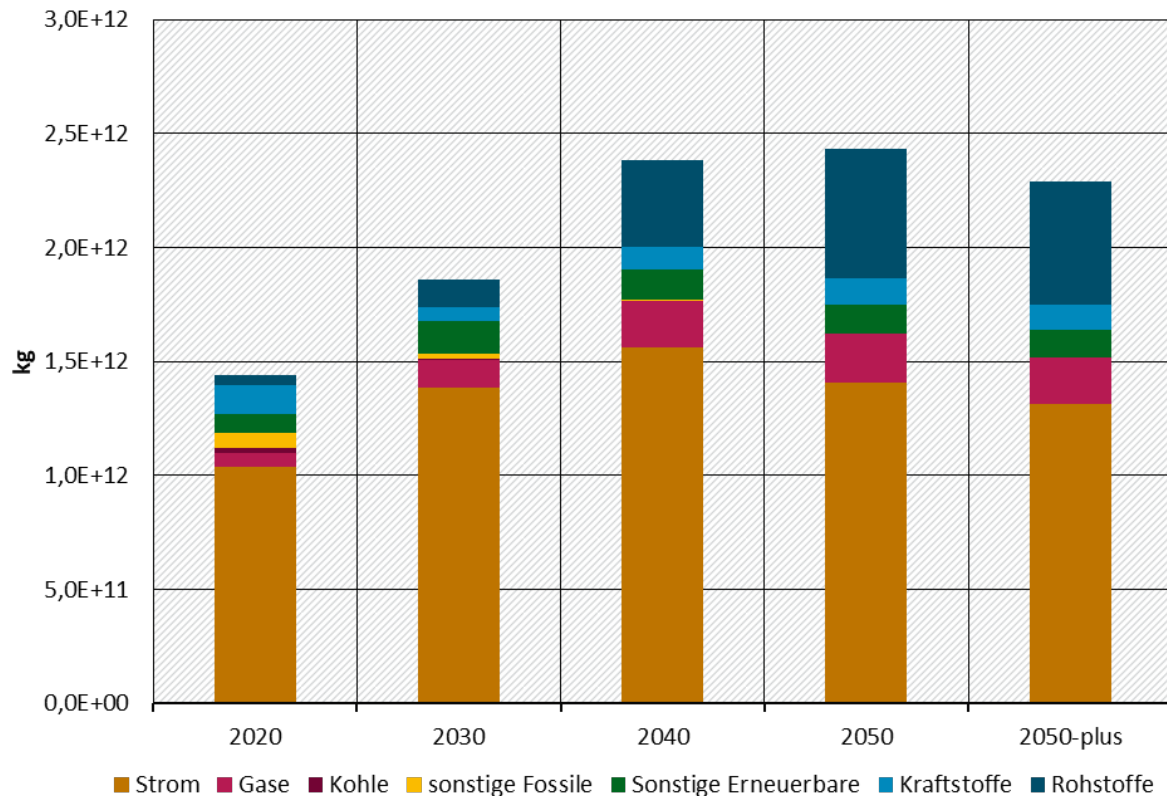
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Gleichzeitig nimmt aber der Bedarf an Metallrohstoffen infolge der Transformation um 59 % zu (Abbildung 24) – von 1,4 Mrd. t in 2020 auf 2,3 Mrd. t Metallrohstoffe in ‚2050-plus‘.

Im Jahr 2020 liegt der Anteil der Stromerzeugung am Metallrohstoffbedarf bei 72 %, der der Gasbereitstellung bei 4,1 % und der der Kohlevorketten bei 1,8 %. Die Bereitstellung sonstiger fossiler Energieträger ist für 4,4 % des kumulierten Metallrohstoffaufwandes verantwortlich, sonstige Erneuerbare für 5,6 %, Kraftstoffe für 9,1 % und Rohstoffe für 3,1 %. Infolge der Transformation erhöht sich der Bedarf an Metallrohstoffen für die Stromerzeugung um 27 % von 1,0 Mrd. t auf 1,3 Mrd. t. Im Verhältnis zur Zunahme des Strombedarfs um 86 % in diesem Zeitraum ist Steigerung des Metallrohstoffbedarfs unterproportional.

Der Metallrohstoffbedarf durch die Bereitstellung von Gasen steigt um 249 %, für Rohstoffe um 1.110 % bei gleichzeitiger Reduktion der Energieträgerbedarfe (69 % und 9 %). Die spezifischen höheren Bedarfe sind auf die Produktion von PtX-Energieträgern zurückzuführen, die fossile Gase und Rohstoffe ersetzen. Im defossilisierten System liegt der Anteil der PtX-Bereitstellung am Metallrohstoffbedarf bei 37 %.

Abbildung 24: Kumulierter Aufwand an Metallrohstoffen des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

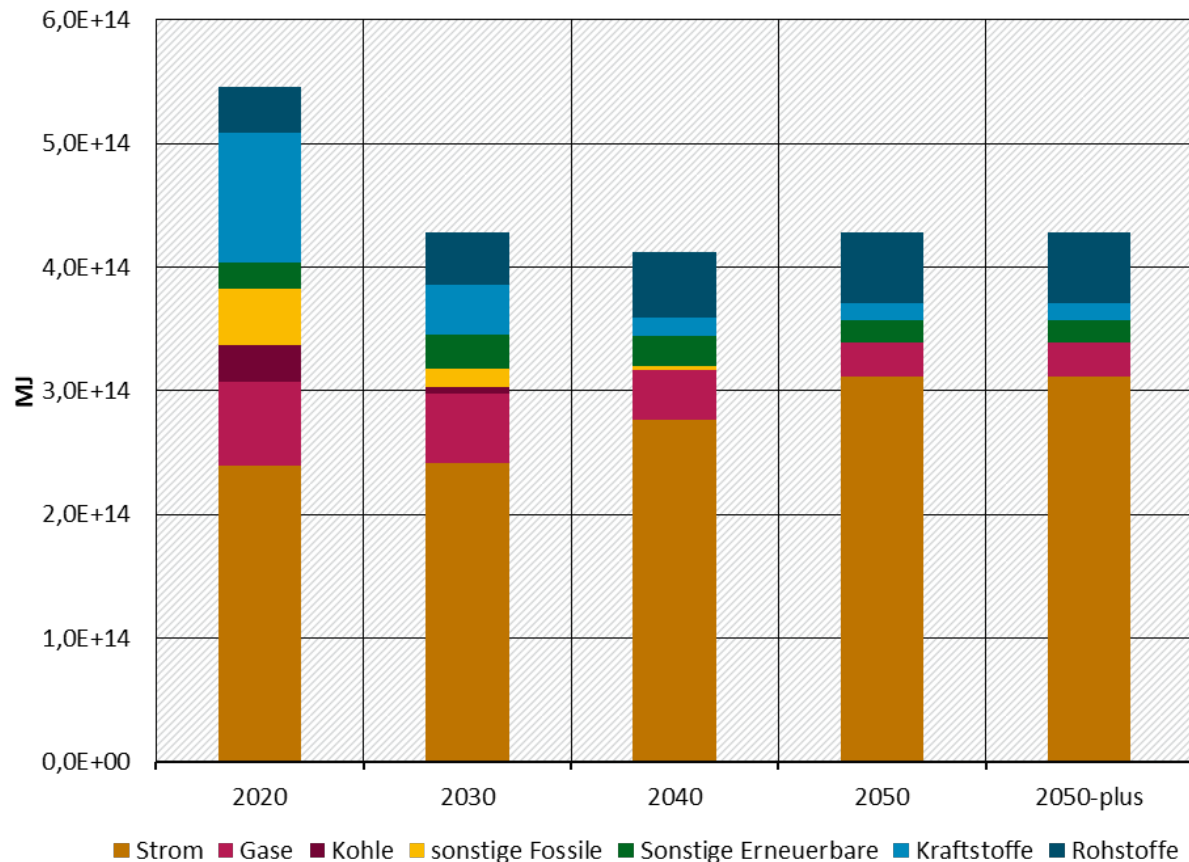
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Auch der globale kumulierte Energieaufwand (KEA) des Endenergiebedarfs folgt in diesem Szenario nicht dem stark abfallenden Trend des GWP. In Abbildung 25 ist KEA für alle Jahre aufgeschlüsselt nach Energieträgern dargestellt. Im Jahr 2020 liegt der Anteil der Stromerzeugung bei 44 %, der Gasbereitstellung bei 13 % und der Kohlevorkette bei 5,4 %. Die Bereitstellung sonstiger fossiler Energieträger ist für 8,3 % des kumulierten Energieaufwandes verantwortlich, sonstige Erneuerbare für 3,9 %, Kraftstoffe für 19 %, und Rohstoffe für 6,9 %.

Die weitestgehende Defossilisierung („2050-plus“) führt zur Reduktion des kumulierten Energieaufwandes um 22 %. Der Anteil der Stromerzeugung erhöht sich um 30 % – bei einer Zunahme des Strombedarfs um 86 %. Der KEA für Rohstoffe nimmt um 52 % zu bei einem um 9 % reduzierten Endenergiebedarf.

Auch die hemerobiegewichtete Landnutzung zeigt einen anderen Trend (Abbildung 26) als das GWP. Im Jahr 2020 wird die Landnutzung überwiegend von der Stromerzeugung (27,1 %) und vor allem den sonstigen Erneuerbaren (66,5 %) bestimmt. Letztere setzen sich 2020 aus 56 % Biomasse (Holz, Holzpellets, u. ä. für Wärme) und aus 9,2 % Biokraftstoffen zusammen.

Abbildung 25: Kumulierter Energieaufwand (KEA) des weltweiten Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme).



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

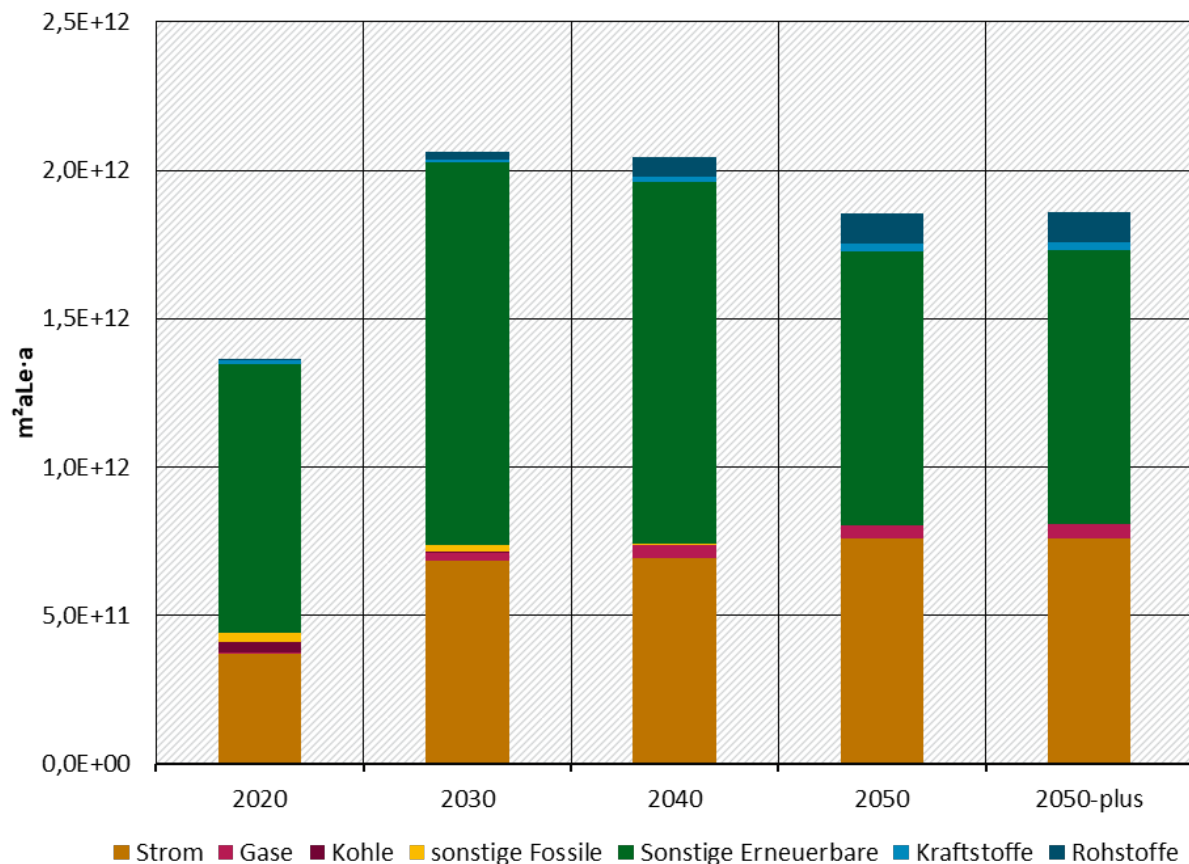
„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die weitestgehende Defossilisierung („2050-plus“) führt zur Steigerung der hemerobiegewichteten Landnutzung um 36 %. Der Beitrag sonstiger Erneuerbarer bleibt dabei gegenüber 2020 nahezu konstant. Eine überproportionale Zunahme der Naturraumbeanspruchung ist für die Stromerzeugung zu beobachten – mit einer Erhöhung um 106 % bei einer Steigerung des Strombedarfs um 86 %. Dies kann auf die verstärkte Nutzung von flächenintensiven Stromerzeugungstechnologien PV (31 %), Biomasse (5 %) und CSP (13 %) in der Welt ohne Europa zurückgeführt werden. Eine Zunahme ist auch für die Bereitstellung von Gasen, Kraft- und Rohstoffen zu verzeichnen. Obwohl der Kraftstoffbedarf leicht sinkt (-9 %), erhöht sich die Landnutzung um das 24-Fache.

Im Gegensatz zu den Ergebnissen für Deutschland (Kapitel 5.2.1.5) dominiert die Biomassenutzung auch die Landnutzung in 2050 (76 %), obwohl auch in (Teske et al. 2019) der Anteil von Anbaubiomasse stark zurückgeht. In der Abbildung 26 ist der Biomassebeitrag des Energieträgers „Sonstige Erneuerbare“ maßgeblich, aber auch für Strom liegt dieser bei ungefähr 70 % in 2050. 11 % der gesamten endenergiebedingten globalen Landnutzung gehen 2050 auf PV-Freiflächenanlagen zur direkten Stromnutzung zurück. Die Bereitstellung von PtX-Energieträgern verursacht 9,4 % der hemerobiegewichteten Landnutzung (davon DAC-Anlage 3,2 %, Onshore-WEA 2,3 % und PV-Freiflächenanlagen 2,1 %).

Abbildung 26: Hemerobiegewichtete Landnutzung des globalen Endenergiebedarfs nach Energieträgern (GreenSupreme)



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.1.4.3 Einordnung der THG-Ergebnisse auf globaler Ebene

Für die Welt, und auch für Deutschland, werden die absoluten Ergebnisse für das Treibhauspotenzial beispielhaft für das Szenario GreenSupreme anhand verbleibender CO₂-Budgets pro Kopf nach IPCC eingeordnet. Die energiebedingten THG-Ergebnisse für die Welt sind in Kapitel 5.1.4.1 beschrieben. Diese werden für die Umrechnung auf Pro-Kopf-Emissionen verwendet. Für Deutschland werden analog dazu die gesamten THG-Emissionen inklusive Vorkettenemissionen im Ausland herangezogen.

Tabelle 4 zeigt die für die Pro-Kopf-Berechnung verwendeten Bevölkerungszahlen. Für 2020 sind einheitlich die Angaben der Weltbank angesetzt (World Bank Group 2022)¹⁴. Für die Bevölkerungsentwicklung werden die Angaben für „Medium fertility variant“ nach (United Nations 2022) verwendet¹⁵. Die resultierenden Pro-Kopf Ergebnisse des Treibhauspotenzials für das Szenario GreenSupreme zeigt Tabelle 5 bzw. Abbildung 27.

¹⁴ Für Deutschland liegt die Bevölkerungszahl etwas höher als nach Destatis ausgewiesen (83.155 Tausend)

¹⁵ Diese Werte wurden auch für die Bevölkerungsentwicklung in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung zugrunde gelegt (Teilbericht Rohstoffe).

Tabelle 4: Bevölkerungszahlen Deutschland, Welt

Jahr	Deutschland	Welt
2020	83.160.871	7.820.963.775
2030	82.820.483	8.511.723.329
2040	81.297.437	9.158.747.453
2050	79.064.256	9.687.440.029

Quelle: 2020: (World Bank Group 2022); Entwicklung: (UN 2022)

Tabelle 5: THG-Emissionen Pro-Kopf für GreenSupreme, in t CO₂e/Kopf

Jahr	Deutschland	Welt
2020	9,43	4,65
2030	5,01	1,82
2040	1,98	0,57
2050	0,23	0,14
2050-plus	0,14	0,10

Quelle: ifeu, eigene Berechnungen

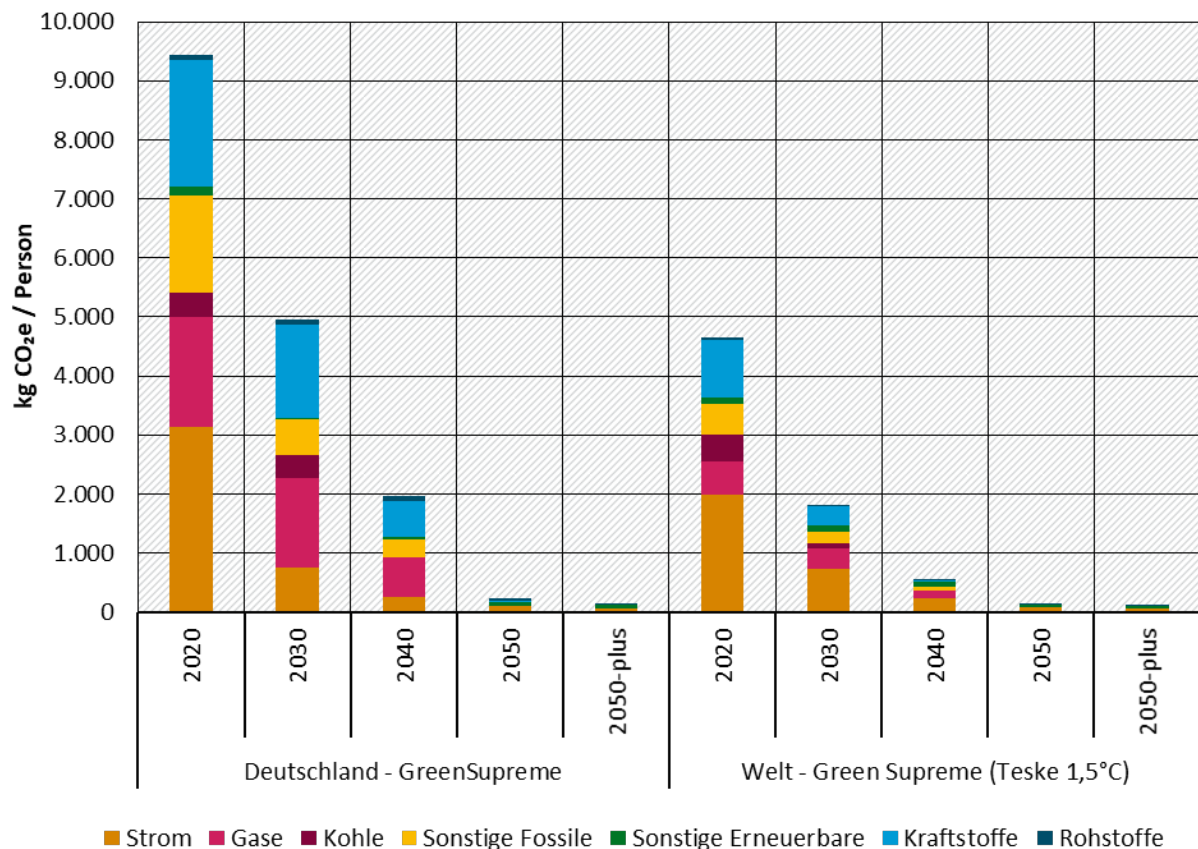
Unter Annahme eines stetigen Verlaufs zwischen den Stützjahren sowohl bezüglich der THG-Emissionen als auch der Bevölkerungsentwicklung würden sich aus den Pro-Kopf THG-Emissionen in Tabelle 5 über die Zeit zwischen 2020 und 2050 jährlich gemittelte Werte von 3,97 t CO₂e/Kopf für Deutschland ergeben und von 1,62 t CO₂e/Kopf für die Welt.

IPCC beschreibt in seinem Sonderbericht zur globalen Erwärmung auf 1,5°C (IPCC 2022) die Unsicherheiten, die mit der Ausweisung von verbleibenden CO₂-Budgets verbunden sind. Dem Umweltbundesamt zufolge sind die verbleibenden CO₂-Budgets trotz der schnelleren Erwärmung im Vergleich zu (IPCC 2022) annähernd unverändert. „Um einen GST¹⁶-Anstieg von insgesamt 1,7°C mit 67-prozentiger Wahrscheinlichkeit zu vermeiden, verbleibt ab 01.01.2020 ein globales CO₂-Budget von 700 Gt CO₂. Für eine Begrenzung des GST-Anstiegs auf 1,5°C gegenüber vorindustriellem Niveau wären es nur noch 400 Gt CO₂.“ (UBA 2021)

Für 400 Gt CO₂ oder jährlich rd. 13 Gt CO₂ weltweit zwischen 2020 und 2050, ergibt sich für Pro-Kopf-Emissionen in Abhängigkeit der weltweiten Bevölkerungszahlen ein Korridor zwischen rd. 1,7 bis 1,4 t CO₂/Kopf. Für 700 Gt CO₂ oder jährlich rd. 23 Gt CO₂ liegt der Pro-Kopf Korridor zwischen rd. 2,9 bis 2,4 t CO₂/Kopf. Orientierend zeigt das GreenSupreme-Szenario für die Welt, dass der Korridor für das 1,5°C-Ziel mit den gemittelten jährlichen THG-Emissionen in etwa gehalten werden kann. Hierin sind die nicht-energetischen THG-Emissionen allerdings nicht enthalten. Der gemittelte jährliche energiebedingte THG-Wert für Deutschland liegt auch für die Begrenzung auf 1,7°C außerhalb des Korridors. Ursächlich ist das vergleichsweise hohe Ausgangsniveau gegenüber den weltweiten Pro-Kopf THG-Emissionen. Unter Annahme eines Gleichheitsprinzips weist die überschlägige Einordnung darauf hin, dass für Industrieländer wie Deutschland noch schnellere Transformationen erforderlich wären als in GreenSupreme angenommen, um den weltweiten Temperaturanstieg auf 1,5 °C zu begrenzen.

¹⁶ Globale mittlere Oberflächentemperatur (GST, „laufender Mittelwert“ über 20 Jahre).

Abbildung 27: Spezifische Ergebnisse Klimawandel (GWP) nach Energieträgern (GreenSupreme)
Vergleich der Pro-Kopf-Emissionen in Deutschland und in der Welt im zeitlichen Verlauf des Transformationsprozesses



„2050-plus“ repräsentiert das Ergebnis für einen vollständig defossilisierten Anlagenbestand (s. Kap. 5.1.1);

„Rohstoffe“ sind stofflich genutzte Energieträger

Quelle: eigene Berechnung, ifeu

5.2 Spezifische Ergebnisse für die Strombereitstellung und ausgewählte Schlüsseltechnologien

Für die zentralen Prozesse der Energiewende werden nachfolgend die spezifischen Ergebnisse gezeigt. Aus dem Hintergrundsystem, das für die Szenarien angepasst wurde (s. Kap. 4.2.1), ist die Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Quellen ein zentraler Bestandteil der Energiewendeszenarien und wurde deswegen für eine Darstellung ausgewählt. Zentrale Schlüsseltechnologien sind vor allem Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), die im Wesentlichen die Stromversorgung in einer treibhausgasneutralen Welt sichern. Für alle Szenarien sind die WEA und die PV-Anlagen im Strommix mit 55 % (2030) bis 97 % (2050) Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung dominierend. Ebenfalls als relevante Schlüsseltechnologien für die Energiewende werden die spezifischen Ergebnisse für die vier untersuchten speicherbaren Energieträger (PtX-Produkte) gezeigt.

Im Folgenden sind alle ausgewerteten Umweltwirkungskategorien und Indikatoren dargestellt mit Ausnahme des POCP (Sommersmog). Dies aufgrund der eingeschränkten Aussagekraft der Ergebnisse bedingt durch die gegebenen Datenunsicherheiten (s. Kap. 4.4). In den Ergebnissen sind neben Stützjahren auch die Ergebnisse für das Referenzjahr 2020 gezeigt, anhand dessen die Anpassungen in der ecoinvent Datenbank plausibilisiert wurden (s. Kap. 4.3). Für die

Schlüsseltechnologien wurden dabei die Datensätze für 2020 aktualisiert (s. Kap. 4.2). Für die Strommixe entsprechen die Datensätze für 2020 den Originaldatensätzen der ecoinvent Datenbank v3.7.1.

Die spezifischen Ergebnisse für die in REFINE insgesamt untersuchten Schlüsseltechnologien sind für den Klimawandel (GWP) und den kumulierten Rohstoffaufwand (KRA) im Anhang B.1 als Tabellenergebnisse aufgeführt. Die spezifischen Ergebnisse für alle Umweltwirkungen und Indikatoren werden als separate Datentabelle (Excel) veröffentlicht.

Für WEA und PV-Anlagen beziehen sich die Ergebnisse auf eine Kilowattstunde Strom und stehen für die Strombereitstellung am Übergabepunkt zum öffentlichen Netz.

Nicht enthalten sind somit:

- ▶ Bau der Netzinfrastruktur,
- ▶ direkte Emissionen der Hochspannungsübertragung (v. a. N₂O, z. B. in GreenSupreme DE 2050 ca. 1,4 g CO_{2e}/kWh),
- ▶ SF₆-Emissionen der Mittelspannungsschaltanlagen (z. B. in GreenSupreme DE 2050 ca. 3,0 g CO_{2e}/kWh).

Die konkreten Annahmen zu spezifischen Kenndaten für WEA und PV-Anlagen sind im Anhang aufgeführt (WEA A.2.1, PV-Anlagen A.2.2).

Die Ergebnisse für die PtX-Produkte beziehen sich auf ein Megajoule (MJ) gasförmiger oder flüssiger Energieträger (unterer Heizwert, LHV). Gezeigt werden die Ergebnisse für die Region Deutschland als Verbrauchsmarkt. Transporte und Importe, soweit in den Szenarien vorgesehen, sind berücksichtigt. Für die anderen Regionen sind die Ergebnisse grundsätzlich übertragbar. In den grafischen Ergebnissen werden aus Gründen der Übersichtlichkeit nur die Jahre 2020, 2030 und 2050 dargestellt. Vollständige Ergebnisse finden sich in der separat veröffentlichten Datentabelle. In den Grafiken sind die spezifischen Ergebnisse für folgende PtX-Produkte nebeneinander dargestellt:

- ▶ Elektrolyse-Wasserstoff
- ▶ PtX-Produkte mit CO₂ aus Direct Air Capture (DAC)
 - Methan (SNG) (DAC)
 - Methanol (DAC)
 - FT-Kraftstoff (DAC)
- ▶ FT-Kraftstoff mit CO₂ aus Punktquellen zur Darstellung der Relevanz der CO₂-Quellen für die Ergebnisse.

Alle PtX-Produkte sind als zentrale Festlegung in REFINE mit Strom aus WEA (on-/offshore) und PV-Freiflächenanlagen erzeugt. Die konkreten Annahmen zu spezifischen Kenndaten für die PtX-Produkte sind im Anhang aufgeführt (Elektrolyse A.2.4, Methanisierung A.2.5, Methanolsynthese A.2.6, FT-Synthese A.2.7).

Bei den Ergebnissen für die Strombereitstellung (Strommix) sind die Emissionsfaktoren im Jahr 2020, das als Referenz mit ausgewertet wurde, in den Szenarien gleich, da der Strommix je Region in 2020 für alle Szenarien gleich ist. Bei den Ergebnissen für die ausgewählten Schlüsseltechnologien zeigt sich dagegen allgemein bei vielen Ergebnisgrafiken, dass bereits in

dem dargestellten Referenzjahr 2020 Unterschiede zwischen den drei untersuchten Regionen, Deutschland (DE), Europe ohne Deutschland (RoE) und Welt ohne Europa (RoW) auftreten.

Allgemein ergeben sich Unterschiede durch unterschiedliche Randbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen in den Schlüsseltechnologien. Für die Energiewende ist dies v. a. für die Stromerzeugung relevant, da bei EE-Stromerzeugungsanlagen die Emissionen und Verbräuche für den Bau eine größere Rolle spielen, als dies bei fossilen Energieerzeugungsanlagen der Fall ist¹⁷. Aufwendungen und Umweltwirkungen aus Investitionen nehmen i. d. R. einen relevanteren Anteil im spezifischen Ergebnis ein als Verbräuche und Emissionen aus dem Betrieb. Investitionen werden in Ökobilanzen wie auch bei ökonomischen Bewertungen über die Lebensdauer abgeschrieben. Hierdurch werden zufällige Peaks in Jahreszeitreihen vermieden¹⁸. Für die nachfolgend dargestellten WEA und PV-Anlagen bestimmt sich die über die gesamte Lebensdauer produzierte Strommenge aus Lebensdauer und Jahres-Volllaststunden. Die über die Lebensdauer abgeschriebenen Aufwendungen und Umweltwirkungen sind somit abhängig von den Annahmen zu jeweiliger Lebensdauer und Volllaststunden, die sich in den Regionen und Szenarien unterscheiden. Der Einfluss von Investitionen auf die spezifischen Ergebnisse spielt auch bei den Strommischen eine Rolle. Deutlich wird dies v. a. bei den Inputressourcen Wasser und Fläche oder auch beim kumulierten Rohstoffaufwand (KRA). Ergebnisunterschiede gehen hier v. a. auf die jeweiligen Anteile der EE-Stromerzeugungsanlagen zurück und sind von den dahinterliegenden Annahmen zu Lebensdauer und Nutzungsgrad abhängig.

5.2.1 Strommische

Das spezifische Ergebnis für die Strommische wird durch die Annahmen in den Szenarien geprägt (Kap. 4.2.1) und die sich daraus ergebenden Energieträgermische zur Stromerzeugung, die im Anhang A.1 aufgeführt sind. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse der Umweltwirkungen der Stromerzeugung nach Regionen. Im Jahr 2020, das als Referenz mit ausgewertet wurde, sind die Emissionsfaktoren in den Szenarien gleich, da der Strommix je Region in 2020 für alle Szenarien gleich ist. Die Datensätze für 2020 entsprechen den Originaldatensätzen der ecoinvent Datenbank v3.7.1.

5.2.1.1 Klimawandel

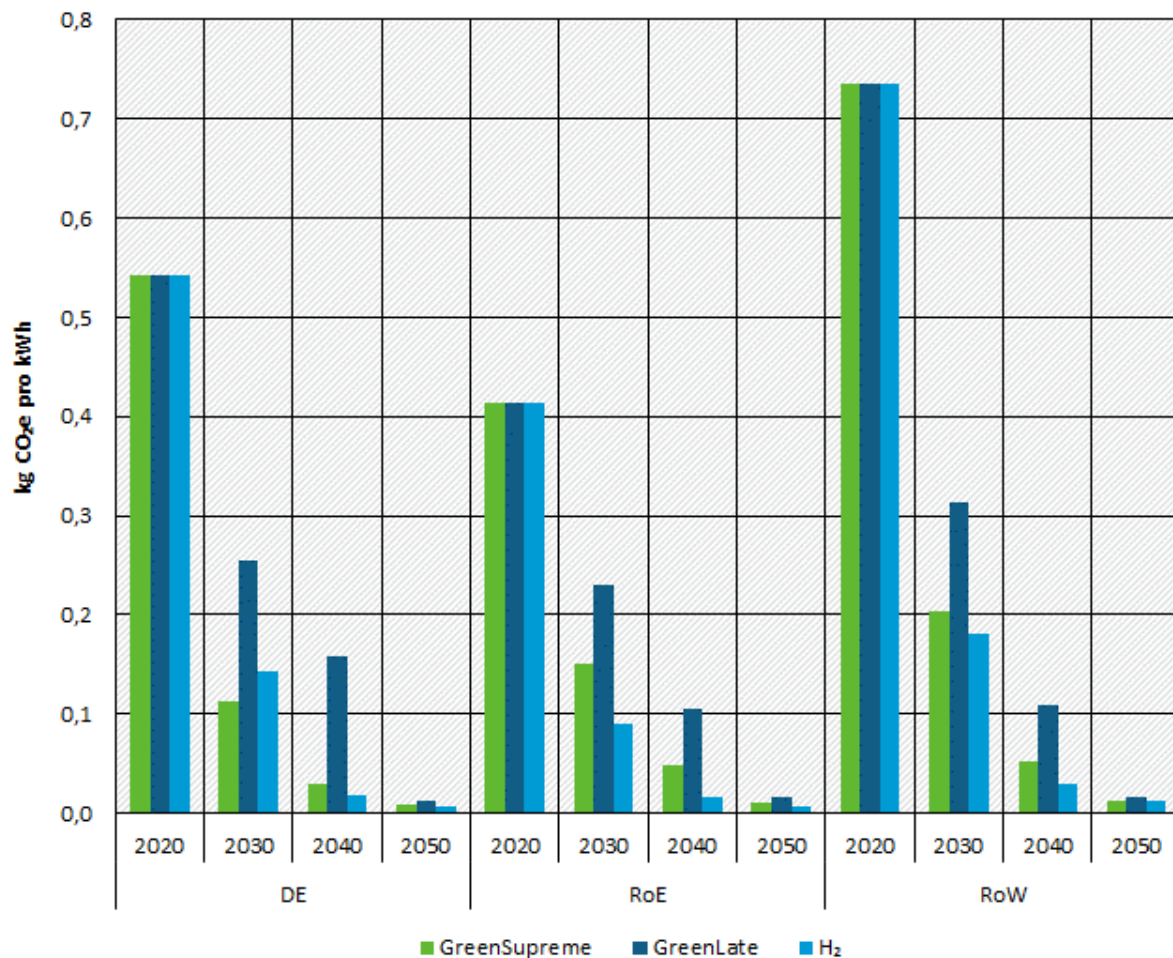
Für die in Abbildung 28 gezeigten spezifischen Ergebnisse des Klimawandels entspricht das Ergebnis für Deutschland für 2020 dem Stromemissionsfaktor in Höhe von rd. 543 g CO₂e/kWh. In der Region Europa ohne DE (RoE) liegt der Faktor niedriger als in DE; begründet ist dieser Unterschied vor allem im höheren Anteil an Nuklearstrom in einzelnen Europa-Ländern bei ähnlichem Anteil an EE-Strom im Vergleich zu Deutschland. In der Welt ohne Europa (RoW) liegt der Ausgangswert in 2020 bei rund 736 g CO₂e/kWh aufgrund deutlich höherer Anteile fossiler Brennstoffe an der Stromerzeugung (A.1.1).

Für die Region Deutschland zeigen sich das GreenSupreme- und das H₂-Szenario ähnlich ambitioniert in der zügigen Umstellung auf EE-Strom. Bis 2030 erfolgt bereits eine Reduktion des spezifischen Stromemissionsfaktors um 79 % (Supreme) bzw. 74 % (H₂) gegenüber 2020. Im zeitlich verzögerten Szenario GreenLate liegt die Reduktion in 2030 lediglich bei etwas über 50 %. In 2040 sind die Stromemissionsfaktoren für GreenSupreme und das H₂-Szenario bereits auf Werte von 29 bzw. 19 g CO₂e/kWh abgesunken, während der Emissionsfaktor für GreenLate noch bei 158 g CO₂e/kWh liegt. In 2050 liegt die Reduktion in allen Szenarien bei über 98 %.

¹⁷ Bei fossilen Kraftwerken dominieren die direkten Emissionen und Verbräuche aus dem Betrieb.

¹⁸ Ähnlich wird auch bei der gesamtwirtschaftlichen Rohstoffberechnung vorgegangen (Teilbericht Rohstoffe): hier wird der Zubau zwischen zwei Stützjahren inkrementell über die Zeitreihe gerechnet, so dass auch hier zufällige Kumulierungen und Peaks vermieden werden.

Abbildung 28: Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Strommixe



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Für die Region Europa ohne DE (RoE) erfolgt die Reduktion des Stromemissionsfaktors im H₂-Szenario schneller als in GreenSupreme (und GreenLate). Hier kommt zum Tragen, dass im H₂-Szenario in Europa entsprechend der Originalquelle (Sensfuß et al. 2021) höhere Anteile an Nuklearstrom berücksichtigt sind als in den Green-Szenarien nach (Teske et al. 2019). In 2050 werden für Europa ähnlich geringe Stromemissionsfaktoren erreicht wie für die Region Deutschland (in RoE 6-16 g CO₂e/kWh; in DE 6-12 g CO₂e/kWh). Die Reduktionsrate gegenüber 2020 liegt aufgrund des geringeren Ausgangsniveaus in der Region Europa ohne DE bei 96-98 %.

Die in 2050 verbleibenden geringen THG-Emissionen, die sich in den Stromemissionsfaktoren widerspiegeln, gehen auf verschiedene Aspekte zurück. Die prozentuale Aufteilung der Beiträge zum Gesamt-GWP liegen beispielsweise bei GreenSupreme in 2050 für die Region Deutschland bei

- rund 37 % durch SF₆-Emissionen aus Mittelspannungsschaltanlagen, bei denen SF₆ zur Isolation eingesetzt wird,
- rund 22 % durch N₂O-Emissionen, die v. a. bei der Hochspannungsübertragung entstehen (zu kleineren Anteilen auch aus der Biogaserzeugung),

- ▶ rund 21 % durch biogene Methanemissionen aus der Biogaserzeugung,
- ▶ rund 12 % durch CO₂-Emissionen (hauptsächlich aus Karbonaten),
- ▶ rund 5 % durch CO-Emissionen aus Wärmeerzeugung und Anodenabbbrand.
- ▶ Die restlichen etwa 3 % umfassen z. B. Spurenemissionen von perfluorierten Kohlenwasserstoffen und halogenierten FKWs, die ggf. auch aus dem statischen Hintergrundsystem stammen.

Bei den verbleibenden CO₂-Emissionen handelt es sich v. a. um mineralisches CO₂, das prozessbedingt bei der Herstellung von Zementklinker anfällt (aus Kalksteinbrennen), und um CO₂-Emissionen aus gelöstem Kalk bei der Tiefengeothermie. Etwa ein Viertel der CO₂-Emissionen stammen aus Böden (CO₂ from soil), das z. B. in Speicher-Wasserkraftwerken aus Kohlenstoff im Boden freigesetzt wird.

5.2.1.2 Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch

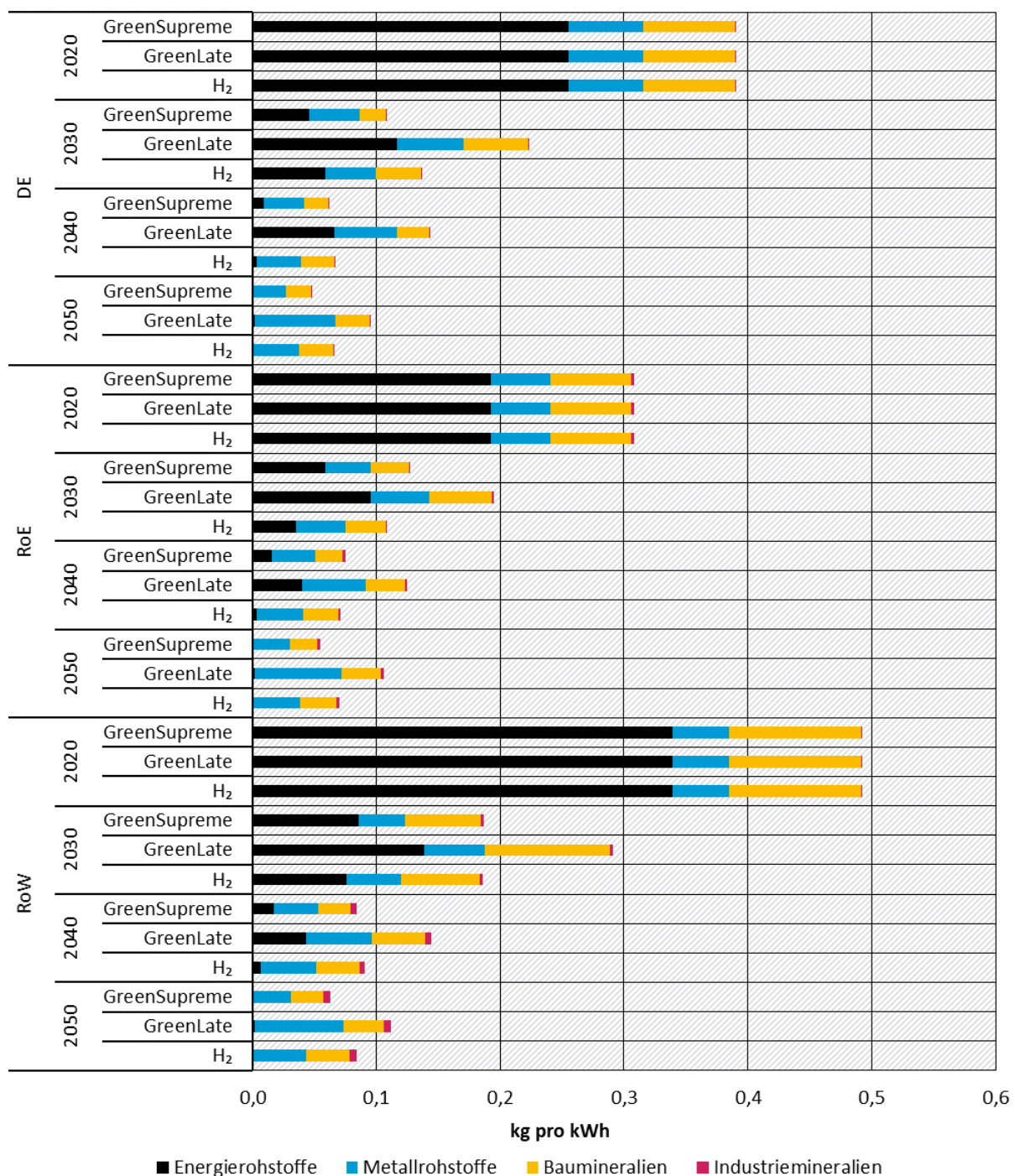
Die spezifischen Ergebnisse für den kumulierten Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch sind in Abbildung 29 unterteilt nach dem KRA für Energierohstoffe (fossil/nuklear), Metallrohstoffe, Baumineralien und Industriemineralien aufgeführt. In der Summe des kumulierten Rohstoffaufwands (KRA) biotisch zeigt sich bei allen Szenarien in allen Regionen eine deutliche Reduktion bis 2050, die vor allem auf die Reduktion der Inanspruchnahme fossiler Energierohstoffe zurückgeht¹⁹. Die Reduktion des KRA abiotisch liegt in DE gegenüber dem Referenzjahr 2020 zwischen 76 % (Late) und 88 % (Supreme), in Europa ohne DE zwischen 66 % (Late) und 82 % (Supreme) und in Welt ohne Europa zwischen 77 % (Late) und 87 % (Supreme). Die Ergebnisse für das H₂-Szenario liegen in 2050 jeweils zwischen den Green-Szenarien. In den Stützjahren zeigt das H₂-Szenario teilweise den niedrigsten spezifischen KRA abiotisch, was im Wesentlichen mit den unterschiedlichen Geschwindigkeiten zusammenhängt, mit denen in den Szenarien die Umstellung von fossilen Energierohstoffen auf andere Energiequellen erfolgt.

Das Ausgangsniveau im Referenzjahr 2020 zeigt eine ähnliche Verteilung wie schon beim Klimawandel, am höchsten ist der KRA abiotisch in der Region Welt ohne Europa (RoW) und am geringsten in Europa ohne DE (RoE). In allen Regionen bilden die Energierohstoffe in 2020 den Hauptanteil. Und ebenfalls in allen Regionen und Szenarien geht die Inanspruchnahme der Energierohstoffe bis 2050 fast auf Null zurück. Der KRA abiotisch liegt in 2050 in allen Regionen je Szenario ähnlich hoch, jeweils am niedrigsten für DE und am höchsten für Welt ohne Europa. Die Werte reichen für GreenSupreme von 0,05-0,06 kg/kWh, für GreenLate von 0,10-0,11 kg/kWh und für das H₂-Szenario von 0,07-0,08 kg/kWh.

Der Bedarf an Baumineralien wie Kies, Sand, Kalk für den spezifischen Strommix reduziert sich ebenfalls in allen Szenarien und Regionen. Bei ähnlichen Endniveaus und den unterschiedlichen Ausgangsniveaus der drei Regionen liegen die Reduktionen für DE zwischen 62 % (Late/H₂) und 73 % (Supreme), für Europa ohne DE zwischen 52 % (Late) und 66 % (Supreme) und für Welt ohne Europa zwischen 67 % (H₂) und 75 % (Supreme). Der Hauptbeitrag in 2020 in der Region DE resultiert v. a. aus der Vorkette für Steinkohleimporte. In 2050 geht die Inanspruchnahme von Baumineralien v. a. auf den Bau von Windenergieanlagen (etwa 2/3) sowie PV-Anlagen und Leitungen zurück.

¹⁹ Uran für Kernbrennstoffe macht in allen Jahren und Szenarien weniger als 4 % aus.

Abbildung 29: Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Strommixe



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Inanspruchnahme der Metallrohstoffen reduziert sich deutlich weniger als die der Baumineralien. Im Gegenteil kommt es im Szenario GreenLate in allen Regionen zu einer Steigerung der Inanspruchnahme. Die Steigerung der Inanspruchnahme von Metallrohstoffen liegt für DE bei +7 % gegenüber 2020 und für Europa ohne DE und Welt ohne Europa bei +48 % bzw. +57 % (geringeres Ausgangsniveau bei etwa ähnlichem Endniveau). Metallrohstoffe werden v. a. für den Bau von WEA und PV-Anlagen und für elektrische Leitungen benötigt.

Die anteilige Inanspruchnahme von Industriemineralien im KRA abiotisch spielt mengenmäßig keine Rolle. Die separate Darstellung der Industriemineral-Rohstoffe wird dennoch beibehalten, da diese mineralischen Rohstoffe eine geringere Verfügbarkeit aufweisen als Baumineralien (v. a. Kies und Sand). Damit kann in diesem Vorhaben auch gezeigt werden, dass keine relevante Verlagerung hinzu Industriemineralien stattfindet.

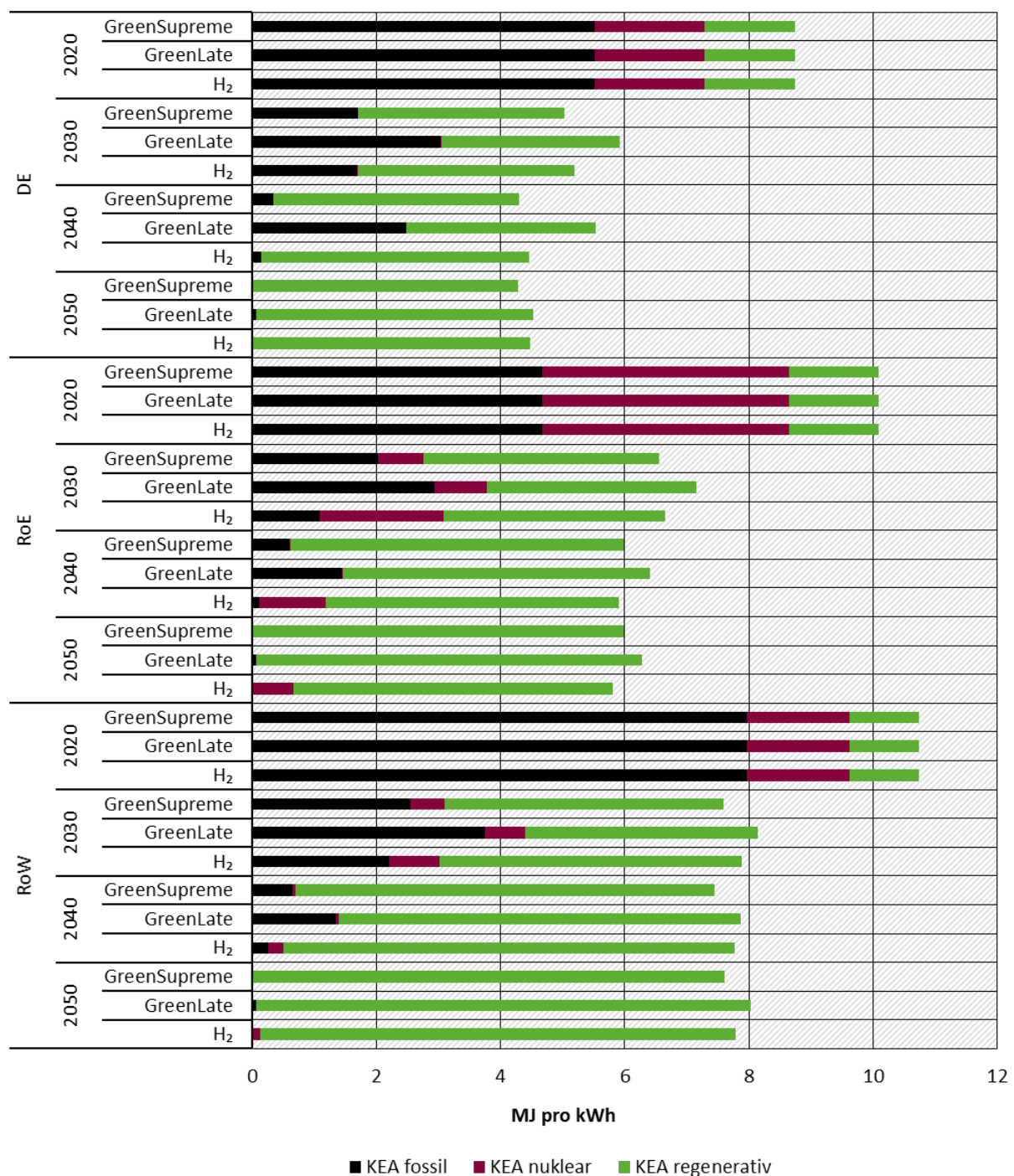
5.2.1.3 Kumulierter Energieaufwand

Die spezifischen Ergebnisse für den kumulierten Energieaufwand (KEA) sind in Abbildung 30 unterteilt nach dem KEA fossil, KEA nuklear und KEA regenerativ aufgeführt. Die Summe des kumulierten Energieaufwands (KEA gesamt) zeigt – ähnlich wie der KRA abiotisch – in allen Szenarien in allen Regionen eine Reduktion bis 2050 gegenüber 2020, die auf die Effizienzsteigerungen zurückgeführt werden kann. Ansonsten wird in den Ergebnissen die Transformation hin zu einer Defossilisierung des Energiesystems deutlich, mit dem Rückgang des KEA fossil bis nahezu auf Null in 2050 und umgekehrt dem Anstieg des KEA regenerativ.

Im Ausgangsniveau in 2020 zeigt der KEA fossil wiederum eine ähnliche Verteilung wie schon beim Klimawandel und beim KRA, am höchsten in der Region Welt ohne Europa (RoW) und am geringsten in Europa ohne DE (RoE) basierend auf den jeweiligen fossilen Energieträgeranteilen am Strommix. Der KEA gesamt zeigt demgegenüber eine andere Verteilung: hier liegt das Niveau in DE am niedrigsten, wobei durch die anteilige Stromerzeugung aus Kernkraft in der Region Europa ohne DE (KEA nuklear) hier zu einem höheren KEA gesamt führt.

Die Anteile an KEA regenerativ liegen in DE in 2050 insbesondere in den Green-Szenarien niedriger als in den anderen Regionen. Dies ergibt sich durch die Energieträgermixe bzw. die unterschiedlichen spezifischen Ergebnisse für die verschiedenen Stromerzeugungsanlagen. In DE wird EE-Strom v. a. durch WEA und PV-Anlagen erzeugt, die einen spezifischen KEA regenerativ von rd. 4 MJ/kWh aufweisen. Die in den anderen Regionen nach (Teske et al. 2019) anteilig relevantere Stromerzeugung aus Biomasse (HKW), CSP oder Geothermie weisen demgegenüber spezifische Werte für den KEA regenerativ von 8,18 und 19 MJ/kWh auf. Im H₂-Szenario sind auch Angaben zu den europäischen Strommixen in der Originalliteratur verfügbar; der zugehörige KEA regenerativ in 2050 für Europa ohne DE liegt nur wenig höher als in DE, allerdings ist der KEA gesamt in Europa ohne DE dennoch auf ähnlichem Niveau wie bei den anderen Szenarien aufgrund des anteiligen KEA nuklear.

Abbildung 30: Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Strommixe



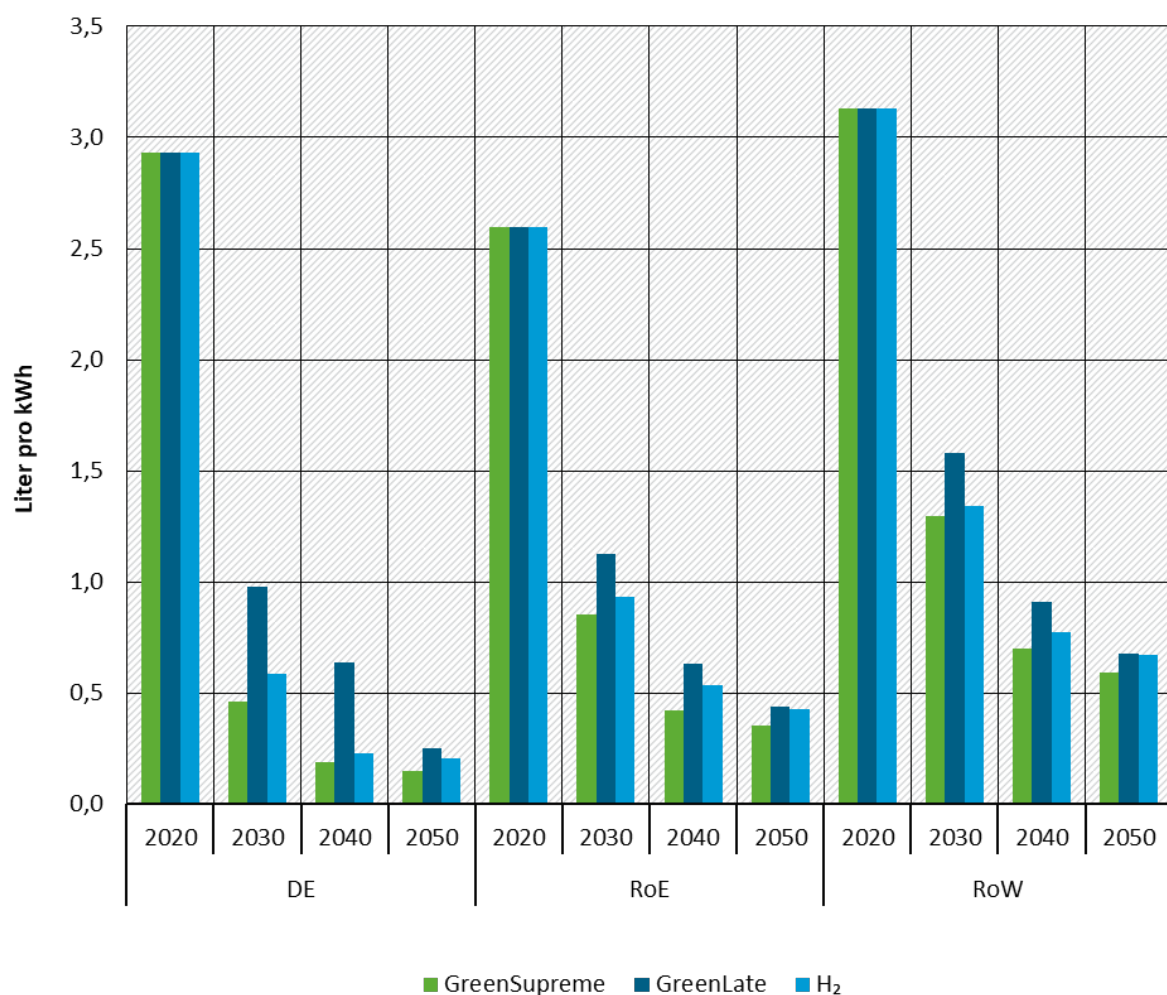
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.1.4 Frischwasserbedarf

Die spezifischen Ergebnisse für den Wasserbedarf zeigt Abbildung 31. Der Wasserbedarf für die Stromerzeugung entsteht im Jahr 2020 v. a. bei Braunkohleabbau und -aufbereitung. Die Verteilung des spezifischen Ergebnisses im Ausgangsniveau in 2020 für die Regionen entspricht auch hier der Verteilung beim Klimawandel, KRA, KEA fossil (Europa ohne DE am niedrigsten, Welt ohne Europa am höchsten), da auch hier das Ergebnis 2020 durch die fossilen Energieträgeranteile am Strommix geprägt ist.

Bereits in 2030 zeigt sich in allen Szenarien und Regionen ein deutlicher Rückgang des spezifischen Wasserbedarfs für die Stromerzeugung. In DE sind AKWs in 2030 nicht mehr gegeben und Kohle nur noch anteilig in GreenLate und im H₂-Szenario. In den anderen Regionen bestehen in 2030 in allen Szenarien noch Anteile an Kohle- und Nuklearstrom, aber in deutlich geringerem Umfang. In 2050 werden in DE gegenüber dem Jahr 2020 Reduktionen von über 91 % erreicht, in Europa ohne DE (RoE) über 83 % und in Welt ohne Europa (RoW) über 78 %. Das Endniveau des spezifischen Wasserbedarfs in 2050 liegt in DE am niedrigsten mit 0,15-0,25 Liter/kWh und am höchsten in Welt ohne Europa mit 0,59-0,68 Liter/kWh. Die Unterschiede gehen v. a. auf unterschiedliche Anteile an Stromerzeugungsanlagen zurück, die entweder unterschiedliche Wasserbedarfe im Betrieb haben (z. B. liegt der Wasserbedarf für Strom aus Tiefengeothermie bei 4 Liter/kWh) oder unterschiedliche Bedarfe für die Errichtung in Abhängigkeit der Annahmen zu Lebensdauer und Volllaststunden.

Abbildung 31: Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Strommische



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

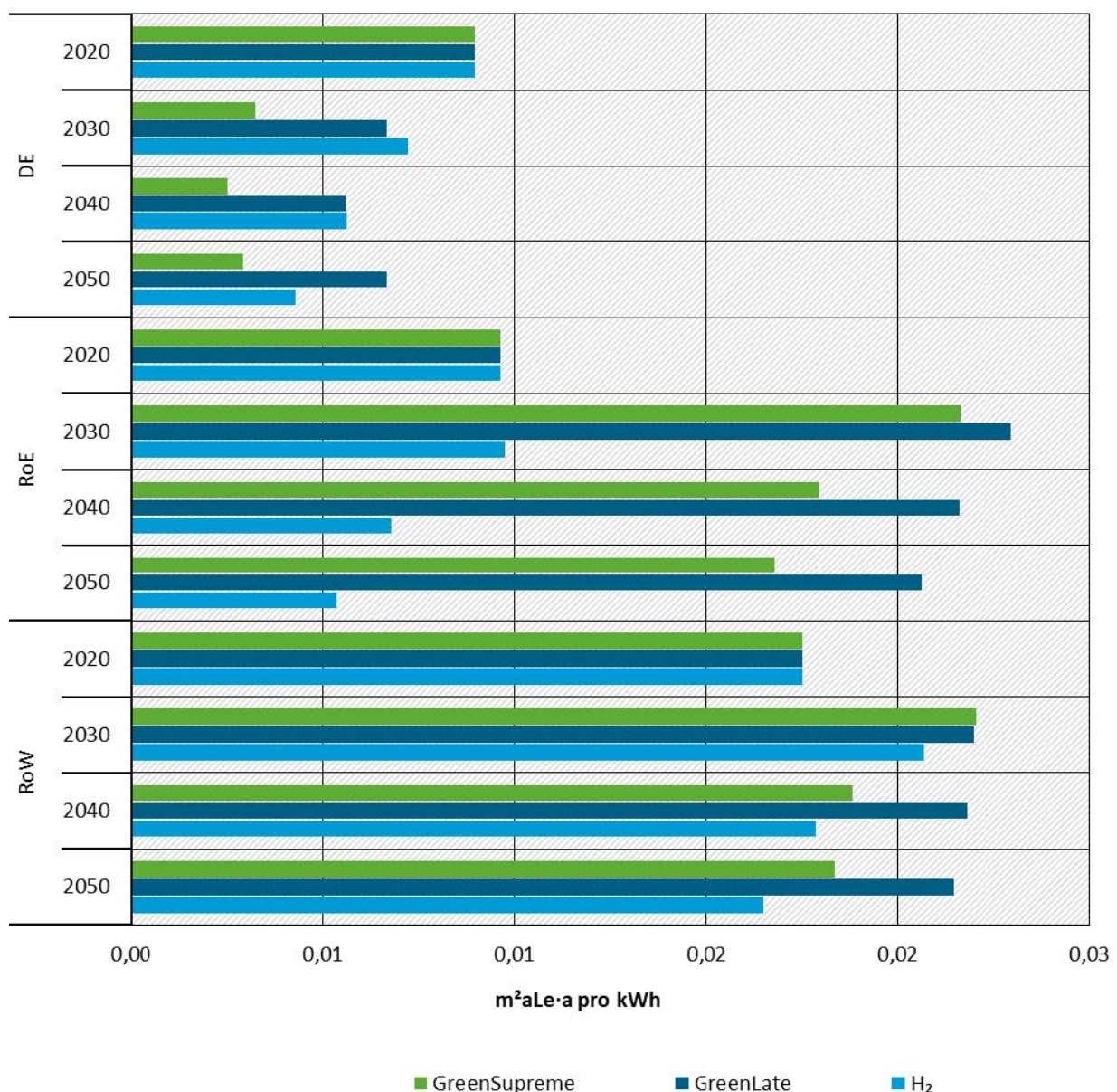
5.2.1.5 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Abbildung 32 zeigt die spezifischen Ergebnisse für die hemerobiegewichtete Landnutzung für die Strombereitstellung. Flächenbelegungen werden nach ihrer Naturferne bewertet und nur versiegelte Flächen mit dem Charakterisierungsfaktor 1 verrechnet, naturnähere Flächen dagegen mit Faktoren kleiner 1 (Kapitel 4.4). Das Ausgangsniveau in dem als Referenz ausgewerteten Jahr 2020 ist wieder in allen Szenarien je Region gleich; es ist für DE und Europa

ohne DE vergleichbar hoch, jedoch nahezu doppelt so hoch für Welt ohne Europa (Faktor 1,95 gegenüber DE).

Für DE ergeben sich für alle Szenarien sowohl bei der unbewerteten Landnutzung in m² als auch bei der hemerobiegewichteten Landnutzung in den Stützjahren Reduktionen der spezifischen Flächeninanspruchnahme gegenüber 2020. In 2050 liegt die Reduktion der hemerobiegewichteten Landnutzung (Abbildung 32) für GreenSupreme bei 68 %. Bei den anderen Szenarien ergeben sich geringere Reduktionen von 26 % für GreenLate und von 52 % für das H₂-Szenario. Der Rückgang ist wesentlich auf den Ausstieg aus Kohlestrom zurückzuführen, der in 2020 noch 24,4 % verantwortlich, sowie auf eine Verringerung der Biomassenutzung.

Abbildung 32: Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Strommixe



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Ergebnisse für Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW) ähneln sich für die Green-Szenarien; der Anstieg zwischen 2020 und 2030 hängt mit der veränderten Datenquelle zusammen: (Teske et al. 2019) statt Ecoinvent v3.7.1, die ab 2030 die Grundlage bildet und eine

höhere energetische Biomassenutzung zugrundelegt und Beiträge zu den Ergebnissen von über 70 % liefert. In dem H₂-Szenario liegt die hemerobiegewichtete Landnutzung für Europa ohne DE ab 2030 niedriger. Dies liegt an dem geringeren Biomasseanteil an der Stromerzeugung, der in (Sensfuß et al. 2021) in den Jahren 2030 bis 2050 zwischen 2,9 % und 0,1 % liegt, im Vergleich zu 11,7 % und 8,3 % in (Teske et al. 2019). Beim H₂-Szenario ergibt sich auch für Europa ohne DE eine Reduktion von 44 % in 2050 gegenüber 2020 und für Welt ohne Europa von 6 %. Im Allgemeinen sind die Unterschiede in den Ergebnissen v. a. auf Unterschiede für Biomassenutzung zurückzuführen. In 2050 tragen in allen Szenarien und Regionen neben Biomasse die PV-Freiflächenanlagen wesentlich zu den Ergebnissen bei.

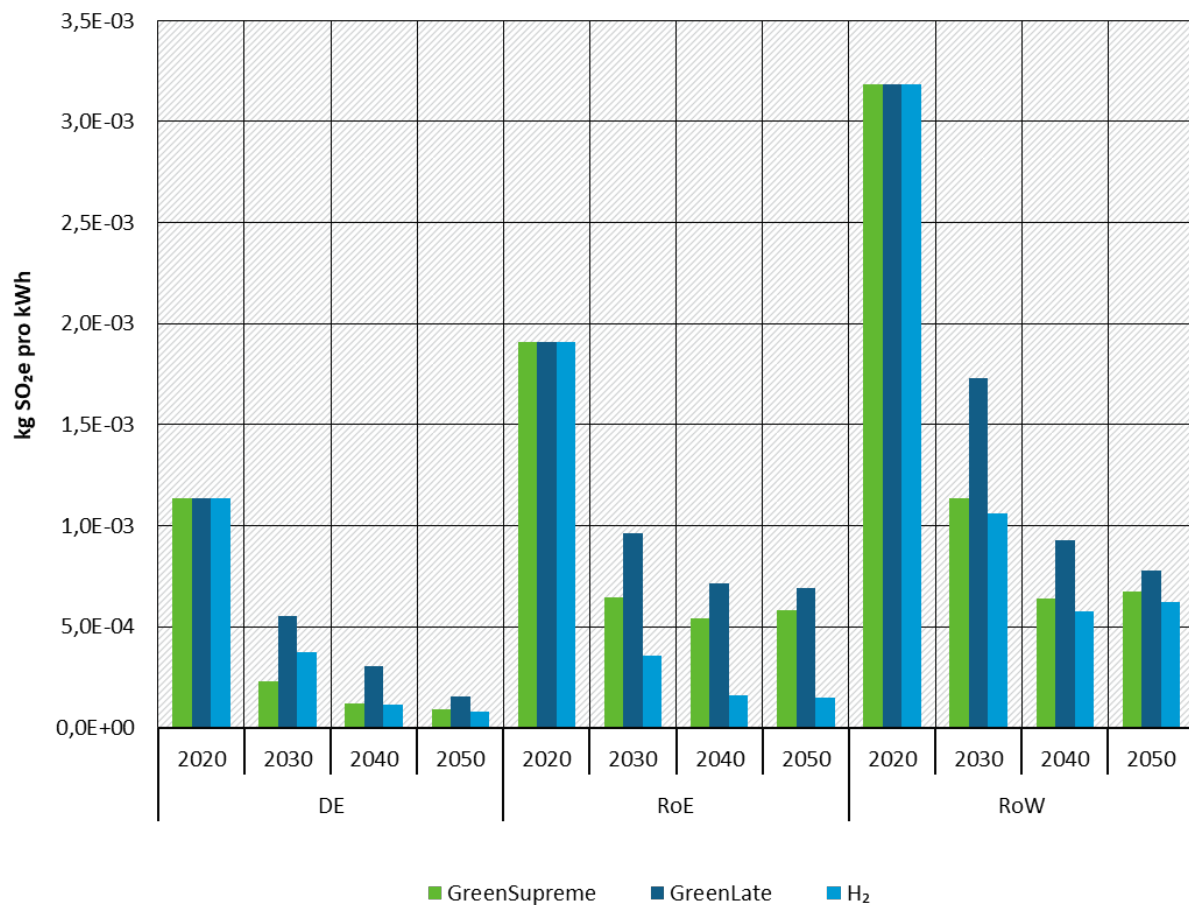
5.2.1.6 Versauerung

Die spezifischen Ergebnisse für die Versauerung in Abbildung 33 sind im Ausgangsniveau im Jahr 2020 vor allem durch NO_x- und durch SO₂-Emissionen bestimmt. Analog zu Klimawandel oder dem KRA Energierohstoffe und KEA fossil sind die Ergebnisse für 2020 vor allem über die fossilen Energieträgeranteile am Strommix geprägt. Das Ausgangsniveau ist für DE am niedrigsten, höher für die Region Europa ohne DE (RoE) und nochmals höher für die Region Welt ohne Europa (RoW). Die dahinterliegenden Datensätze entsprechen den Originaldatensätzen der ecoinvent Datenbank v3.7.1, die für den Strommix im Rahmen des Projektes REFINE nicht angepasst werden konnten. Für NO_x- und SO₂-Emissionen legen die Ergebnisse nahe, dass gegenüber DE weniger effiziente Technologiewirkungsgrade und Abscheidegrade der Abgasreinigung in RoE und nochmals mehr in RoW in 2020 zu höheren spezifischen Emissionen führen. Anhand einer kurzen Analyse zeigen sich z. B. Anteile der Stromerzeugung aus Polen für RoE und aus China für RoW relevant, für deren Kohlestromerzeugung höhere NO_x- und SO₂-Emissionen plausibel sind. Umgekehrt ist plausibel, dass Kohlekraftwerke in DE zum Stand 2020 geringere spezifische Emissionen aufweisen, da diese i. d. R. die rechtlichen Emissionsgrenzwerte unterschreiten. Für die Szenarien wurden Technologiewirkungsgrade und Abscheidegrade in ecoinvent nicht angepasst, so dass hier die spezifischen Ergebnisse in den Stützjahren, in denen Kohlekraftwerke noch relevant sind, ggf. überschätzt sind. In 2050 ist der Ausstieg aus dem Kohlestrom in allen Szenarien und Regionen erfolgt.

In allen Szenarien und Regionen zeigen sich deutliche Reduktionen für die Versauerung durch die Defossilisierung des Energiesystems. Etwa die Hälfte der Reduktionen wird dabei bereits mindestens in 2030 erreicht. Bis 2050 werden gegenüber 2020 für DE Reduktionen um 87 % (GreenLate) bis 93 % (H₂-Szenario) erreicht und mit 0,08 g SO₂e/kWh im H₂-Szenario bis 0,15 g SO₂e/kWh bei GreenLate die niedrigsten Endniveaus. Für die Green-Szenarien liegen die spezifischen Ergebnisse in 2050 für die Regionen Europa ohne DE und für Welt ohne Europa in ähnlicher Höhe (ca. 0,6-0,8 g SO₂e/kWh). Im H₂-Szenario wird in der Region Europa ohne DE ein niedrigeres Endniveau in Höhe von 0,15 g SO₂e/kWh erreicht, vermutlich bedingt durch die Anteile an Nuklearstrom nur in diesem Szenario und dieser Region (Angaben in Originalliteratur, für RoW lagen keine entsprechenden Angaben vor und wurden Werte wie Supreme angenommen).

Die spezifischen Ergebnisse für die Versauerung werden in 2050 vor allem durch die Gewinnung von Metallen geprägt (für Infrastruktur). Weitere relevante Emissionen sind bei Biomasse- bzw. Biogasanlagen gegeben (0,001 g SO₂e/kWh Strom aus Biomasse/Biogas) sowie bei der Geothermie (0,009 g SO₂e/kWh Strom aus Geothermie).

Abbildung 33: Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Strommixe



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.1.7 Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch

Die spezifischen Ergebnisse für die Eutrophierung sind in Abbildung 34 (terrestrisch) und Abbildung 35 (aquatisch) aufgeführt.

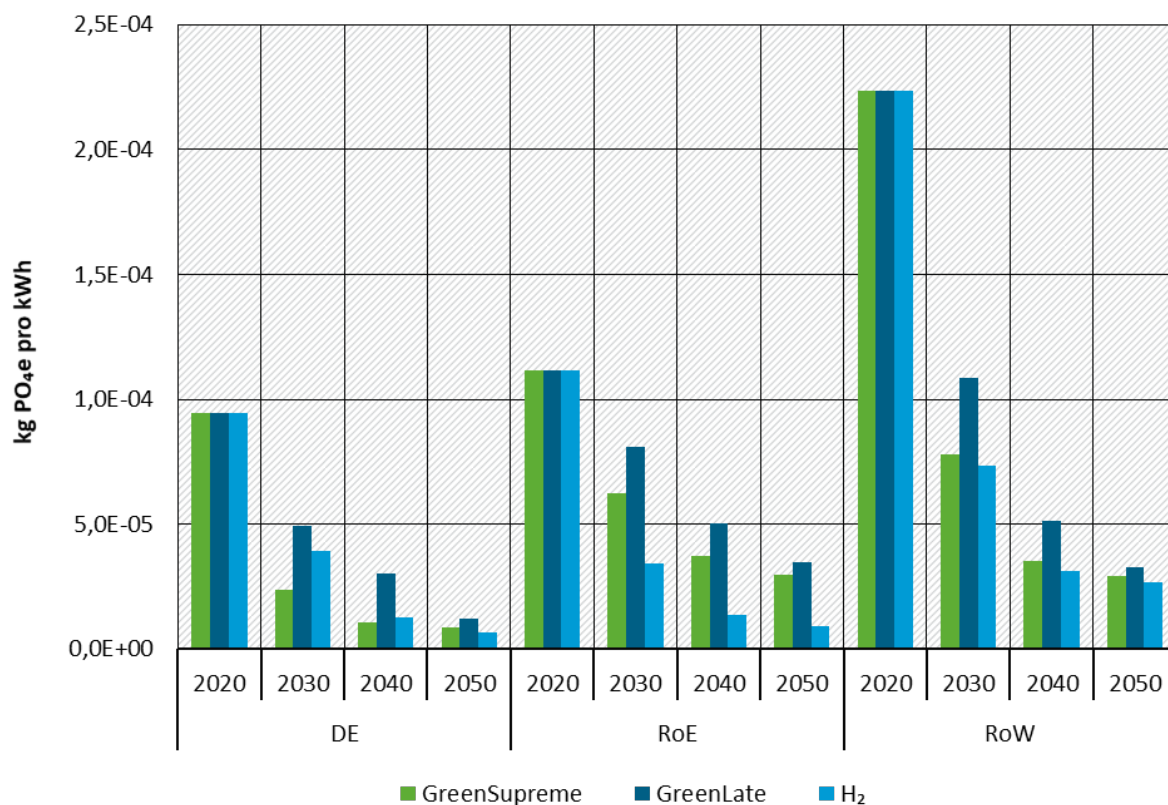
Die terrestrische Eutrophierung ist im Ausgangsniveau in 2020 vor allem durch NO_x-Emissionen geprägt, wobei die Werte für DE niedriger liegen als für Europa ohne DE oder Welt ohne Europa. Die Ergebnisse der terrestrischen Eutrophierung verlaufen für die Szenarien und die Regionen ähnlich wie die Ergebnisse der Versauerung (Kap. 5.2.1.6).

In 2020 liegen die Ergebnisse der aquatischen Eutrophierung in DE doppelt so hoch wie in den Regionen Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW). Geprägt wird dies vor allem durch Phosphate aus Braunkohle-Abraumhalden.

Durch die Defossilisierung des Energiesystems können die spezifischen Ergebnisse der terrestrischen sowie aquatischen Eutrophierung in allen Szenarien und Regionen bis 2050 deutlich reduziert werden. Hauptursache für die Reduktion ist der Kohleausstieg und – vor allem in DE – die Beendigung des Braunkohle-Tagebaus. In DE kann das spezifische Ergebnis für die aquatische Eutrophierung bis 2050 gegenüber 2020 um mehr als 98 % reduziert werden, in den Regionen Europa ohne DE und Welt ohne Europa um mehr als 96 %.

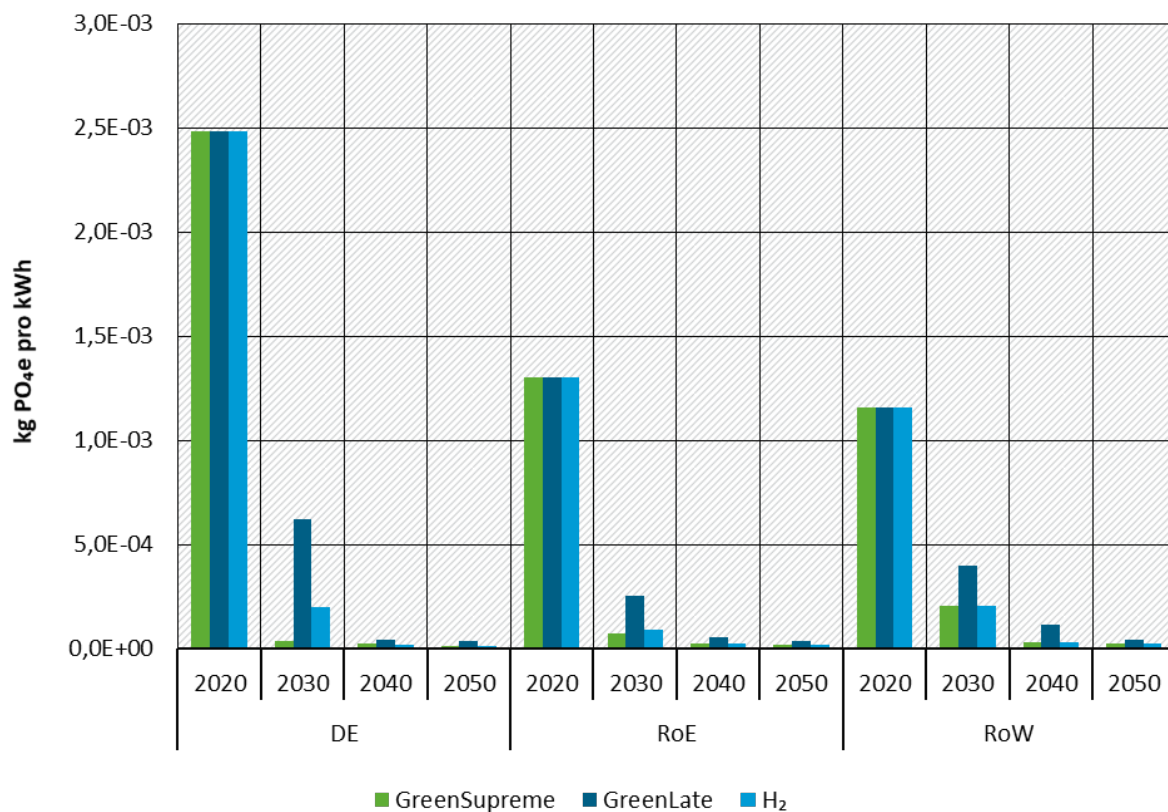
Deutliche Reduktionen werden auch bei der terrestrischen Eutrophierung erreicht. Für DE liegen diese bei mindestens 87 %, für die Region Europa ohne DE bei mindestens 69 % und für die Region Welt ohne Europa bei mindestens 85 %.

Abbildung 34: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – Strommixe



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 35: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – Strommixe



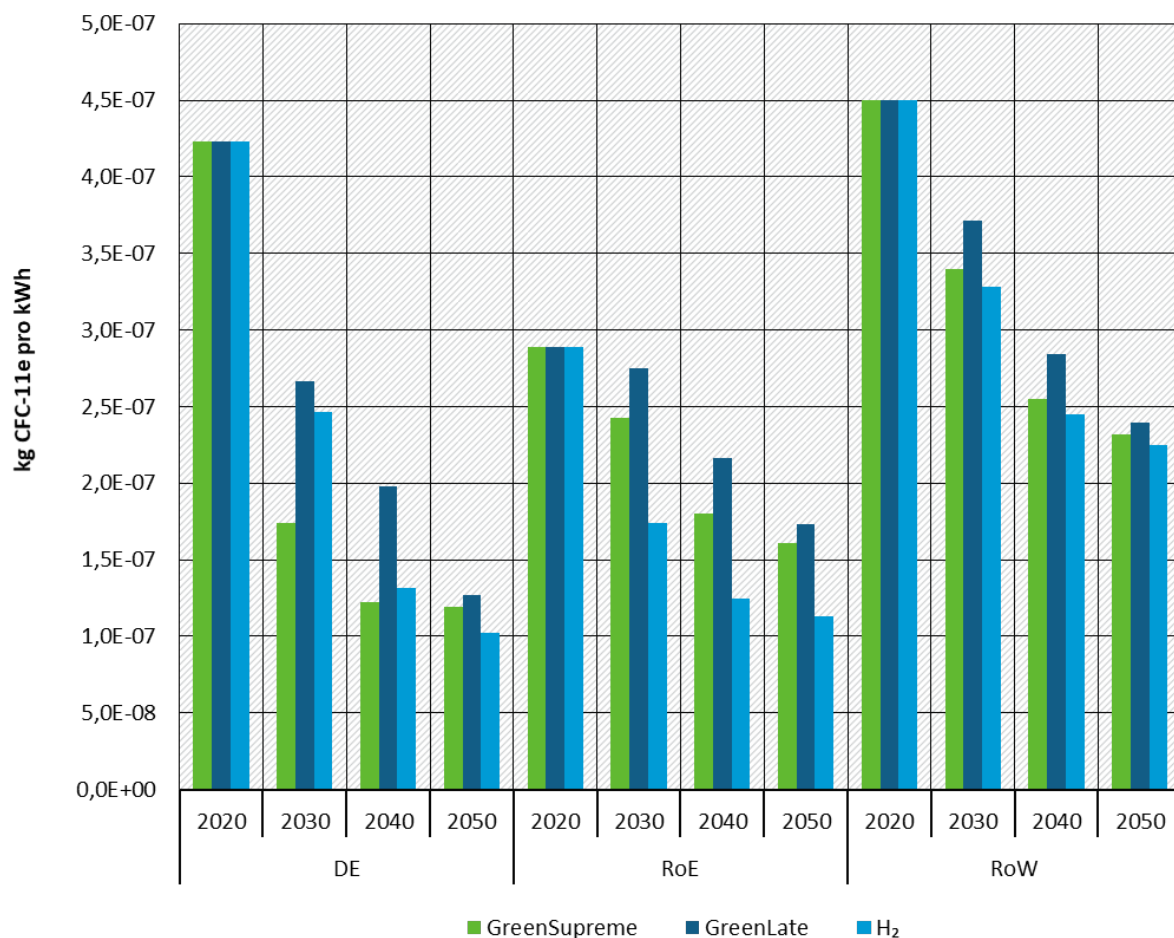
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.1.8 Ozonabbau

Abbildung 36 zeigt die spezifischen Ergebnisse für den stratosphärischen Ozonabbau. Diese werden v. a. durch N₂O-Emissionen verursacht, die bei Verbrennungsprozessen entstehen. Dabei liegt der spezifische Emissionsfaktor für fossile Kraftwerke nur halb so hoch wie z. B. für Biogas-BHKW, wodurch sich die im Vergleich zu anderen Umweltwirkungen und Indikatoren geringere Reduktion bis 2050 gegenüber dem Ausgangsniveau in 2020 erklärt.

Für DE ergibt sich bis 2050 eine Reduktion um mindestens 70 %, für die Region Europa ohne DE (RoE) von mindestens 40 % und für die Region Welt ohne Europa (RoW) von mindestens 47 %, dies jeweils beim Szenario GreenLate. Die insgesamt höchsten Reduktionsraten werden im H₂-Szenario erreicht (76 % in DE, 61 % bei RoE, 50 % bei RoW).

Abbildung 36: Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Strommixe



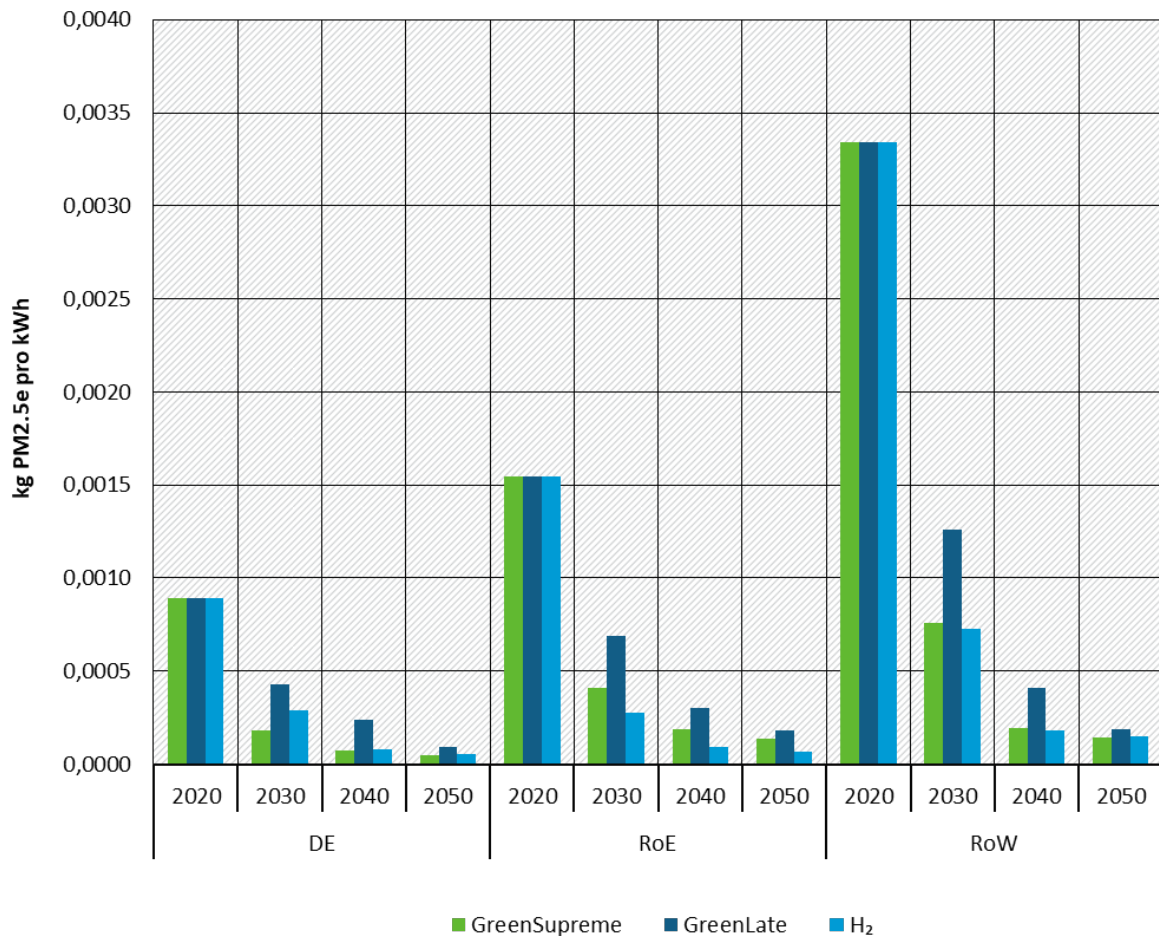
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.1.9 Feinstaub

Abbildung 37 zeigt das spezifische Ergebnis für Feinstaub (PM_{2,5}, particulate matter mit einem aerodynamischen Durchmesser < 2,5 µm). Die Ergebnisse werden überwiegend durch Sekundärpartikel aus den Sekundärpartikelbildnern NO_x und SO₂ geprägt und sind deswegen den spezifischen Ergebnissen für die Versauerung sehr ähnlich (vgl. Abbildung 33). Auch hier zeigen sich in allen Szenarien und Regionen deutliche Reduktionen durch die Energiewende. Und auch hier werden diese etwa zur Hälfte bereits mindestens in 2030 erreicht. Bis 2050 liegen die Reduktionen gegenüber 2020 für DE bei mindestens 90 %, für die Region Europa ohne DE (RoE) bei mindestens 88 % und für die Region Welt ohne Europa (RoW) bei mindestens 94 %, dies jeweils beim Szenario GreenLate.

jeweils bei GreenLate als dem Szenario mit geringerem Ambitionsgrad, wobei der Abstand zu den anderen Szenarien in 2050 vergleichsweise gering ist.

Abbildung 37: Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM_{2,5}) – Strommixe



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2 Windenergieanlagen

Die spezifischen Ergebnisse für die WEA werden vielfach durch die Eingangsdaten der Schlüsseltechnologien bestimmt, die im Detail in Anhang A.2.1 zu finden sind. In den nachfolgenden Abbildungen werden die Ergebnisse für die Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Onshore- und Offshore-WEA nach Regionen dargestellt. Im Jahr 2020, das als Referenz dient, sind die Emissionsfaktoren in den Szenarien GreenLate und das H₂-Szenario gleich, da diese auf denselben Annahmen und Eingangsdaten der Anlagen beruhen.

5.2.2.1 Klimawandel

Abbildung 38 und Abbildung 39 zeigen die Ergebnisse für den Klimawandel (GWP) für Offshore- und Onshore-WEA in allen Regionen, Jahren und Szenarien. Im Jahr 2020 liegt der Ausstoß an Treibhausgasen von Strom aus WEA in DE zwischen 8 g CO₂e/kWh (offshore, GreenSupreme) und 20 g CO₂e/kWh (onshore, GreenLate und H₂).

Die GWP-Werte für Offshore-WEA in DE liegen in 2020 im Regionenvergleich am niedrigsten, basierend auf den angesetzten Volllaststunden, während die Werte für DE Onshore-WEA höher liegen als für die Regionen RoE und RoW. Begründet ist diese Auffälligkeit in den

Volllaststunden der Anlagen: Die Volllaststunden der Onshore-WEA liegen deutlich unterhalb der übrigen angesetzten Werte.

Darüber hinaus liegen die Volllaststunden der Offshore-WEA insgesamt höher als die der Onshore-WEA, so dass die Ergebnisse zum Klimawandel je kWh für die Offshore-WEA deutlich niedriger ausfallen.

Anders als beim Strommix (Kap. 5.2.1.1) unterscheiden sich die Ergebnisse der Szenarien GreenSupreme und GreenLate/H₂ für 2020 bei den WEA, da unterschiedliche Lebensdauern zugrunde liegen (respektive 25 Jahre und 20 Jahre), über welche Investition und Entsorgung der WEA abgeschrieben werden. Dies hat auch Einfluss auf die Ergebnisse der Stützjahre bis 2050, die den Lebensdauern entsprechend im Szenario GreenSupreme generell niedriger ausfallen als in den Szenarien GreenLate/H₂.

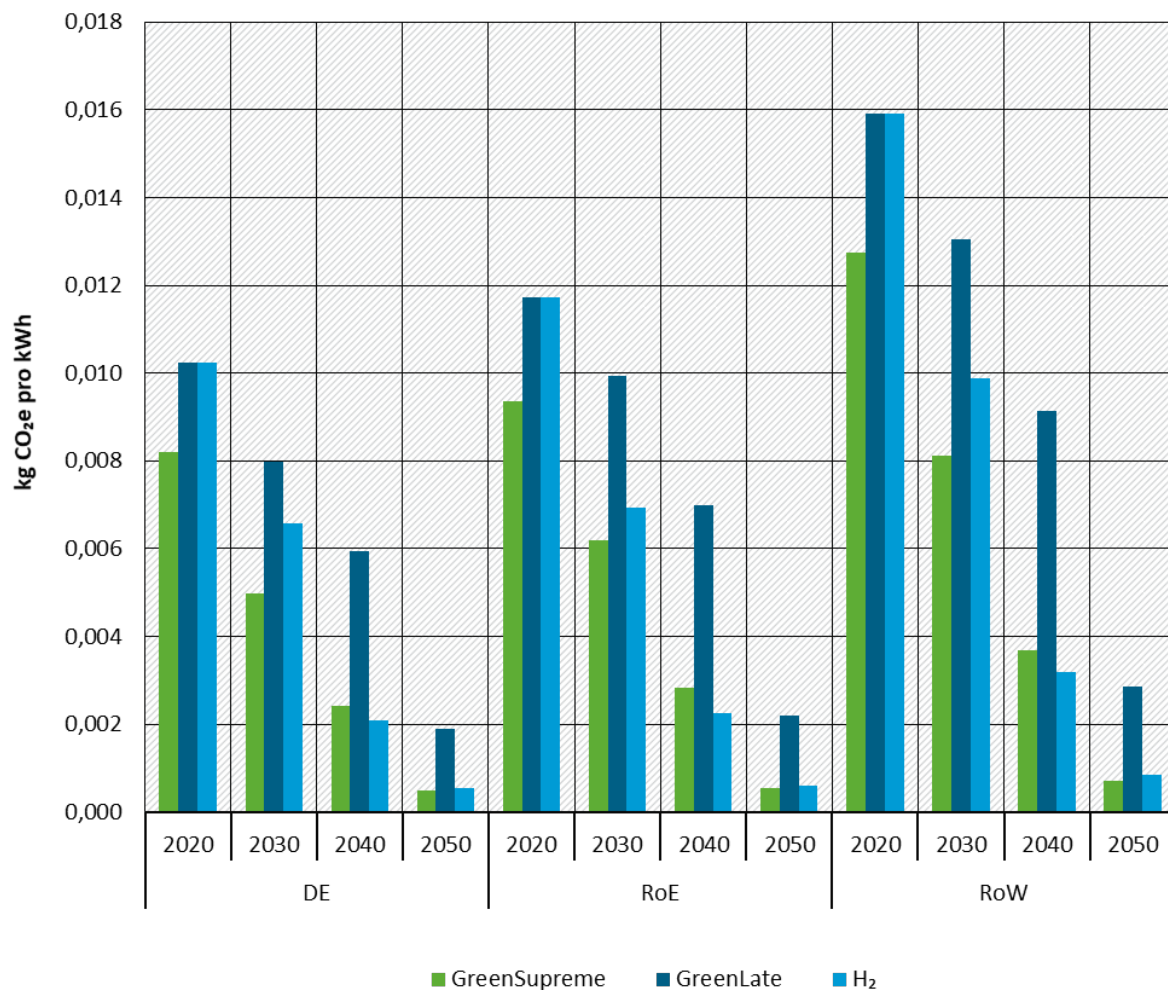
Werte zu Volllaststunden und Lebensdauern der WEA finden sich in Tabelle 14 in Anhang A.2.1. Basierend auf diesen Annahmen zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie beim Klimawandel auch bei den weiteren Umweltindikatoren im vorliegenden Kapitel.

Der GWP reduziert sich bis 2050 für Offshore-WEA um 81-95 % auf 0,5-2,8 g CO₂e/kWh. Die Onshore-WEA erreichen im selben Zeitraum weniger starke Reduktionen des GWP um 71-95 % auf 0,7-4,1 g CO₂e/kWh.

In den vollständig defossilisierten Szenarien GreenSupreme und H₂ wird eine Reduktion der Emissionen auf etwa 1 g CO₂e/kWh erreicht; dabei handelt es sich überwiegend um mineralisches CO₂ aus der Zementherstellung für den Anlagenbau, Spuren von Methan- und N₂O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen sowie um fluorierte Kohlenwasserstoffe (z. B. R14), die in einigen Prozessen (z. B. bei der Alu-Herstellung) noch eingesetzt werden und deren Freisetzung nicht zu 100 % verhindert werden. Die THG-Emissionen in GreenLate sind in 2050 maßgeblich auf die verbleibenden fossilen Anteile der industriellen Wärmebereitstellung in der Region Welt ohne Europa (RoW) zurückzuführen, da in GreenLate eine Verzögerung von zehn Jahren für die industrielle Umstellung unterstellt wurde.

Im Vergleich der Szenarien weist GreenLate als am wenigsten ambitioniertes Szenario erwartungsgemäß durchgängig die höchsten Ergebnisse auf. Das H₂-Szenario nähert sich dem GreenSupreme-Szenario über die Zeit an und liegt in 2050 ungefähr gleichauf.

Abbildung 38: Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Offshore-WEA

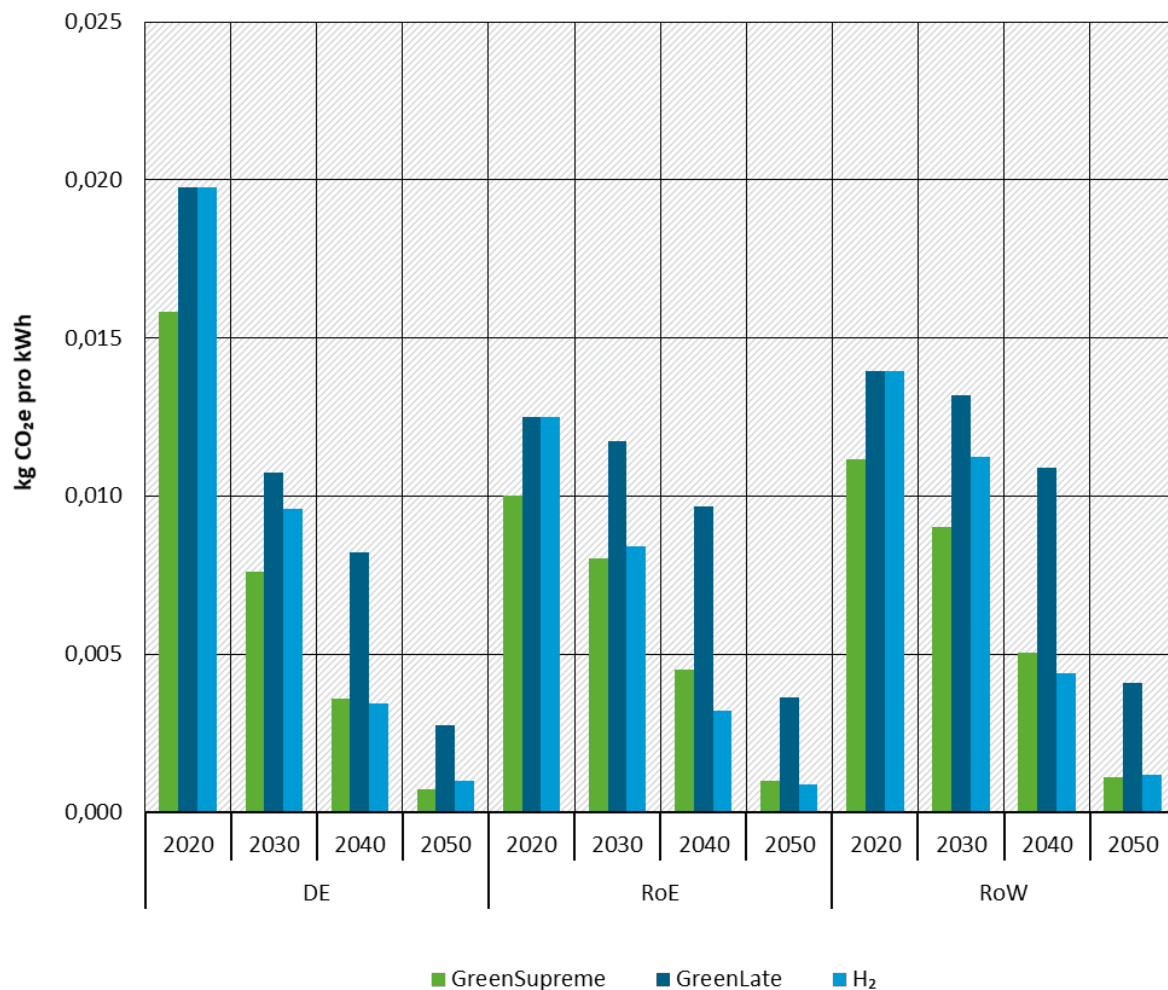


Quelle: eigene Darstellung, ifeu

In DE zeigt Strom aus Onshore-WEA in 2020 mit 16-20 g CO₂e/kWh ungefähr doppelt so hohe GWP-Werte wie offshore erzeugter Strom, basierend auf den sehr niedrigen Annahmen zu Volllaststunden (1500 h/a) der Anlagen in 2020. In den Regionen RoE und RoW zeigen Onshore- und Offshore-WEA dagegen sowohl in 2020 als auch in 2050 ähnliche Ergebnisse (Differenz bis zu 2 g CO₂e/kWh). Mit der Defossilisierung nimmt diese Differenz zwischen Onshore- und Offshore-WEA in DE ab, von bis zu 10 g CO₂e/kWh in 2020 (GreenLate/H₂) und auf <1 g CO₂e/kWh (GreenLate) in 2050.

In 2050 zeigt Strom aus Offshore-WEA in allen Regionen einen Vorteil gegenüber Onshore-WEA, der sich auf bis zu 1,5 g CO₂e/kWh beläuft. Offshore-WEA stellen sich demnach hinsichtlich der THG als insgesamt günstigste Technologie zur Stromerzeugung dar, wobei die absoluten Unterschiede im Vergleich zu den anderen Technologien – sowohl Onshore-WEA als auch PV – in 2050 nicht mehr signifikant sind. Dies gilt auch für den Vergleich zwischen Offshore-WEA und PV-Freiflächenanlagen, wobei WEA in 2050 mit höchstens 2,9 g CO₂e/kWh (GreenLate, DE) besser abschneiden als PV; über nahezu alle Regionen und Szenarios in 2050 liegen die GWP-Ergebnisse von Offshore-WEA höchstens 1 g CO₂e/kWh niedriger als die von PV-Freiflächenanlagen.

Abbildung 39: Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.2 Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch

Die Ergebnisse für den kumulierten Rohstoffwand (KRA) abiotisch in Abbildung 40 und Abbildung 41 zeichnen insgesamt ein ähnliches Bild wie für den Indikator Klimawandel. Im Jahr 2020 liegt der KRA von Strom aus WEA in DE zwischen 34 g/kWh (offshore, GreenSupreme) und 102 g/kWh (onshore, GreenLate/H₂). Ähnlich wie beim Klimawandel zeigt DE im Regionenvergleich in 2020 die höchsten Werte bei den Onshore-WEA und die niedrigsten Werte bei den Offshore-WEA.

Der KRA abiotisch reduziert sich bis 2050 für Offshore-WEA im Vergleich zum GWP weniger deutlich: um maximal 18 % bis 30 % auf 26 g/kWh (GreenSupreme, DE) bis 53 g/kWh (H₂-Szenario, RoW). Die geringere Reduktion ist auf den Einfluss der Baumaterialien zurückzuführen: Grundsätzlich steigt der spezifische Aufwand einer WEA mit zunehmender Größe - also überproportional zur Leistung. Der Anteil der fossilen Energierohstoffe kann über die Zeit auf (fast) Null sinken, wohingegen die Metall- und Baurohstoffe (Steine/Beton) nahezu konstant weiterhin benötigt werden (Ausgleich zwischen höherem Materialbedarf für größere Anlagen und Steigerung der Wirkungsgrade). Die sonstigen Mineralrohstoffe (Industriemineralien) sind insgesamt nicht von Bedeutung.

Im Vergleich der Szenarien weist GreenSupreme die niedrigsten Werte aus. Die Ergebnisse des GreenLate- und des H₂-Szenarios haben in Abhängigkeit der betrachteten Technologien die höchsten Rohstoffbedarfe; ausschlaggebend sind hierfür v. a. die angenommenen Werte für die Lebensdauer, die Recyclingquoten für Metalle, und die Volllaststunden der Anlagen.

Die Annahmen zu den Volllaststunden (Anhang A.2.1) haben direkten Einfluss auf die Ergebnisse: Im H₂-Szenario sinken die Volllaststunden der Onshore-WEA zwischen 2040 und 2050 in den Regionen DE und RoE. Hier kann ein Anstieg des KRA zwischen 2040 und 2050 beobachtet werden. Für RoE und RoW zeigen auch die Green-Szenarien einen Anstieg des KRA zwischen 2040 und 2050.

Die Technologie mit den günstigsten KRA-Ergebnissen für DE in 2050 sind in allen Szenarien Offshore-WEA, jedoch nur minimal vor den PV-Freiflächenanlagen (s. Abbildung 61). In den Regionen RoE und RoW zeigen die PV-Freiflächenanlagen sogar ein zum Teil deutlich niedrigeres KRA-Ergebnis als Offshore-WEA – zum Beispiel im Szenario Green-Supreme in 2050 (RoW): PV-Freiflächenanlagen mit 17 g/kWh zeigen ein niedrigeres Ergebnis als Offshore-WEA mit 38 g/kWh. Dieser Vorteil der PV-Anlagen gegenüber WEA im Bereich kumulierter Rohstoffaufwand lässt sich nur in den Regionen außerhalb Deutschlands beobachten: DE zeigt bei den Offshore-WEA durchgängig höhere Volllaststunden als die anderen Regionen, bei PV-Freiflächenanlagen ist es umgekehrt.

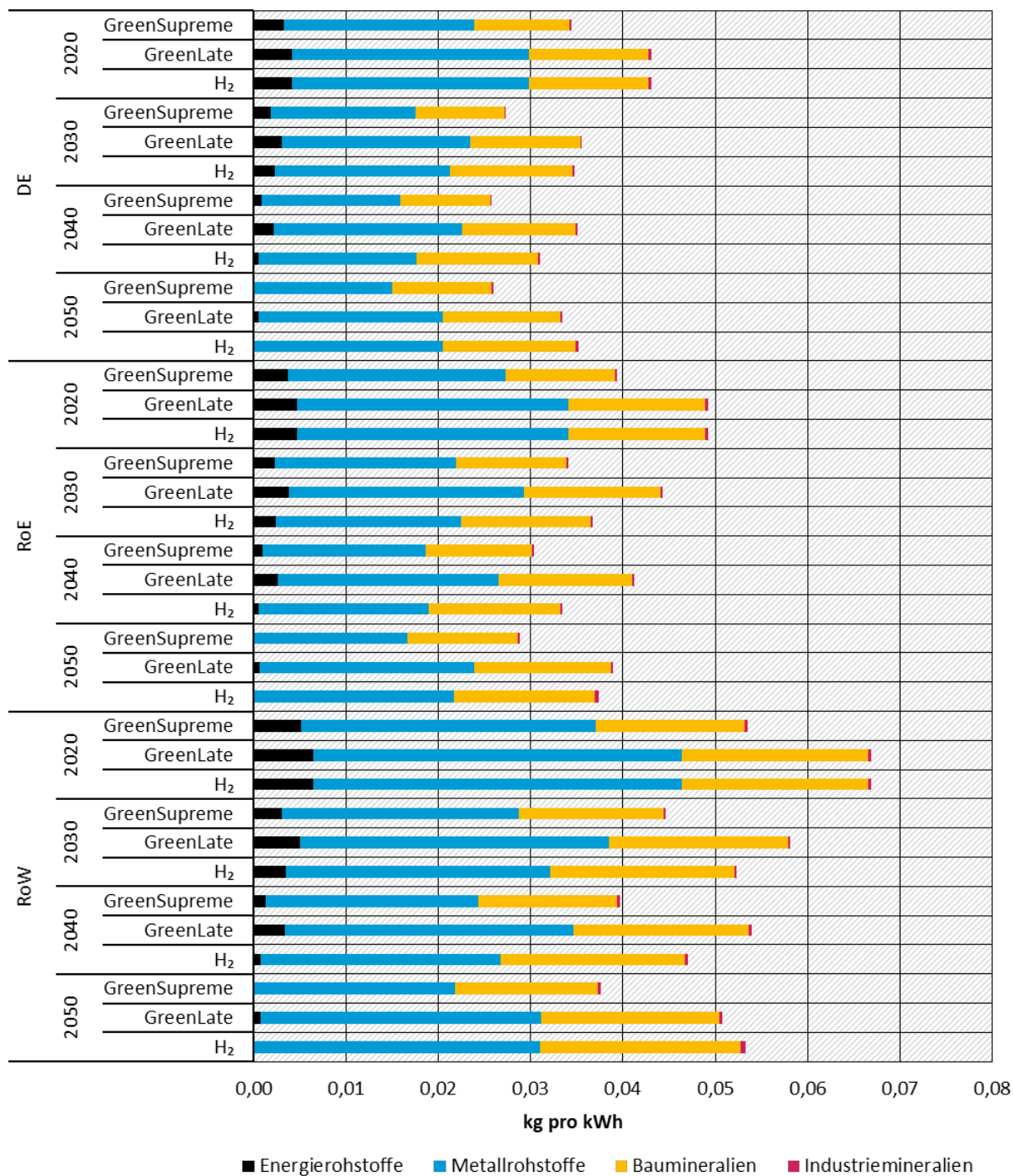
Die Transformation zwischen 2020 und 2050 bewirkt in DE eine Reduktion des KRA von 18-25 % bei den Offshore-WEA und von 29-50 % bei den Onshore-WEA. Grund hierfür ist die deutlich stärkere relative Anhebung der Volllaststunden für Onshore-WEA (von 1.500 h/a in 2020) gegenüber Offshore-WEA in DE (4.000 h/a in 2020). Die spezifischen Ergebnisse für Onshore-WEA in DE liegen 2020 entsprechend mehr als doppelt so hoch wie die der Offshore-WEA, nähern sich jedoch bis 2050 mit Erhöhung der Volllaststunden der Onshore-WEA an. Die Entwicklung des KRA bei Offshore-WEA in RoE und RoW verläuft ähnlich wie in DE.

Bemerkenswert ist, dass die Onshore-WEA in RoE und RoW basierend auf höheren Volllaststunden in 2020 keine Reduktion des KRA wie in DE aufweisen können. Die Erhöhung des KRA liegt hier im einstelligen Prozentbereich, bis maximal 22 % (jeweils für RoE und RoW im H₂-Szenario). Bei den Green-Szenarien ist die Steigerung der Vollbenutzungsstunden in DE deutlich höher, wodurch steigende Materialbedarfe pro MW (Tabelle 13) aufgefangen werden.

Die Metallrohstoffe dominieren mit 55-60 % die Ergebnisse bei den Offshore-WEA; der überwiegende Rest wird durch Baumineralien bedingt (30-43 %). Bei den Onshore-WEA tragen die Metallrohstoffe dagegen einen geringeren Teil von 41-47 % zum gesamten KRA abiotisch bei, wohingegen den Baumineralien eine stärkere Rolle zukommt (49-55 %), da onshore Fundamente mehr Beton je kWh nutzen als Offshore-WEA. Zwischen 2020 und 2050 reduzieren sich der KRA abiotisch im Bereich Metallrohstoffe und Baumineralien (Betonfundamente) je kWh für Onshore-WEA in DE vor allem in den Green-Szenarien beträchtlich, was wesentlich auf die höheren Volllaststunden zurückzuführen ist (A.2.1).

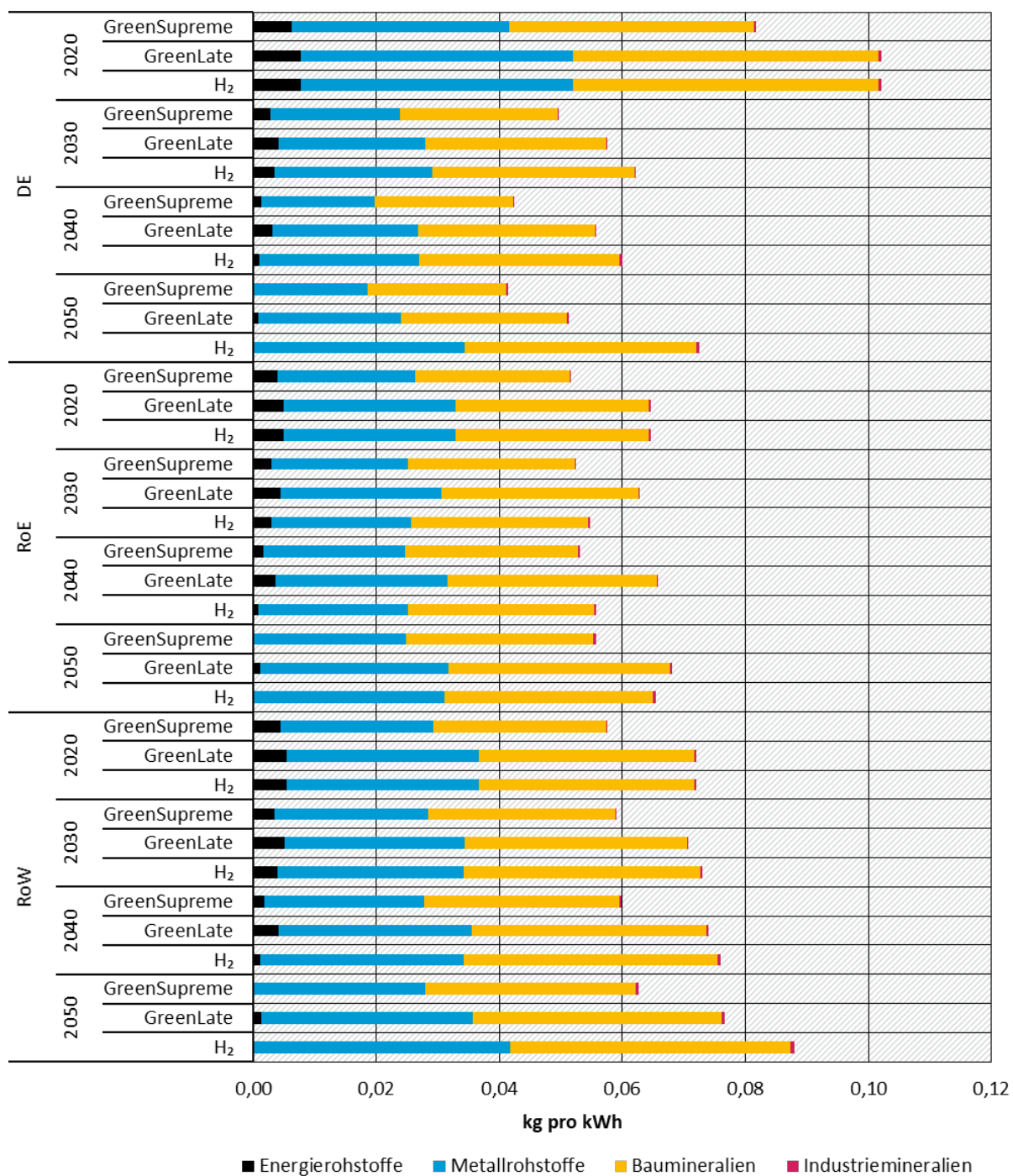
Nicht berücksichtigt wurde, dass zukünftig Windparks in größerer Entfernung zur Küste gebaut werden könnten. Dies hätte vermutliche höhere Aufwendungen für Fundament, Unterkonstruktion und Kabellängen mit entsprechendem höherem Rohstoffbedarf zur Folge. In zukünftigen Vorhaben könnte dies abgebildet werden, sofern Annahmen für Szenarien gegeben sind.

Abbildung 40: Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Offshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 41: Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.3 Kumulierter Energieaufwand

Die spezifischen Ergebnisse für den kumulierten Energieaufwand (KEA) sind in Abbildung 42 und Abbildung 43 unterteilt nach dem KEA fossil, KEA nuklear und KEA regenerativ aufgeführt. Der gesamt-KEA bleibt über die Jahre in allen Regionen und Szenarien nahezu unverändert um die 4 MJ/kWh; dies entspricht einem Energieaufwand von 1,1 MJ für 1 MJ erzeugter Windenergie. Eine Verringerung oder Erhöhung zwischen 2020 und 2050 im einstelligen Prozentbereich ist zu beobachten.

Die grundsätzlich regenerative Stromerzeugung über WEA zeigt einen geringen Anteil KEA fossil, dessen absoluter Anteil sich (abgesehen von den Ergebnissen des nicht vollständig defossilisierten GreenLate-Szenarios) zwischen 2020 und 2050 auf nahezu Null (ca. 1 kJ/kWh) reduzieren lässt. Die fossilen Anteile des KEA verbleiben mit einem Beitrag von 20-30 kJ/kWh aufgrund der verzögerten Entwicklung im GreenLate-Szenario auch in 2050 noch Teil des gesamt-KEA in allen Regionen. Der fossile Anteil des KEA ist für Onshore-WEA leicht höher als für die Offshore-WEA; dies fällt vor allem für DE im Anfangsjahr 2020 auf, das durch die Annahme geringerer Volllaststunden geprägt ist.

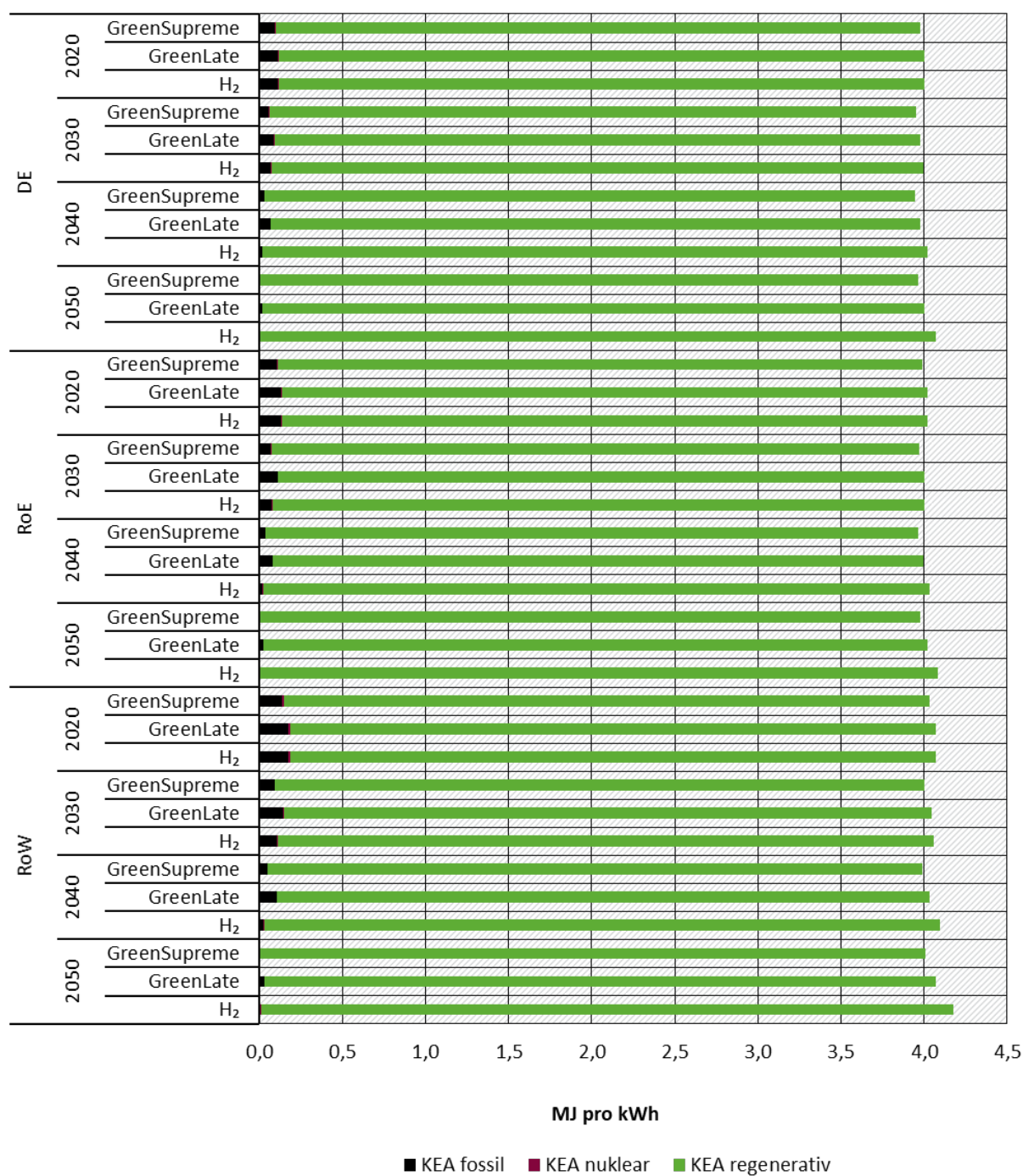
Während sich der fossile Anteil des KEA im Supreme und H₂-Szenario auf nahezu Null reduziert, erhöht sich in diesen Szenarien jeweils der regenerative KEA um einen ähnlichen Wert und ersetzt den fossilen Beitrag, um den benötigten Energieaufwand der Anlagen zu decken.

Der KEA nuklear spielt in allen Regionen und Szenarien eine vernachlässigbare Rolle und bezieht sich auf den Anteil des Energiebedarfs der WEA, der in Kernkraftwerken erzeugt wird. In Abbildung 42 und Abbildung 43 ist der nukleare Anteil kaum sichtbar; er reduziert sich in allen Regionen in den Green-Szenarien auf nahezu Null (deutlich unter 1 kJ/kWh) in 2050, während er im H₂-Szenario aufgrund des erhöhten Strombedarfes für Wasserstoff und der damit verbundenen Importe auch nach DE in 2050 noch bei etwa 5-8 kJ/kWh liegt.

Der erhöhte Strombedarf im H₂-Szenario führt dazu, dass in allen Regionen in 2050 sowohl für Onshore- als auch Offshore-WEA das H₂-Szenario in Bezug auf den KEA schlechter abschneidet als das GreenLate-Szenario, auch wenn der Strombedarf für Wasserstoff regenerativ gedeckt wird²⁰.

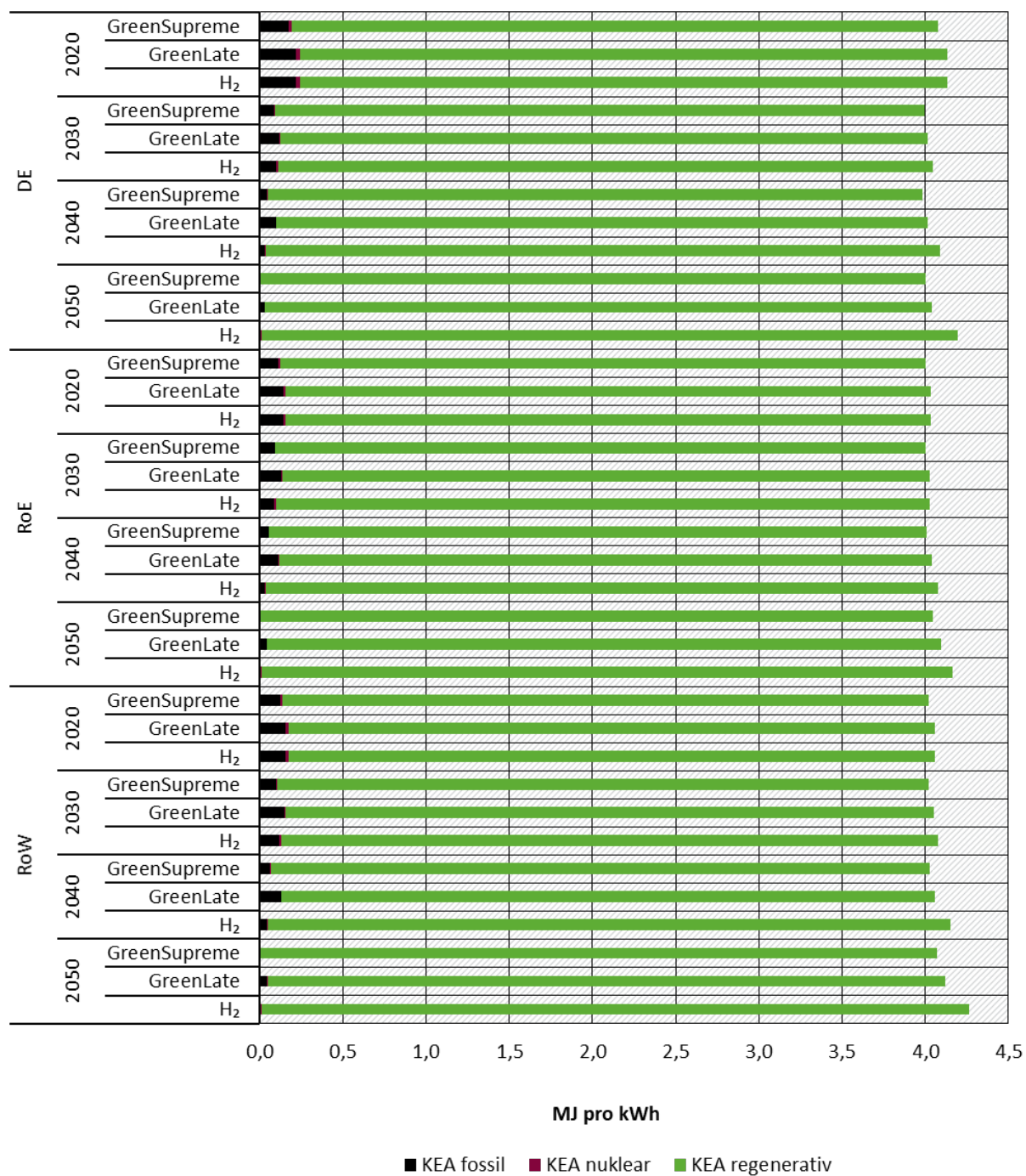
²⁰ Der Anteil an Strom aus Wasserstoff liegt im H₂-Szenario zwischen 1 % und 5 % in 2050 in Abhängigkeit von der Region; da der Wirkungsgrad für Strom aus Wasserstoff (mit Elektrolyse und Rückverstromung) deutlich niedriger ist als die direkte Stromerzeugung aus EE, ergibt sich im H₂-Szenario ein höherer KEA.

Abbildung 42: Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Offshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 43: Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Onshore-WEA



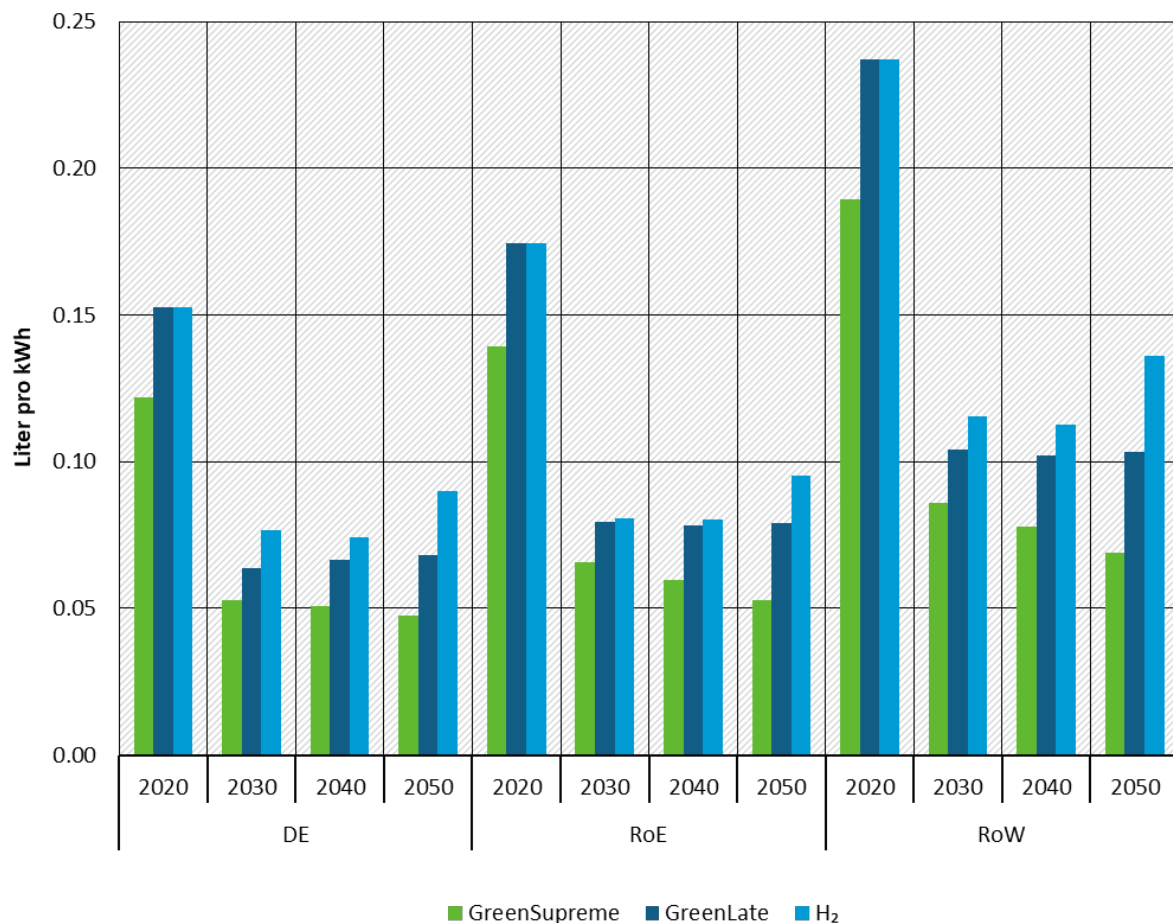
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.4 Frischwasserbedarf

Die spezifischen Ergebnisse für den Wasserbedarf der WEA zeigen Abbildung 44 und Abbildung 45. Während der Wasserbedarf für die durchschnittliche Stromerzeugung in 2020 von den Bedarfen für den Braunkohleabbau und deren Aufbereitung bestimmt wird (siehe Kap. 5.2.1.4), liegen die Bedarfe für WEA um etwa den Faktor 10 niedriger. Der Wasserbedarf für WEA beruht auf der Bereitstellung der wichtigsten Baumaterialien der Anlagen: Beton, Kies, Sand, Stahl, Zink, Kupfer und glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK).

Der Regionenvergleich in 2020 ergibt ein ähnliches Bild wie beim Klimawandel oder KRA. Auffällig ist im Regionenvergleich beim Wasserbedarf wie beim GWP, dass die Onshore-WEA aufgrund der für sie angenommenen Volllaststunden in 2020 in DE die höchsten Werte zeigen, während bei den Offshore-WEA die Region RoW die höchsten Bedarfe aufweist. Insgesamt liegen die Volllaststunden der Offshore-WEA höher als die der Onshore-WEA, so dass der Wasserbedarf je Kilowattstunden erzeugten Stroms für die Offshore-WEA niedriger ausfällt.

Abbildung 44: Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Offshore-WEA



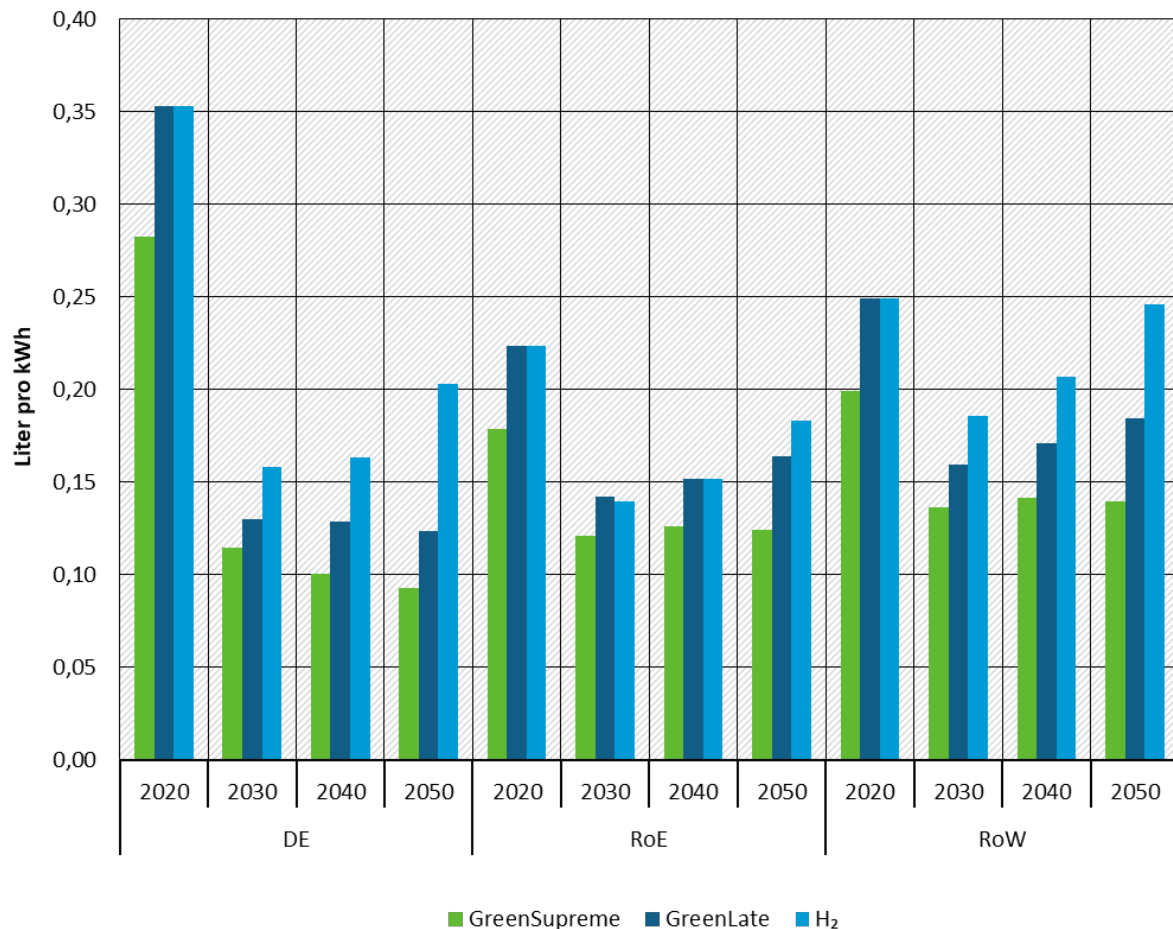
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Bei den Onshore-WEA wird in DE im Jahr 2050 gegenüber 2020 eine Reduktion von etwa 64 % in den Green-Szenarien erreicht, während das H₂-Szenario eine geringere Reduktion von nur 43 % zeigt. In RoE beträgt die Reduktion um die 30 % (nur 18 % für das H₂-Szenario) und in RoW etwa 25-30 % (bei lediglich 1 % Reduktion im H₂-Szenario). Zwischen 2020 und 2030 zeigt sich aufgrund der deutlichen Erhöhung der Volllaststunden in allen Szenarien und Regionen der deutlichste relative Rückgang des spezifischen Wasserbedarfs. Besonders auffällig ist, dass bei

Onshore-WEA in RoE und RoW ab 2030 eine Erhöhung des Wasserbedarfs stattfindet; ebenso zwischen 2040 und 2050 für Offshore-WEA. Lediglich im Supreme-Szenario zeigt sich für alle WEA nach 2040 noch eine Verbesserung. Bei den Offshore-WEA liegt die Reduktion zwischen 2020 und 2050 für alle Regionen und Szenarien bei 52-56 %. Bei dieser Technologie zeigt sich ab 2030 jedoch ein ähnlicher Trend wie bei den Onshore-WEA: abgesehen vom Supreme Szenario finden in keiner Region Reduktionen der Wasserbedarfe statt.

Das Endniveau des spezifischen Wasserbedarfs in 2050 liegt in DE am niedrigsten mit 0,05-0,09 Liter/kWh und am höchsten in Welt ohne Europa mit 0,07-0,14 Liter/kWh.

Abbildung 45: Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.5 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Die Ergebnisse für Landnutzung in Abbildung 46 und Abbildung 47 zeigen die spezifischen Ergebnisse für die hemerobiegewichtete Landnutzung. Hier wird die Flächennutzungen nach ihrer Naturferne bewertet, wobei versiegelte Flächen auf Sachbilanzebene mit dem höchsten Hemerobiefaktor 1 zu hemerobiegewichteter Landnutzung verrechnet werden.

Im Referenzjahr 2020 zeigt sich wie bei den vorangegangenen Indikatoren, dass Onshore-WEA in DE die höchsten Werte aufweisen. Bei Offshore-WEA zeigt dagegen die Region Welt ohne Europa die höchsten Bedarfe, während DE im Regionenvergleich die günstigste Landnutzung aufweist. Wie zuvor beschrieben, liegt die Ursache in den unterschiedlichen Volllaststunden der On- und Offshore-WEA, die in 2020 für onshore in Deutschland deutlich niedriger liegen als in

Europa ohne DE oder Welt ohne Europa. Für DE ergeben sich in 2050 gegenüber 2020 für die Green-Szenarien leichte Reduktionen der hemerobiegewichteten Landnutzung. Im H₂-Szenario erhöhen sich die Werte bis 2050 jedoch in allen Regionen geringfügig. Der Flächenbedarf der Onshore-WEA (Bauwerk, Wege, überschattete Fläche) verursacht mit ungefähr 5 % nur einen untergeordneten Beitrag zu den Ergebnissen. Die genutzte Wasserfläche für Offshore-WEA wird in dem Landnutzungsindikator nicht berücksichtigt.

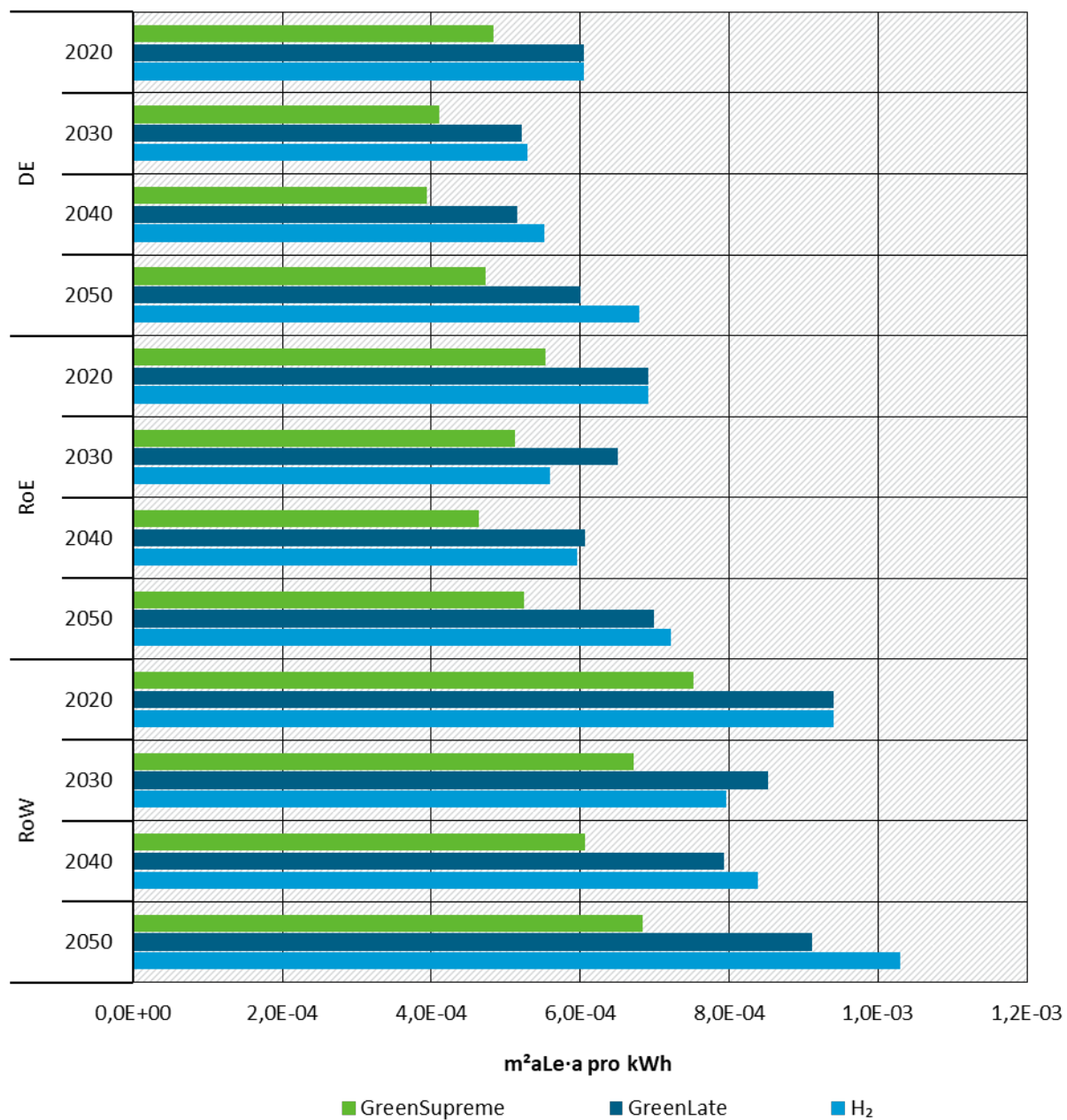
Für Offshore-WEA liegt die hemerobiegewichtete Landnutzung in GreenSupreme und GreenLate in 2050 fast gleichauf mit dem Ausgangswert in 2020. Beim H₂-Szenario erhöht sich dagegen das Ergebnis der hemerobiegewichteten Landnutzung. Dem zugrunde liegt der erhöhte Strombedarf für Wasserstoff, unter anderem eine erhöhte Flächeninanspruchnahme für den benötigten PV-Strom. Bei den Onshore-WEA liegen die Ausgangswerte in 2020 wie beschrieben deutlich über denen der Offshore-WEA; die erreichte Reduktion der Flächenbedarfe kann durch die starke Erhöhung der Volllaststunden nach 2020 daher höher ausfallen als für die Offshore-WEA (5-37 %).

Das Ausgangsniveau in Europa ohne DE liegt für Offshore-WEA 14 % höher als in DE, bei Onshore-WEA jedoch 37 % niedriger als in DE: die Volllaststunden für Onshore WEA in DE liegen bei 4.000 h im Vergleich zu 3.499 h in Welt ohne Europa (jeweils in 2020).

Für Europa ohne DE ergeben sich für die hemerobiegewichtete Landnutzung der Offshore-WEA leichte Erhöhungen in 2050 gegenüber 2020 von +1 % in GreenLate und +4 % im H₂-Szenario; im Szenario GreenSupreme ergibt sich zwischen 2020 und 2050 eine Reduktion von 5 %. Bei den Onshore-WEA liegen die Bedarfszuwächse je kWh erzeugtem Strom deutlich höher (Supreme +37 %, Late +32 %, H₂ +36 %). Somit kann in Europa ohne DE zwischen 2020 und 2050 nur mit den Offshore-WEA im ambitioniertesten Szenario GreenSupreme eine Reduktion erreicht werden.

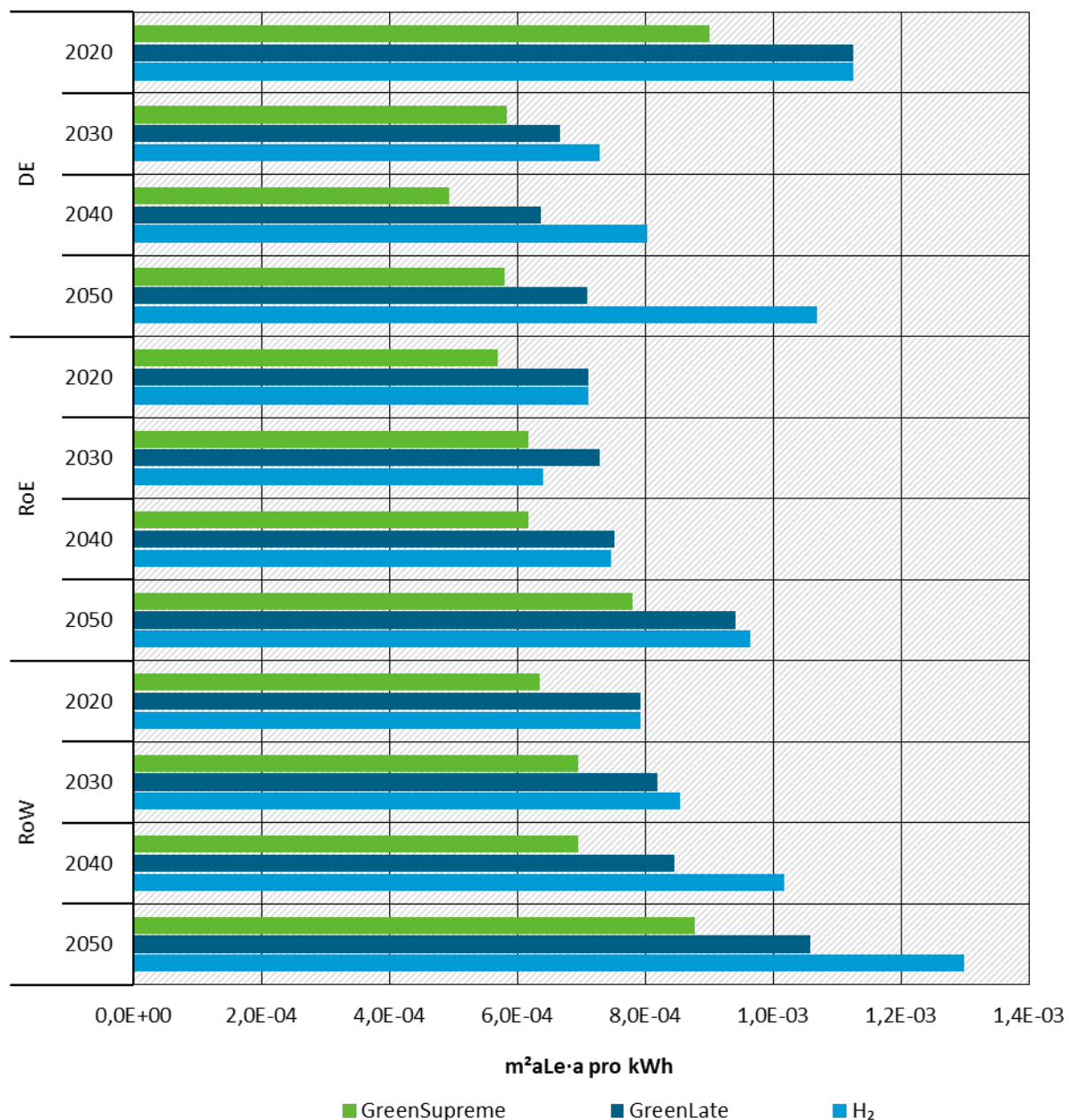
Das Ausgangsniveau in Welt ohne Europa liegt für Offshore-WEA um 55 % höher als in DE, bei Onshore-WEA jedoch mit 29 % niedriger als DE. Bei der hemerobiegewichteten Landnutzung für Onshore-WEA und im H₂-Szenario für Offshore-WEA werden Erhöhungen der Ergebnisse von 9-64 % ermittelt. Lediglich für die Offshore-WEA in den Green-Szenarien kann eine Reduktion von 9 % (GreenSupreme) und 3 % (GreenLate) erreicht werden.

Abbildung 46: Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Offshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 47: Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.6 Versauerung

Die spezifischen Ergebnisse für die Versauerung in Abbildung 48 und Abbildung 49 sind im Ausgangsniveau im Jahr 2020 unter anderem durch SO₂- und durch NO_x-Emissionen aus dem Strommix (v.a. Kohlestrom, siehe Abschnitt 5.2.1.6) sowie durch den Anlagenbau – insbesondere durch Bereitstellung von Metallen aus sulfidischen Erzen – bestimmt.

Das Ausgangsniveau der Offshore-WEA in 2020 ist für DE am niedrigsten, höher für die Region Europa ohne DE (RoE) und nochmals höher für die Region Welt ohne Europa (RoW). Der Verlauf bei den Onshore-WEA ähnelt dem der Indikatoren GWP, KRA und Wasserbedarf; entsprechend liegen auch bei der Versauerung die Gründe in den Annahmen zum Betrieb der Anlagen (Volllaststunden). In allen Szenarien und Regionen zeigen sich deutliche Reduktionen für die

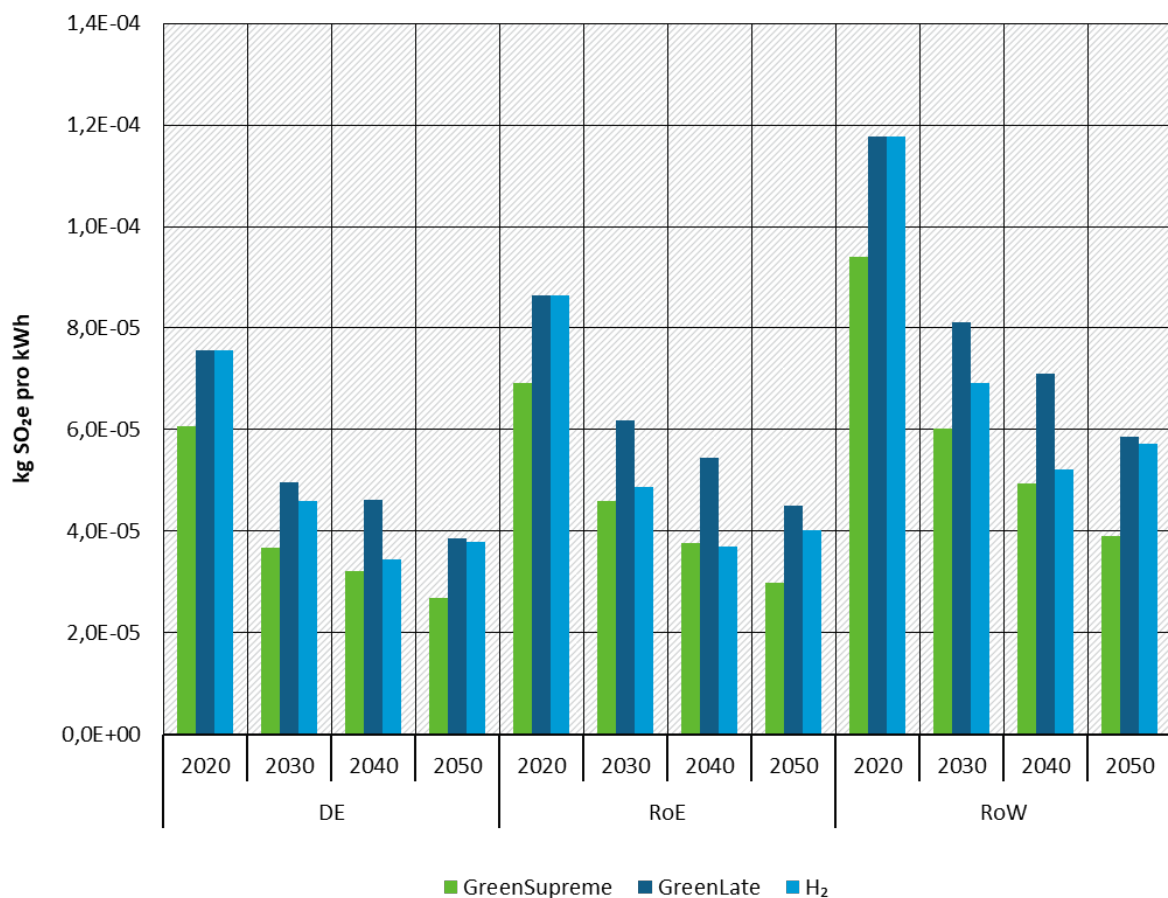
Versauerung über die betrachteten Stützjahre. Ca. 60-80 % der gesamten erreichten Reduktionen wird dabei bei den Offshore-WEA bereits in 2030 erreicht.

Der Verlauf der Versauerung über die Stützjahre bei den Onshore-WEA zeigt eine ähnlich starke Anfangsreduktion, abgesehen vom H₂-Szenario: in allen Regionen liegen im H₂-Szenario die 2050er Werte über denen von 2030 und 2040; im Gegensatz zu den anderen Szenarien überkompensiert der höhere Nickelbedarf der WEA in 2050 (steigt überproportional zu Leistung der Anlage; Tabelle 13) die reduzierenden Effekte höherer Volllaststunden sowie höherer Material- und Energieeffizienz bei der Herstellung.

In DE werden bis 2050 gegenüber 2020 Reduktionen bei den Offshore-WEA um ca. 50 % (GreenLate und H₂-Szenario) bis 56 % (GreenSupreme) erreicht. Die Reduktionen bei den Onshore-WEA fallen in DE aufgrund des hohen Ausgangsniveaus in 2020 stärker aus: um 51 % bis 66 %, auch für das H₂-Szenario.

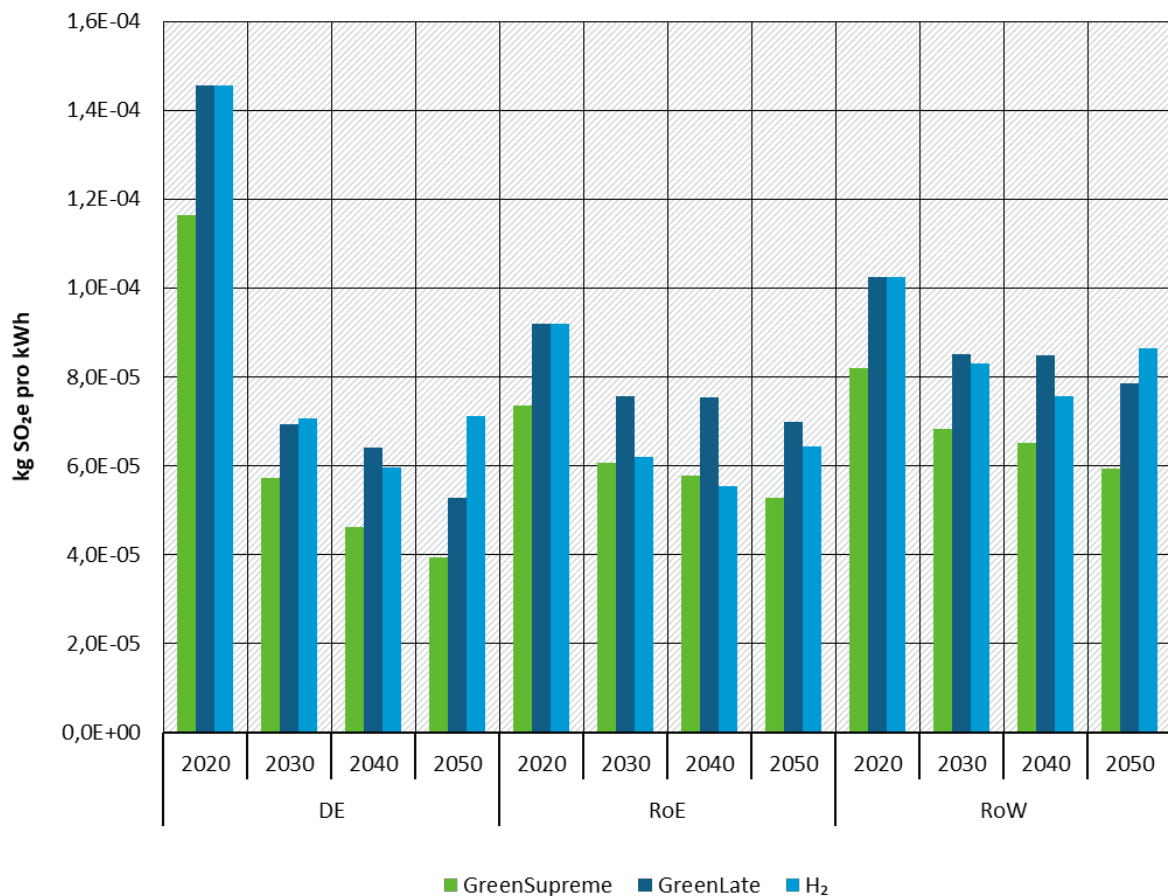
Die Endniveaus für die Offshore-WEA liegen somit zwischen 0,03 g SO₂e/kWh (onshore: 0,04 g SO₂e/kWh) für GreenSupreme und bis zu 0,04 g SO₂e/kWh für GreenLate/H₂ (onshore: 0,05 g SO₂e/kWh) im Regionenvergleich in DE am niedrigsten. Eine Ausnahme bilden die Onshore-WEA im H₂-Szenario: hier liegt RoE mit niedriger mit 0,07 g SO₂e/kWh. Für die Offshore-WEA liegen die spezifischen Ergebnisse in 2050 für die Regionen Europa ohne DE bei ca. 0,03-0,04 g SO₂e/kWh (onshore: 0,05-0,07 g SO₂e/kWh). Im H₂-Szenario wird in der Region Europa ohne DE ein deutlich niedriges Endniveau in Höhe von 0,06 g SO₂e/kWh für Onshore-WEA erreicht, vermutlich bedingt durch die Anteile an Nuklearstrom nur in diesem Szenario und dieser Region.

Abbildung 48: Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Offshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 49: Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.7 Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch

Die spezifischen Ergebnisse für die terrestrische und aquatische Eutrophierung sind in Abbildung 50 und Abbildung 51 für die Offshore-WEA und in Abbildung 52 und Abbildung 53 für die Onshore-WEA aufgeführt.

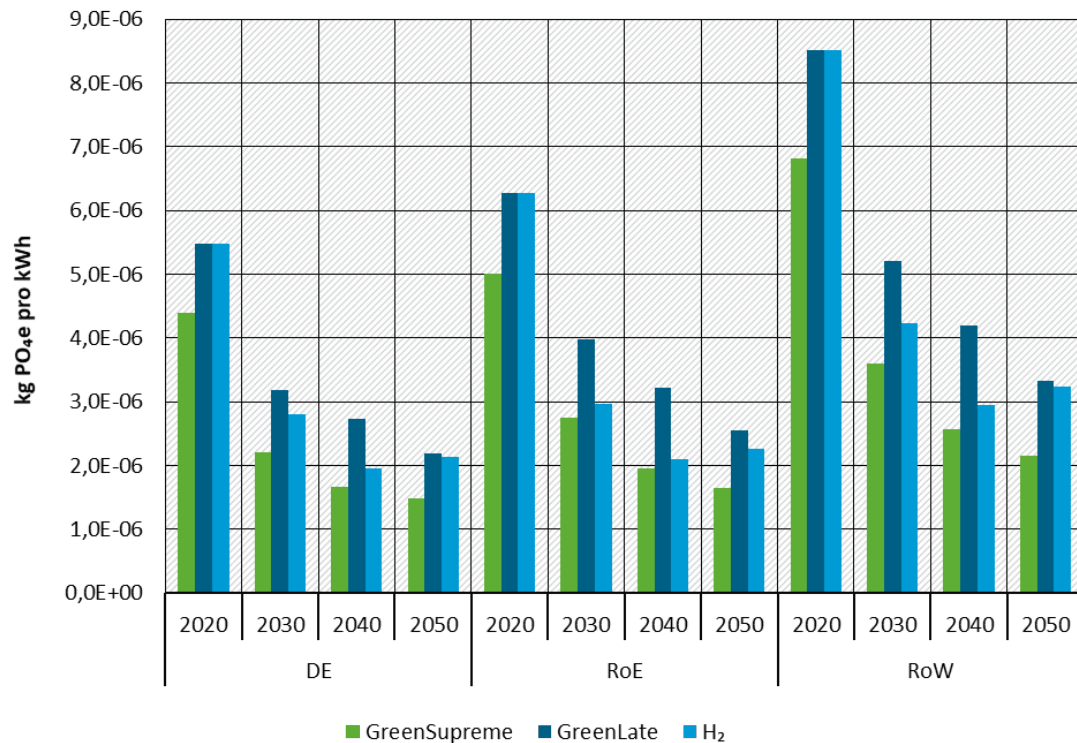
Die terrestrische Eutrophierung ist im Ausgangsniveau 2020 vor allem durch NO_x-Emissionen geprägt. In 2020 liegen die Werte für DE 58 % höher als die Ergebnisse der Region Europa ohne DE (RoE) sowie 42 % über den Werten für Welt ohne Europa (RoW).

In 2020 liegt die aquatische Eutrophierung in DE 13 % unterhalb der Ergebnisse der Region Europa ohne DE (RoE) sowie 36 % unter den Werten für Welt ohne Europa (RoW). Geprägt wird dies vor allem durch den Anteil an Phosphaten aus Braunkohle-Abraumhalden (in 2020 im Bedarf an Strom aus dem Strommix enthalten). Durch die Defossilisierung der Stromerzeugung können die spezifischen Ergebnisse in allen Szenarien und Regionen bis 2050 reduziert werden (siehe Abschnitt 5.2.1.7. zum Strommix). Die Ergebnisse für die Szenarien und die Regionen verlaufen bei den Offshore- und auch Onshore-WEA ähnlich wie bei der Versauerung.

In DE und den Regionen RoE und RoW kann das spezifische Ergebnis für die aquatische Eutrophierung bei den Offshore-WEA bis 2050 gegenüber 2020 um zwischen 58 % und 71 % reduziert werden, mit der stärksten Reduktion um 71 % in Europa ohne DE im H₂-Szenario. Bei den Onshore-WEA ist die Spanne der Reduktionen mit 54 % bis 80 % etwas größer, mit den höchsten erreichten Reduktionen in DE im GreenSupreme Szenario.

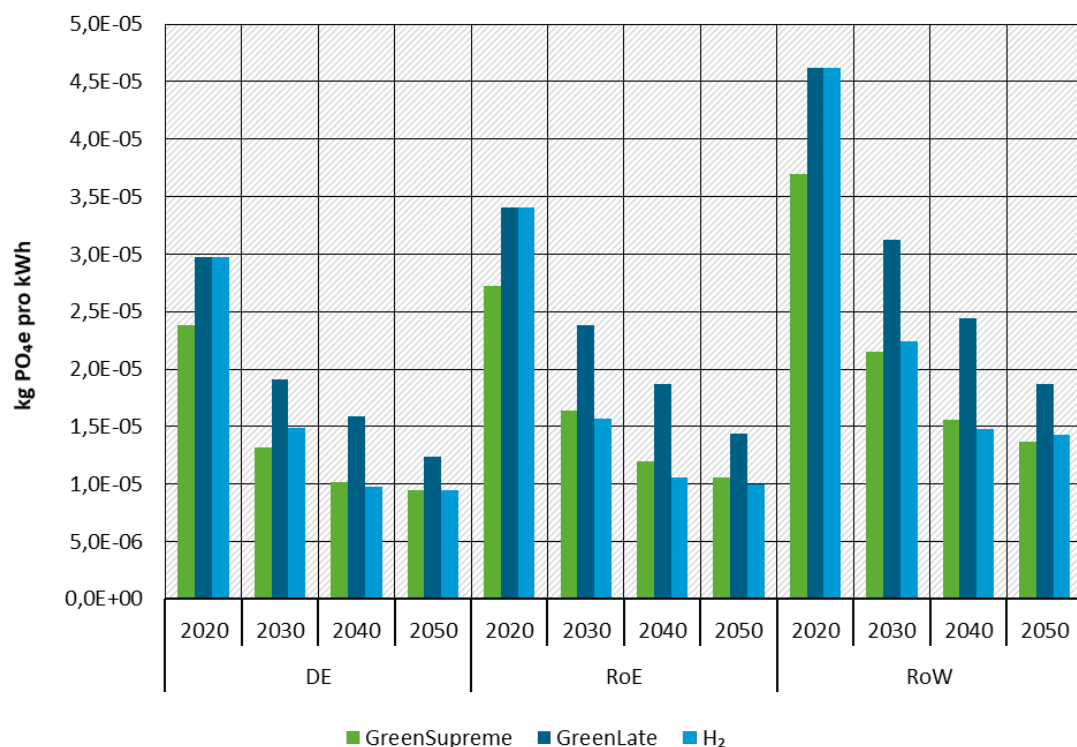
Die terrestrische Eutrophierung reduziert sich zwischen 2020 und 2050 um 50-69 % für die Offshore-WEA und um 36-75 % für die Onshore-WEA. Das Szenario Green-Supreme zeigt jeweils die höchsten Reduktionen im Szenarienvergleich.

Abbildung 50: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch – Offshore-WEA



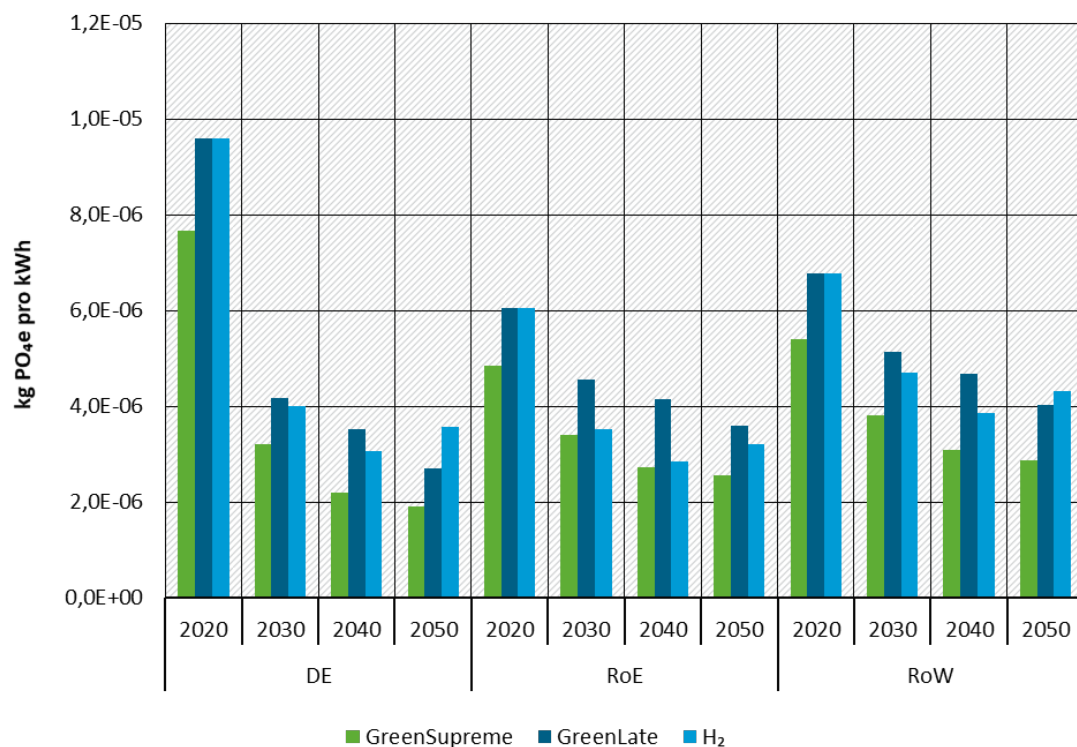
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 51: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch – Offshore-WEA



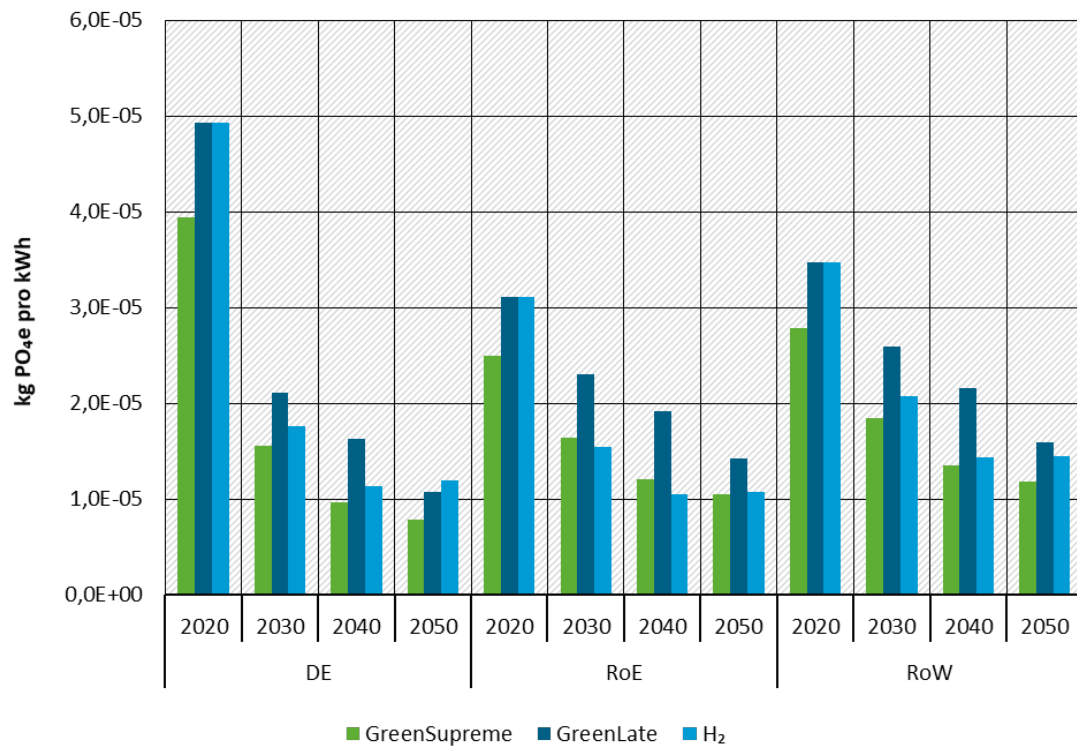
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 52: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 53: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch – Onshore-WEA

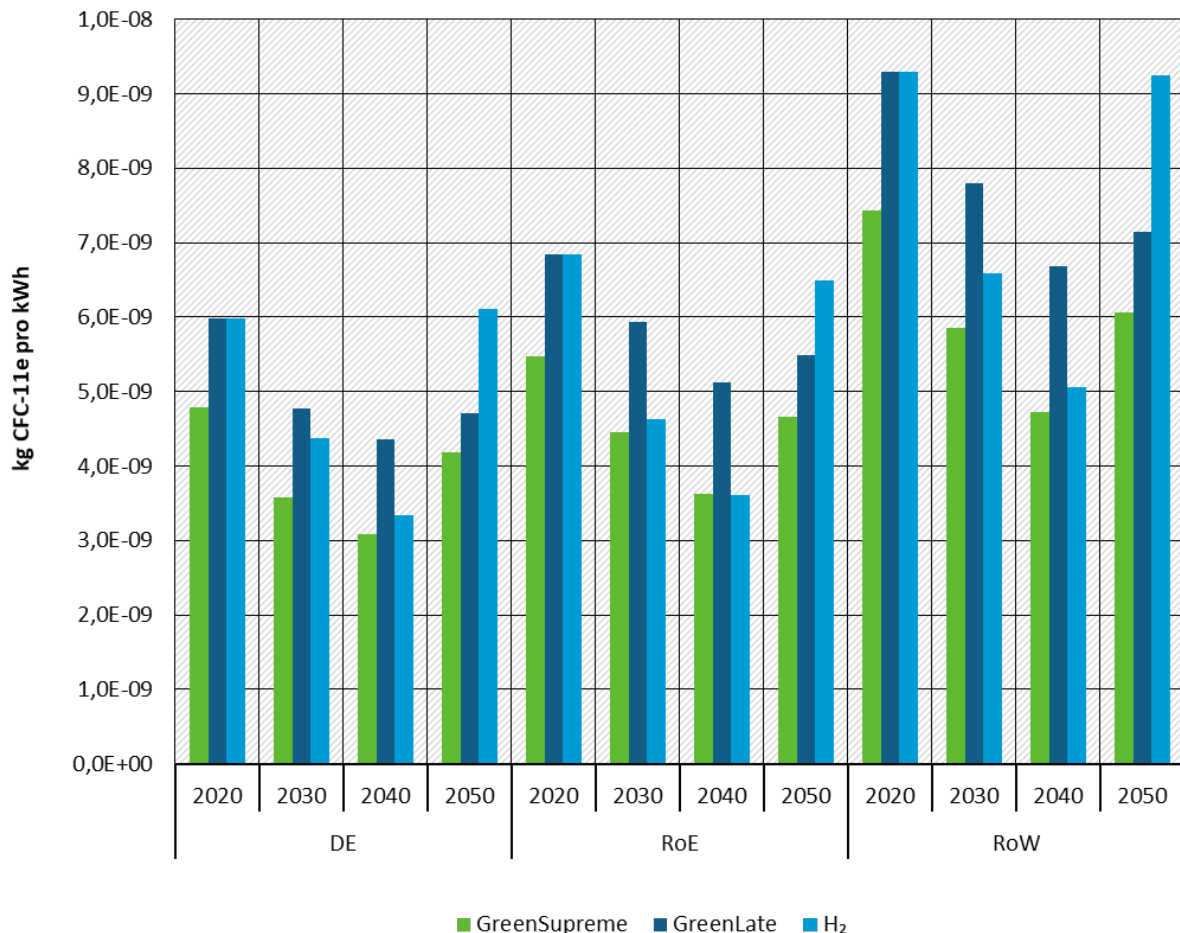


Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.2.8 Ozonabbau

Abbildung 54 und Abbildung 55 zeigen die spezifischen Ergebnisse für den stratosphärischen Ozonabbau. Dank den internationalen Übereinkünften im Montrealer Protokoll in 1987 sind Emissionen von ozonabbauenden Substanzen mittlerweile deutlich gesunken, so dass sich die Ozonschicht erholt. Die hier gezeigten spezifischen Ergebnisse im ODP werden v. a. durch N₂O-Emissionen verursacht, die bei der Adipinsäureherstellung und in Verbrennungsprozessen entstehen.

Abbildung 54: Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Offshore-WEA

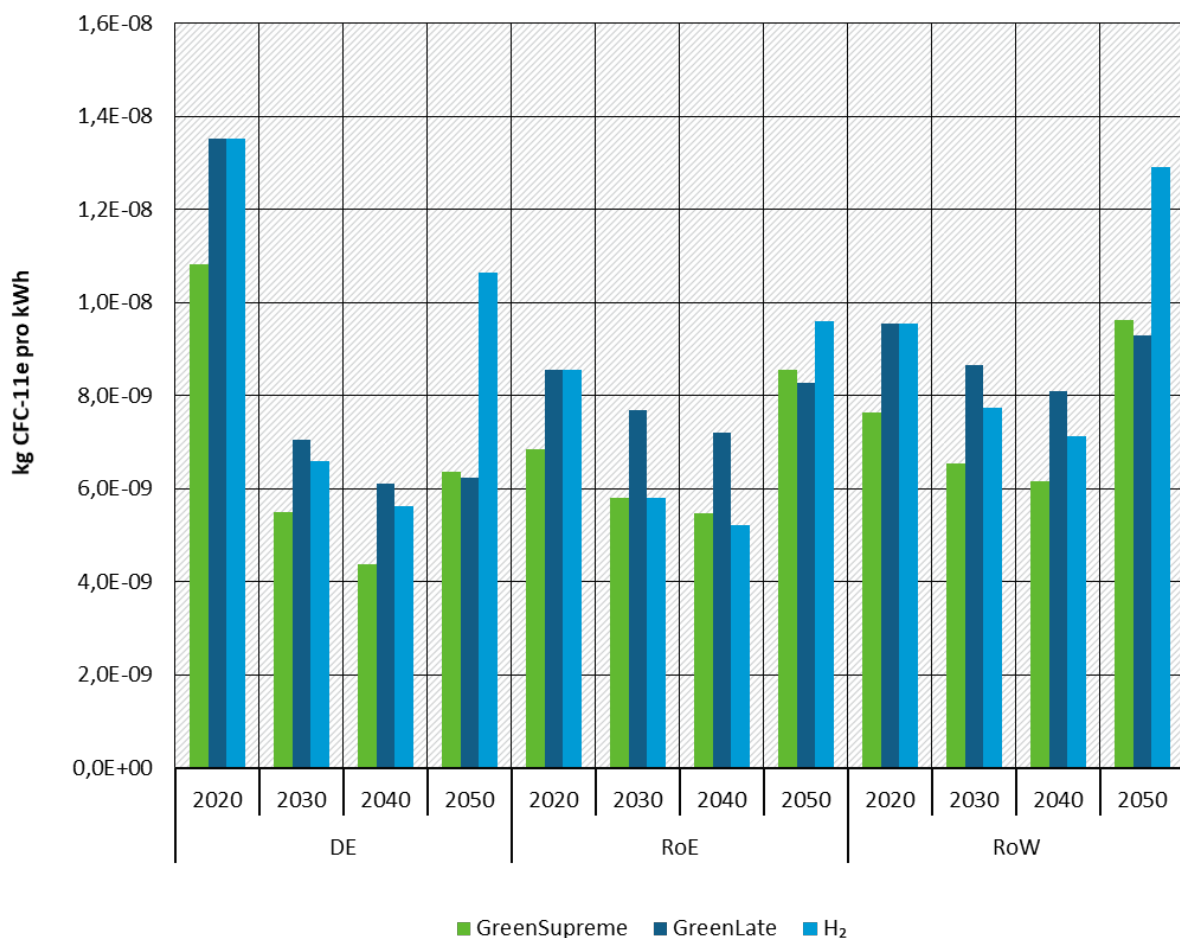


Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Bis 2040 zeigen die Werte für den Ozonabbau durch Stromproduktion aus WEA einen ähnlichen Verlauf wie z.B. für die Versauerung, insbesondere die hohen Anfangswerte für Onshore-WEA. Im Gegensatz zur Situation bei Versauerung und den anderen gezeigten Indikatoren zeigen die Werte ab 2040 jedoch nach anfänglicher Reduktion einen erneuten Anstieg der Emissionen, am auffälligsten im H₂-Szenario, jedoch ebenso bei den Green-Szenarien. Eine zuvor deutliche Reduktion bis 2040 wird hier wieder umgekehrt, so dass zum Teil die Endniveaus in 2050 über den Werten von 2020 liegen (GreenSupreme und H₂-Szenario für Onshore-WEA in den Regionen RoE und RoW). Hauptursache für diese Zunahme ist ein Artefakt der Ausgangsdaten in ecoinvent (Version 3.7.1) für den Polyamid-6,6-Datensatz, der von PlasticsEurope nur aggregiert und damit nicht transparent zur Verfügung gestellt wurde. Die N₂O-Emissionen pro Kilogramm Kunststoff liegen für alle Regionen bei 0,7 g, was einem Emissionsfaktor von ungefähr 1,0 g N₂O/kg Adipinsäure entspricht. Wir gehen davon aus, dass der durchschnittliche

Emissionsfaktor zur Herstellung von Adipinsäure in 2020 für Europa eher bei 2–4 g N₂O/kg und für den Rest der Welt bei 30–300 g N₂O/kg liegen (Jörß et al. 2023). In der angepassten LCA-Datenbank nimmt mit den Jahren bis 2050 der Anteil der disaggregierten Herstellungsdaten mit einem Emissionsfaktor von 3 g N₂O/kg Adipinsäure zu, da davon ausgegangen wird, dass in einer defossilisierten Welt in allen Produktionsanlagen dieses niedrige Niveau erreicht werden kann. Das Ergebnis für 2020 sollte daher entsprechend kritisch interpretiert werden und die Daten zu N₂O-Emissionen für Industrieprozesse in zukünftigen Vorhaben aktualisiert werden. Wird alternativ zu Polyamid 6,6 ein Epoxidharz verwendet, so würden sich die N₂O-Emissionen in allen Jahren deutlich reduzieren – beispielsweise für Onshore-WEA 2050 im H₂-Szenario um ungefähr 40 %.

Abbildung 55: Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

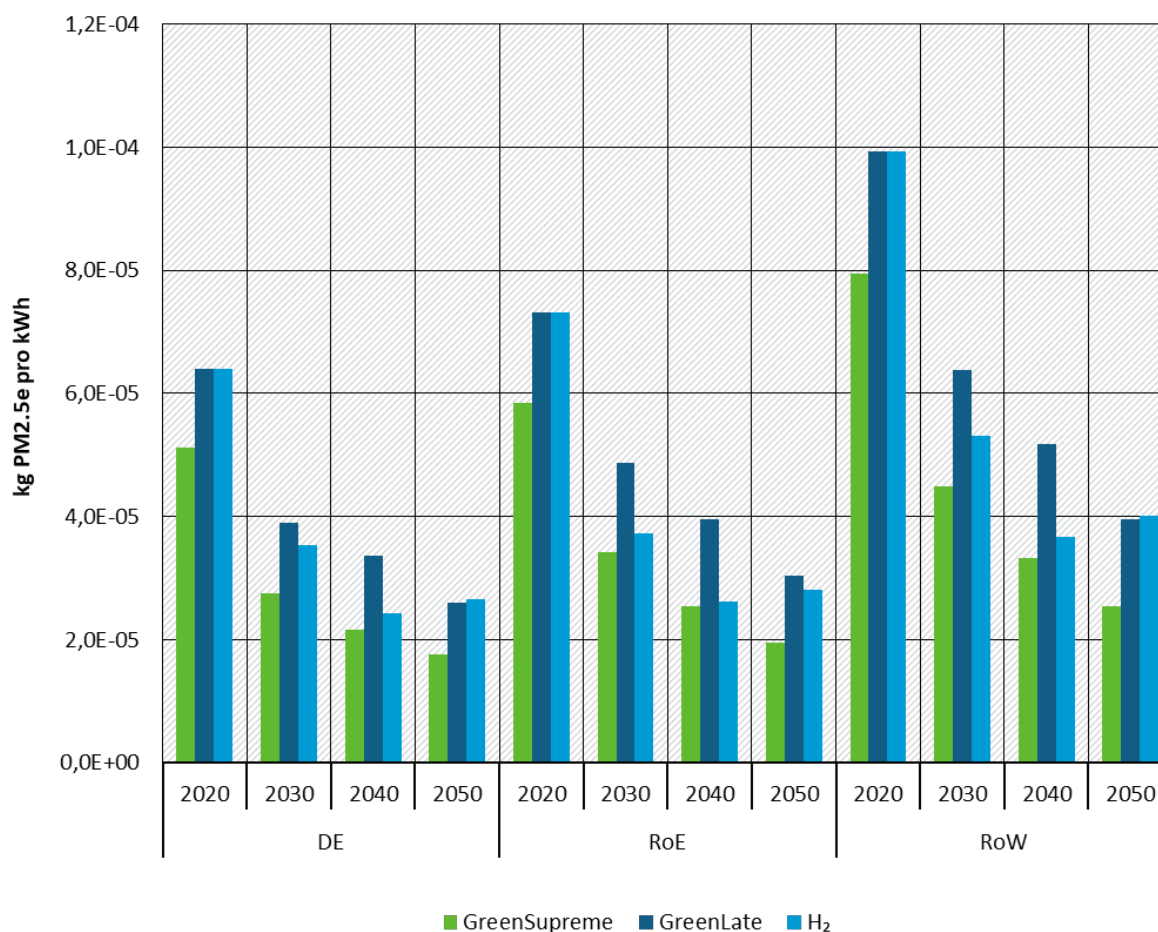
5.2.2.9 Feinstaub

Abbildung 56 und Abbildung 57 zeigen die spezifischen Ergebnisse für Feinstaub (PM_{2,5}, particulate matter mit einem aerodynamischen Durchmesser < 2,5 µm). Die Ergebnisse werden überwiegend durch Sekundärpartikel aus den Sekundärpartikelbildnern NO_x und SO₂ geprägt und sind deswegen den spezifischen Ergebnissen für die Versauerung sehr ähnlich (vergleiche Abbildung 48 und Abbildung 49). Auch hier zeigen sich in allen Szenarien und Regionen deutliche Reduktionen durch die Energiewende; und auch hier werden diese Reduktionen in DE

bereits in 2030 etwa zu einem Drittel bis Hälfte erreicht. Bis 2050 liegen die Reduktionen gegenüber 2020 für DE bei um die 60-70 %, für die Regionen Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW) bei ca. 40-70 %, für Onshore-WEA weniger ausgeprägt als Offshore-Anlagen.

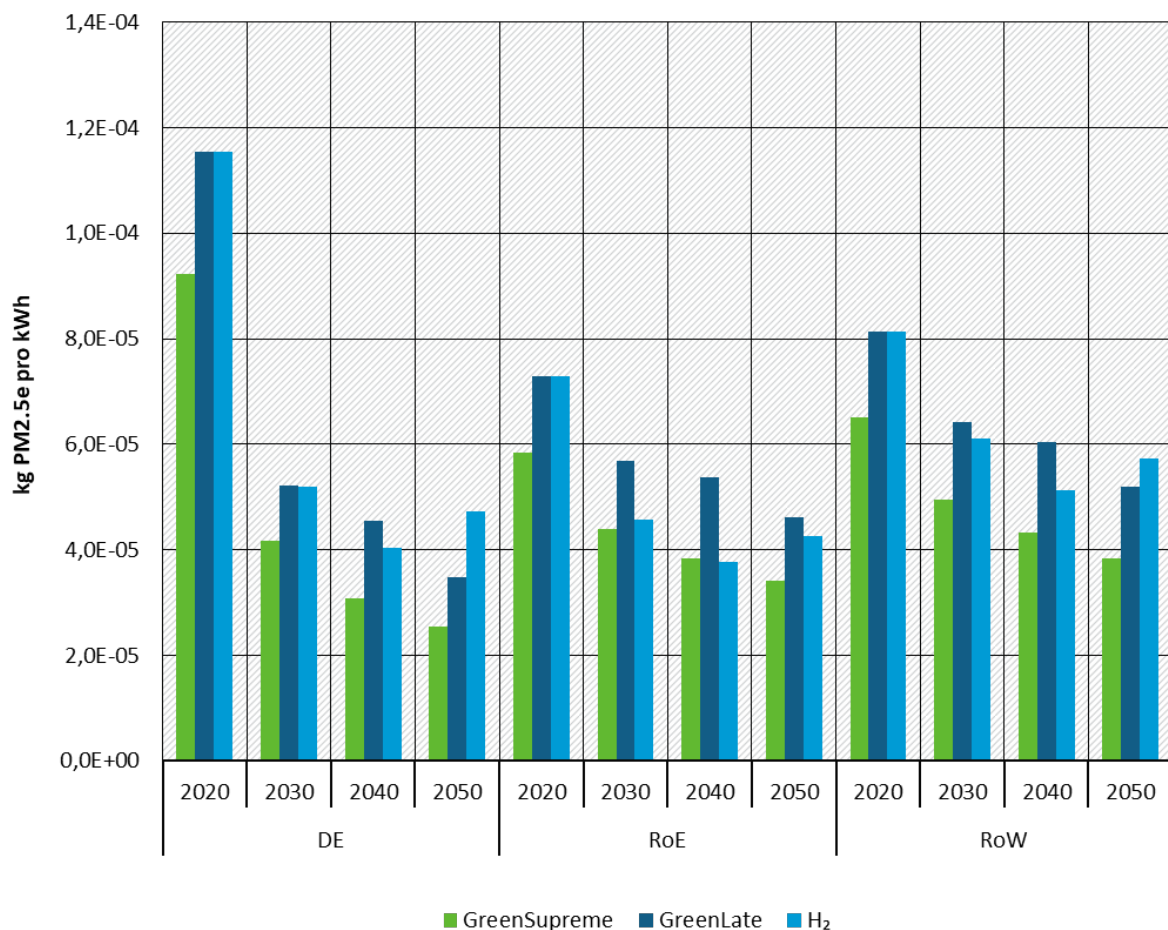
Der Abstand zwischen GreenLate und dem H₂-Szenario ist in 2050 vergleichsweise gering, vor allem bei den Offshore-WEA. Ein Nachteil des H₂-Szenarios gegenüber GreenLate zeigt sich bei den Onshore-WEA deutlicher als bei den offshore Anlagen.

Abbildung 56: Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Offshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 57: Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Onshore-WEA



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.3 Photovoltaikanlagen

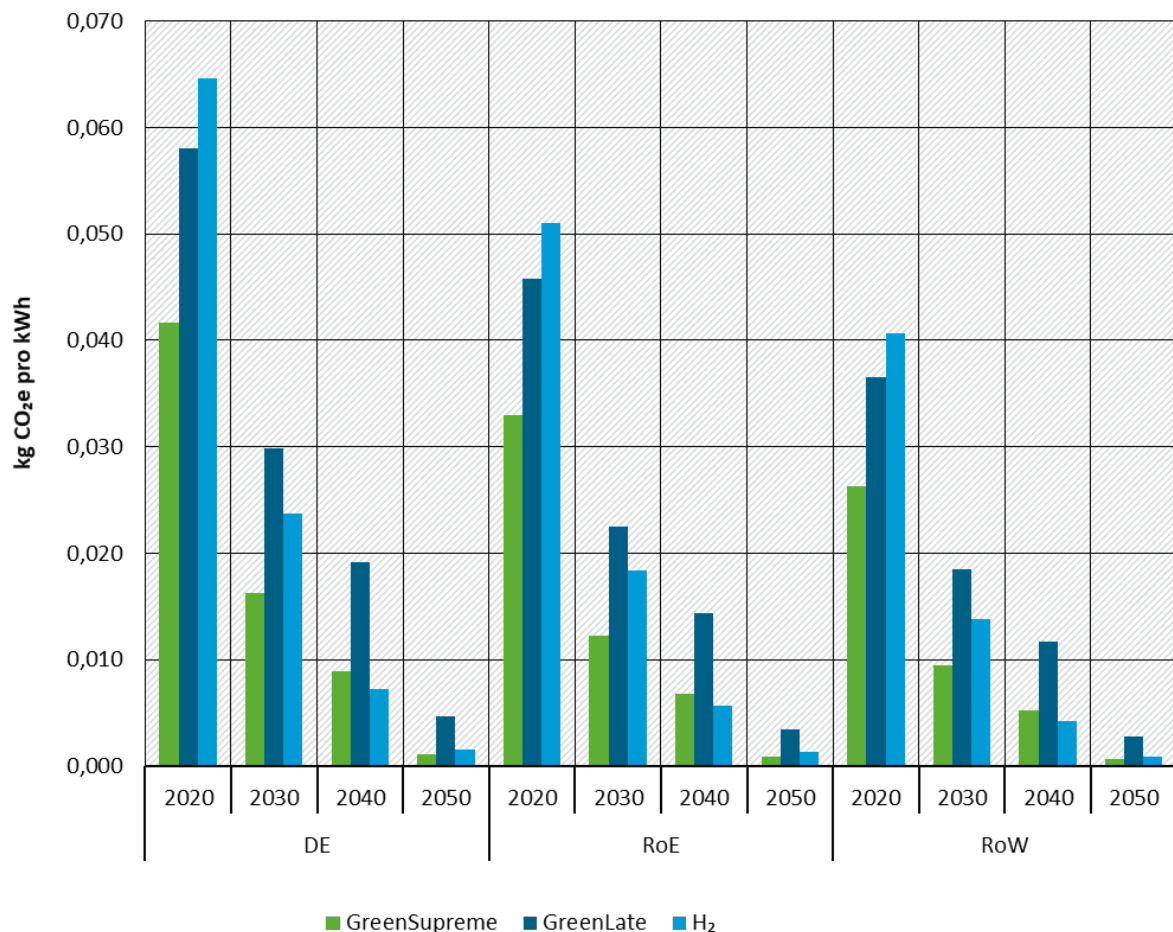
Die spezifischen Ergebnisse für die Photovoltaik-(PV-) Anlagen werden vielfach durch die Eingangsdaten der Schlüsseltechnologien bestimmt, die im Detail im Anhang A.2.2 zu finden sind. In den nachfolgenden Abbildungen werden die Ergebnisse für die Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Freiflächen- und PV-Dachanlagen nach Regionen dargestellt. Anders als beim Strommix oder den WEA sind die Emissionsfaktoren im Referenzjahr 2020 in den drei Szenarien unterschiedlich. Das Szenario GreenSupreme startet in 2020 grundsätzlich mit den günstigsten Annahmen, GreenLate zeigt höhere Anfangswerte für die Indikatoren, und das H₂-Szenario hat die höchsten Anfangswerte im Szenarienvergleich (bei den PV-Dachanlagen ist letzteres ausgeprägter als bei den Freiflächenanlagen). Dies ist hauptsächlich mit den unterschiedlichen Lebensdauern der PV-Anlagen in den verschiedenen Szenarien zu erklären: H₂-Szenario: 20 Jahre, GreenLate: 25 Jahre, GreenSupreme: 30 Jahre. Gleichzeitig wurde in GreenSupreme und im H₂-Szenario von einer Wirkungsgradsteigerung der Zellen durch technologische Weiterentwicklung ausgegangen (2-4 Prozentpunkte höherer Wirkungsgrad) und mehr Volllaststunden angesetzt (Details s. Anhang A.2.2). Die höheren Wirkungsgrade im H₂-Szenario im Vergleich zu GreenLate überkompensieren mit zunehmender Transformation die Nachteile des H₂-Szenarios im Referenzjahr 2020 (Volllaststunden und Lebensdauer). Für viele Wirkungskategorien liegen die Ergebnisse im H₂-Szenario bei vollständiger Defossilisierung unter denen des GreenLate-Szenarios.

5.2.3.1 Klimawandel

Abbildung 58 und Abbildung 59 zeigen die Ergebnisse für den Klimawandel (GWP) für PV-Dachanlagen und Freiflächenanlagen in allen Regionen, Jahren und Szenarien. Strom aus Photovoltaikanlagen zeigt in 2020 einen GWP zwischen 26 g CO₂e/kWh (Dach- und Freiflächenanlagen, GreenSupreme in RoW) bis 53 g CO₂e/kWh (Freiflächenanlagen, H₂-Szenario in DE). Die GWP-Werte für Dach- und Freiflächenanlagen unterscheiden sich in 2020 im H₂-Szenario am deutlichsten, für DE liegt der Wert für Strom aus PV-Dachanlagen um 11 g CO₂e/kWh höher als für Freiflächenanlagen. Im H₂-Szenario wird den PV-Anlagen insgesamt eine niedrigere Lebensdauer (20 Jahre) zugeschrieben als im GreenLate (25 Jahre) und GreenSupreme (30 Jahre) Szenario. Insgesamt zeigt DE im Regionenvergleich in 2020 die höchsten Werte, da die PV-Anlagen in DE die niedrigsten Volllaststunden aufweisen.

Werte zu Volllaststunden und Lebensdauern der PV-Anlagen finden sich in Tab. 10 und Tab. 11 in Anhang A.2.2.

Abbildung 58: Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Photovoltaik-Dachanlagen

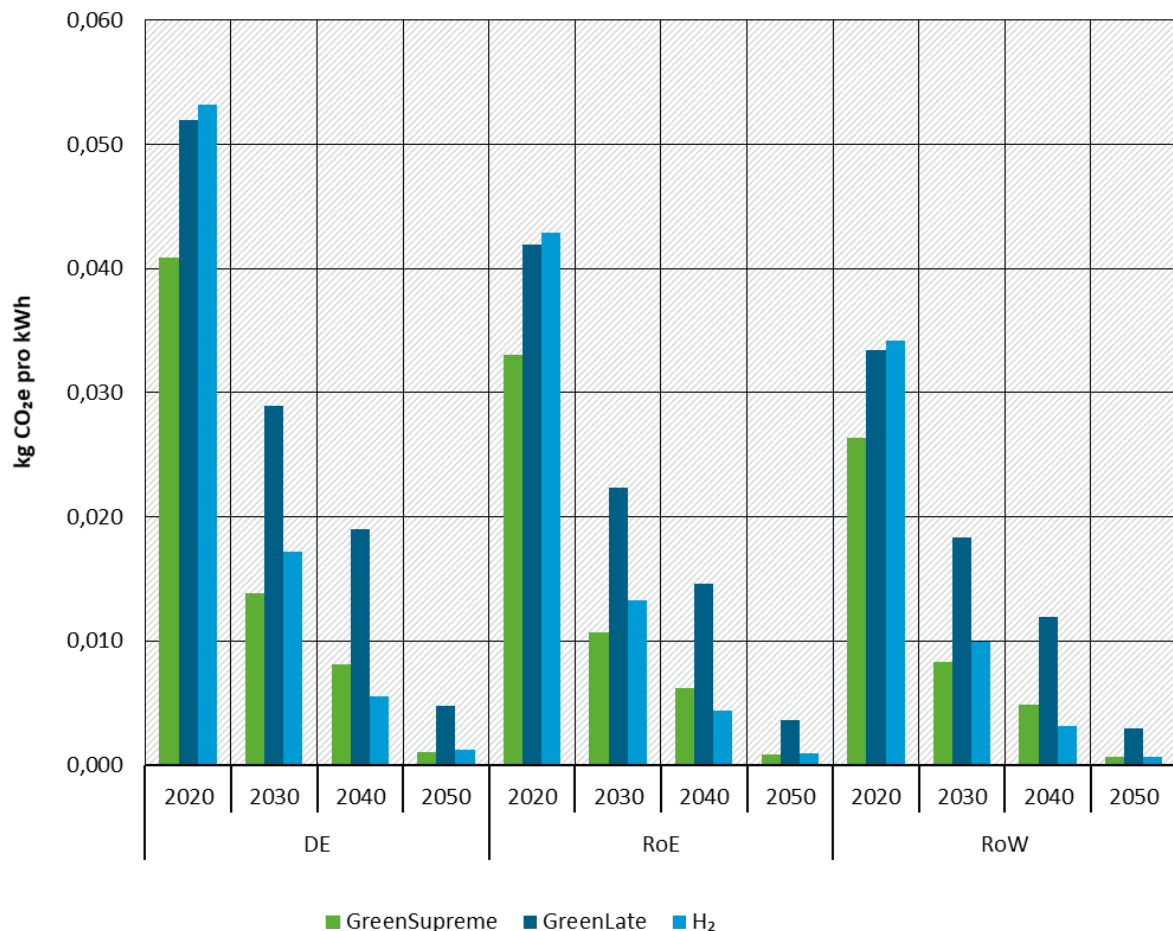


Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Der GWP reduziert sich bis 2050 für PV-Dachanlagen um 92-98 % auf 0,6-4,6 g CO₂e/kWh. Die Freiflächenanlagen erreichen ebenfalls Reduktionen des GWP um 91-98 % auf sehr ähnliche Endwerte von 0,6-4,7 g CO₂e/kWh. Wie bei den WEA sind die THG-Emissionen in 2050 in GreenLate maßgeblich auf die fossilen Anteile der industriellen Wärmeerzeugung in der Region Welt ohne Europa zurückzuführen, da eine um zehn Jahre verzögerte Umstellungen bei der Wärmebereitstellung unterstellt wurde. In den vollständig defossilisierten Szenarien

GreenSupreme/H₂ wird eine Reduktion der Emissionen auf etwa 1 g CO₂e/kWh erreicht; dabei handelt es sich bei den Emissionen überwiegend um mineralisches CO₂ aus der Zementherstellung, sowie um Spuren von Methan- und N₂O-Emissionen aus Verbrennungsprozessen sowie um fluoridierte Kohlenwasserstoffe (z.B. R14), die in einigen Prozessen (z.B. bei der Alu-Herstellung) noch eingesetzt werden und deren Freisetzung nahezu vollständig, aber nicht zu 100 % verhindert werden können.

Abbildung 59: Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – Photovoltaik Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Ebenso ähnlich wie bei den WEA weist GreenLate im Szenarienvergleich erwartungsgemäß durchgängig die höchsten Ergebnisse auf. Eine Ausnahme bildet das Ausgangsjahr 2020, in dem das H₂-Szenario aufgrund der angenommenen kürzeren Lebensdauern der PV-Anlagen höhere GWP-Ergebnisse zeigt als GreenSupreme und GreenLate (teilweise ausgeglichen durch die höhere Vollaststundenanzahl von H₂ gegenüber GreenLate), bei den PV-Dachanlagen deutlicher als bei den Freiflächenanlagen. Die absolute Differenz zwischen Strom aus PV-Freiflächenanlagen und Dachanlagen ist am höchsten in 2020 für DE im H₂-Szenario mit 11 g CO₂e/kWh, während im GreenSupreme-Szenario die Unterschiede zwischen Freiflächen- und Dachanlagen am geringsten ausfallen (in 2020 in DE <1 g CO₂e/kWh). Das H₂-Szenario nähert sich jedoch schnell dem GreenSupreme-Szenario und liegt in 2050 ungefähr gleichauf.

Strom aus PV-Anlagen verursacht generell und am deutlichsten in 2020 und 2030 höhere THG-Emissionen als Strom aus WEA, hauptsächlich basierend auf dem Bedarf der PV-Anlagen an Aluminium, Silizium, Stahl, Glas und Kupfer und den entsprechenden Herstellungsprozessen. Freiflächen-PV-Anlagen haben vergleichsweise etwas niedrigerer THG-Emissionen als

Dachanlagen, was auf leicht höhere Volllaststunden (durch optimalere Ausrichtung der Anlagen zur Sonne) und Nutzung von Bifazialzellen (in GreenSupreme ab 2030) zurückzuführen ist. Offshore-WEA sind hinsichtlich der THG die günstigste Technologie zur Stromerzeugung in DE, wobei die absoluten Unterschiede im Vergleich zu den anderen Technologien in 2050 nicht mehr signifikant sind. In den anderen Regionen überwiegen die Vorteile der höheren Volllaststunden von PV-Anlagen, so dass die Stromproduktion aus Sonnenenergie hier eine günstigere Alternative (im Hinblick auf GWP) darstellt.

5.2.3.2 Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch

Die Ergebnisse für den kumulierten Rohstoffwand (KRA) abiotisch in Abbildung 60 und Abbildung 61 zeichnen insgesamt ein ähnliches Bild wie für den Indikator Klimawandel. Im Jahr 2020 liegt der KRA von Strom aus Dachflächen PV-Anlagen in DE bei 112-170 g/kWh, der KRA von Strom aus Freiflächenanlagen liegt etwas niedriger bei 85-109 g/kWh. Die Werte der PV-Dachanlagen liegen in 2020 deutlich über denen der Freiflächenanlagen.

Der KRA für PV von Dach- und Freiflächenanlagen sinkt verglichen mit der Entwicklung des GWP bis 2050 weniger stark: Treibhausgasemissionen lassen sich durch eine Umstellung der Energieträgernutzung leichter einsparen als Rohstoffbedarfe für den Anlagenbau. Je nach Szenario sinkt der KRA für PV in DE zwischen 2020 und 2050 um 37-67 % auf 28-91 g/kWh. Das Szenario GreenLate zeigt mit Abstand die geringste Reduktion und den höchsten KRA in 2050; ebenso liegen die Ergebnisse für Dachanlagen in 2050 generell etwa 50 % höher als für Freiflächenanlagen; die Freiflächenanlagen schneiden dann noch immer günstiger ab als die Dachanlagen, auch wenn die absoluten Werte sich annähern. Grund hierfür ist der niedrigere spezifische Bedarf der Freiflächenanlagen an Metallrohstoffen (Kupfer; z. B. weniger Wechselrichter). Die Volllaststunden liegen bei den Freiflächenanlagen auch etwas höher.

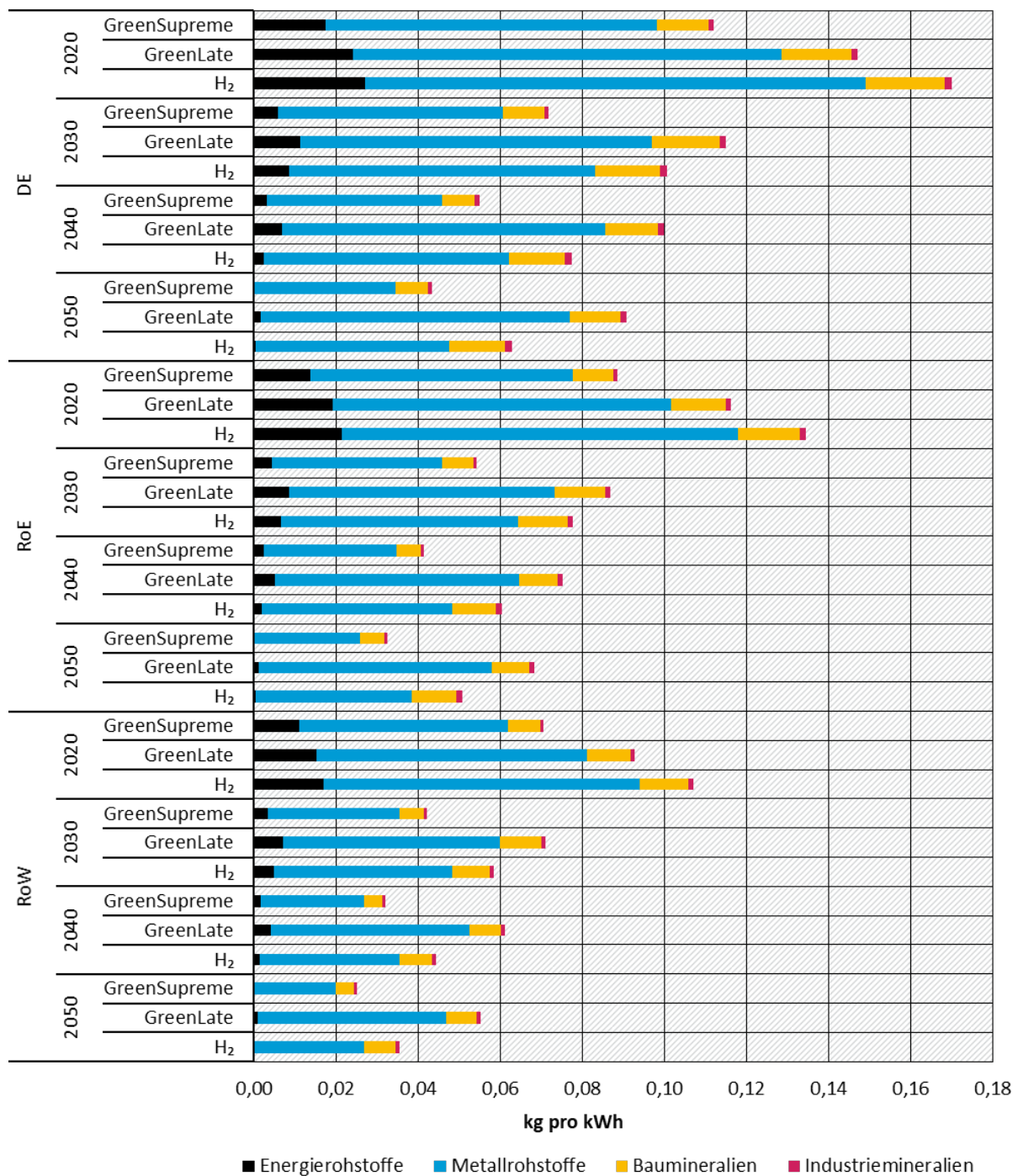
Die Regionen DE, RoE und RoW zeigen dabei ähnliche relative Verläufe bei unterschiedlichen Ausgangsniveaus. Der KRA für PV-Anlagen in DE zeigt hierbei im Regionenvergleich die höchsten Werte, sowohl in 2020 als auch in 2050. Grund hierfür sind die relativ ungünstigen Sonneneinstrahlungsverhältnisse in DE und die daraus resultierenden niedrigeren Volllaststunden im Vergleich zu RoE und RoW.

Im Vergleich der Szenarien weist GreenSupreme die niedrigsten Werte auf. Die Ergebnisse des GreenLate- und des H₂-Szenarios haben in Abhängigkeit der betrachteten PV-Technologie die höchsten Ressourcenaufwände; basierend auf den Annahmen für die Lebensdauer, Recyclingquoten für Metalle, und Volllaststunden der Anlagen. Auffällig ist auch hier, dass das H₂-Szenario in 2020 noch die höchsten KRA-Werte aufweist, wohingegen die Ergebnisse in allen anderen betrachteten Jahren zwischen GreenLate und GreenSupreme liegen. Dies ist, wie am Anfang von Kapitel 5.2.3 dargestellt, auf die günstigere Wirkungsgradentwicklung im H₂-Szenario gegenüber GreenLate zurückzuführen.

Die in Bezug auf KRA vorteilhafteste erneuerbare Stromerzeugungstechnologie für DE in 2050 ist zwar in allen Szenarien offshore Wind, diese Technologie liegt jedoch in 2050 nur noch minimal vor den PV-Freiflächenanlagen. In den Regionen RoE und RoW werden für die PV-Freiflächenanlagen höhere Volllaststunden angenommen als in DE, so dass sie hier ein zum Teil deutlich niedrigeres KRA-Ergebnis als offshore Wind zeigen – in Green-Supreme in 2050 (RoW) liegen die PV-Freiflächenanlagen um 21 g/kWh niedriger und zeigen etwa den halben Rohstoffaufwand verglichen mit Offshore-Wind.

Der Anteil der Energierohstoffe reduziert sich über die Zeit auf (fast) Null, wohingegen die Anteile der Metall- und Baurohstoffbedarfe (Steine/Beton) nahezu konstant bleiben. Die sonstigen Mineralrohstoffe sind insgesamt von geringer Bedeutung.

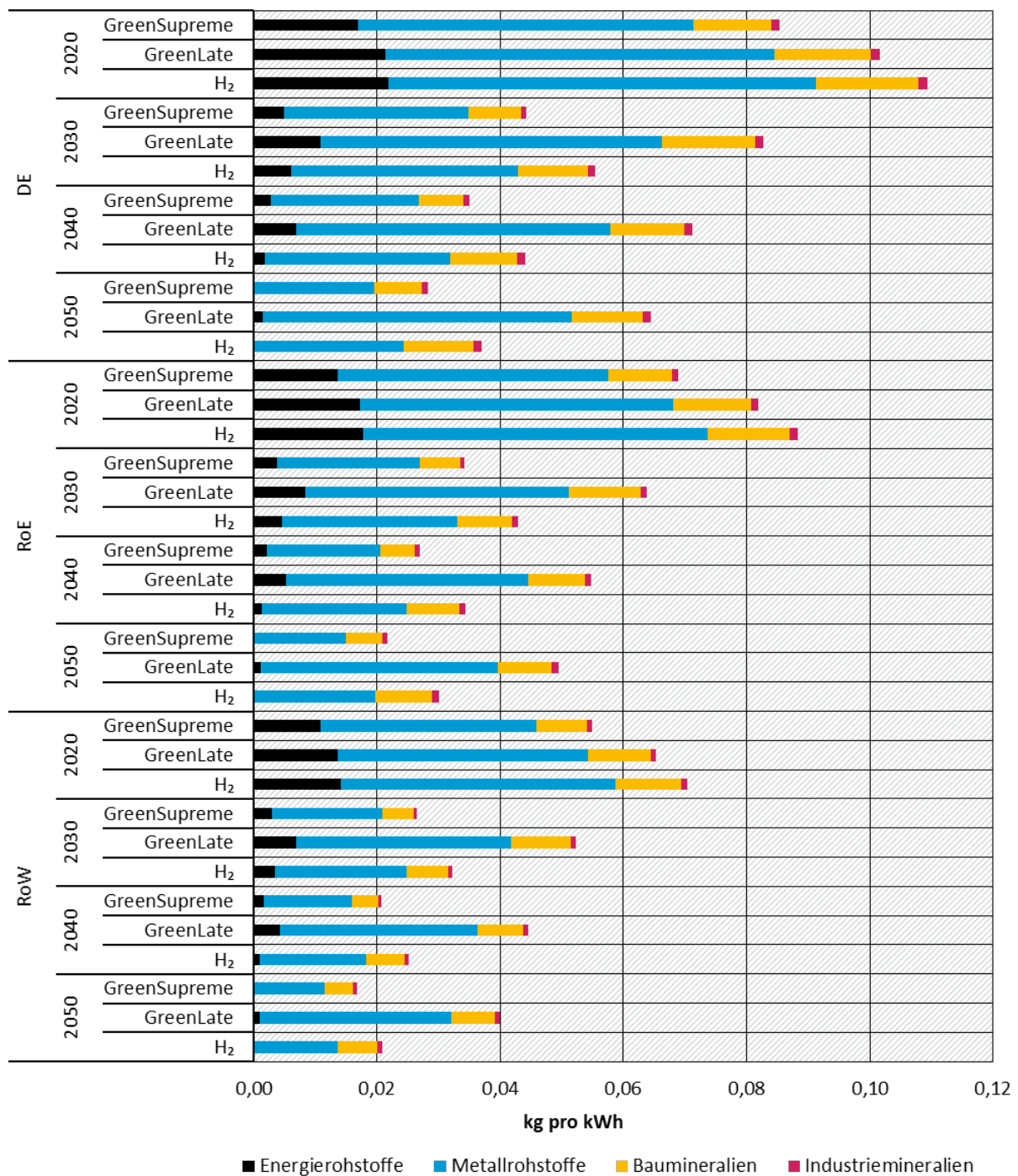
Abbildung 60: Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Photovoltaik-Dachanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Die Metallrohstoffe dominieren mit über 65 % für PV-Freiflächen- und über 75 % für Dachanlagen die Ergebnisse. Dabei spielt der KRA für Steine und Erden mit rund 15-20 % des abiotischen KRA eine untergeordnete Rolle. Auffällig ist bei PV die große Spreizung des KRA zwischen den Szenarien GreenSupreme und GreenLate in 2050 (Faktor Zwei). Dies kann auf die günstigeren Annahmen für GreenSupreme zurückgeführt werden: Höhere Recyclingquoten, längere Lebensdauer und höhere Volllaststunden durch Nutzung der Bifazialmodule.

Abbildung 61: Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – Photovoltaik Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

PV-Strom aus Dachanlagen stellt sich hinsichtlich des KRA durchweg ungünstiger dar als Freiflächen-PV; die Werte für Dachanlagen liegen rund 50 % höher, wobei die relative Distanz zwischen Freiflächen- und Dachanlagen in allen Stützjahren ähnlich ist. Im GreenSupreme-Szenario zeigen die KRA-Ergebnisse für Dachanlagen den deutlichsten relativen Abstand zu den Freiflächenanlagen: etwa 70 % höher. Der KRA für die Wechselrichter verursacht bei den kleineren Dachanlagen pro Kilowattstunde einen deutlich höheren Beitrag zum gesamten KRA

als bei Freiflächenanlagen (z.B. im H₂-Szenario 34 % statt 10 %). Auch trägt der höhere spezifische Kupferbedarf der Dachanlagen zu den Unterschieden bei.

5.2.3.3 Kumulierter Energieaufwand

Die spezifischen Ergebnisse für den kumulierten Energieaufwand (KEA) sind in Abbildung 62 und Abbildung 63 dargestellt, unterteilt nach dem KEA fossil, KEA nuklear und KEA regenerativ. Der gesamt-KEA liegt in 2020 für alle Regionen und Szenarien bei rund 4,5-5,5 MJ/kWh – dies entspricht einem Energieaufwand von 1,4 MJ für 1 MJ erzeugtem Solarstrom – und reduziert sich von 2020 bis 2050 leicht um etwa 2-4 %.

Die grundsätzlich regenerative Stromerzeugung über PV-Anlagen zeigt einen geringen Anteil KEA fossil, dessen absoluter Beitrag sich abgesehen von den Ergebnissen des GreenLate-Szenarios zwischen 2020 und 2050 stark verringert. In GreenLate verbleibt aufgrund der verzögerten Entwicklung auch in 2050 noch Teil des gesamt-KEA der PV-Anlagen in allen Regionen (mit 30-60 kJ/kWh). Der fossile Anteil des KEA ist für die Dachanlagen leicht höher als für die Freiflächenanlagen; dies fällt vor allem für DE in 2020 auf. Grund sind insbesondere die niedrigeren Volllaststunden der Dachanlagen.

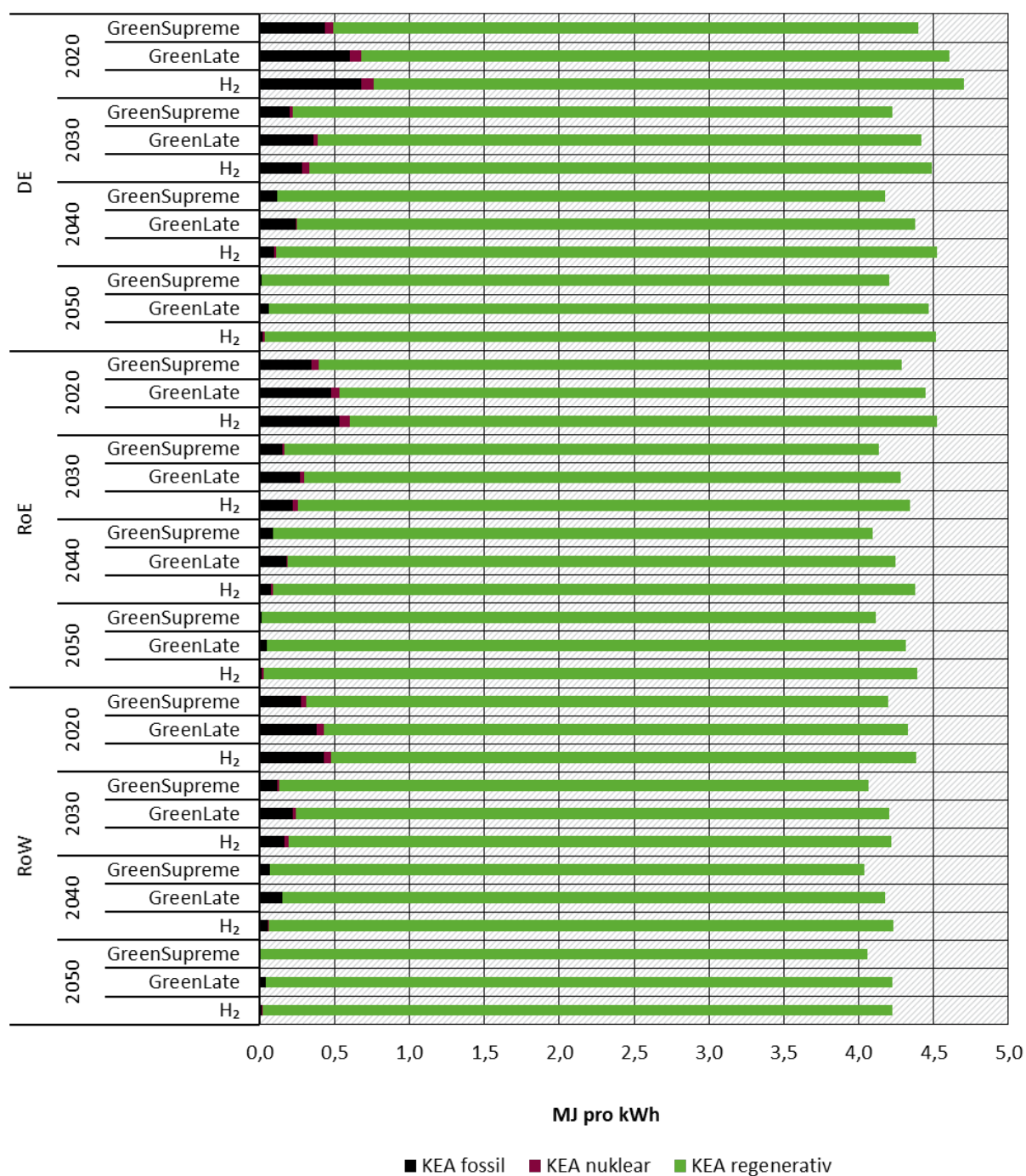
Während sich der fossile Anteil des KEA in GreenSupreme und im H₂-Szenario stark reduziert, erhöht sich in diesen Szenarien jeweils der regenerative KEA leicht und ersetzt den fossilen Beitrag zum Teil. Die Reduktion des Gesamtwertes des KEA lässt sich hauptsächlich auf den Bereich des fossilen KEA – die Umstellung des verwendeten Strommixes für die Herstellung der Anlagen zurückführen.

Der KEA nuklear spielt in allen Regionen und Szenarien eine geringe Rolle entsprechend dem geringen Anteil der Kernenergie am Energiebedarf für die Herstellung der PV-Anlagen. Dieser Anteil verringert sich in allen Regionen in den Green-Szenarien bis 2050 auf nahezu Null (<1 kJ/kWh), während er im H₂-Szenario in 2050 aufgrund des erhöhten Strombedarfes für Wasserstoff (bzw. den damit verbundenen Importen nach DE) auch noch bei etwa 5-11 kJ/kWh liegt.

Der erhöhte Strombedarf im H₂-Szenario führt dazu, dass in den meisten Regionen in 2050 sowohl für Dach- als auch Freiflächenanlagen das H₂-Szenario in Bezug auf den KEA schlechter abschneidet als das GreenLate-Szenario, auch wenn dieser Strombedarf regenerativ gedeckt wird, während im GreenLate-Szenario eine verzögerte Defossilisierung vorliegt²¹.

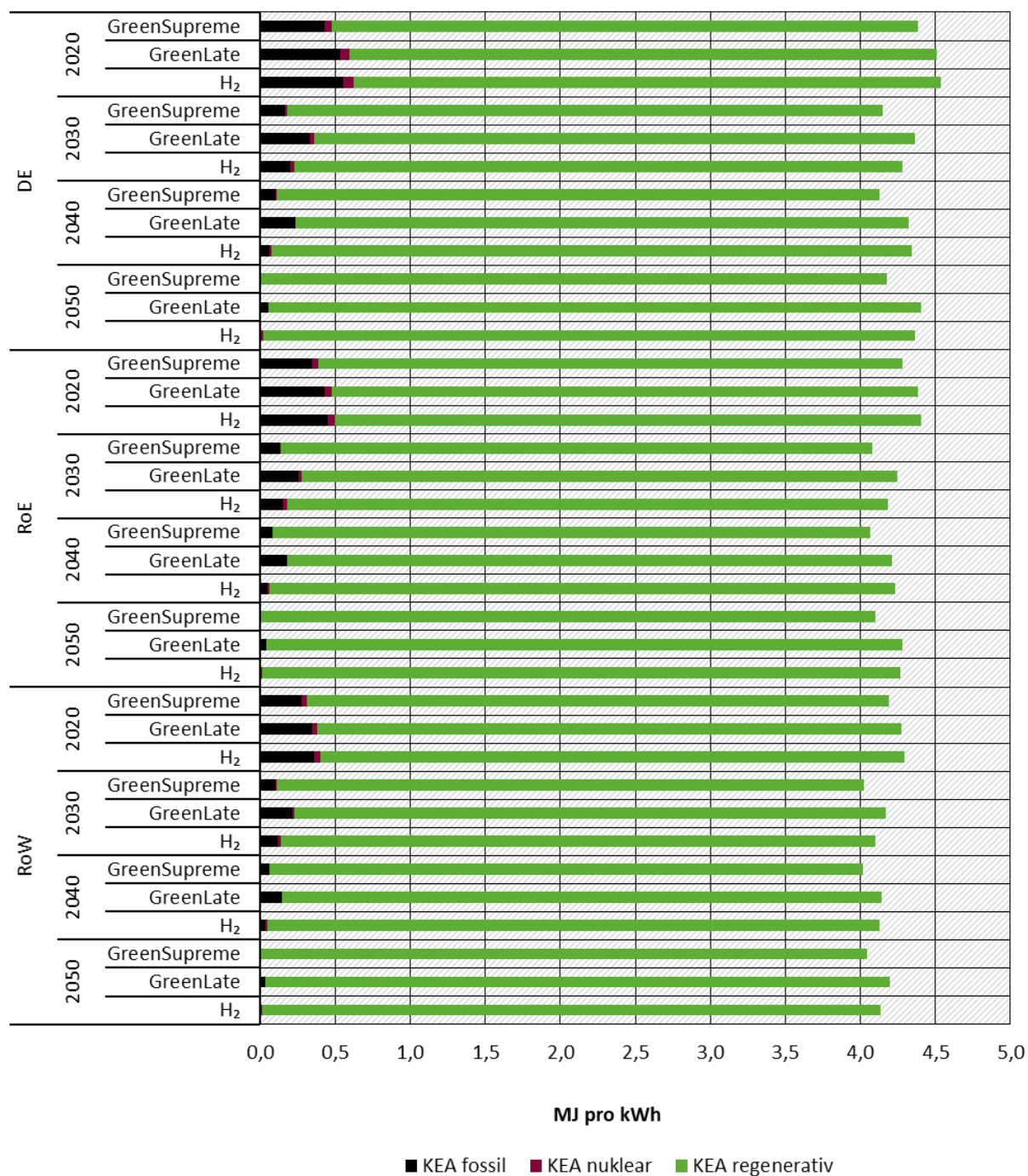
²¹ Der Anteil an Strom aus Wasserstoff liegt im H₂-Szenario zwischen 1 % und 5 % in 2050 in Abhängigkeit von der Region; da der Wirkungsgrad für Strom aus Wasserstoff (mit Elektrolyse und Rückverstromung) deutlich niedriger ist als die direkte Stromerzeugung aus EE, ergibt sich im H₂-Szenario ein höherer KEA.

Abbildung 62: Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Photovoltaik-Dachanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 63: Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – Photovoltaik Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

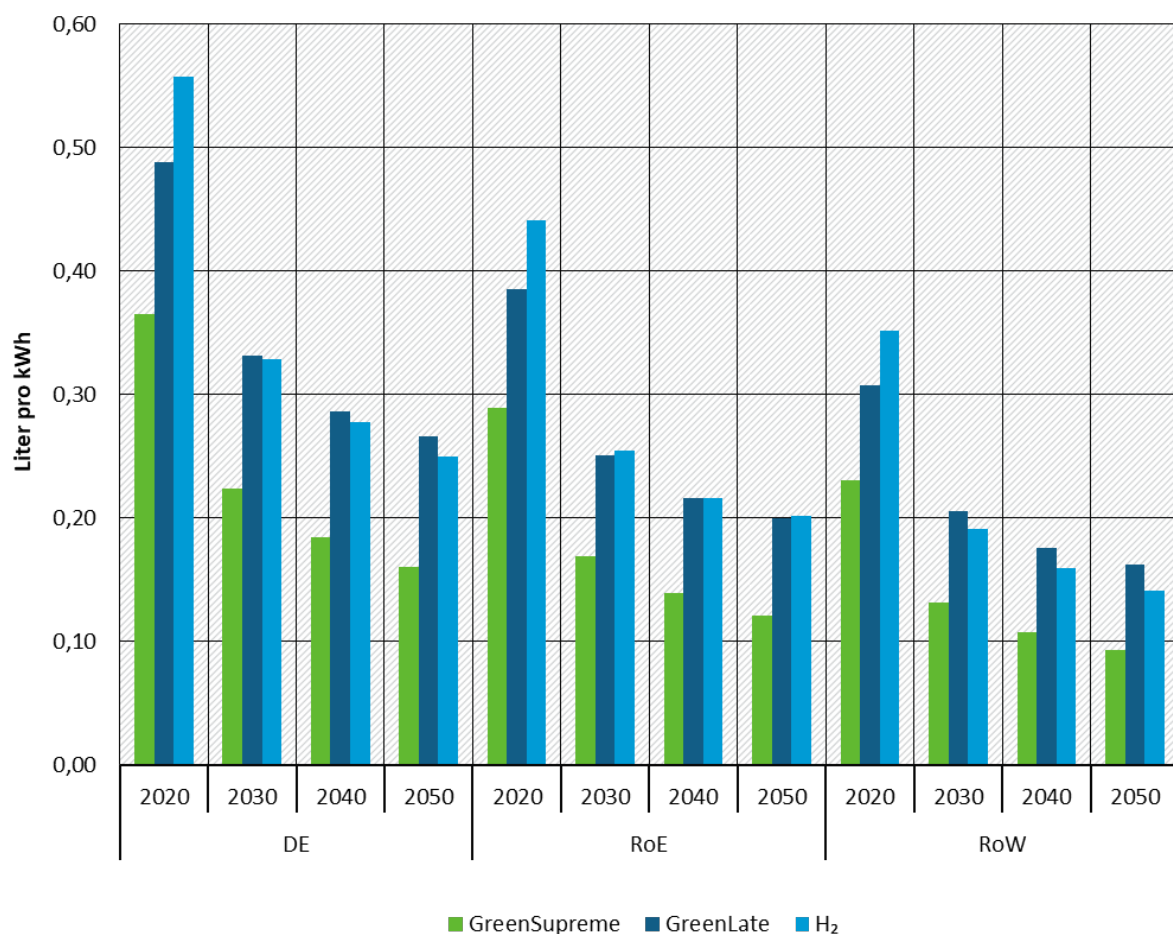
5.2.3.4 Frischwasserbedarf

Die spezifischen Ergebnisse für den Wasserbedarf von PV-Anlagen zeigen Abbildung 64 und Abbildung 65. Das Gesamtbild für PV-Dachanlagen und Freiflächenanlagen ist ähnlich, wobei die Dachanlagen insgesamt höhere Wasserbedarfe aufweisen als die Freiflächenanlagen. Insbesondere liegen die Volllaststunden der Freiflächenanlagen in 2020 etwas höher als die der Dachanlagen, während Dachanlagen einen spezifisch höheren Materialbedarf für die Errichtung der Anlagen aufweisen, der mit einem Wasserbedarf verknüpft ist – z.B. durch kleinere Wechselrichter. Entsprechend fällt der Wasserbedarf je kWh für die Freiflächenanlagen grundsätzlich etwas niedriger aus als für die Dachanlagen. Der Wasserbedarf für die Reinigung der PV-Freiflächenanlagen ist mit bis zu 30 % deutlich relevanter als für Dachanlagen mit nur knapp 1 % des Frischwasserbedarfs.

In 2020 liegt der höchste Bedarf in allen Regionen und für alle PV-Anlagen jeweils beim H₂-Szenario, ab 2030 liegt dieses jedoch durchgängig unter dem GreenLate-Szenario. Die stärkste Reduktion des Wasserbedarfs tritt jeweils zwischen 2020 und 2030 auf und liegt bei etwa 30-45 %. Die späteren Reduktionen zwischen 2030-2040 und 2040-2050 liegen bei 18-7 %.

Der Wasserbedarf für PV-Anlagen beruht vor allem auf den Materialbedarfen zur Errichtung der Anlagen und zum Teil auf dem Bedarf an elektrischer Energie (aus dem Strommix; siehe Kap. 5.2.1.4) zur Herstellung.

Abbildung 64: Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Photovoltaik-Dachanlagen

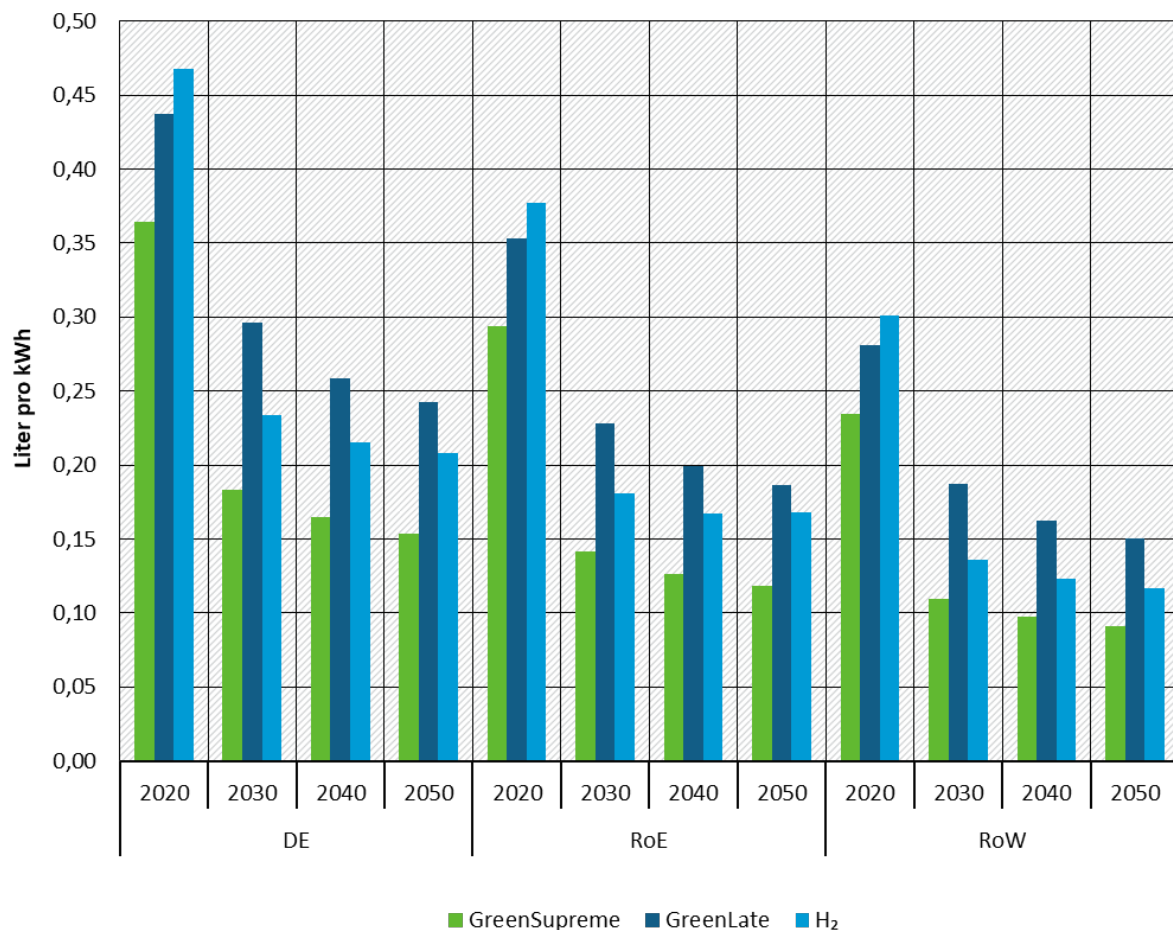


Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Der Regionenvergleich in 2020 ergibt ein ähnliches Bild wie beim Klimawandel oder KRA. Die Region DE zeigt dabei insgesamt höhere Wasserbedarfe als RoE und RoW. Bei den Dach- und Freiflächenanlagen liegen die Reduktionen in allen Regionen in einer vergleichbaren Größenordnung: in 2050 werden gegenüber dem Jahr 2020 Reduktionen von um die 54-61 % erreicht, wobei das H₂-Szenario in allen Regionen eine nur leicht niedrigere relative Reduktion verglichen mit GreenSupreme erfährt. GreenLate weist in allen Regionen eine geringere Reduktion von 45-48 % auf.

Das Endniveau des spezifischen Wasserbedarfs in 2050 liegt in RoW am niedrigsten mit 0,09-0,16 Liter/kWh und am höchsten in DE mit 0,15-0,27 Liter/kWh. Die Unterschiede zwischen den Regionen gehen auf die Annahmen zu Lebensdauer und Volllaststunden zurück, wobei der Standort DE am schlechtesten abschneidet. Das H₂-Szenario zeigt auch in 2050 noch die stärksten Unterschiede zwischen Dach- und Freiflächenanlagen von ca. 20 % in allen Regionen. Im GreenLate-Szenario liegt der Wasserbedarf der Dachanlagen nur etwa 10 % über dem der Freiflächenanlagen, und in DE beträgt dieser Unterschied in 2050 weniger als 5 %.

Abbildung 65: Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – Photovoltaik Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.3.5 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Die Ergebnisse in Abbildung 66 und Abbildung 67 zeigen die hemerobiegewichtete Landnutzung.

Im Referenzjahr 2020 zeigt sich wie bei den vorangegangenen Indikatoren, dass die PV-Dachanlagen und Freiflächenanlagen in DE die höchsten Werte aufweisen. Das Verhältnis von Hemerobie zu Flächennutzung liegt in 2020 für alle Regionen und Szenarien bei einem niedrigen Wert um 0,45 für Dachanlagen und bei 0,88-0,93 für Freiflächenanlagen. Hierbei spielt eine Rolle, dass die Freiflächenanlagen direkt Flächen für die Nutzung belegen, während Dachanlagen auf bestehenden Dächern montiert werden, deren Flächenbelegung bereits dem Gebäude zugeschrieben wird. Lediglich im Rahmen des notwendigen Infrastrukturausbaus fällt für PV-Dachanlagen eine hemerobiegewichtete Landnutzung an.

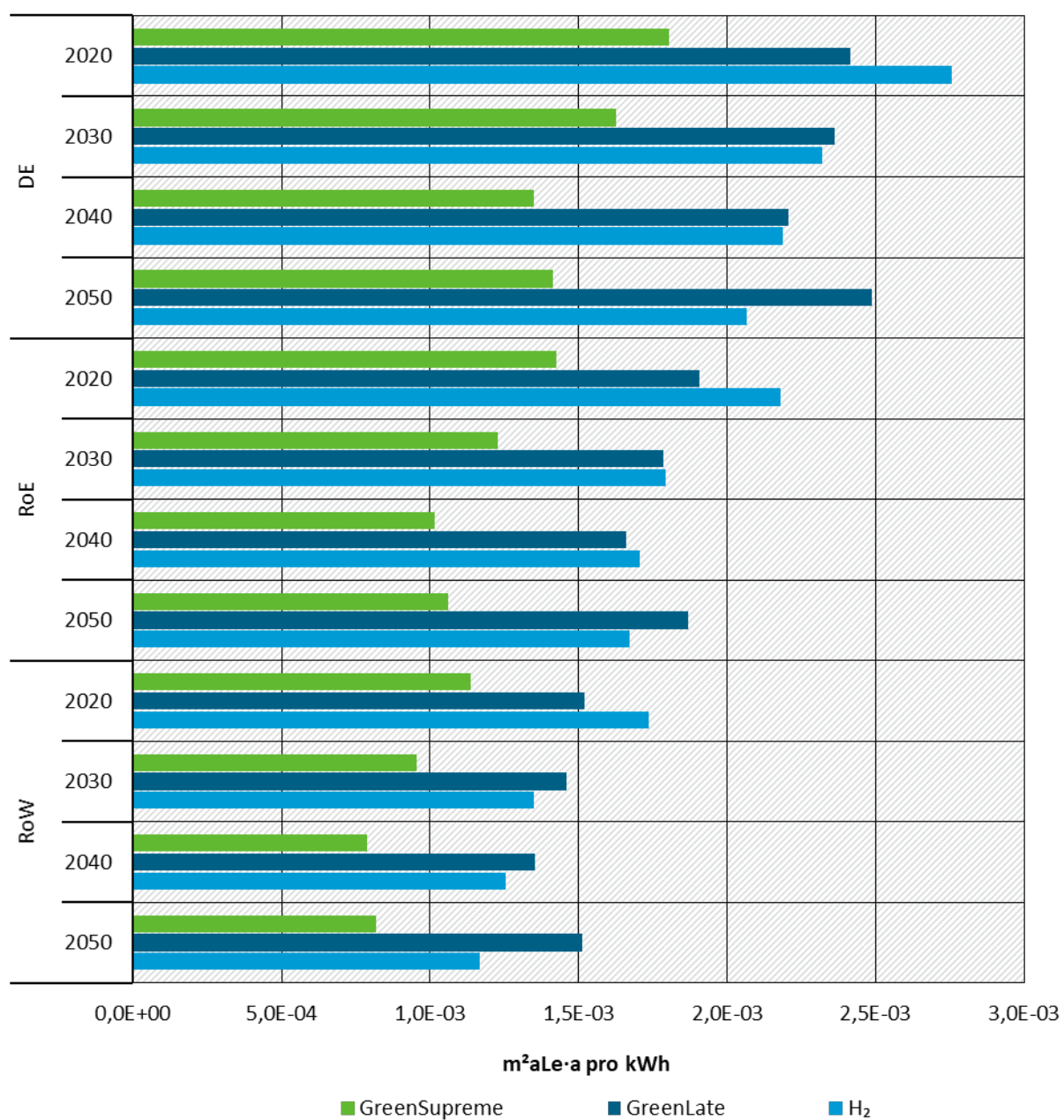
Für DE ergeben sich in 2050 gegenüber 2020 für alle Szenarien Reduktionen der spezifischen hemerobiegewichteten Landnutzung. Die durchschnittliche Naturnähe der in Anspruch genommenen Flächen verbessert sich bis 2050: Das Verhältnis von hemerobiegewichteter Landnutzung zur Flächennutzung auf Sachbilanzebene reduziert sich zwischen 2020 und 2050 für die Freiflächenanlagen leicht von 0,88-0,93 auf 0,83-0,89 – dies geschieht für alle Regionen im jeweiligen Szenario im gleichen Maß.

In 2050 liegt bei der hemerobiegewichteten Landnutzung der Freiflächenanlagen in DE in GreenSupreme eine Reduktion gegenüber 2020 von 28 % vor. Das H₂-Szenario zeigt eine ähnliche Entwicklung mit Reduktionen von 23 %; in GreenLate liegt eine etwas geringere Reduktion von 13 % vor. Bei den Dachanlagen liegen die Ausgangswerte der hemerobiegewichteten Landnutzung in 2020 deutlich niedriger als die der Freiflächenanlagen, basierend auf der fehlenden Berücksichtigung der Landnutzung der Dachflächen für PV-Anlagen. Die erreichte Reduktion bis 2050 für die Dachanlage liegt bei 22 % im GreenSupreme Szenario, sowie 25 % im H₂-Szenario. GreenLate zeigt lediglich eine geringe Reduktion um 2 %.

Das Ausgangsniveau in Europa ohne DE liegt für die Freiflächenanlagen 19 % niedriger als in DE, bei den Dachanlagen 21 % niedriger als in der Region DE, basierend auf den Vollaststunden in 2020 (DE 950 h; Europa ohne DE 1202 h). Für Europa ohne DE ergeben sich für die hemerobiegewichtete Landnutzung der Freiflächenanlagen Reduktionen in 2050 gegenüber 2020 von 31 % in GreenSupreme, 17 % in GreenLate, und 21 % im H₂-Szenario. Bei den Dachanlagen liegen die vergleichbaren Reduktionen je kWh erzeugtem Strom deutlich niedriger (GreenSupreme 25 %, GreenLate 3 %) als die der Freiflächenanlagen, mit Ausnahme des H₂-Szenarios mit einer vergleichbaren Reduktion um 22 %.

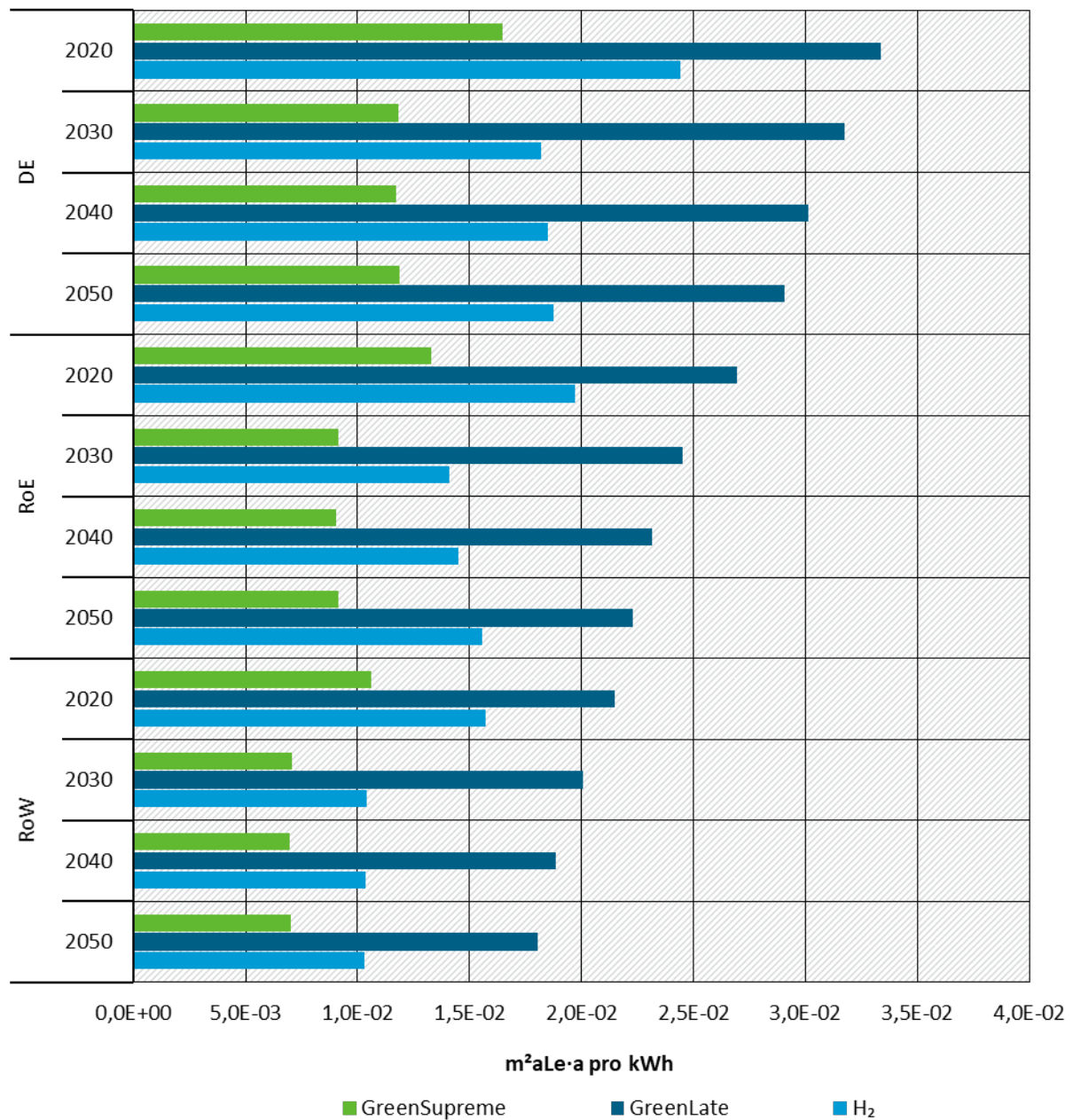
Das Ausgangsniveau in Welt ohne Europa liegt für die Freiflächenanlagen 36 % niedriger als in DE, bei den Dachanlagen 37 % niedriger als DE. Die Werte für hemerobiegewichtete Landnutzung in Welt ohne Europa liegen insgesamt niedriger als für DE und Europa ohne DE. Es ergeben sich Erhöhungen für den Flächenbedarf in 2050 gegenüber 2020 von 34 % bzw. 28 % (Freiflächen- bzw. Dachanlagen) in GreenSupreme, 34 % bzw. 33 % im H₂-Szenario, und 16 % in GreenLate für Freiflächenanlagen. Die Landnutzung der Dachanlagen verringert sich zwischen 2020 und 2050 im GreenLate-Szenario lediglich gering um 0,5 %.

Abbildung 66: Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Photovoltaik-Dachanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 67: Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – Photovoltaik Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

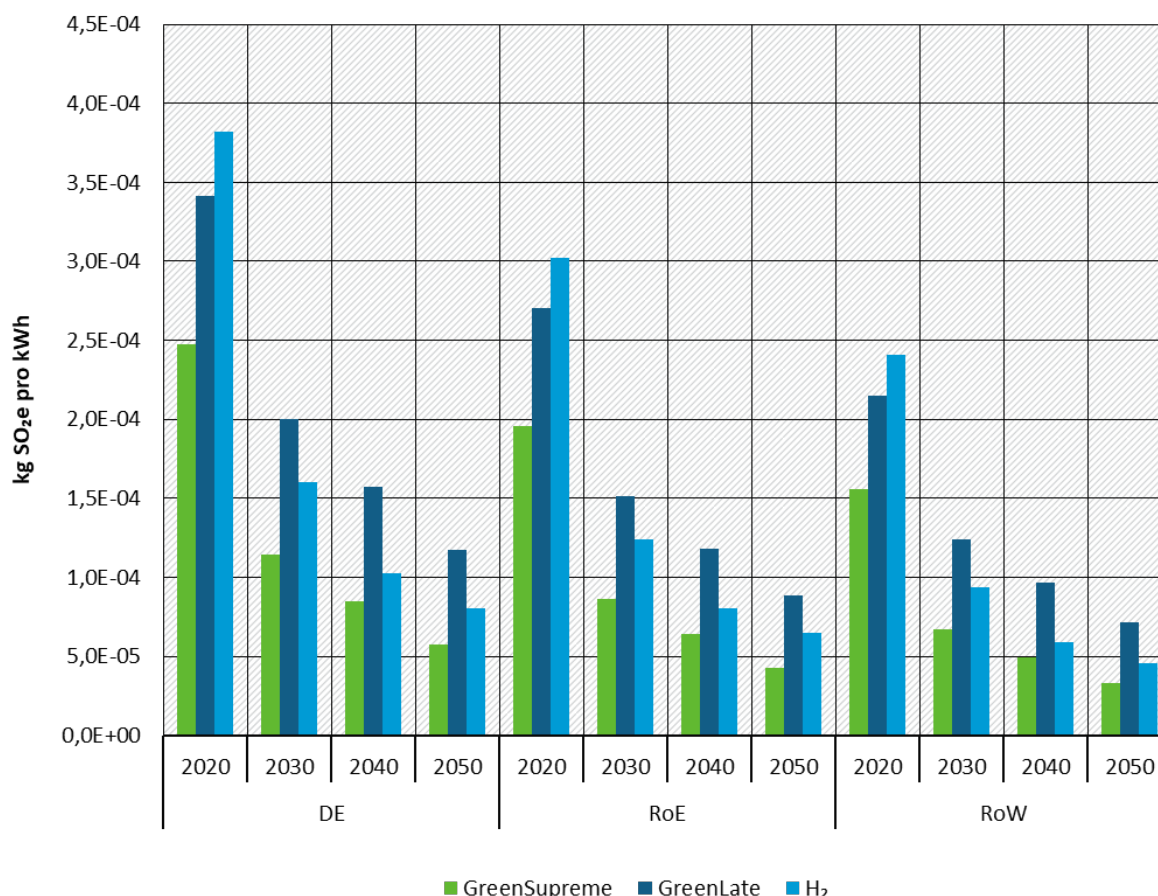
5.2.3.6 Versauerung

Die spezifischen Ergebnisse für die Versauerung sind in Abbildung 68 und Abbildung 69 dargestellt. Sie sind im Ausgangsniveau im Jahr 2020 unter anderem durch NO_x- und durch SO₂-Emissionen aus dem Strommix, (v.a. Kohlestrom, siehe Abschnitt 5.2.1.6) sowie durch die Herstellung von Kupfer, Aluminium, Silber und Glas für die PV-Module bedingt.

Die Ausgangsniveaus (2020) der Dach- und Freiflächenanlagen sind für DE höher als in den Regionen Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW). Der Verlauf ähnelt dem der Indikatoren GWP, KRA und Wasserbedarf; entsprechend liegen auch bei der Versauerung die Gründe in den Annahmen zum Betrieb der Anlagen (Volllaststunden und Effizienzen). In allen Szenarien und Regionen zeigen sich deutlich Reduktionen für die Versauerung über die betrachteten Stützjahre. Ca. 60-80 % der gesamten erreichten Reduktionen wird dabei bei den Freiflächenanlagen bereits in 2030 erreicht. Der Verlauf der Versauerung über die Stützjahre bei den Dachanlagen zeigt eine ähnlich starke Anfangsreduktion von 63-73 %.

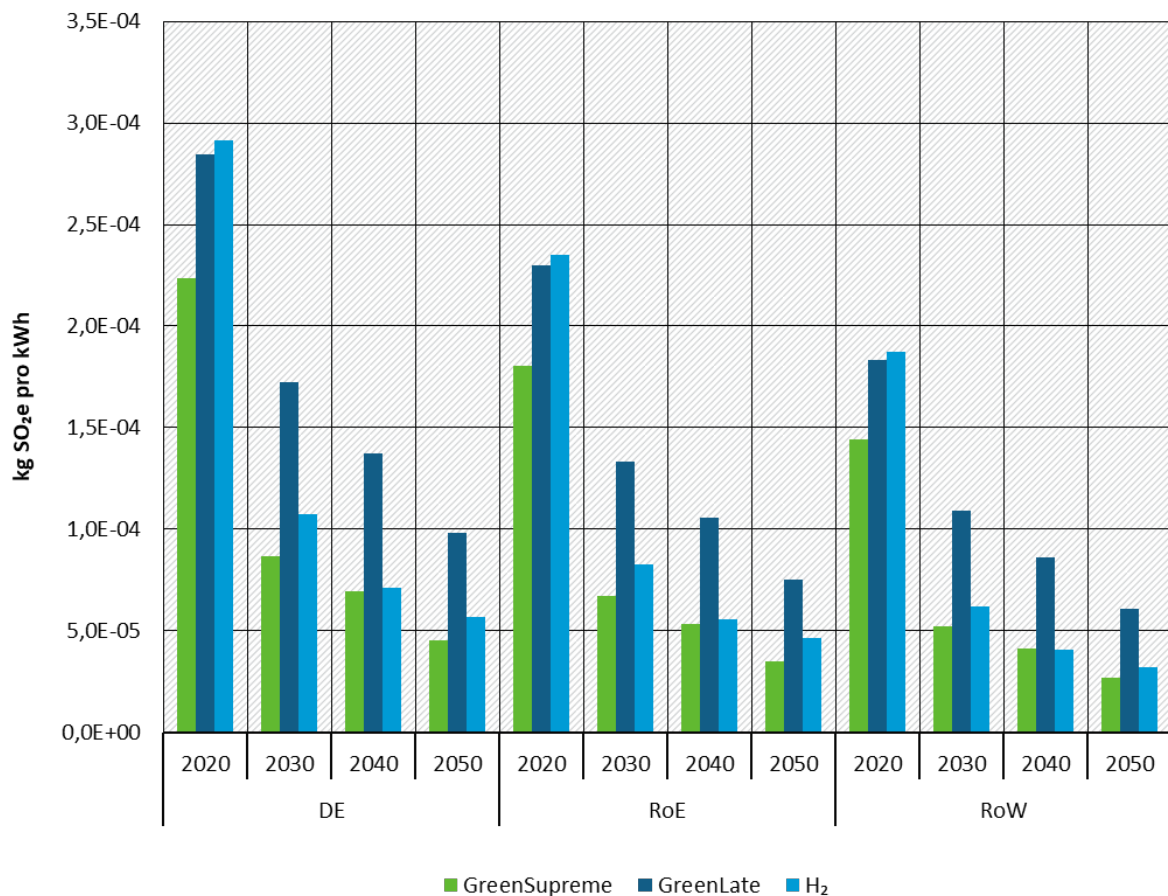
In DE werden bis 2050 gegenüber 2020 Reduktionen bei den Freiflächenanlagen um 80 % (GreenSupreme/H₂) und 66 % (GreenLate) erreicht. Die Reduktionen bei den PV-Dachanlagen fallen in DE sehr ähnlich aus. Die Endniveaus für die Freiflächenanlagen liegen somit zwischen 0,05 g SO₂e/kWh (Dachanlagen: 0,06-0,08 g SO₂e/kWh) für GreenSupreme/H₂ und bis zu 0,10 g SO₂e/kWh (Dachanlagen: 0,10 g SO₂e/kWh) für GreenLate im Regionenvergleich in DE am höchsten.

Abbildung 68: Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Photovoltaik-Dachanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 69: Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – Photovoltaikanlagen Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.3.7 Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch

Die spezifischen Ergebnisse für die Eutrophierung sind in Abbildung 70 und Abbildung 71 für PV-Dachanlagen sowie in Abbildung 72 und Abbildung 73 für Freiflächenanlagen aufgeführt.

Im Ausgangsniveau in 2020 liegt die aquatische Eutrophierung in DE 14 % unterhalb der Werte der Region Europa ohne DE (RoE) und 55 % unter den Gesamtwerten für Welt ohne Europa (RoW), erneut bedingt durch die Annahmen zu Volllaststunden der Onshore-WEA in 2020.

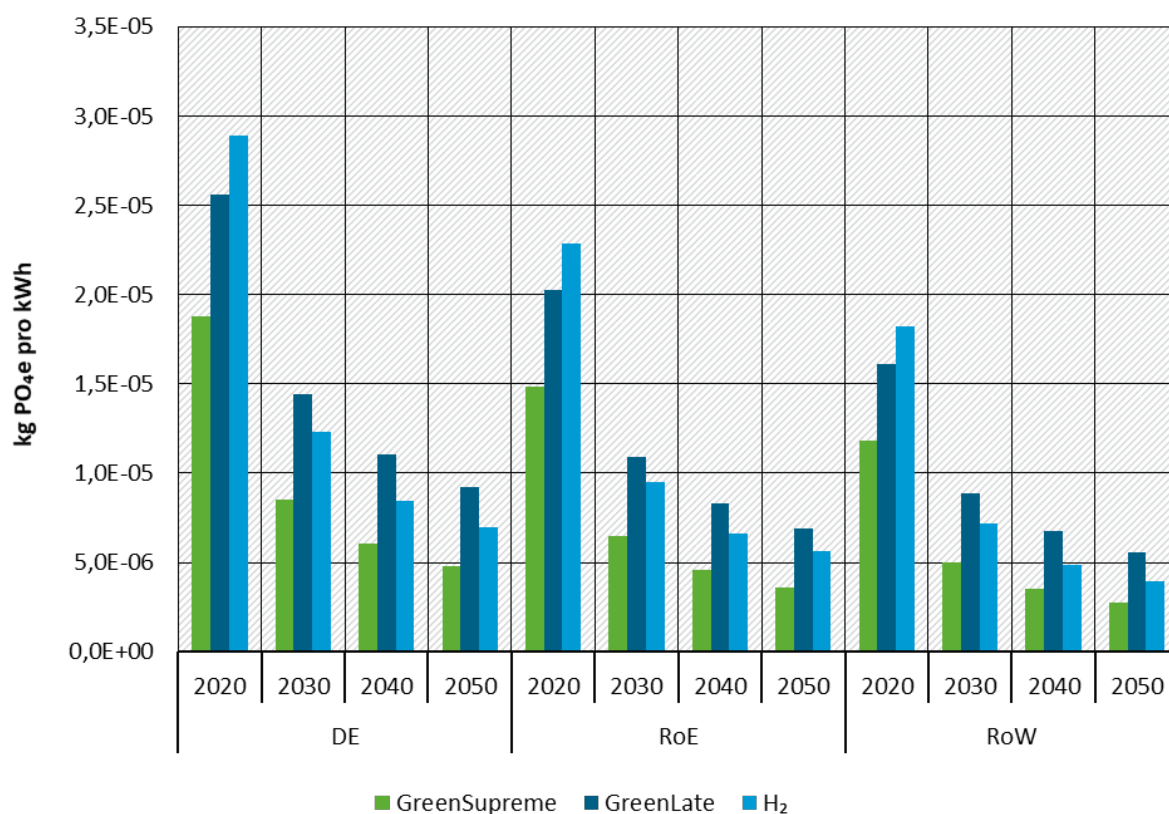
Geprägt wird die aquatische Eutrophierung vor allem durch Phosphate aus Braunkohle-Abraumhalden (in 2020 im Bedarf an Strom aus dem Strommix enthalten).

Die terrestrische Eutrophierung ist in 2020 vor allem durch NO_x-Emissionen bestimmt, die Ergebnisse für die Szenarien und die Regionen verlaufen ähnlich wie bei der Versauerung.

Durch die Defossilisierung der Stromerzeugung können eutrophierende Emissionen, die auf der Bereitstellung des Betriebsstroms der Anlagen basieren, in allen Szenarien und Regionen bis 2050 reduziert werden (siehe Abschnitt 5.2.1.7. zum Strommix). Zusätzlich reduziert sich infolge der höheren Materialeffizienz und Recyclingquoten der Bedarf an Metallen, die auch mit NO_x-Emissionen verbunden sind.

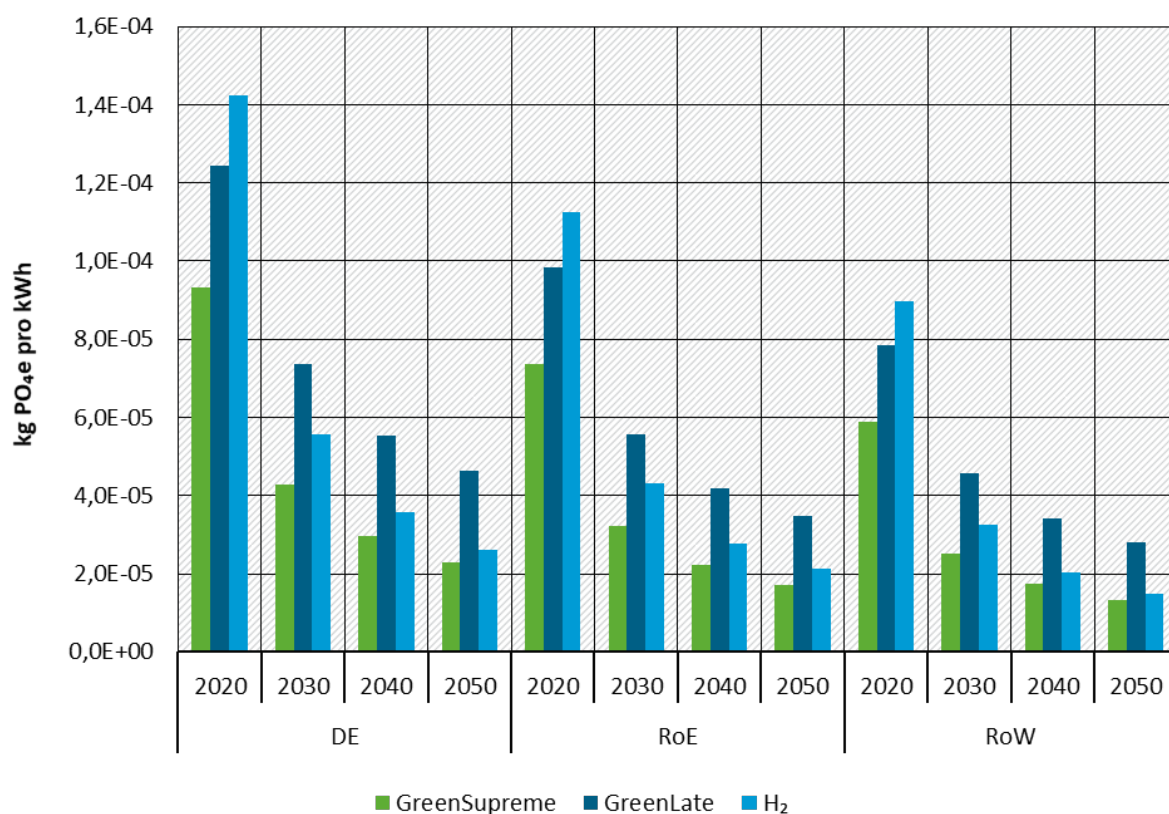
In DE und den Regionen RoE und RoW kann das spezifische Ergebnis für die Eutrophierung bis 2050 gegenüber 2020 um etwa 70-90 % reduziert werden.

Abbildung 70: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – Photovoltaik-Dachanlagen



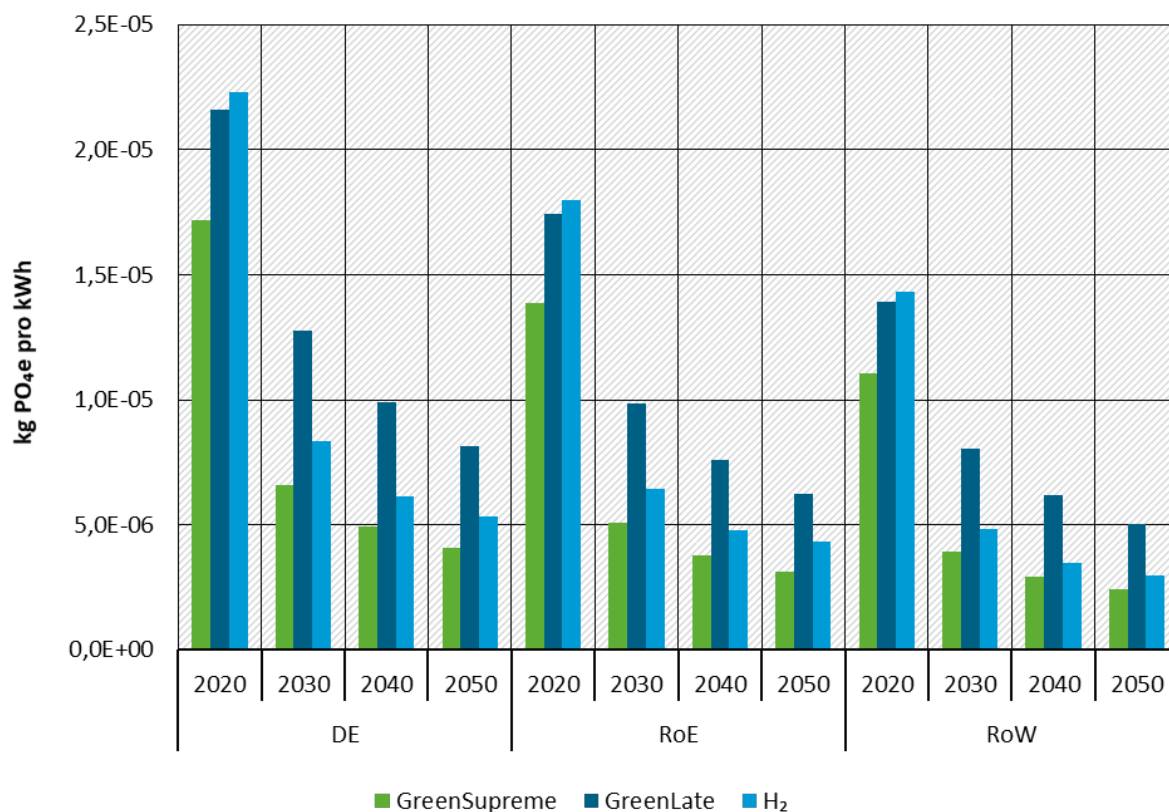
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 71: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – Photovoltaik-Dachanlagen



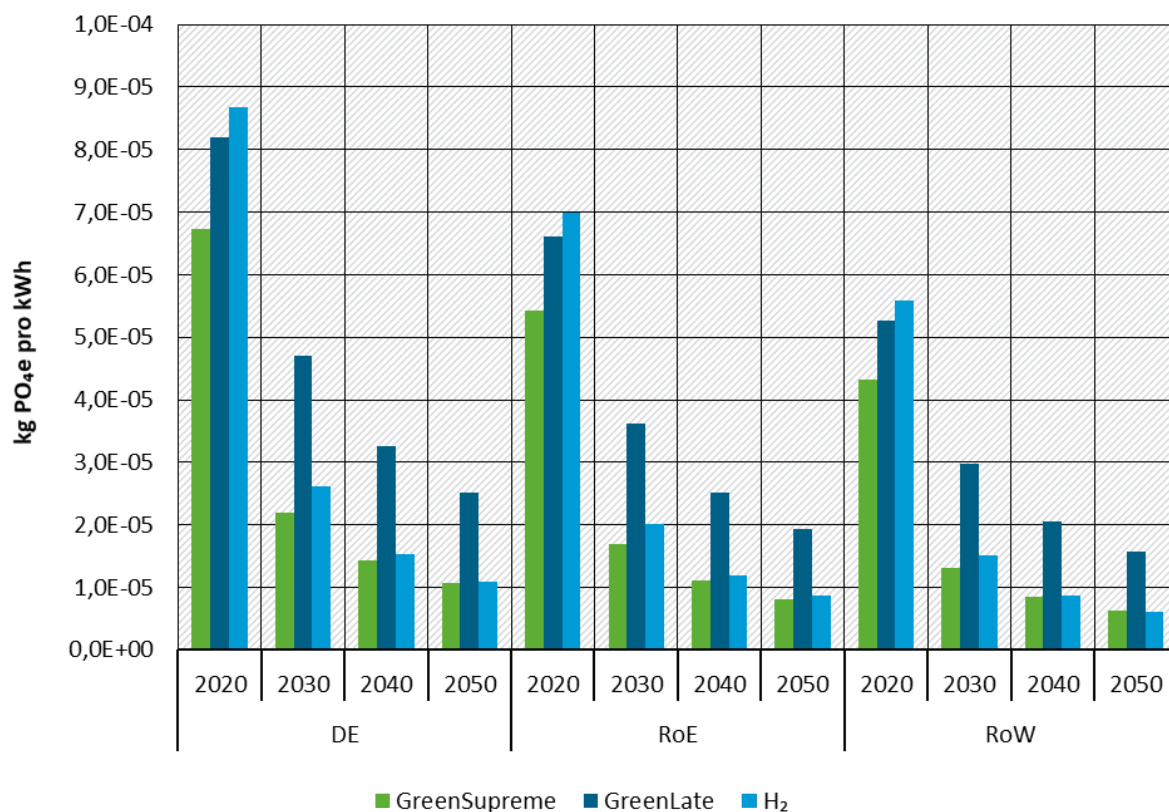
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 72: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – PV Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 73: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – PV Freiflächenanlagen



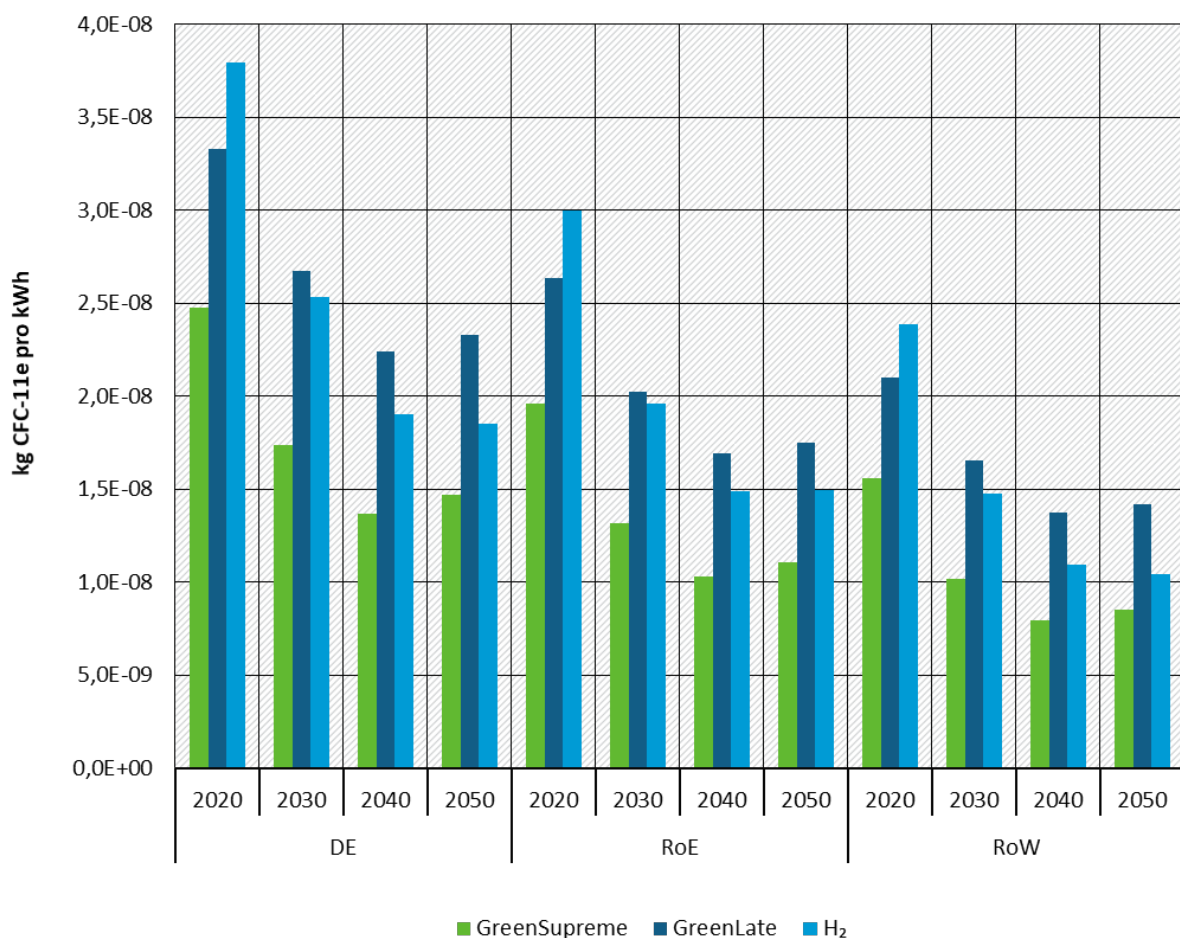
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.3.8 Ozonabbau

Abbildung 74 und Abbildung 75 zeigen die spezifischen Ergebnisse für den stratosphärischen Ozonabbau. Dank den internationalen Übereinkünften im Montrealer Protokoll in 1987 sind Emissionen von ozonabbauenden Substanzen mittlerweile deutlich gesunken, so dass sich die Ozonschicht erholt. Die hier gezeigten spezifischen Ergebnisse im ODP werden v. a. durch N₂O-Emissionen verursacht, die bei Verbrennungsprozessen entstehen.

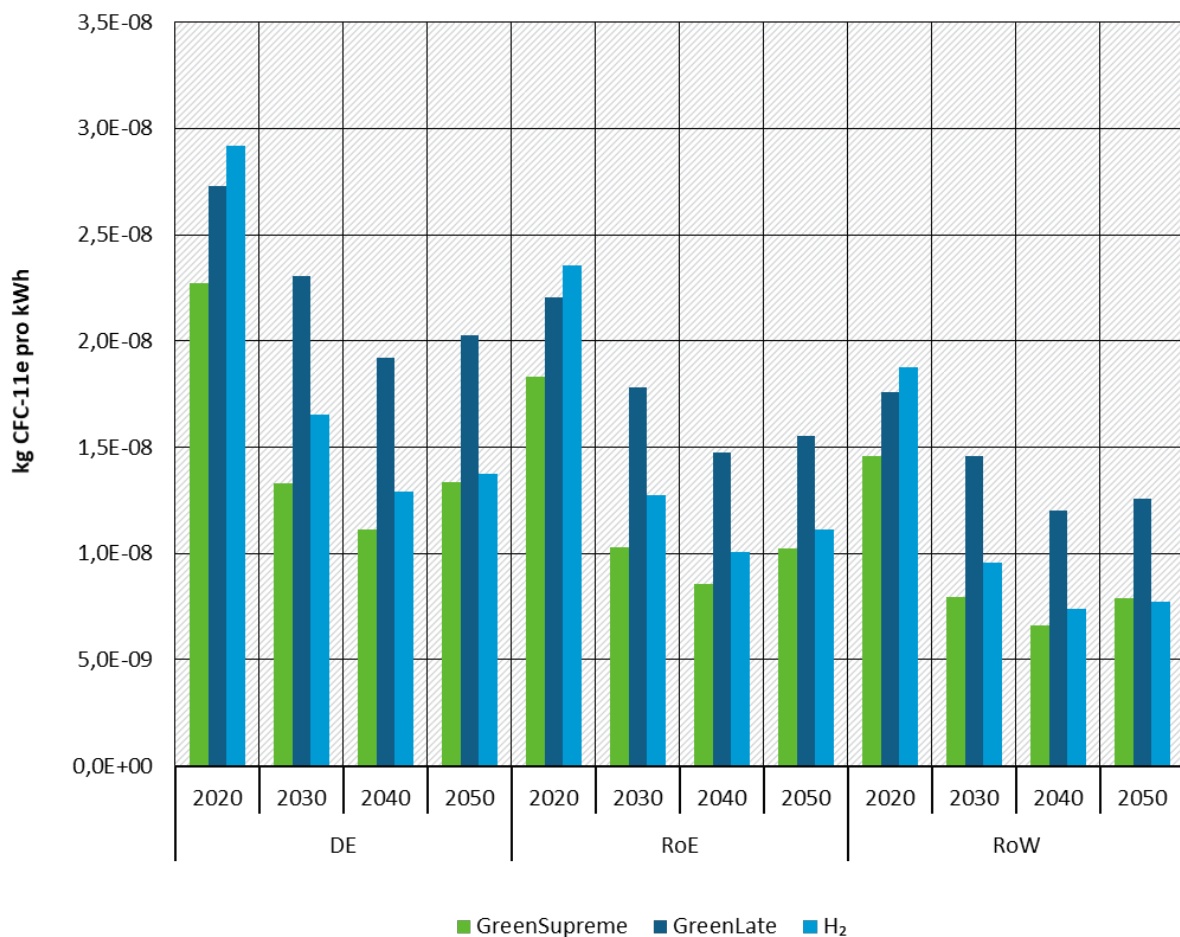
Bis 2040 zeigen die Werte für den Ozonabbau durch Stromproduktion aus PV-Anlagen einen ähnlichen Verlauf wie z. B. für die Versauerung. Im Gegensatz zur Situation bei Versauerung und den anderen gezeigten Indikatoren zeigen die Werte ab 2040 jedoch zum Teil nach anfänglicher Reduktion einen erneuten Anstieg der Emissionen, am auffälligsten bei den Green-Szenarien. Dies kann im Wesentlichen darauf zurückgeführt werden, dass in der letzten Dekade der Defossilisierung davon ausgegangen wird, dass fossile Kohlenwasserstoffe in Industrieprozessen durch PtX ersetzt werden. Wie in Kapitel 5.1.3.7 dargestellt, wird für die CO₂-Abscheidung (DAC) eine Anlagenkomponente verwendet, die spezifisch hohe ODP-relevante Emissionen verursacht. Eine zuvor deutliche Reduktion bis 2040 wird hier teilweise wieder zurückgenommen. Die Zunahme ist kritisch zu hinterfragen und kann technisch vermieden werden (s. a. weitere Ausführung in Kapitel 5.1.3.7). Anders als bei den WEA ist diese Erhöhung zwischen 2040 und 2050 bei den PV-Anlagen nicht so signifikant, dass sich insgesamt eine Erhöhung der Werte zwischen 2020 und 2050 ergäbe.

Abbildung 74: Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Photovoltaik-Dachanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 75: Spezifisches Ergebnis Ozonabbau (ODP) – Photovoltaik Freiflächenanlagen



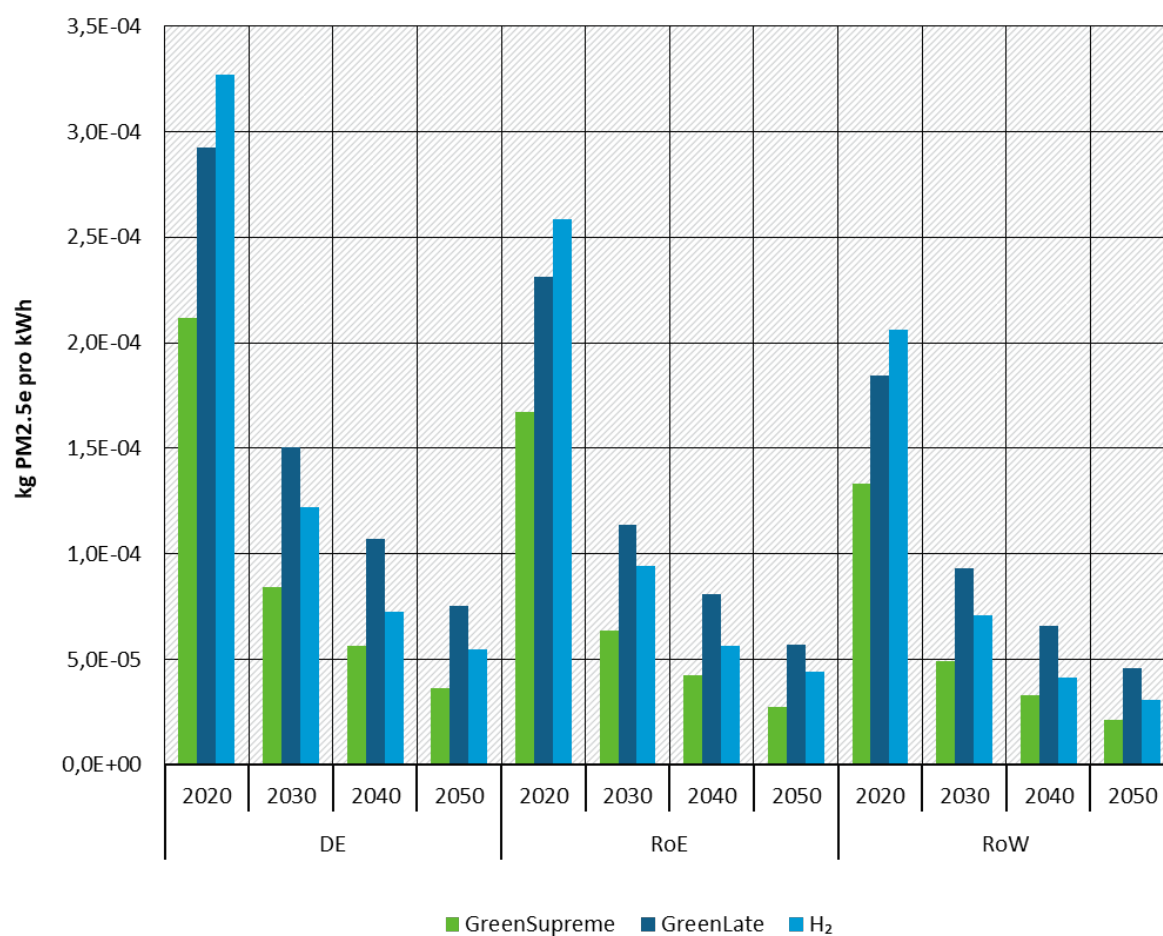
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.3.9 Feinstaub

Abbildung 76 und Abbildung 77 zeigen die spezifischen Ergebnisse für Feinstaub (PM_{2,5}). Die Ergebnisse werden überwiegend durch Sekundärpartikel aus den Sekundärpartikelbildnern NO_x und SO₂ geprägt und sind deswegen den spezifischen Ergebnissen für die Versauerung sehr ähnlich (vergleiche Abbildung 68 und Abbildung 69). Auch hier zeigen sich in allen Szenarien und Regionen deutliche Reduktionen durch die Energiewende; und auch hier wird ein Großteil dieser Reduktionen in DE bereits in 2030 erreicht. Bis 2050 liegen die Reduktionen gegenüber 2020 für alle Regionen bei 74-86 % für die PV-Dach- und Freiflächenanlagen gleichermaßen. Die Reduktionen im GreenLate-Szenario befinden sich im unteren Bereich dieses Spektrums, während GreenSupreme/H₂ im oberen Bereich etwa gleichauf liegen.

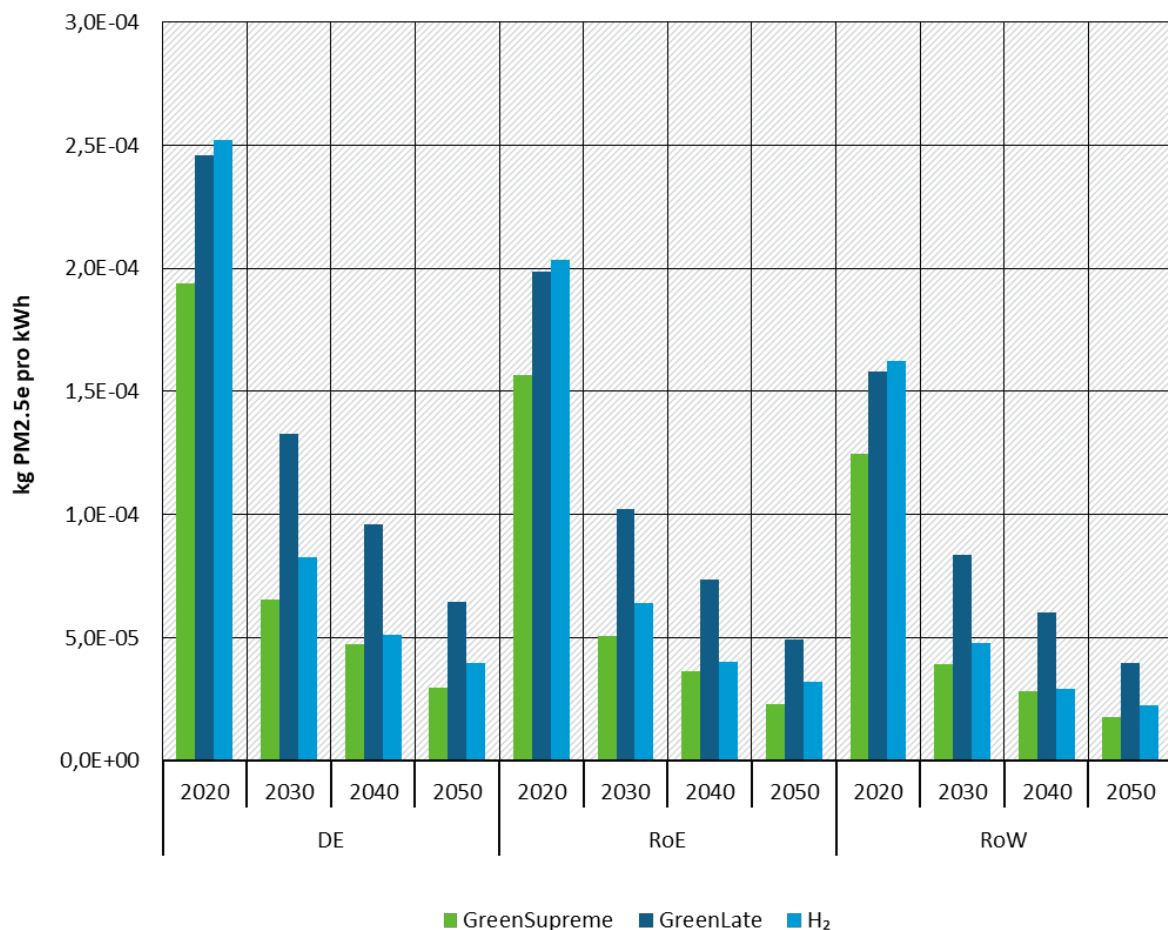
Das GreenLate-Szenario zeigt in 2050 für alle Regionen die höchsten Feinstaubbelastungen, basierend auf der verspäteten Defossilisierung gegenüber GreenSupreme und dem H₂-Szenario.

Abbildung 76: Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Photovoltaik-Dachanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 77: Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM2.5) – Photovoltaik Freiflächenanlagen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.4 Power-to-X

Im vorliegenden Kapitel zu den Power-to-X (PtX)-Schlüsseltechnologien werden die Ergebnisse für die Verbrauchsregion DE dargestellt. Aufgrund der Fokussierung auf die deutsche Energiewende und zur Verbesserung der Übersichtlichkeit sind die Ergebnisse für die anderen Verbrauchsregionen Europa ohne DE und die Welt ohne Europa nicht graphisch dargestellt. In den folgenden Ergebnisabbildungen wurde auch aus dem gleichen Grund auf das Stützjahr 2040 verzichtet; die Ergebnisse für 2040 liegen erwartungsgemäß zwischen denen für 2030 und 2050. In der separaten Exceldatei werden die PtX-Ergebnisse anderer Regionen und auch für 2040 gezeigt.

Die zentralen Parameter (Standort, Strommix, Volllaststunden, Speicher, Transport) wurden mit dem UBA abgestimmt und sind in Anhang A.2.4 bis A.2.7 aufgeführt. Grundlegende Annahme ist, dass für die PtX-Herstellung nur erneuerbarer Strom aus Onshore-, Offshore-WEA und PV-Anlagen verwendet wird.

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der ausgewählten Umweltwirkungskategorien für fünf PtX Energieträger nebeneinander dargestellt: Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse, Methan (Synthetic Natural Gas, SNG) hergestellt mit CO₂ aus Direct Air Capture (DAC), Methanol mit DAC, Fischer-Tropsch (FT-)Kraftstoff mit DAC und FT-Kraftstoff mit CO₂ aus Punktquellen (Emissionen von Kraftwerken oder Zementwerken). Der Wasserstoff wird in allen Szenarien innerhalb der Verbrauchsregion oder in naheliegenden Ländern erzeugt. Für

SNG gilt ebenfalls diese Annahme in GreenSupreme und in dem H₂-Szenario; in GreenLate erfolgt die SNG-Herstellung in Ländern mit günstigeren Standortbedingungen für die EE-Stromerzeugung, und der Import erfolgt per Pipeline über 2.000 km bis 3.000 km. Methanol wird in den Green-Szenarien aus Ländern mit günstigen Standortbedingungen per Schiff importiert, im H₂-Szenario hingegen innerhalb der Verbrauchsregion aus Wasserstoff synthetisiert. Die FT-Kraftstoffe werden in allen Szenarien aus Ländern mit günstigen Standortbedingungen (Proxy Marokko) importiert (Details finden sich im Anhang A.2.4 bis A.2.7).

5.2.4.1 Klimawandel

Abbildung 78 zeigt die Ergebnisse für den Klimawandel (GWP) für die unterschiedlichen PtX-Energieträger in DE in den Jahren 2020, 2030 und 2050 für alle Szenarien. Im Jahr 2020 liegt der Ausstoß an Treibhausgasen von Strom aus der Produktion von PtX-Kraftstoffen zwischen 6 g CO₂e/MJ (für Elektrolyse-Wasserstoff im H₂-Szenario) und 35 g CO₂e/kWh (für FT-Kraftstoff mit CO₂ aus Punktquellen im GreenLate-Szenario).

Dabei liegen im Szenarienvergleich im Ausgangsjahr 2020 – aber auch in den anderen Stützjahren – die Ergebnisse für das GreenLate-Szenario durch die verzögerte Defossilisierung am höchsten. Das H₂-Szenario zeigt für Elektrolyse-Wasserstoff, Methan und Methanol in 2020 und den anderen Stützjahren günstigere Ergebnisse als das ambitionierte GreenSupreme-Szenario. Grund hierfür ist die Annahme zur Stromproduktion im H₂-Szenario, die bereits in 2020 zu über 70 % Strom aus Onshore-WEA beinhaltet, lediglich 5 % des Stroms werden aus PV-Anlagen bezogen. Die Green-Szenarien dagegen zeigen einen höheren Anteil an Strom aus PV-Freiflächenanlagen (24 %, siehe Tabelle 20 in Anhang A.2.4); darüber hinaus sind die Annahmen zu den Volllaststunden der WEA im H₂-Szenario vorteilhafter als in den Green-Szenarien. In 2020 hat Strom aus PV-Freiflächenanlagen in DE dabei einen mehr als doppelt so hohen GWP verglichen mit WEA. Bei den PtX-FT-Kraftstoffen schneidet in 2020 das GreenSupreme-Szenario am vorteilhaftesten ab: Hier wird für die Stromversorgung kein hoher Anteil WEA angenommen, so dass dieser Vorteil entfällt (2020 entspricht 2030, siehe Tabelle 23 in Anhang A.2.7).

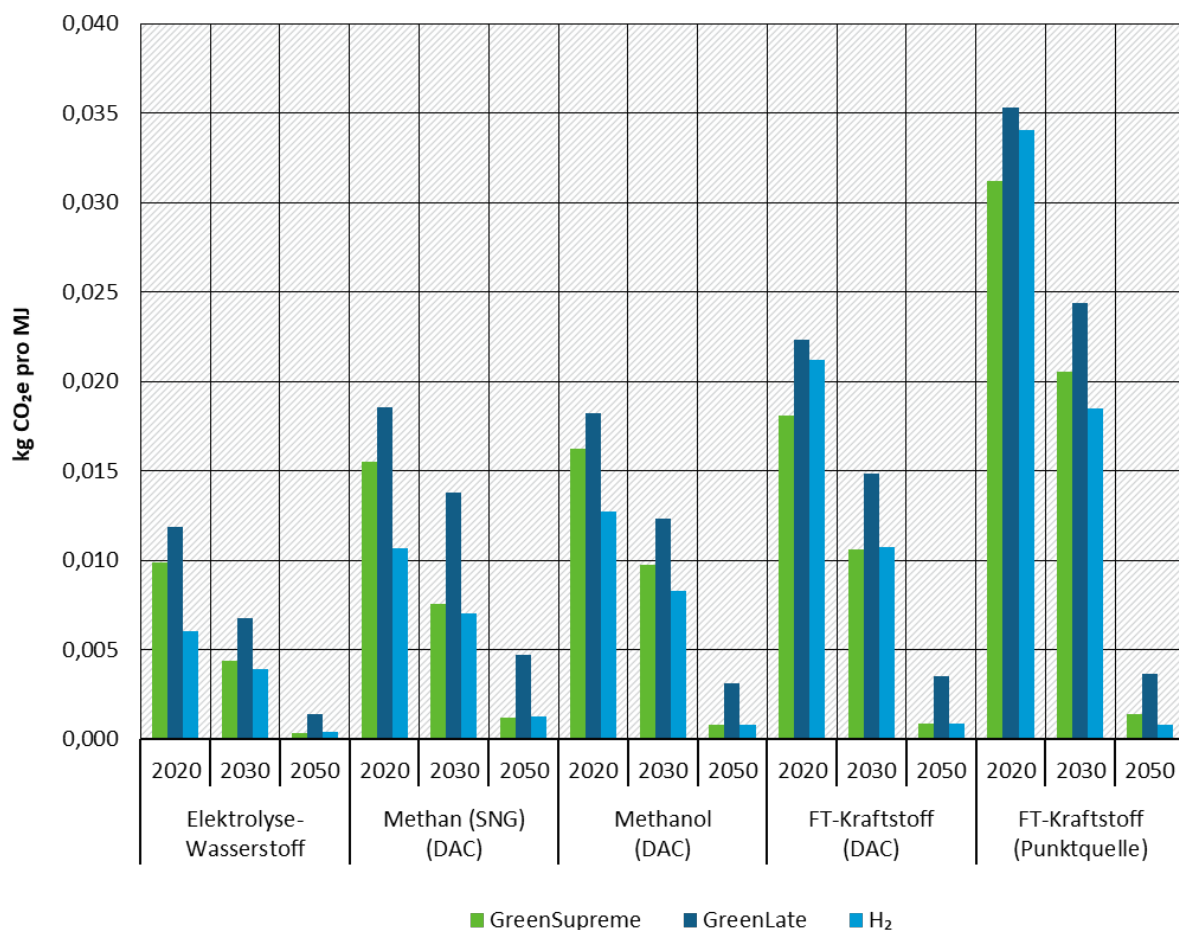
Beim Klimawandel, der durch den Einsatz fossiler Energieträger beim Anlagenbau und für den Betriebsstrom der Anlagen beeinflusst wird, zeigt sich die zu erwartende Reduktion der Ergebnisse auf nahezu Null in 2050, abgesehen vom GreenLate-Szenario mit verzögerter Defossilisierung. Gleichzeitig haben die PtX-Energieträger, je nach Produktionspfad unterschiedliche GWP-Startwerte: Wasserstoff aus der Elektrolyse wird zur Hydrierung bei der Produktion der kohlenstoffhaltigen PtX eingesetzt.

Der GWP für Wasserstoff liegt in 2020 bei 6-12 g CO₂e/MJ und reduziert sich bis 2050 um 88-96 % auf 0,4-1,3 g CO₂e/kWh. Bei Methan (SNG) wird eine Reduktion von 74-92 % erreicht, von Ausgangswerten um 11-19 g CO₂e/MJ in 2020 zu 1,2-4,7 g CO₂e/MJ in 2050. Die Ausgangswerte von Methanol in 2020 liegen ähnlich wie bei Methan bei 12-18 g CO₂e/MJ und reduzieren sich um 83-95 % bis 2050 auf 0,8-3,1 g CO₂e/MJ, so dass Methanol einen leicht niedrigeren GWP erreicht als synthetisches Methan. Etwas höhere Startwerte zeigt FT-Kraftstoff (DAC) mit 18-22 g CO₂e/MJ, erreicht durch eine Reduktion um 84-95 % jedoch Zielwerte in 2050 um 0,9-3,5 g CO₂e/MJ, die denen von Methanol nahekommen. FT-Kraftstoff mit CO₂ aus Punktquellen dagegen zeigt die höchsten Startwerte von 31-35 g CO₂e/MJ, kann jedoch mit der höchsten relativen Reduktion unter den betrachteten PtX-Kraftstoffen (90-98 %) Zielwerte von 0,8-3,8 g CO₂e/MJ erreichen und in 2050 bessere Ergebnisse vorweisen als synthetisches Methan.

Im Szenarienvergleich in 2050 liegen die Ergebnisse des H₂-Szenarios am niedrigsten mit 0,4 g CO₂e/MJ für Wasserstoff, 8-9 g CO₂e/MJ für Methanol und die FT-Kraftstoffe und 1,2 g CO₂e/MJ für Methan. Das GreenSupreme-Szenario zeigt nahezu die gleichen Ergebnisse für die PtX-Produkte wie das H₂-Szenario, abgesehen von den FT-Kraftstoffen mit CO₂ aus Punktquellen, die hier mit 1,4 g CO₂e/MJ schlechter abschneiden. Am ungünstigsten liegen die GWP-Werte in 2050 für das GreenLate-Szenario mit 1,4 g CO₂e/MJ für Wasserstoff und 3,1-3,8 g CO₂e/MJ für Methanol und die FT-Kraftstoffe und 4,7 g CO₂e/MJ für synthetisches Methan.

Diese signifikanten Reduktionen zwischen 2020 und 2050 werden angetrieben durch die Defossilisierung der erneuerbaren Strombereitstellung.

Abbildung 78: Spezifisches Ergebnis Klimawandel (GWP) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.4.2 Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch

Die Ergebnisse für den kumulierten Rohstoffwand (KRA) abiotisch in Abbildung 79 zeigen den Rohstoffaufwand in kg/MJ (im Text erwähnte Werte häufig in g/MJ). Der KRA zeichnet insgesamt ein ähnliches Bild wie der Indikator Klimawandel. Die Reduktion bis 2050 fällt für den KRA weniger stark aus als beim GWP, da ersterer neben den Energierohstoffen weitere Materialbedarfe beinhaltet: Baumineralien und Metalle. Im Jahr 2020 liegt der KRA für PtX-Energieträger in DE zwischen 27 g/MJ für Wasserstoff (H₂-Szenario) und 64 g/MJ für FT-Kraftstoff (mit CO₂ aus Punktquellen, GreenLate), wobei die KRA-Ergebnisse im

Szenarienvergleich generell im H₂-Szenario relativ gesehen schlechter abschneiden als es beim GWP zu beobachten ist.

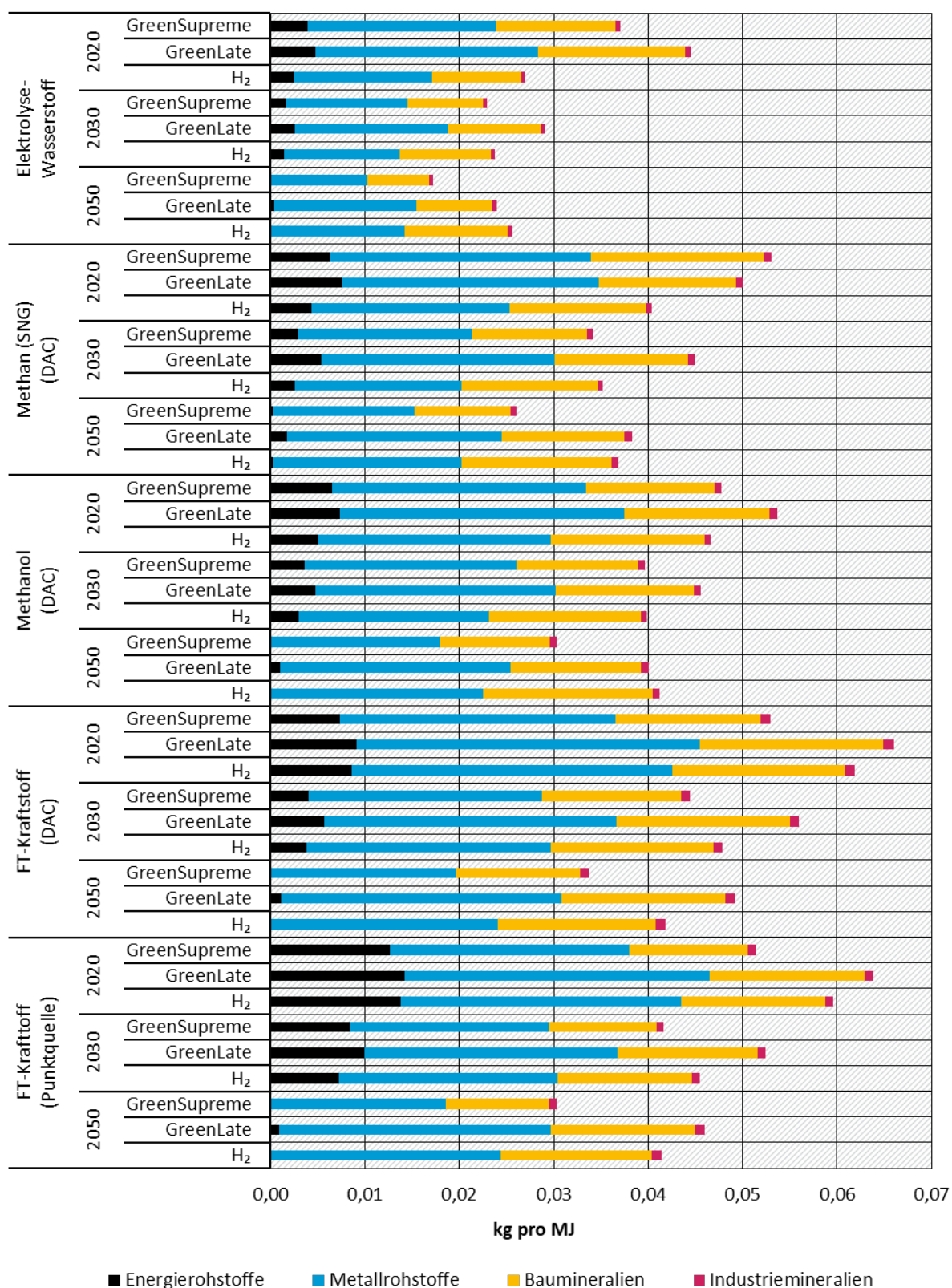
Die Startwerte des gesamt KRA für die PtX-Energieträger in 2020 liegen zwischen 27-45 g/MJ für Wasserstoff und 51-66 g/MJ für FT-Kraftstoffe. Die Werte für Methan und Methanol in 2020 liegen etwas niedriger als die der FT-Kraftstoffe um die 40-54 g/MJ. Dabei spielen die Metallrohstoffe in 2020 mit je 49-56 % die größte Rolle, der Anteil der Baumineralien stellt 25-35 % des Gesamtergebnisses dar. In 2020 leisten die Energierohstoffe noch einen signifikanten Beitrag zum KRA mit um die 10 % (Wasserstoff) bis zu 25 % (FT-Kraftstoff mit CO₂ aus Punktquellen). Die Industriemineralien spielen insgesamt eine zu vernachlässigende Rolle im gesamt-KRA.

Die Werte für den KRA Energierohstoffe reduzieren sich dank der Defossilisierung auf nahezu Null in den GreenSupreme/H₂-Szenarien (0,02 g/MJ für Wasserstoff, etwa 0,05 g/MJ für Methanol und die FT-Kraftstoffe, und 0,2 g/MJ für Methan); das GreenLate-Szenario zeigt aufgrund der verzögerten Defossilisierung in 2050 etwa 10–20-mal höhere Zielwerte als die GreenSupreme/H₂ (0,4 g/MJ für Wasserstoff, um die 1,0 g/MJ für Methanol und die FT-Kraftstoffe, und 1,8 g/MJ für Methan).

Die Metallrohstoffe spielen auch in 2050 noch die wichtigste Rolle für den Gesamt-KRA und tragen statt 49-56 % in 2020 54-63 % zum Gesamtergebnis bei. Die spezifischen Beiträge reduzieren sich zum Teil um 10-13 g/MJ auf die Hälfte des Ausgangswertes (für Wasserstoff und Methan in GreenSupreme); bei den anderen Energieträgern beträgt die Reduktion in GreenSupreme ein Drittel oder ein Viertel. Im H₂-Szenario ist zum Teil eine sehr viel geringere Reduktion der Metallrohstoffe von 3-9 % oder lediglich 0,5-2 g/MJ zu beobachten (Wasserstoff, Methan, Methanol).

Der Beitrag der Baumineralien zeigt in GreenSupreme ebenfalls Reduktionen von bis zu 50 % (Wasserstoff, Methan) bzw. um die 15 % (Methanol, FT-Kraftstoffe). Im H₂-Szenario sind zwischen 2020 und 2050 zum Teil Erhöhungen des Bedarfs an Baumaterialien zu verzeichnen: für Wasserstoff erhöht sich in diesem Szenario der Bedarf an Steinen um 15 %, für Methan/Methanol um etwa 10 % und für FT-Kraftstoffe (Punktquellen) um 5 %.

Abbildung 79: Spezifisches Ergebnis kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.4.3 Kumulierter Energieaufwand

Die spezifischen Ergebnisse für den kumulierten Energieaufwand (KEA) für die PtX Energieträger in DE sind in Abbildung 80 unterteilt nach den Anteilen KEA fossil, KEA nuklear und KEA regenerativ aufgeführt. Dominiert werden die Ergebnisse vom regenerativen Energieaufwand, basierend auf der Stromerzeugung über WEA und PV-Anlagen, deren Anteile am für PtX verwendeten Strommix in Anhang A.2.4 bis A.2.7 für die einzelnen PtX-Produkte tabellarisch aufgeführt sind.

Der Gesamt-KEA bleibt über die Jahre in allen Szenarien nahezu unverändert und sinkt zwischen 2020 und 2050 nur leicht von etwa 1,8 auf 1,4 MJ/MJ für Wasserstoff, von 2,3 auf 1,8 MJ/MJ für Methan/Methanol, von 3,1 auf 2,3 MJ/MJ für FT-Kraftstoffe. Die Reduktion beträgt dabei je nach Szenario und Kraftstoff 0,1-0,5 MJ/MJ oder zwischen 5 % und 19 %, wobei die niedrigsten absoluten und relativen Reduktionen beim FT-Kraftstoff (Punktquellen) in GreenLate/H₂ zu beobachten sind.

Die Stromerzeugung für PtX stammt zu einem großen Teil aus WEA, daher zeigen die Ergebnisse für PtX ähnliche Verläufe wie die Ergebnisse für WEA (siehe Kap.5.2.2).

Der Anteil KEA fossil ist gering, wobei der absolute fossile Anteil sich (abgesehen von den Ergebnissen des nicht vollständig defossilisierten GreenLate-Szenarios) zwischen 2020 und 2050 auf nahezu Null (je nach PtX 1-4 kJ/kWh) reduzieren lässt. Die fossilen Anteile des KEA verbleiben mit einem Beitrag von 15-66 kJ/kWh aufgrund der verzögerten Entwicklung im GreenLate-Szenario auch in 2050 noch Teil des Gesamt-KRA für alle Produkte, mit den niedrigsten Werten für Wasserstoff und den höchsten für Methan; Methan zeigt hohe Werte basierend auf dem (in GreenLate noch nicht komplett defossilisierten) Betriebsstrom für Onshore-WEA, während die anderen PtX (Methanol und FT-Kraftstoff) geringere Anteile an Onshore-WEA nutzen. In DE fällt dieser Unterschied aufgrund der geringen Volllaststunden der Onshore-WEA in 2020 besonders ins Gewicht.

Der nukleare Anteil des KEA bezieht sich auf Strombedarfe aus Kernenergie. Die Anteile sind so gering, dass sie in der Graphik kaum sichtbar sind. Der nukleare Anteil reduziert sich für alle Produkte in den Green-Szenarien auf nahezu Null, lediglich im H₂-Szenario verbleiben aufgrund des erhöhten Strombedarfs für Wasserstoff Anteile über Stromimporte nach Deutschland und über importierte PtX-Produkte.

Der regenerative Anteil des KEA trägt in 2020 87-96 % zum Gesamtergebnis bei. In 2050 liegt der regenerative Beitrag bei 97-100 %; verbleibende nicht-regenerative Anteile bestehen hauptsächlich im verbleibenden fossilen Anteil des KEA aus nicht vermeidbaren fossilen Quellen.

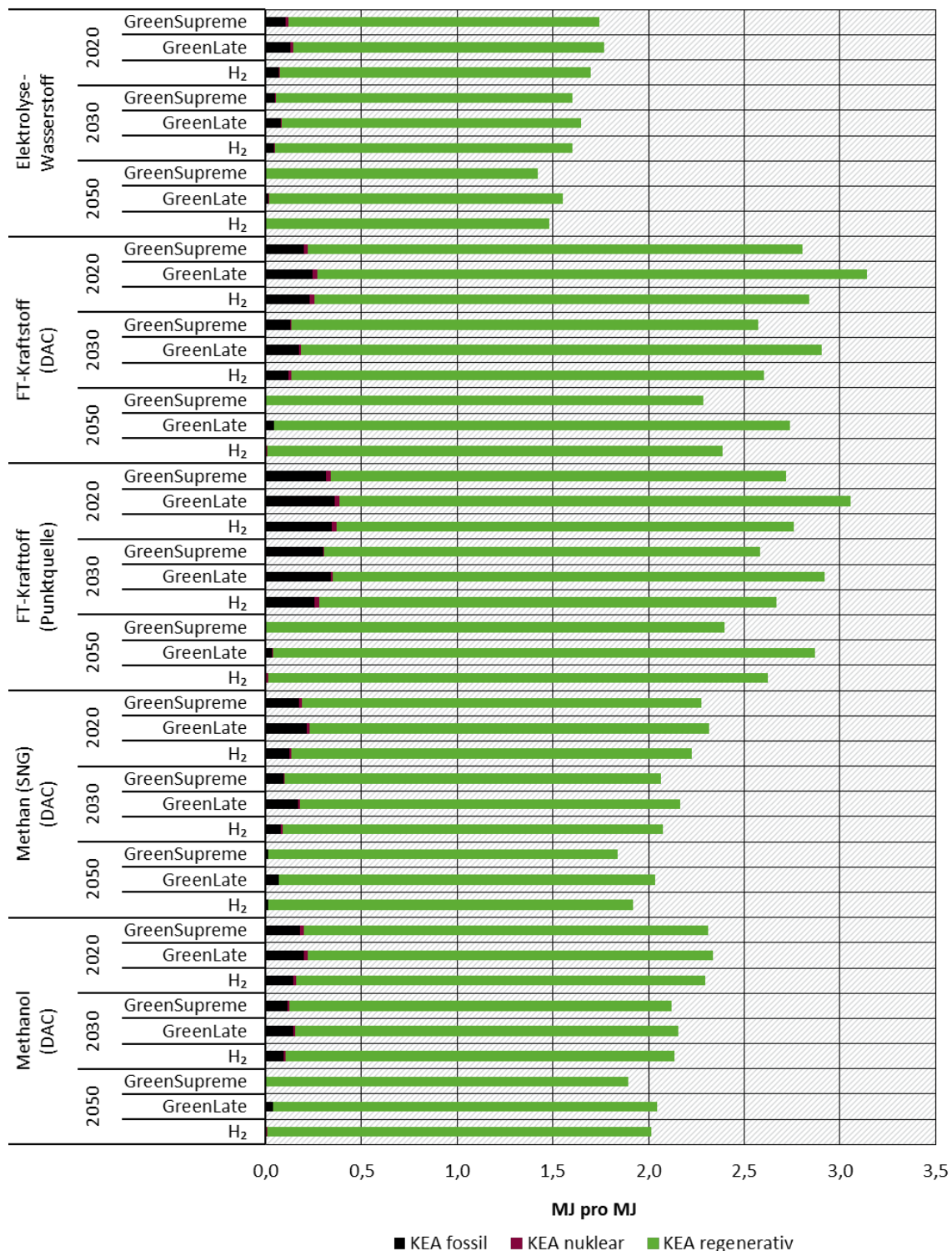
Während sich der fossile Anteil des KEA im Supreme und H₂-Szenario auf nahezu Null reduziert, erhöht sich in diesen Szenarien jeweils der regenerative KEA um einen ähnlichen Wert und ersetzt den fossilen Beitrag, um den benötigten Energieaufwand der Anlagen zu decken.

Der KEA nuklear spielt in allen Regionen und Szenarien eine vernachlässigbare Rolle und bezieht sich auf den Anteil des Energiebedarfs der WEA, der in Kernkraftwerken erzeugt wird. In Abbildung 42 und Abbildung 43 ist der nukleare Anteil kaum sichtbar; er reduziert sich in allen Regionen in den Green-Szenarien auf nahezu Null (deutlich unter 1 kJ/kWh) in 2050, während er im H₂-Szenario aufgrund des erhöhten Strombedarfes für Wasserstoff und der damit verbundenen Importen auch nach DE in 2050 noch bei etwa 5-8 kJ/kWh liegt.

Der erhöhte Strombedarf im H₂-Szenario führt dazu, dass in allen Regionen in 2050 sowohl für Onshore- als auch Offshore-WEA das H₂-Szenario in Bezug auf den KEA schlechter abschneidet

als das GreenLate-Szenario, selbst wenn der Strombedarf für die Wasserstofferzeugung regenerativ gedeckt wird²².

Abbildung 80: Spezifisches Ergebnis kumulierter Energieaufwand (KEA) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

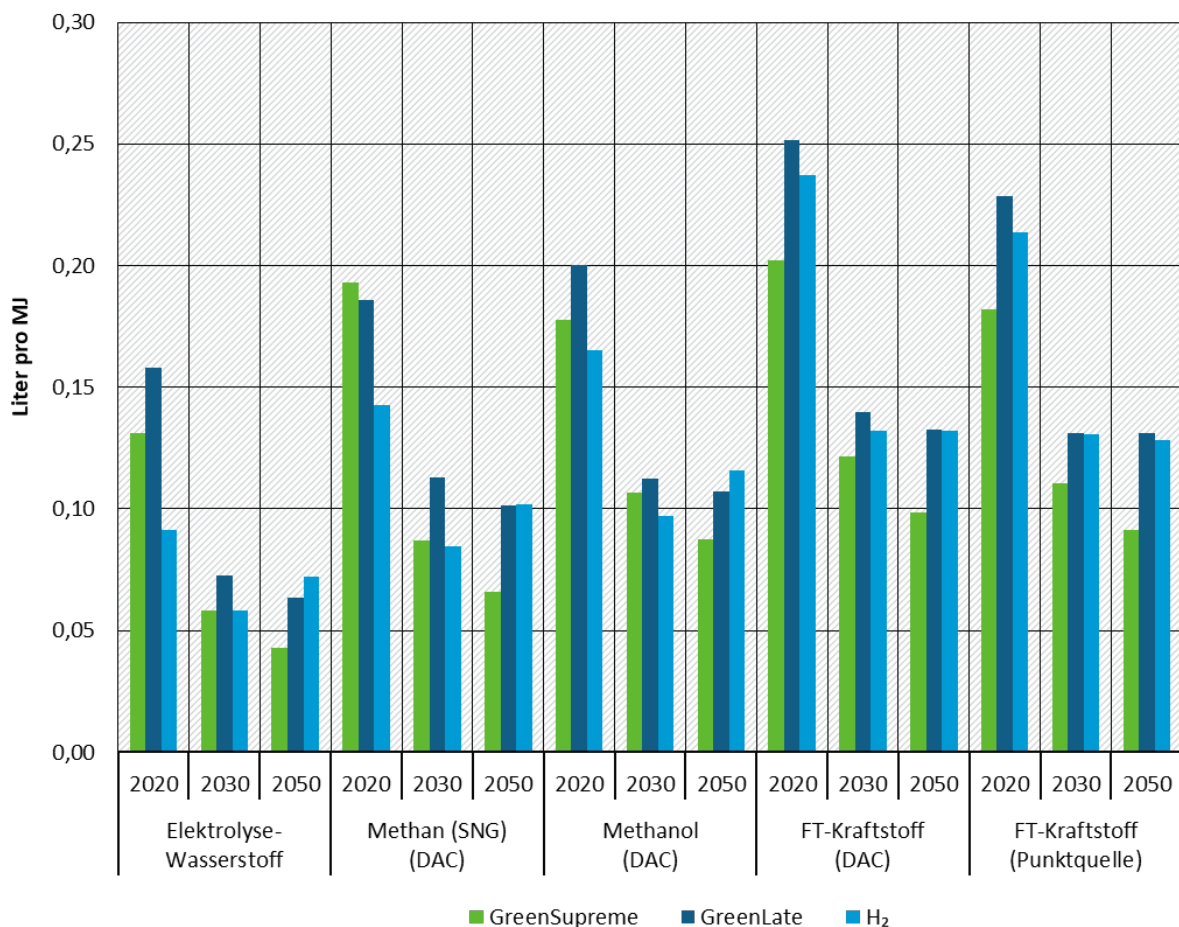
²² Der Wirkungsgrad für Strom aus Wasserstoff (mit Elektrolyse und Rückverstromung) ist deutlich niedriger als die direkte Stromerzeugung aus EE, ergibt sich im H₂-Szenario ein höherer KEA.

5.2.4.4 Frischwasserbedarf

Die spezifischen Ergebnisse für den Wasserbedarf der PtX-Produkte zeigt Abbildung 81. Während der Wasserbedarf für die durchschnittliche Stromerzeugung in 2020 v. a. von den Bedarfen für den Braunkohleabbau bestimmt wird (siehe Kap. 4.2.1.4), liegen die Bedarfe für die PtX-Produkte um etwa den Faktor 10 niedriger. Der Wasserbedarf für PtX beruht auf der Bereitstellung von Betriebsstrom aus dem jeweiligen Strommix aus WEA (hauptsächlich onshore) und PV-Freiflächenanlagen und dem Bau der Anlagen für Strom und PtX.

Der Vergleich der Energieträger und Szenarien in 2020 ergibt ein ähnliches Bild wie beim Klimawandel oder KRA. Auffällig ist, anders als beim GWP im Vergleich des Wasserbedarfs der PtX Energieträger in 2020, dass die FT-Kraftstoffe mit CO₂ aus Punktquellen hier etwas besser abschneiden als die FT-Kraftstoffe mit DAC.

Abbildung 81: Spezifisches Ergebnis Wasserbedarf (Netto) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

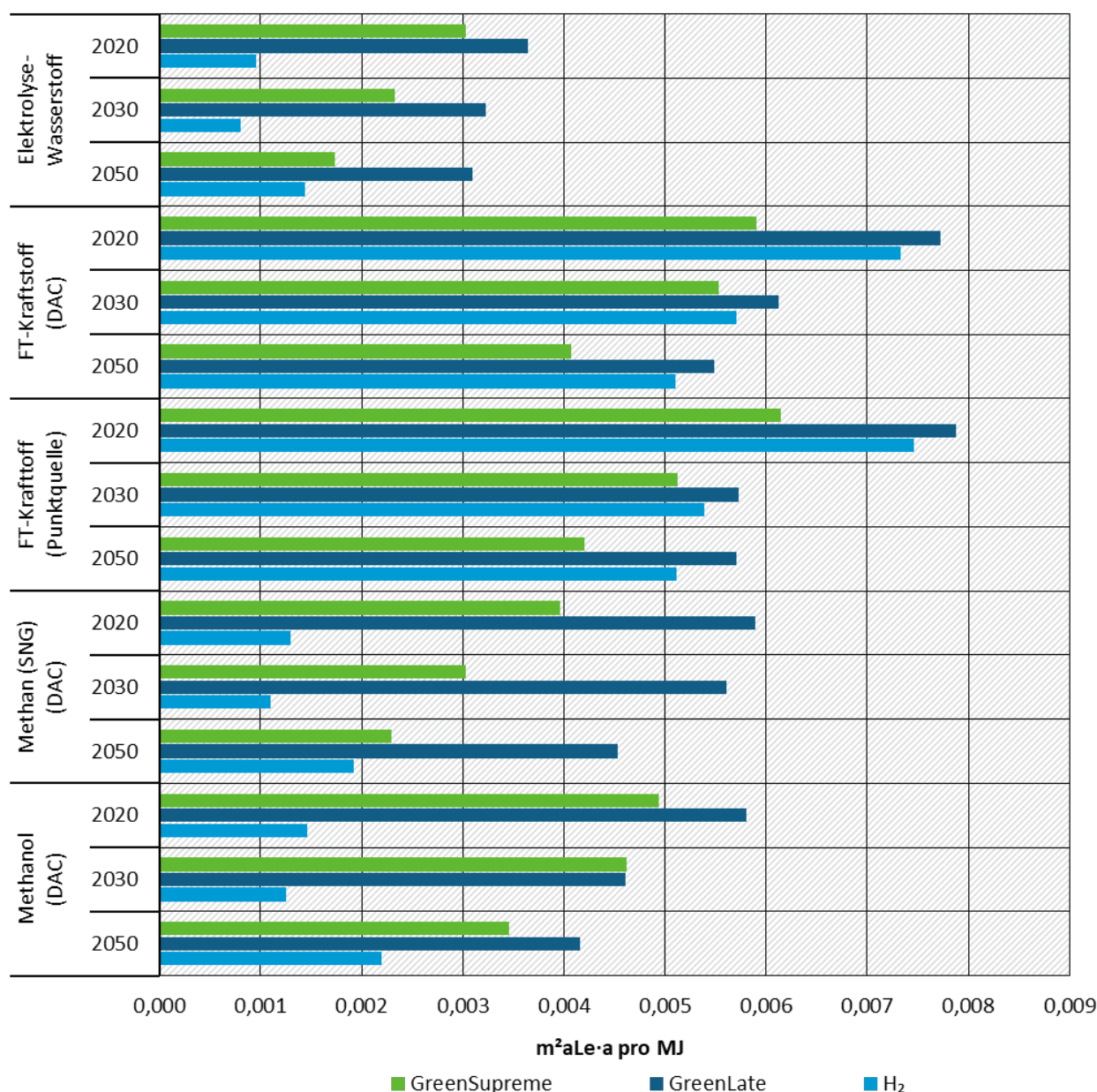
Die Startwerte des Wasserbedarfs für PtX liegen zwischen 0,09-0,15 Liter/MJ für Wasserstoff bis zu 0,20-0,25 Liter/MJ für FT-Kraftstoff (DAC). Der größte Teil der Reduktion des Wasserbedarfs findet bereits zwischen 2020 und 2030 statt und beläuft sich auf mindestens 36 % bis zu 55 % des Startwertes von 2020. Diese Reduktion wird im Wesentlichen durch den verminderten Bedarf der Stromerzeugung aus PV-Anlagen verursacht, der wiederum auf die aktualisierten Herstellungsdaten für PV-Anlagen ab 2030 zurückgeführt werden kann. Die Gesamtreduktionen bis 2050 liegen je nach Szenario bei 21-44 % (H₂-Szenario) und 50-67 % (GreenSupreme). Die niedrigen relativen Reduktionen des H₂-Szenarios sind auf dessen vorteilhafte Startwerte in 2020 (bei Wasserstoff/Methan/Methanol) zurückzuführen. Gleichzeitig zeigt das H₂-Szenario

die Eigenheit, dass sich die Ergebniswerte für den Wasserbedarf zwischen 2030 und 2050 zum Teil wieder erhöhen (Wasserstoff/Methan/Methanol) oder nahezu unverändert bleiben (FT-Kraftstoffe, 0-5 % Reduktion gegenüber 2030). Ein ähnliches Verhalten zeigt auch der Wasserbedarf der Onshore-WEA (Abbildung 45), was bei den hohen Anteilen von WEA-Strom in der Herstellung im H₂-Szenario zu erwarten ist (siehe hierzu Tabelle 20 in Anhang A.2.4).

5.2.4.5 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Die Ergebnisse in Abbildung 82 zeigen die hemerobiegewichtete Landnutzung. In der Exceldatei mit LCIA-Ergebnissen finden sich auch die Werte für ungewichteten Flächenbedarf. Die Ergebnisse korrelieren stark mit dem Flächenbedarf der PV-Anlagen der erneuerbaren Stromerzeugung für die PtX-Herstellung.

Abbildung 82: Spezifische Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Im Referenzjahr 2020 zeigt sich wie bei den vorangegangenen Indikatoren, dass Wasserstoff die niedrigsten Werte aufweist, während die FT-Kraftstoffe die höchste Landnutzung verursachen.

Für alle PtX zeigt sich in den Green-Szenarien eine Abnahme der Landnutzung zwischen 2020 und 2050 von 23-48 % im GreenSupreme-Szenario und 9-41 % im GreenLate-Szenario; die höchsten relativen Reduktionen weisen die FT-Kraftstoffe auf. Das H₂-Szenario bei den FT-Kraftstoffen zeigt ebenfalls eine Reduktion von 26-46 %. Die Landnutzung für Wasserstoff, Methan und Methanol steigen jedoch im H₂-Szenario zwischen 2020 und 2050 um 58-63 % deutlich an, was mit der Zunahme des PV-Anteils von 5 % auf 12 % im EE-Strommix zusammenhängt.

Im Szenarienvergleich ist erkennbar, dass die hemerobiegewichtete Landnutzung für Wasserstoff, Methan und Methanol im H₂-Szenario am niedrigsten liegt, beim FT-Kraftstoff jedoch das GreenSupreme-Szenario die niedrigsten Werte unter den Szenarien zeigt. GreenLate zeigt für alle PtX und in allen Jahren die jeweils höchsten Werte unter den Szenarien.

5.2.4.6 Versauerung

Die spezifischen Ergebnisse für die Versauerung in Abbildung 83 sind im Ausgangsniveau im Jahr 2020 durch NO_x- und durch SO₂-Emissionen bestimmt. Diese Emissionen entstehen überwiegend bei der Herstellung von WEA bzw. PV-Anlagen, Elektrolyseuren, DAC-Anlagen und dem konventionellen Schiffstransport von FT-Kraftstoff und Methanol. Ausschlaggebend im Anlagenbau ist die Verhüttung sulfidischer Erze zur Bereitstellung von Metallen und die Nutzung von fossil erzeugtem Strom und Wärme zur Herstellung.

Das Ausgangsniveau der Versauerung liegt für Wasserstoff mit 0,06-0,10 g SO₂e/MJ am niedrigsten. Methan zeigt etwas höhere Werte von 0,10-0,13 g SO₂e/MJ, Methanol liegt etwas höher bei 0,13-0,16 g SO₂e/MJ. Die FT-Kraftstoffe unterscheiden sich stark in Abhängigkeit von der CO₂-Quelle: bei Kraftstoffen mit DAC liegen die Anfangswerte bei 15-18 g SO₂e/MJ, im Fall von CO₂ aus Punktquellen etwa 60-70 % höher bei 25-28 g SO₂e/MJ. Für die Punktquelle ist zwar der Abscheidungs-Aufwand geringer, da eine deutlich höhere CO₂-Konzentration im Abgas (Annahme: 20 %) vorliegt als in der Umgebungsluft, aber der Wärmebedarf des Prozesses wird konventionell gedeckt. Für den DAC-Prozess wird davon ausgegangen, dass diese in der Nähe der Synthesanlage betrieben wird und der Wärmebedarf der CO₂-Desorption die Abwärme der exergischen Synthesereaktion nutzt.

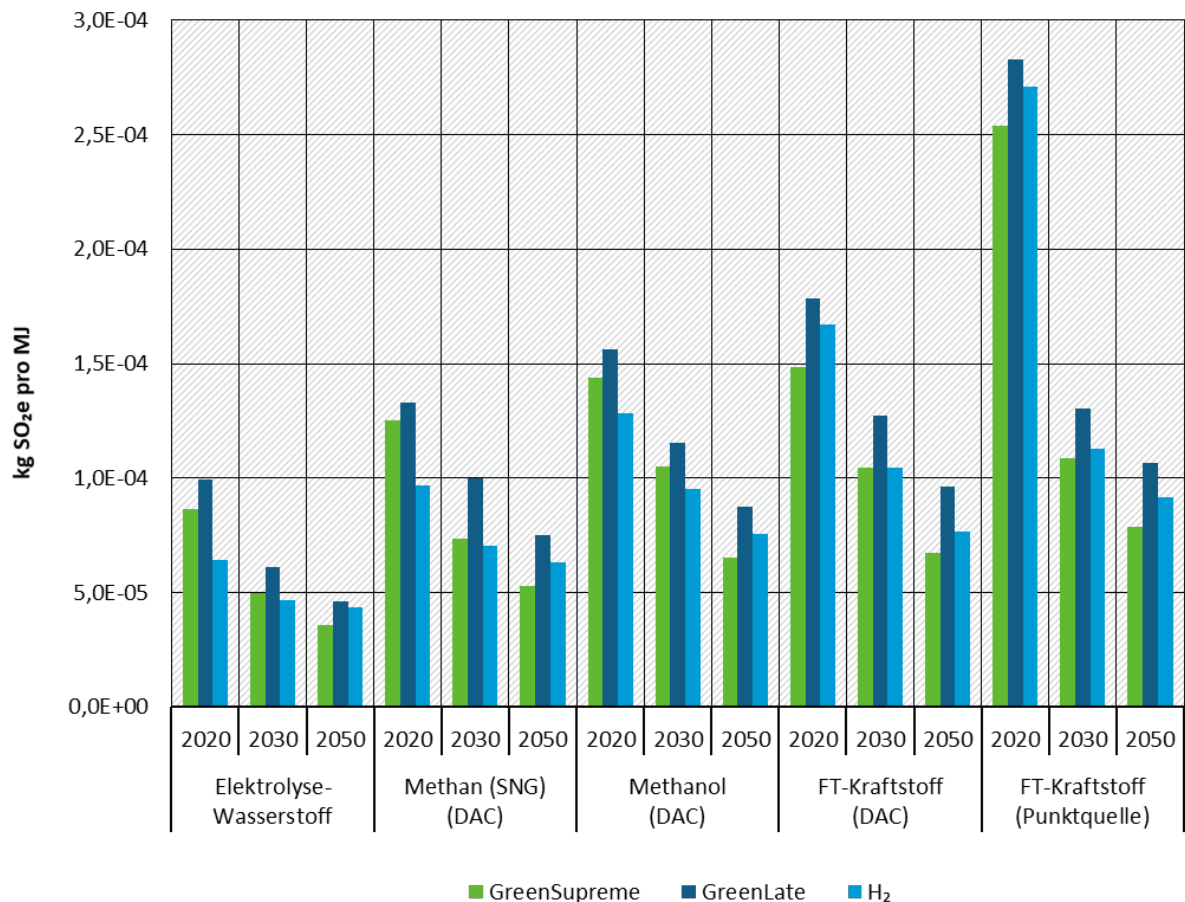
Im Szenarienvergleich zeigt GreenLate wie erwartet und basierend auf der verzögerten Defossilisierung für alle Produkte und Jahre die höchsten Werte, GreenSupreme ist das vorteilhafteste Szenario für 2050 und generell für die FT-Kraftstoffe. Das H₂-Szenario zeigt Vorteile bei Wasserstoff/Methan/Methanol vor allem im Ausgangsjahr 2020, jedoch nicht mehr in 2050.

Bis 2050 erreichen alle Produkte eine Verringerung der versauernden Emissionen, die Zielwerte lassen sich jedoch – anders als beim GWP – nicht auf nahezu Null reduzieren. Wasserstoff erreicht mit einer Reduktion um 32-59 % oder 0,02-0,05 g SO₂e/MJ Zielwerte von 0,040,05 g SO₂e/MJ. Für die Green-Szenarien zeigt sich in etwa eine Halbierung der Emissionen zwischen 2020 und 2050.

Wasserstoff erreicht mit einer Reduktion um 32-59 % oder 0,02-0,05 g SO₂e/MJ und Zielwerte in 2050 von 0,04-0,05 g SO₂e/MJ. Bei Methan ist eine ähnliche relative Reduktion um 35-58 % oder 0,030,07 g SO₂e/MJ zu verzeichnen, die Zielwerte liegen bei 0,05-0,08 g SO₂e/MJ. Methanol zeigt eine Reduktion um 41-55 % oder 0,05-0,08 g SO₂e/MJ mit Zielwerten in 2050 von 0,070,09 g SO₂e/MJ. Für die Green-Szenarien zeigt sich demnach für Wasserstoff/Methan/Methanol in etwa eine Halbierung der Emissionen zwischen 2020 und 2050. FT-Kraftstoffe (DAC) zeigen

ähnliche Reduktionen der Versauerung bis 2050 von 46-55 % oder um 0,08-0,09 g SO₂e/MJ. Die Zielwerte sind ähnlich wie bei Methanol mit 0,070,09 g SO₂e/MJ. Die FT-Kraftstoffe verzeichnen bis 2050 im Rahmen der Energiewende eine stärkere Reduktion um 62-69 %, liegen danach im Vergleich der PtX jedoch immer noch am höchsten um 0,09-0,11 g SO₂e/MJ.

Abbildung 83: Spezifisches Ergebnis Versauerung (AP) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.4.7 Eutrophierung, terrestrisch und aquatisch

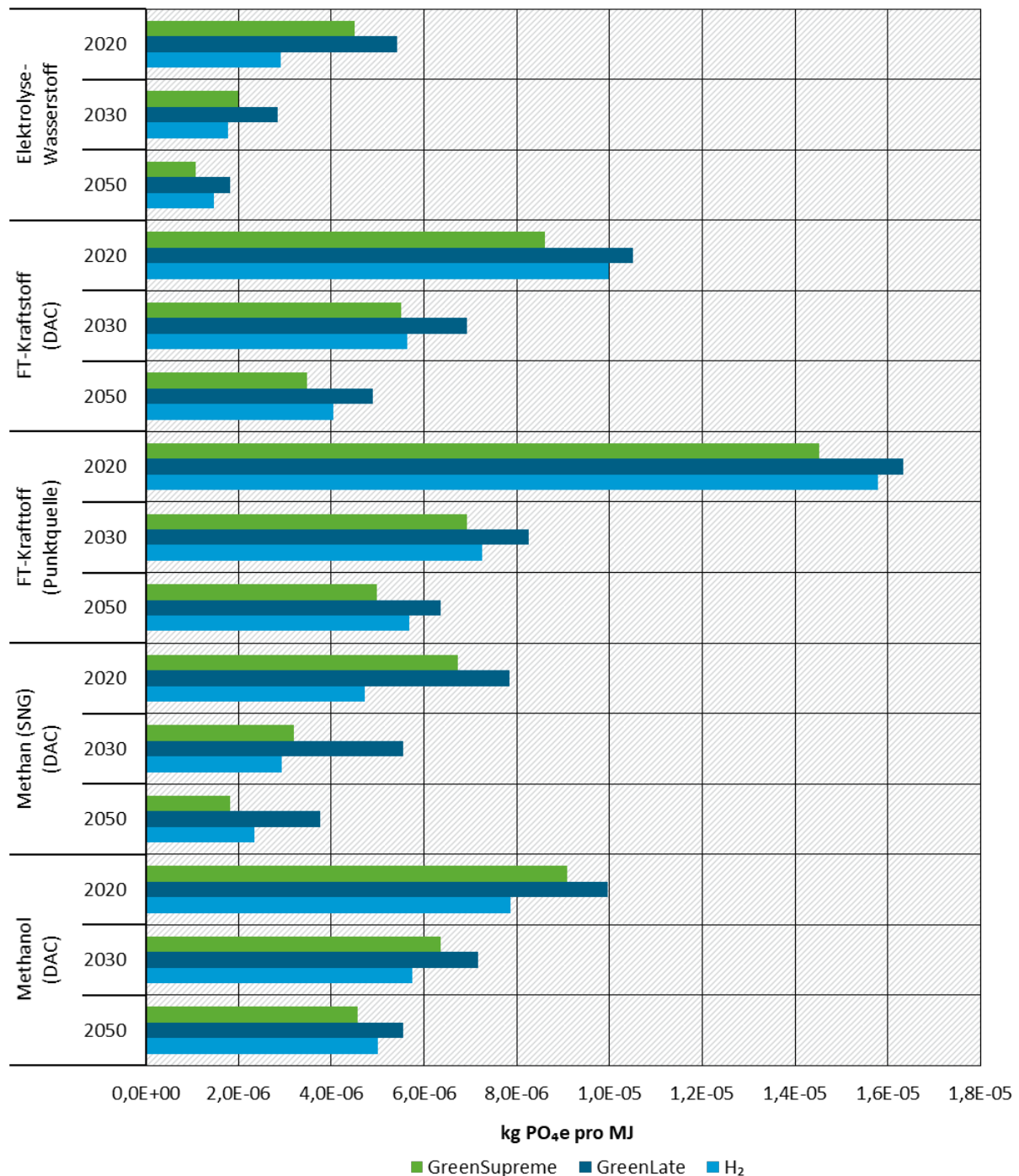
Die spezifischen Ergebnisse für die Eutrophierung sind in Abbildung 84 und Abbildung 85 getrennt nach der terrestrischen und der aquatischen Eutrophierung aufgeführt.

Die Eutrophierung für Wasserstoff liegt im Vergleich der PtX-Produkte am niedrigsten. Im Szenarienvergleich zeigt das H₂-Szenario in 2020 niedrigere Ergebnisse als die Green-Szenarien. Auch bei Methan/Methanol schneidet das H₂-Szenario in 2020 am besten ab; bei den FT-Kraftstoffen liegen dagegen die Werte aus GreenSupreme am niedrigsten. Insgesamt ähneln die Ergebnisse der Eutrophierung denen der anderen Indikatoren insofern, dass die FT-Kraftstoffe die höchsten Werte aufweisen, wobei die FT-Kraftstoffe mit CO₂ aus Punktquellen in 2020 im Gesamtbild die höchsten Werte zeigen.

Sämtliche Ergebnisse für die Eutrophierung erfahren zwischen 2020 und 2050 eine Reduktion, wobei die aquatische Eutrophierung absolut und relativ stärkere Verringerungen aufweist (63-82 %) als die terrestrische Eutrophierung (36-76 %). Durch die Defossilisierung der Stromerzeugung können eutrophierende Emissionen, die auf der Bereitstellung des Betriebsstroms der Anlagen (auch für die Erzeugung von Strom, z.B. aus WEA) basieren, in allen

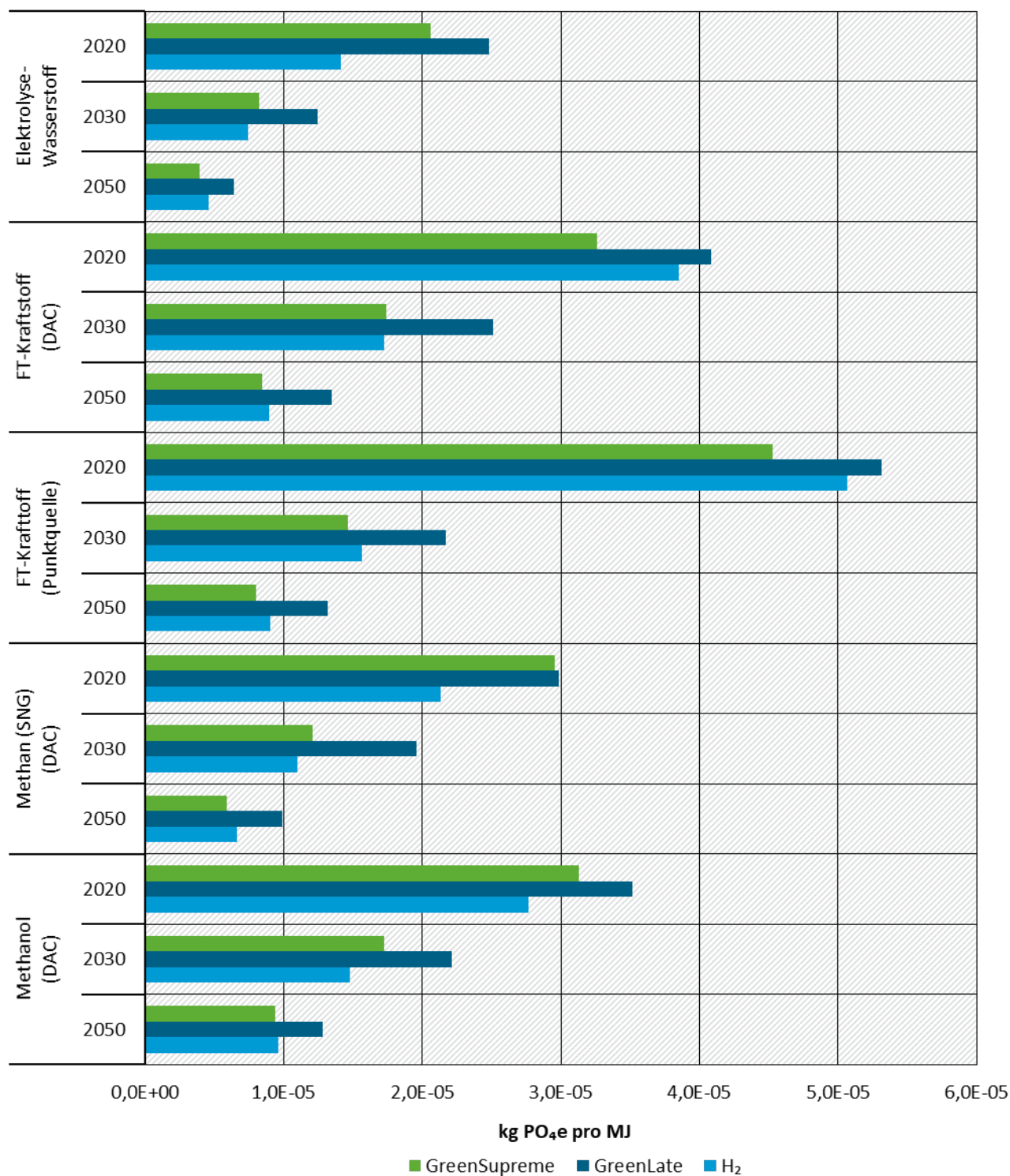
Szenarien und für alle PtX-Energieträger bis 2050 reduziert werden (siehe Abschnitt 5.2.1.7. zum Strommix). Das GreenSupreme-Szenario mit den ambitioniertesten Annahmen kann dabei die höchsten relativen Reduktionen erreichen.

Abbildung 84: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, terrestrisch (EP) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 85: Spezifisches Ergebnis Eutrophierung, aquatisch (EP) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

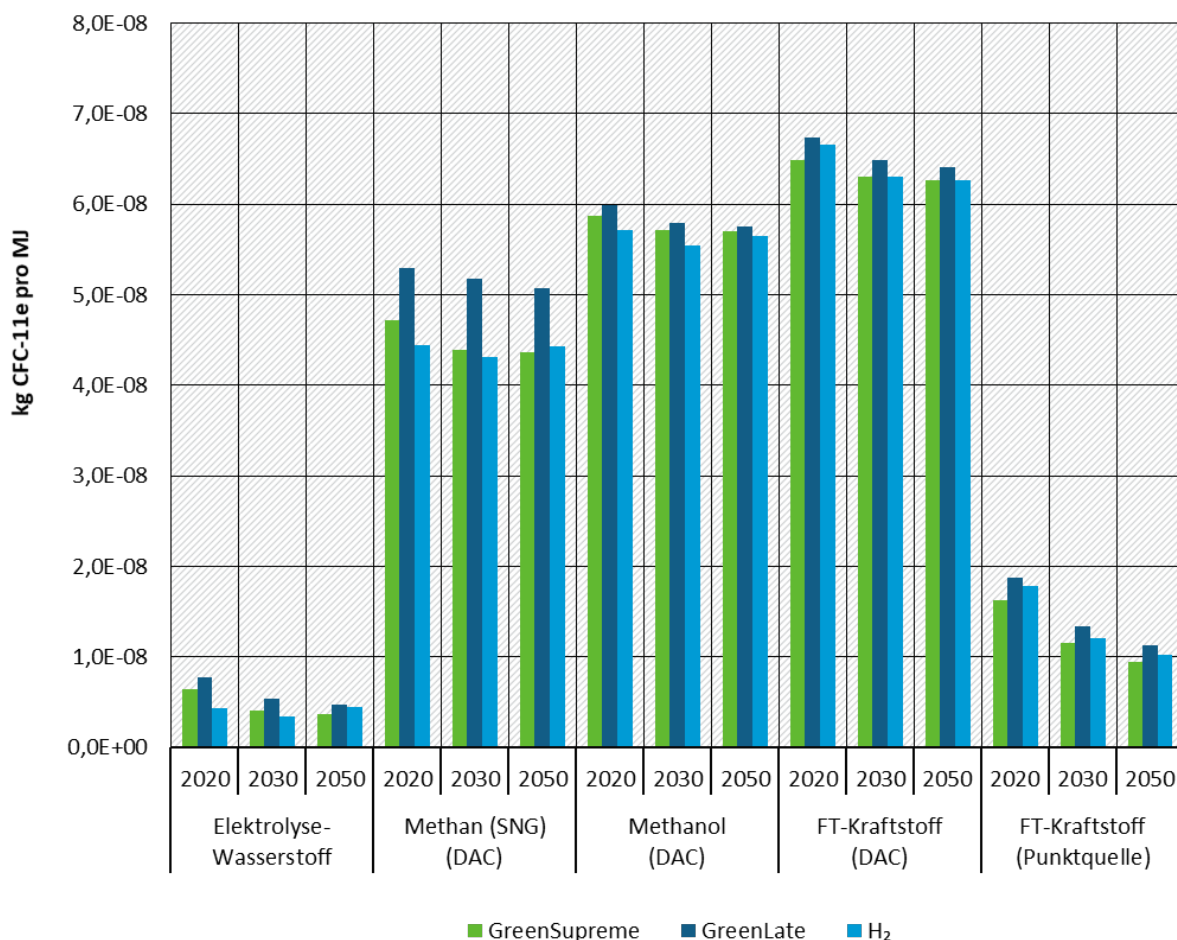
5.2.4.8 Ozonabbau

Abbildung 86 zeigt die spezifischen Ergebnisse für den stratosphärischen Ozonabbau. Die hier gezeigten spezifischen Ergebnisse im ODP für Elektrolyse-Wasserstoff und FT-Kraftstoffe aus Punktquellen werden v. a. durch N₂O-Emissionen verursacht, die bei Verbrennungsprozessen entstehen.

Die gezeigten Werte für den Ozonabbau durch die Produktion von PtX zeichnen ein anderes Bild als das der vorherigen Umweltindikatoren. Insbesondere diejenigen PtX-Energieträger, die CO₂ aus Direct Air Capture (DAC) verwenden, zeigen hohe ODP-Werte in allen Jahren, wobei deren Reduktion zwischen 2020 und 2050 niedrig ausfällt. Sowohl Wasserstoff als auch FT-Kraftstoff mit CO₂ aus Punktquellen zeigen Werte, die in allen Jahren deutlich unterhalb der DAC-Produkte liegen. Diese hohen Werte können mit den Absorber-Materialien (anionische Kunstharze) in Verbindung gebracht werden (siehe Kapitel 5.1.3.7) und sollten vorsichtig interpretiert werden.

Die erreichten Reduktionen für die PtX liegen für FT-Kraftstoff (Punktquellen) in einem Bereich von etwa 7E-9 kg CFC-11e/MJ, was einer Reduktion um 40-43 % entspricht. Wasserstoff erreicht eine geringere Reduktion von etwa 3E-9 kg CFC-11e/MJ oder 39-44 % in den Green-Szenarien, im H₂-Szenario steigt der ODP für Wasserstoff um 1 %. Diejenigen PtX, die auf DAC beruhen (Methan/Methanol/FT-Kraftstoff) verzeichnen absolute Reduktionen von bis zu 4E-9 kg CFC-11e/MJ, was im Hinblick auf die Startwerte in 2020 lediglich einstelligen relativen Verringerung von 0-7 % entspricht. Der Anteil der Ozon-zerstörenden Emissionen, die mit dem Absorber-Material zusammenhängen, sind hierfür verantwortlich.

Abbildung 86: Spezifische Ergebnisse Ozonabbau (ODP) – PtX



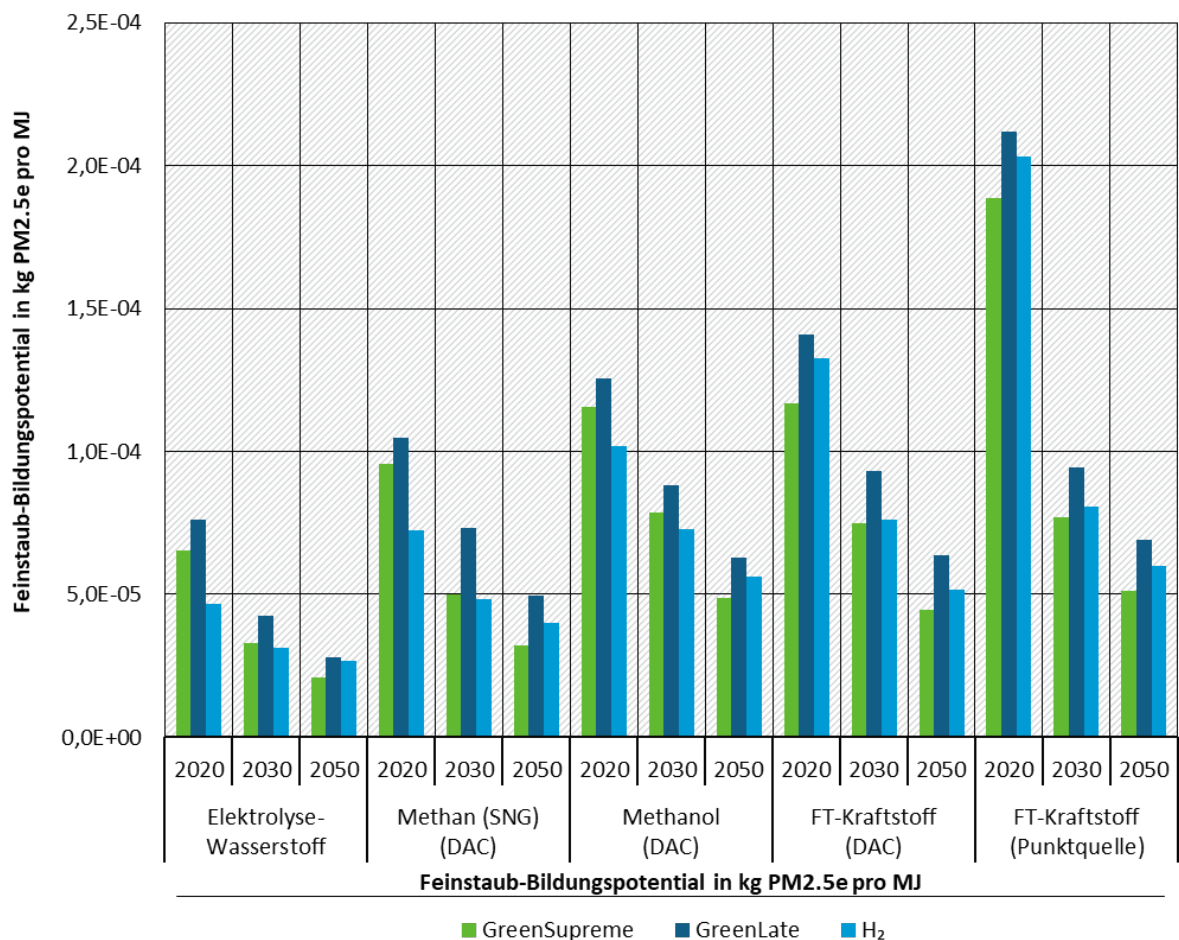
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.2.4.9 Feinstaub

Abbildung 87 zeigt die spezifischen Ergebnisse für Feinstaub (PM_{2,5}). Die Ergebnisse werden überwiegend durch Sekundärpartikel aus den Sekundärpartikelbildnern NO_x und SO₂ geprägt und sind deswegen den spezifischen Ergebnissen für die Versauerung sehr ähnlich (vergleiche Abbildung 83). Auch hier zeigen sich in allen Szenarien deutliche Reduktionen durch die Energiewende; und auch hier werden diese Reduktionen bereits zu einem beträchtlichen Teil in 2030 erreicht, vor allem beim FT-Kraftstoff (Punktquellen).

Für alle PtX und in allen Jahren zeigt GreenLate wie erwartet im Szenarienvergleich die mit der verzögerten Defossilisierung des Stromsektors verbundene höchsten Werte. Ähnlich der Versauerung schneidet Wasserstoff im Vergleich der PtX-Energieträger am besten ab, während der FT-Kraftstoff (Punktquellen) vor allem in 2020 die höchsten Ergebnisse aufweist.

Abbildung 87: Spezifisches Ergebnis Feinstaub (PM_{2,5}) – PtX



Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.3 Sensitivitäten

In REFINE wurden drei Fragestellungen in Form von Sensitivitäten untersucht:

1. Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit
2. Einfluss der Entwicklungsgeschwindigkeit der Technologien
3. Einfluss von Sekundäranteilen bei Metallen

Diese Sensitivitätsuntersuchungen werden für die Schlüsseltechnologien (s. Kapitel 4.2.1) ausgewertet.

Für den Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit und den Einfluss der Entwicklungsgeschwindigkeit der Technologien auf die Umweltwirkungen wurden Anpassungen der ecoinvent Datenbank vorgenommen. Das Vorgehen und die Ergebnisse sind nachfolgend kurz beschrieben. Die dritte Sensitivität – der Einfluss variiertes Recycling- bzw. Sekundäranteile von Metallen – wurde mit dem IOT-Modell untersucht und ist im Teilbericht Rohstoffe beschrieben.

Die Auswertung findet wie folgt statt:

- ▶ Für jede Schlüsseltechnologie wird für alle Umweltwirkungen das Integral über den gesamten Zeitraum 2020-2050 berechnet, angenähert über eine Flächenberechnung zwischen den Stützjahren.
- ▶ Diese Berechnung wird für jedes Szenario (GreenLate, GreenSupreme, H₂) und jede Region separat durchgeführt.
- ▶ Das Ergebnis kann so interpretiert werden, dass eine Nutzung der jeweiligen Schlüsseltechnologie über den gegebenen Zeitraum insgesamt die errechneten Umweltwirkungen erzeugt (bei Nutzung von einer funktionellen Einheit pro Jahr, also z. B. Herstellung von jährlich 1 MJ Wasserstoff über 30 Jahre).
- ▶ Die Integration wird analog für die Sensitivität (verlangsamte Transformationsgeschwindigkeit bzw. langsamere Technologieentwicklung) durchgeführt.
- ▶ Das Ergebnis ist jeweils ein Satz Datenpunkte für den Basisfall und die Sensitivität, die die Umweltwirkung der Nutzung einer funktionellen Einheit jeder der Schlüsseltechnologien über 30 Jahre in den untersuchten Regionen (DE, RoE, RoW) und den drei Szenarien (GreenLate, GreenSupreme, H₂) enthalten.
- ▶ Für die Sensitivität der Transformationsgeschwindigkeit werden die jeweiligen Datenpunkte der drei Szenarien aufsummiert, um eine Mittelung zu erreichen (alle Szenarien gleich gewichtet).
- ▶ Für jeden erhaltenen aggregierten Datenpunkt wird die Differenz zwischen Sensitivität und Basisfall gebildet und auf diesen bezogen.
- ▶ Diese relative Differenz zum Basisfall wird in den folgenden Grafiken für jede Schlüsseltechnologie und jede Region dargestellt. Ein Wert von 0 % entspricht somit keiner Veränderung, während ein Wert von z. B. 100 % einer Verdoppelung der jeweiligen Umweltwirkung gegenüber dem entsprechenden Basis-Szenario entspricht.

5.3.1 Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit

Die Untersuchung des Einflusses der Transformationsgeschwindigkeit geht darauf zurück, dass das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 zwar für Deutschland und Europa formuliert ist, nicht aber für viele Länder außerhalb Europas. China will beispielsweise das Ziel der Treibhausgasneutralität erst im Jahr 2060 erreichen. Vor diesem Hintergrund sind die Annahmen in den Basisszenarien in REFINE v. a. für die Region Welt ohne Europa sehr ambitioniert. Für die Sensitivitätsbetrachtung wird davon ausgegangen, dass die Energiewende

außerhalb von Europa langsamer voranschreitet als in den Basisszenarien angenommen. Ziel der Analyse ist es, Ergebnisse für weniger ambitionierte Transformationsgeschwindigkeiten zu erhalten und möglichst die Bedeutung des sehr ambitionierten Technologietransfers aufzuzeigen. Hierfür wird in der Region Welt ohne Europa (RoW) eine Verzögerung der Transformation um 10 Jahre angenommen. Dies betrifft alle in der ecoinvent-Datenbank festgelegten Annahmen in RoW, z. B. für den Umstieg auf erneuerbare Energien, zu Technologien, Recycling und Effizienzsteigerungen (vgl. Kap. 3.4). Konkret wurden für RoW in der Sensitivitätsbetrachtung folgende Anpassungen vorgenommen:

- ▶ Werte für das Bezugsjahr 2050 entsprechen dem Basisszenario 2040,
- ▶ Werte für das Bezugsjahr 2040 entsprechen dem Basisszenario 2030,
- ▶ Werte für das Bezugsjahr 2030 entsprechen dem Mittelwert der Basisszenarien 2030 und 2020.

Die Änderungen haben auch Auswirkungen auf die Regionen Deutschland (DE) und Europa ohne DE (RoE), bedingt durch Importe bzw. Prozesse, die in den Vorketten Prozesse in RoW beinhalten (z. B. Metalle für den Auf- und Zubau der Schlüsseltechnologien).

Die folgenden Abbildungen stellen jeweils die relativen Differenzen der Umweltwirkungen zum Basisfall für jede Schlüsseltechnologie für die Regionen Deutschland (Abbildung 88), Rest von Europa (Abbildung 89) und Rest der Welt (Abbildung 90) dar.

Eine verlangsamte Transformation im Rest der Welt wirkt sich für die Schlüsseltechnologien in Deutschland (Abbildung 88) insbesondere in einem um ca. 20-30 % erhöhten Ausstoß von Treibhausgasen aus, verursacht durch die verzögerte Umstellung auf erneuerbare Energien außerhalb Europas. Dies gilt nicht für Strommix, Wärmepumpe und CO₂ aus DAC, da für den Strommix DE keine Veränderung angesetzt wurde und Wärmepumpe und DAC mit eben diesem Strommix betrieben werden. Auch für Geothermie wurde keine Veränderung der Technologie über Zeit, Szenarien und Regionen angesetzt. Die geringen Unterschiede sind auf Veränderungen in der Herstellung der Infrastruktur-Materialien zurückzuführen.

In geringerem Umfang ist ein Anstieg der Umweltwirkungen Versauerung (AP), Eutrophierung (EP, terr. und EP, aquat.) und Feinstaub (PM_{2.5}) zu beobachten. Diese sind überwiegend durch verbrennungsbedingte Emissionen wie Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) und Ammoniak (NH₃) verursacht.

Alle anderen Umweltwirkungen (KRA, KEA, Wasserbedarf, Flächeninanspruchnahme, ODP) in Deutschland bleiben praktisch unbeeinflusst von der Transformationsgeschwindigkeit, lediglich für synthetische Energieträger (SNG, Methanol, FT-Kraftstoffe) ist eine leichte Zunahme durch die langsamere Transformation zu beobachten. Die Flächeninanspruchnahme von Geothermie-Kraftwerken ist insgesamt sehr gering, daher erzeugt die Veränderung im Hintergrundsystem durch geringere erneuerbare Energieträger eine große relative Änderung.

Für den Rest Europas (RoE, Abbildung 89) sind die Veränderungen der Umweltwirkungen fast identisch mit denen in Deutschland. Eine Ausnahme bilden die Stromnetze, die in RoE in allen Kategorien um ca. 5-10 %-Punkte höhere Umweltlasten hervorrufen als in DE, da der Materialbezug für Europa auf globalen Märkten basiert, während für DE deutsche oder europäische Produktion angenommen wurde.

Im Rest der Welt (RoW, Abbildung 90) führt die verlangsamte Transformation zu stark erhöhten Umweltlasten gegenüber dem schnelleren Transformations-Szenario: Insbesondere Treibhausgas-Emissionen nehmen um 30-60 % zu, lediglich bei Windkraftanlagen entstehen nur

20 % höhere Emissionen (für Geothermie wurde keine Veränderung der Technologie angesetzt). Analog dazu steigen auch die verbrennungsbedingten Emissionen von Stickoxiden (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) und Ammoniak (NH₃), die zu einem starken Anstieg von Versauerung (AP), Eutrophierung (EP, terr. und EP, aquat.) und Feinstaub (PM_{2.5}) führen.

Insbesondere die Umweltlasten des Strommixes in RoW steigen stark (z.B. ca. 60 % im GWP) durch den höheren Anteil fossiler Energieträger. Da der Strommix für die Schlüsseltechnologien Wärmepumpe, Li-Ionen Akku, CO₂-Bereitstellung aus DAC und Meerwasserentsalzung direkt verwendet wird, sind für diese Technologien ähnlich hohe Steigerungen der Umweltlasten zu beobachten.

Im Fazit lässt sich sagen, dass eine 10-jährige Verzögerung zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität in der Region Welt ohne Europa vor allem Auswirkungen für den Klimawandel nach sich zieht, und insbesondere im Rest der Welt für etwa 50 % höhere Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2020-2050 sorgt. Dabei sind gerade stromintensive Technologien sensitiv für eine langsamere Transformation. Der Anstieg von anderen Umweltwirkungen fällt zwar etwas niedriger aus, tritt aber ebenfalls vor allem im Rest der Welt auf und betrifft vor allem Umweltwirkungen, die durch Verbrennung von fossilen Rohstoffen entstehen (Versauerung, Eutrophierung, Feinstaub).

Abbildung 88: Veränderung der Umweltwirkungen (Gesamt-Emissionen im Zeitraum 2020-2050) in Deutschland bei langsamerer Transformationsgeschwindigkeit für die Schlüsseltechnologien für alle Szenarien, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario

	KRA	KEA	Fresh-water	Landuse	GWP	AP	EP, terr.	EP, aquat.	ODP	PM 2.5
Strommix	1%	0%	1%	0%	2%	3%	2%	1%	0%	4%
Wind, onshore	1%	0%	1%	-3%	17%	6%	7%	6%	-1%	9%
Wind, offshore	1%	0%	2%	-3%	19%	8%	8%	6%	1%	11%
PV, Dachanlage	1%	0%	6%	-1%	29%	15%	16%	10%	5%	21%
PV, Freiflächen-Anlage	1%	0%	5%	0%	24%	14%	14%	13%	4%	19%
Wärmepumpe	3%	0%	1%	0%	2%	4%	3%	1%	1%	5%
Wasserstoff aus Elektrolyse	1%	0%	3%	0%	22%	6%	11%	10%	2%	10%
SNG aus Methanisierung (DAC)	3%	1%	5%	3%	24%	8%	13%	12%	1%	12%
Methanolsynthese (DAC)	4%	2%	7%	7%	27%	10%	9%	13%	1%	12%
FT-Synthese (DAC)	6%	3%	9%	8%	29%	13%	14%	17%	1%	16%
Li-Ionen Akku	2%	0%	6%	-5%	27%	4%	12%	10%	4%	8%
Stromnetze, Niederspannung	1%	-2%	2%	-1%	27%	5%	5%	2%	2%	8%
Stromnetze, Mittelspannung	1%	-1%	3%	-1%	25%	6%	6%	3%	3%	10%
Stromnetze, Hochspannung	4%	0%	10%	-2%	28%	17%	15%	15%	7%	21%
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle	2%	0%	3%	-1%	22%	6%	10%	11%	3%	10%
Strom aus PEM-Brennstoffzelle	2%	0%	3%	-1%	21%	5%	8%	10%	2%	8%
Geothermie-Kraftwerk	0%	0%	0%	-11%	0%	0%	5%	5%	-2%	7%
CO ₂ -Bereitstellung aus DAC	1%	-1%	1%	-3%	4%	5%	4%	1%	0%	7%
Meerwasserentsalzung	3%	1%	3%	-1%	9%	8%	10%	4%	2%	13%

KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Fresh-water: Frischwasserbedarf, Landuse: Hemerobiegewichtete Landnutzung, GWP: Klimawandel, AP: Versauerung, EP, terr: terrestrische Eutrophierung, EP, aquat.: aquatische Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, PM 2.5: Feinstaub
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 89: Veränderung der Umweltwirkungen (Gesamt-Emissionen im Zeitraum 2020-2050) in Europa (RoE) bei langsamerer Transformationsgeschwindigkeit für die Schlüsseltechnologien für alle Szenarien, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario

	KRA	KEA	Fresh-water	Landuse	GWP	AP	EP, terr.	EP, aquat.	ODP	PM 2.5
Strommix	2%	0%	1%	0%	2%	2%	1%	2%	0%	2%
Wind, onshore	1%	0%	2%	-4%	21%	7%	9%	8%	-1%	10%
Wind, offshore	1%	0%	2%	-3%	18%	8%	8%	6%	1%	11%
PV, Dachanlage	1%	0%	6%	-1%	29%	15%	15%	10%	5%	21%
PV, Freiflächen-Anlage	1%	0%	5%	0%	24%	14%	13%	13%	4%	18%
Wärmepumpe	3%	0%	1%	0%	2%	2%	2%	2%	1%	3%
Wasserstoff aus Elektrolyse	1%	0%	3%	0%	24%	7%	11%	11%	2%	11%
SNG aus Methanisierung (DAC)	3%	1%	6%	3%	26%	9%	14%	14%	1%	13%
Methanolsynthese (DAC)	5%	2%	7%	7%	28%	11%	9%	14%	1%	13%
FT-Synthese (DAC)	6%	3%	9%	8%	29%	13%	14%	17%	1%	16%
Li-Ionen Akku	4%	1%	7%	-3%	28%	5%	14%	15%	5%	8%
Stromnetze, Niederspannung	9%	2%	6%	4%	38%	13%	13%	12%	9%	17%
Stromnetze, Mittelspannung	10%	5%	9%	4%	33%	14%	14%	12%	11%	18%
Stromnetze, Hochspannung	11%	7%	4%	3%	41%	24%	24%	25%	15%	29%
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle	2%	0%	3%	0%	23%	6%	11%	11%	3%	10%
Strom aus PEM-Brennstoffzelle	2%	0%	3%	-1%	22%	5%	8%	11%	2%	8%
Geothermie-Kraftwerk	0%	0%	0%	-11%	0%	0%	5%	5%	-2%	7%
CO ₂ -Bereitstellung aus DAC	3%	0%	4%	-1%	8%	5%	5%	4%	0%	7%
Meerwasserentsalzung	3%	1%	3%	0%	11%	6%	8%	6%	2%	10%

KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Fresh-water: Frischwasserbedarf, Landuse: Hemerobiegewichtete Landnutzung, GWP: Klimawandel, AP: Versauerung, EP, terr: terrestrische Eutrophierung, EP, aquat.: aquatische Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, PM 2.5: Feinstaub
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 90: Veränderung der Umweltwirkungen (Gesamt-Emissionen im Zeitraum 2020-2050) in der Region Welt ohne Europa (RoW) bei langsamerer Transformationsgeschwindigkeit für die Schlüsseltechnologien für alle Szenarien, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario

	KRA	KEA	Fresh-water	Landuse	GWP	AP	EP, terr.	EP, aquat.	ODP	PM 2.5
Strommix	38%	5%	33%	1%	59%	35%	44%	60%	14%	60%
Wind, onshore	2%	0%	2%	-3%	22%	8%	10%	8%	-1%	11%
Wind, offshore	3%	0%	4%	-1%	21%	10%	10%	8%	3%	13%
PV, Dachanlage	7%	1%	12%	4%	34%	20%	21%	15%	11%	26%
PV, Freiflächen-Anlage	7%	1%	12%	6%	31%	20%	20%	19%	11%	26%
Wärmepumpe	42%	10%	39%	7%	52%	42%	51%	66%	19%	65%
Wasserstoff aus Elektrolyse	6%	3%	8%	7%	29%	12%	17%	16%	8%	16%
SNG aus Methanisierung (DAC)	6%	3%	9%	7%	29%	12%	17%	17%	1%	17%
Methanolsynthese (DAC)	6%	3%	9%	8%	29%	12%	11%	15%	1%	14%
FT-Synthese (DAC)	6%	3%	9%	8%	29%	13%	14%	17%	1%	16%
Li-Ionen Akku	25%	16%	24%	14%	40%	23%	29%	31%	20%	27%
Stromnetze, Niederspannung	22%	4%	18%	9%	39%	22%	23%	25%	19%	24%
Stromnetze, Mittelspannung	14%	1%	11%	-2%	32%	18%	17%	18%	13%	21%
Stromnetze, Hochspannung	3%	-2%	1%	-2%	28%	22%	20%	30%	8%	24%
CSP Parabolrinnen-KW	2%	2%	1%	0%	9%	4%	2%	8%	1%	5%
CSP Solarturm-KW	1%	5%	1%	0%	9%	3%	2%	6%	1%	3%
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle	8%	7%	11%	11%	31%	13%	18%	18%	10%	17%
Strom aus PEM-Brennstoffzelle	12%	11%	14%	14%	32%	14%	16%	20%	9%	17%
Geothermie-Kraftwerk	0%	0%	0%	-10%	0%	0%	6%	8%	0%	8%
CO ₂ -Bereitstellung aus DAC	27%	13%	31%	8%	55%	38%	44%	54%	4%	56%
Meerwasserentsalzung	24%	19%	27%	14%	56%	36%	44%	52%	21%	51%

KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Fresh-water: Frischwasserbedarf, Landuse: Hemerobiegewichtete Landnutzung, GWP: Klimawandel, AP: Versauerung, EP, terr: terrestrische Eutrophierung, EP, aquat.: aquatische Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, PM 2.5: Feinstaub
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.3.2 Einfluss der Entwicklungsgeschwindigkeit bei den Technologien

In dieser Sensitivität wurde der Einfluss der Entwicklungsgeschwindigkeit der Schlüsseltechnologien auf die Umweltwirkungen quantifiziert. Dazu wurden die Technologiespezifikationen aus GreenLate in GreenSupreme bzw. dem H₂-Szenario genutzt und die Spezifikationen aus GreenSupreme umgekehrt in GreenLate. Die Sensitivität zielt auf die Beantwortung der Frage: „Soll die Technologieentwicklung stärker gefördert werden oder sind die Rahmenbedingungen wichtiger?“

Insgesamt wurden folgende Schlüsseltechnologien für die Sensitivität angepasst:

- Windenergieanlagen (Splitt on/offshore, Lebensdauer, Volllaststunden)
- Photovoltaik (Splitt Dach/Freiland, Lebensdauer, Volllaststunden)
- Wasser Elektrolyse (Systemwirkungsgrad, Strominput WEA/PV)
- Methanisierung (Strominput WEA/PV)
- Methanol (Strominput WEA/PV)
- FT-Synthese (Strominput WEA/PV, Wirkungsgrad, Volllaststunden)
- Stromnetze
- CSP (Splitt Turm-/Parabolrinnen-KW)
- Brennstoffzelle (SOFC/PEM-Wirkungsgrade, PEM-Pt-Gehalte)

Die Veränderungen der Ergebnisse wurden wiederum für die variierten Schlüsseltechnologien bezogen auf die funktionelle Einheit (kWh Stromproduktion bzw. MJ PtX-Produkt), für alle Szenarien, Stützjahre und Regionen ausgewertet wie zuvor beschrieben (Kapitel 5.3).

Da die Ergebnisse für die untersuchten Regionen DE, RoE und RoW fast identische Ergebnisse liefern, werden im Folgenden exemplarisch die Ergebnisse für Deutschland vorgestellt und diskutiert. Die Erkenntnisse gelten für die anderen Regionen analog.

Abbildung 91 zeigt die Veränderung der Umweltwirkungen für das Szenario GreenSupreme bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenLate für die Schlüsseltechnologien in Deutschland, bezogen auf das Basis-Szenario. Es ist zu erkennen, dass insbesondere die Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung (Wind und PV) sowie die Stromnetze Niederspannung höhere Umweltwirkungen aufweisen. Für die Stromerzeugung wurden ungünstigere Parameter für Volllaststunden, Wirkungsgrade und Anlagenlebensdauer angenommen, dadurch steigen die Umweltwirkungen pro erzeugter kWh Strom. Besonders stark wirkt sich das auf die Flächeninanspruchnahme der Freiflächen-PV aus, die sich mehr als verdoppelt; in der Sensitivität wird statt einer vertikalen Aufstellung von Bifazialmodulen eine konventionelle flächenintensivere Aufständigung angenommen.

Ein komplementäres Bild liefert Abbildung 92, die die Veränderung der Umweltwirkungen der umgekehrten Verwendung von Technik-Parameter aus GreenSupreme im Szenario GreenLate zeigt. Wie zu erwarten, wird dadurch eine geringere Umweltwirkung insbesondere bei den Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung (Wind und PV) sowie bei den Stromnetzen Niederspannung erzeugt.

Abbildung 93 zeigt diese Veränderungen für das H₂-Szenario. Dabei wird deutlich, dass im H₂-Szenario die Technologieparameter für WEA und PV Dachanlagen näher am GreenLate-Szenario liegen und dadurch ein geringerer Einfluss der veränderten Parameter gegenüber GreenSupreme besteht. Eine Besonderheit stellt die Flächeninanspruchnahme für SNG und Methanolbereitstellung dar. Hier wirkt sich insbesondere die Annahme im H₂-Szenario aus, dass Wasserstoff – und darauf aufbauend auch SNG und Methanol – innerhalb Europas hergestellt wird. In GreenLate wird aber davon ausgegangen, dass Methan und Methanol importiert werden. Die zugehörigen Strommische für die importierten Energieträger haben einen signifikant höheren PV-Anteil (knapp 50 %) im Vergleich zu den europäischen Strommischen (5 % bis 12 %) im H₂-Szenario, was die Erhöhung der hemerobiegewichteten Landnutzung begründet.

Im Fazit lässt sich aussagen, dass vor allem die Technologieparameter der für die Energiewende besonders relevanten Stromerzeugungsanlagen WEA und PV einen wichtigen Einfluss auf das Ergebnis der Umweltwirkungen und Indikatoren haben. Die Förderung der Technologieentwicklung hin zu höherer Effizienz von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen ist also ebenso wichtig wie die volkswirtschaftliche Transformation.

Abbildung 91: Veränderung der Umweltwirkungen für das Szenario GreenSupreme bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenLate für die Schlüsseltechnologien in Deutschland für alle Jahre, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario

	KRA	KEA	Fresh-water	Landuse	GWP	AP	EP, terr.	EP, aquat.	ODP	PM 2.5
Strommix	12%	1%	5%	51%	1%	6%	4%	2%	1%	5%
Wind, onshore	19%	1%	17%	23%	15%	18%	16%	15%	19%	17%
Wind, offshore	19%	0%	16%	22%	16%	18%	17%	17%	19%	17%
PV, Dachanlage	29%	3%	29%	39%	27%	31%	28%	25%	33%	29%
PV, Freiflächen-Anlage	36%	3%	33%	124%	33%	39%	37%	30%	39%	35%
Wärmepumpe	10%	1%	4%	45%	1%	5%	3%	2%	1%	4%
Wasserstoff aus Elektrolyse	2%	2%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	2%	1%
SNG aus Methanisierung (DAC)	2%	0%	6%	28%	5%	3%	6%	4%	1%	3%
Methanolsynthese (DAC)	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
FT-Synthese (DAC)	8%	9%	7%	9%	5%	7%	5%	6%	1%	6%
Li-Ionen Akku	0%	1%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Stromnetze, Niederspannung	45%	-1%	28%	17%	-8%	31%	23%	48%	22%	21%
Stromnetze, Mittelspannung	15%	-10%	9%	-16%	-8%	9%	3%	19%	3%	3%
Stromnetze, Hochspannung	14%	1%	7%	7%	-1%	5%	3%	21%	4%	2%
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle	3%	4%	3%	4%	1%	2%	2%	2%	3%	2%
Strom aus PEM-Brennstoffzelle	4%	6%	3%	5%	2%	2%	2%	3%	2%	2%
Geothermie-Kraftwerk	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CO ₂ -Bereitstellung aus DAC	3%	1%	2%	31%	1%	2%	2%	1%	0%	2%
Meerwasserentsalzung	2%	1%	1%	20%	1%	1%	1%	0%	0%	1%

KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Fresh-water: Frischwasserbedarf, Landuse: Hemerobiegewichtete Landnutzung, GWP: Klimawandel, AP: Versauerung, EP, terr: terrestrische Eutrophierung, EP, aquat.: aquatische Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, PM 2.5: Feinstaub
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 92: Veränderung der Umweltwirkungen für das Szenario GreenLate bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenSupreme für die Schlüsseltechnologien in Deutschland für alle Jahre, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario

	KRA	KEA	Fresh-water	Landuse	GWP	AP	EP, terr.	EP, aquat.	ODP	PM 2.5
Strommix	-8%	-1%	-3%	-31%	-1%	-4%	-3%	-2%	-1%	-3%
Wind, onshore	-15%	-1%	-14%	-17%	-14%	-14%	-14%	-13%	-15%	-14%
Wind, offshore	-16%	0%	-13%	-17%	-15%	-15%	-14%	-14%	-15%	-14%
PV, Dachanlage	-22%	-3%	-21%	-27%	-21%	-23%	-21%	-20%	-24%	-21%
PV, Freiflächen-Anlage	-26%	-3%	-24%	-50%	-26%	-27%	-27%	-24%	-27%	-26%
Wärmepumpe	-7%	-1%	-3%	-28%	-1%	-3%	-2%	-1%	-1%	-3%
Wasserstoff aus Elektrolyse	-2%	-2%	-2%	-2%	-1%	-1%	-1%	-1%	-2%	-1%
SNG aus Methanisierung (DAC)	-2%	0%	-1%	-4%	-3%	-2%	-3%	-3%	-1%	-2%
Methanolsynthese (DAC)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
FT-Synthese (DAC)	-7%	-8%	-7%	-8%	-6%	-6%	-5%	-6%	-1%	-6%
Li-Ionen Akku	0%	0%	0%	-3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Stromnetze, Niederspannung	-31%	0%	-22%	-15%	6%	-23%	-19%	-33%	-19%	-17%
Stromnetze, Mittelspannung	-13%	11%	-8%	18%	10%	-8%	-3%	-16%	-3%	-3%
Stromnetze, Hochspannung	-12%	0%	-6%	-6%	1%	-4%	-3%	-16%	-3%	-2%
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle	-3%	-4%	-3%	-5%	-2%	-2%	-3%	-2%	-3%	-2%
Strom aus PEM-Brennstoffzelle	-4%	-5%	-4%	-6%	-3%	-2%	-2%	-3%	-2%	-2%
Geothermie-Kraftwerk	0%	0%	0%	-3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CO ₂ -Bereitstellung aus DAC	-3%	-1%	-1%	-22%	-1%	-2%	-1%	0%	0%	-2%
Meerwasserentsalzung	-2%	-1%	-1%	-16%	0%	-1%	-1%	0%	0%	-1%

KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Fresh-water: Frischwasserbedarf, Landuse: Hemerobiegewichtete Landnutzung, GWP: Klimawandel, AP: Versauerung, EP, terr: terrestrische Eutrophierung, EP, aquat.: aquatische Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, PM 2.5: Feinstaub
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

Abbildung 93: Veränderung der Umweltwirkungen für das H₂-Szenario bei Annahme der Technik-Parameter aus GreenLate für die Schlüsseltechnologien in Deutschland für alle Jahre, bezogen auf das jeweilige Basis-Szenario

	KRA	KEA	Fresh-water	Landuse	GWP	AP	EP, terr.	EP, aquat.	ODP	PM 2.5
Strommix	3%	0%	1%	10%	0%	1%	0%	1%	0%	1%
Wind, onshore	-6%	0%	-6%	-4%	-3%	-5%	-5%	-4%	-6%	-5%
Wind, offshore	-3%	0%	-3%	-1%	-4%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%
PV, Dachanlage	-7%	-1%	-7%	-3%	-3%	-4%	-5%	-6%	-6%	-4%
PV, Freiflächen-Anlage	10%	1%	8%	51%	11%	12%	11%	9%	10%	10%
Wärmepumpe	2%	0%	1%	9%	0%	1%	0%	1%	0%	0%
Wasserstoff aus Elektrolyse	1%	2%	1%	3%	0%	1%	0%	1%	1%	0%
SNG aus Methanisierung (DAC)	3%	1%	12%	165%	14%	6%	17%	10%	2%	7%
Methanolsynthese (DAC)	1%	0%	8%	145%	9%	3%	6%	6%	1%	3%
FT-Synthese (DAC)	8%	9%	7%	9%	5%	7%	5%	6%	1%	6%
Li-Ionen Akku	0%	0%	0%	4%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
Stromnetze, Niederspannung	33%	-14%	18%	5%	-7%	19%	11%	35%	15%	10%
Stromnetze, Mittelspannung	9%	-21%	3%	-23%	-8%	4%	-4%	14%	-1%	-3%
Stromnetze, Hochspannung	9%	-1%	4%	4%	-1%	3%	1%	13%	2%	1%
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle	3%	4%	3%	6%	1%	2%	2%	2%	3%	2%
Strom aus PEM-Brennstoffzelle	4%	5%	4%	7%	2%	2%	2%	3%	2%	2%
Geothermie-Kraftwerk	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CO ₂ -Bereitstellung aus DAC	0%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Meerwasserentsalzung	0%	0%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

KRA: Kumulierter Rohstoffaufwand, KEA: Kumulierter Energieaufwand, Fresh-water: Frischwasserbedarf, Landuse: Hemerobiegewichtete Landnutzung, GWP: Klimawandel, AP: Versauerung, EP, terr: terrestrische Eutrophierung, EP, aquat.: aquatische Eutrophierung, ODP: Ozonabbau, PM 2.5: Feinstaub
Quelle: eigene Darstellung, ifeu

5.4 Importe von PtX-Produkten nach Europa

Bei allen drei Szenarien in REFINE ist für Deutschland und für die Region Europa ohne DE ein Import von PtX-Produkten vorgesehen. Für beide Regionen erfolgt in diesem Abschnitt eine Einschätzung der Wirkungen dieser Importe im außereuropäischen Ausland.

Die PtX-Importmengen für Deutschland und die Region Europa ohne DE für die Szenarien und Jahre sind in Tabelle 6 aufgeführt. PtX-Produkte umfassen dabei PtL-FT-Kraftstoffe, die in allen drei Szenarien ausschließlich in der Region Welt ohne EU produziert werden. Für das H₂-Szenario sind das die einzigen PtX-Importe. Ansonsten ist im H₂-Szenario für PtX-Produkte eine Eigenproduktion innerhalb der Regionen Deutschland und Europa ohne DE angenommen. In den Green-Szenarien wird auch PtL-Methanol vollständig aus der Region Welt ohne EU importiert. In GreenLate wird zudem PtG-Methan (SNG) von außerhalb Europas importiert, allerdings nur im Jahr 2050. Wasserstoff als Endprodukt wird generell nicht von außerhalb Europas importiert. Die entsprechenden Bedarfe sind in Tabelle 6 über die Endprodukte enthalten.

Tabelle 6: Importe von PtX-Produkten aus der Region Welt ohne EU in TWh

Region	Jahr	GreenSupreme	GreenLate	H ₂ -Szenario
Deutschland				
	2030	63	16	48
	2040	271	221	128
	2050	387	812	187
Europa ohne DE				
	2030	215	159	164
	2040	520	353	172
	2050	712	756	141
Europa gesamt				
	2030	278	176	211
	2040	791	573	300
	2050	1.100	1.568	328

Quelle: (Teske et al. 2019), (Sensfuß et al. 2021), (Dittrich et al. 2020c)eu

Tabelle 7 zeigt die prozentualen Anteile der PtX-Importe aus der Region Welt ohne EU (RoW) nach Europa am PtX-Bedarf in der Welt ohne EU in den Szenarien (GreenSupreme und H₂-Szenario entsprechend 1,5 °C-Szenario und GreenLate entsprechend 2 °C-Szenario nach (Teske et al. 2019)). Insbesondere im Szenario GreenLate ist der anteilige europäische Importbedarf vergleichsweise hoch. Allgemein kann der Bevölkerungsanteil Europas zum Vergleich dienen, der über die Stützjahre bei etwa 5 % der Weltbevölkerung liegt (berechnet nach (UN 2022)).

Tabelle 7: Anteile der PtX-Importe nach Europa am PtX-Bedarf in der Region Welt ohne EU

Jahr	GreenSupreme	GreenLate	H ₂ -Szenario
2030	16 %	37 %	12 %
2040	9 %	23 %	3 %
2050	8 %	13 %	2 %

Die Berechnung der absoluten Umweltwirkungen und Indikatorergebnisse erfolgt anhand der Importmengen in Tabelle 6 und spezifischer Emissionsfaktoren für die PtX-Produkte. Für letztere ist wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben die Altersstruktur aus Bestandsanlagen und Zubau je Stützjahr berücksichtigt. Das heißt, die zur Berechnung verwendeten spezifischen Emissionsfaktoren sind gewichtete Werte aus den spezifischen Emissionsfaktoren eines Stützjahres für den Zubau und den spezifischen Emissionsfaktoren aus früheren Zubaujahren für den Bestand. Für die beiden Regionen Deutschland und Europa ohne DE unterscheiden sich die spezifischen Emissionsfaktoren jeweils nur wenig für die Szenarien und Jahre. In Tabelle 8 sind die absoluten Gesamtergebnisse für Europa (inkl. Deutschland) für ausgewählte Umweltwirkungen bzw. Indikatoren und Stützjahre gezeigt.

Tabelle 8: Ausgewählte absolute Ergebnisse für Importe von PtX-Produkten nach Europa

	Einheit	Jahr	GreenSupreme	GreenLate	H ₂ -Szenario
Treibhauspotenzial	Mio. t CO ₂ e	2030	22,4	10,3	10,8
		2050	12,0	34,8	3,8
Wasserbedarf	Mio. m ³	2030	198	99	117
		2050	352	606	133
Flächennutzung gesamt	km ² a	2030	10.333	4.095	5.393
		2050	16.730	30.210	6.347

Quelle: eigene Berechnungen, ifeu

Im Treibhauspotenzial sind alle Prozessschritte zur PtX-Herstellung enthalten: die (diskontierte) Anlagenherstellung, die Meerwasserentsalzung für die Wasser-Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung als Zwischenprodukt und die Endprodukterzeugung. Der Hauptbeitrag entsteht durch die Elektrolyse. Der Wasserbedarf ist Frischwasserbedarf, der v. a. zur Anlagenherstellung benötigt wird. Die Flächennutzung ist hier als unbewertete benötigte Fläche angegeben (Sachbilanzindikator), um einfache Vergleiche vornehmen zu können. Für PV-Anlagen ist die am Standort überbaute Fläche dabei maßgeblich. Bei WEA hat die Standortfläche nur einen Anteil von etwa 5 % an der gesamt benötigten Fläche. Der größere Anteil ist durch die Herstellung von Anlagenteilen bzw. die Anlagenherstellung bestimmt.

Die Ergebnisse in Tabelle 8 folgen grundsätzlich den Importmengen über die Jahre und sind insgesamt im H₂-Szenario im Jahresvergleich überwiegend niedriger (ausschließlicher Import von FT-Kraftstoff). Darüber hinaus sind die szenarienspezifischen Annahmen erkennbar, der ambitionierte Zubau und ambitionierte Technologieparameter bei GreenSupreme und die langsamere Transformation sowie der geringere Ambitionsgrad bei GreenLate.

Die anteiligen Umweltwirkungen für PtX-Importe nach Deutschland entsprechen etwa den Anteilen am PtX-Import nach Deutschland (Tabelle 6). Im Jahr 2030 sind dies jeweils 23 % bei GreenSupreme und dem H₂-Szenario und 9 % bei GreenLate. Im Jahr 2050 steigen die Anteile für Deutschland auf 35 % bei GreenSupreme, 52 % bei GreenLate und 57 % beim H₂-Szenario. Das heißt, die anteiligen deutschen PtX-Importe und damit verbundenen Wirkungen im außereuropäischen Ausland erreichen insbesondere 2050 eine hohe Relevanz an den PtX-Importen nach Europa, wenn man bedenkt, dass die Bevölkerung in Deutschland etwa 19 % in der EU27 einnimmt (berechnet nach (UN 2022)).

Nachfolgend wird eine grobe Veranschaulichung der Relevanz der im außereuropäischen Ausland durch die PtX-Importe verursachten Emissionen und Ressourceninanspruchnahmen versucht, in dem die Wirkungen dortigen nationalen Wirkungen gegenübergestellt werden.

Aus welchen Regionen PtX-Importe stammen können, wurde in RESCUE erwogen. Dort war die MENA-Region angenommen worden, mit Marokko als Repräsentant. Marokko wird als geeignet erachtet, da es auf den Auf- und Ausbau einer PtX-Produktion als zukünftiges Exportgut nach Europa setzt und von deutscher Seite dabei unterstützt wird (GIZ 2022; Sauermost 2022). In RESCUE (Dittrich et al. 2020b) wurde für das Szenario GreenEe1 ein möglicher Ausbaupfad beschrieben, wonach Marokko in 2030 etwa 10 TWh PtX-Produkte erzeugen könnte und bis 2050 etwa 400 TWh.

Eine potenzielle PtX-Erzeugungsmenge von 400 TWh findet sich für Marokko auch im PtX-Atlas²³. Die aggregierten PtX-Erzeugungsmengen basieren dabei auf identifizierten PtX-Potenzialflächen des Landes und auf abgeleiteten standortspezifischen Ausbau- und Einsatzoptimierungen. Die PtX-Importbedarfsmengen in Tabelle 6 liegen demgegenüber viel höher, und es ist naheliegend, dass nicht 100 % der erzeugbaren Menge aus Marokko exportiert würde. Die Deckung der Importbedarfe der EU muss sich alleine deswegen auf verschiedene Länder der MENA-Region verteilen. Das gilt auch rein für die deutschen PtX-Importbedarfe, die in den GreenSzenarien schon die marokkanischen Potenzialmengen ausschöpfen bzw. überschreiten würden. Nach PtX-Atlas liegen die potenziellen PtX-Erzeugungsmengen von Ägypten, Saudi-Arabien, Libyen am höchsten (ca. 1800/1800/1500 TWh), gefolgt von Yemen, Iran, Oman, Algerien, Vereinigte Arabische Emirate (ca. 800/800/600/500/450 TWh) und Tunesien, Syrien, Irak, Jordanien (ca. 250/100/40/12 TWh).

Eine genaue Analyse der möglichen Importherkünfte und nationalen Situationen in den verschiedenen MENA-Ländern ist im Rahmen des Projektes nicht möglich. Um dennoch eine zumindest ungefähre Vorstellung der Relevanz von im Ausland ausgelösten Umweltwirkungen zu erhalten, wird wie in RESCUE Marokko als Repräsentant gewählt. Das heißt, es wird hypothetisch angenommen, Marokko wäre in der Lage, die gesamten Importbedarfe der EU in den Szenarien und Jahren zu decken, und es wird zudem unterstellt, dass die für die PtX-Erzeugung benötigten Anlagenteile auch vollständig in Marokko hergestellt würden.

Nationale Treibhausgasemissionen berichtet das Land Marokko als Non-Annex 1 Country in zweijährigem Rhythmus (biennial update report, BUR). Im aktuellen BUR (Royaume du Maroc 2022) werden die gesamten Treibhausgasemissionen für 2018 mit 90.944,5 Gg CO₂e ausgewiesen (rechnerisch ohne Berücksichtigung von Senken aus Landnutzung- und Landnutzungsänderung (LULUCF)). Die Einschätzung künftiger THG-Emissionen kann dem aktualisierten First NDC („Nationally determined contributions“) von Marokko entnommen werden, der 2021 eingereicht wurde (Royaume du Maroc 2021). Im Referenzfall (Entwicklung ohne Maßnahmen) steigen die THG-Emissionen bis 2030 auf 142.344,9 Gg CO₂e. In einem Szenario mit Maßnahmen, zu denen sich Marokko im NDC verpflichtet hat, liegt der Zielwert 2030 bei 116.134,5 Gg CO₂e.

Wird die Größenordnung von 120 Mio. t CO₂e herangezogen, würde die PtX-Produktion für Europa in GreenSupreme etwa 19 % gegenüber diesen gesamten Landesemissionen in Marokko in 2030 ausmachen. Für GreenLate und das H₂-Szenario liegt der Anteil für 2030 bei etwa 9 %. Für das Jahr 2050 liegen keine quantitativen Zielwerte für Marokko vor, aber Marokko ist Unterzeichner des Paris-Abkommens, und es ist davon auszugehen, dass die Landesemissionen bis 2050 gegenüber 2030 weiter reduziert werden. Insbesondere für GreenLate würde insofern der Anteil bezogen auf die nationalen Emissionen erheblich ansteigen (mit dem Stand 2030 von 120 Mio. t CO₂e wäre der Anteil in 2050 29 % bei GreenLate; im H₂-Szenario 3,2 %, in GreenSupreme 10 %).

Nach Angaben in (GIZ 2020) liegt der Wasserbedarf in Marokko bei 14,5 Mrd. m³. Der anteilige Bedarf daran läge für GreenSupreme bei 1,4 % und für GreenLate und dem H₂-Szenario bei < 1 %. Für 2050 läge der Anteil für GreenLate (am marokkanischen Gesamtbedarf Stand 2030) bei 4,2 %, für GreenSupreme bei 2,4 % und im H₂-Szenario bei 0,9 %. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Länder der MENA-Region bereits derzeit etwa 15 % mehr Wasser verbrauchen als ihnen aus nachhaltigen Quellen wie Grundwasser und Flüssen zur Verfügung steht. Künftig wird sich die prekäre Wasserversorgung in der Region bei wachsenden Bevölkerungszahlen und Klimawandelfolgen noch verschärfen. (GIZ 2020)

²³ <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/> (20.12.23)

Nach Angaben in Destatis²⁴ beträgt die Landfläche von Marokko 446.300 km². Der Anteil an landwirtschaftlich genutzter Fläche lag 2019 bei 66,3 %. Bezogen auf diese Fläche würde die Flächennutzung gesamt für PtX-Importe in GreenSupreme 2030 3,5 % einnehmen, 2050 wären es knapp 6 %. In GreenLate würde die Flächennutzung gesamt in 2050 einen Anteil von rd. 10 % an der gesamten landwirtschaftlichen Fläche in Marokko einnehmen (H₂-Szenario 2,1 %). Vor dem Hintergrund, dass GreenLate in 2050 einen PtX-Importbedarf in die EU hat, der doppelt so hoch liegt wie die PtX-Erzeugungsmenge nach PtX-Flächenpotenzialen in Marokko, zeigt dieses Ergebnis, dass ein reiner Flächenvergleich nicht zielführend ist.

Die beschriebenen Auswirkungen durch PtX-Importe nach Europa würden sich zwar auf die MENA-Region verteilen, sind aber dennoch nicht vernachlässigbar. Sie sind zusammen mit weiteren Umweltwirkungen zu betrachten, die aus den Vorketten durch die Energiewende in Deutschland (bzw. in Europa) in anderen Ländern ausgelöst werden (vgl. Kap. 5.1). Da z. B. die Klimawirkungen daraus nicht im Nationalen Inventarbericht erfasst sind, sind weitergehende Untersuchungen über ins Ausland verlagerte Umweltwirkungen sehr zu empfehlen, um sich der nationalen Verantwortung bewusst sein zu können.

²⁴ <https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Internationales/Staat/Afrika/MA.html> (19.09.23).

6 Zusammenfassung und Fazit

Die Forschungsfragen, die im Projekt REFINE in Bezug auf die Umweltwirkungen der deutschen Energiewende formuliert wurden, konnten sehr fundiert untersucht und beantwortet werden. In Zusammenarbeit mit der ecoinvent Association wurde ein prospektives Ökobilanzmodell entwickelt, das es ermöglicht, Umweltwirkungen der Energiewende absolut und spezifisch für Schlüsseltechnologien regional differenziert zu ermitteln. Fragen zu den nationalen und international ausgelösten Treibhausgasemissionen und weiteren Umweltwirkungen, die durch eine deutsche Energiewende bedingt sind, wurden untersucht und beantwortet. Darüber hinaus wurde abgeschätzt, welche Umweltwirkungen und Rohstoffbedarfe bei Übertragung einer deutschen Energiewende auf die globale Ebene entstehen. Auch die Frage nach den Rohstoffbedarfen Deutschlands (und in weiteren Regionen) konnte basierend auf dem in REFINE entwickelten prospektiven Ökobilanzmodell beantwortet werden. Die Ergebnisse zu den Rohstoffbedarfen werden in diesem Teilbericht über den Indikator ‚Kumulierter Rohstoffaufwand abiotisch‘ (KRA abiotisch) abgebildet; im Teilbericht Rohstoffe wird das Thema ausführlicher analysiert und auch der Rohstoffverfügbarkeit für Metallrohstoffe gegenübergestellt. Dort finden sich auch Ergebnisse zur Einordnung gesamtwirtschaftlicher Aspekte, wofür das umweltökonomische Modell URMOD, das in RESCUE genutzt wurde, zu einem multiregionalen Modell weiterentwickelt wurde (URMOD-3R).

Die Weiterentwicklung der Methode der prospektiven Ökobilanz basiert auf der ecoinvent-Datenbank und auf methodischen Arbeiten in SYSEET (Liebich et al. 2020). Es wird auch in weiteren laufenden UBA-Forschungsvorhaben genutzt (Kap. 4). Im Detail ist die angewandte und fortentwickelte Methode zur Bereitstellung von Ökobilanzmodellen für prospektive Ökobilanzen in (Liebich et al. 2023) beschrieben. Für REFINE wurde basierend auf der ecoinvent-Datenbank v3.7.1 ein Ökobilanzmodell mit zwölf Teilmodellen (für drei Szenarien und vier Bezugsjahre) entwickelt, das in REFINE und weiteren UBA-Projekten plausibilisiert wurde.

Die Teilmodelle beinhalten jeweils die erweiterte ecoinvent Datenbank mit über 18.000 Prozessen, die die globalen Lieferketten abbilden. In Abhängigkeit vom Szenariojahr und der Region (Deutschland, Europa ohne DE, Welt ohne Europa) wurden deren Prozesse an die technologische Entwicklung entsprechend den Szenarienannahmen angepasst. Die Berechnung absoluter Umweltwirkungen war ursprünglich nur für ausgewählte Schlüsseltechnologien auf Basis der Teilmodelle geplant. Dank Weiterentwicklungen von Software und Programmtechniken in der Ökobilanz-Software Brightway2 und dem zugehörigen Activity Browser war es gegen Ende des Projektes möglich, die Teilmodelle gezielt zu verknüpfen und Umweltwirkungen für gesamte Endenergiebedarfe zu ermitteln. Über die Programmierung, Berechnung und Auswertung konnten die relevantesten Aspekte der zugrundeliegenden Szenarien berücksichtigt werden. Basierend auf den heutigen und in den Szenarien prognostizierten Endenergiebedarfen konnten aussagekräftige Gesamtergebnisse für die Umweltwirkungen der deutschen und globalen Energiewende ermittelt werden. Zur Berechnung der spezifischen Ergebnisse der Schlüsseltechnologien und der Strombereitstellung wurden für REFINE alle zwölf Ökobilanzteilmodelle auch einzeln berechnet und umfassend für alle Umweltwirkungen und Indikatoren ausgewertet.

Die so ermittelten Ergebnisse sind nachfolgend zunächst für die absoluten Umweltwirkungen der Energiewende und anschließend für die spezifischen Ergebnisse der Schlüsseltechnologien zusammengefasst.

Umweltwirkungen der Energiewende

Die Basis für die ökobilanziellen Berechnungen, also die funktionelle Einheit, ist der Endenergiebedarf der betrachteten Region (DE oder Welt), die das Energiesystem decken muss. Entsprechend den gewählten Transformationsszenarien sind die Energiemengen und Zusammensetzungen für die Stützjahre die Referenzflüsse für die Rechnungen. In dem Ökobilanzmodell sind auch die Altersstruktur der relevantesten Schlüsseltechnologien für die erneuerbare Stromerzeugung (WEA, PV und CSP) berücksichtigt. In 2050 werden Anlagen genutzt, die überwiegend vor 2050 errichtet wurden und bei deren Herstellung noch fossile Energieträger verwendet wurden. Die vollständig defossilisierten Systeme mit rein erneuerbaren Anlagen im Bestand wurden in einem Szenario ‚2050-plus‘ berechnet und ausgewertet – der Ergebnisunterschied gegenüber 2050 ist allerdings gering (z. B. 1 bis 2 Prozentpunkte für GWP).

Die absoluten Ergebnisse sind für Deutschland bzw. den deutschen Endenergiebedarf nach Energieträgern und nach dem Ort der Entstehung von Emissionen bzw. Umweltinanspruchnahmen ausgewertet. Durch Letzteres können Verlagerungseffekte (durch Deutschland im Ausland ausgelöste Umweltwirkungen) gezeigt werden. Dies ist möglich, da die Ökobilanzdatensätze in ecoinvent nach Regionen klassifiziert sind, die für REFINE in die drei Regionen DE, Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne Europa (RoW) gruppiert wurden. Eine Auswertung absoluter Umweltwirkungen für die weiteren Regionen (RoE, RoW) ist genauso möglich und wird für künftige Projekte empfohlen.

Umweltwirkungen der Energiewende in Deutschland

Die absoluten Umweltwirkungen des **Treibhauspotenzials** (Klimawandel) zeigen für 2050 gegenüber 2020 eine Minderung der THG-Emissionen um 99 % für GreenSupreme und für das Wasserstoffszenario, in GreenLate wird eine Reduktion um 96 % erreicht. Die schon zu Beginn ambitioniertere Transformation in GreenSupreme führt bereits in 2030 zu einer THG-Minderung von 47 % gegenüber 2020, in 2040 sind es 79 %. Dagegen erreicht das GreenLate-Szenario die 50 %-Reduktion erst in 2040 (25 % in 2030). Das Wasserstoffszenario führt zu THG-Minderungen von 38 % in 2030 und 76 % in 2040. Die Analyse der THG-Emissionen nach dem Ort der Freisetzung (Abbildung 5) zeigt, dass die mit den Ökobilanzmodellen berechneten THG-Emissionen, die in Deutschland entstehen, im Jahr 2020 601 Mio. t CO_{2e} betragen. Dies ist in guter Übereinstimmung mit dem vom Umweltbundesamt veröffentlichten Wert für energiebedingte THG-Emissionen für Deutschland in Höhe von 608 Mio. t CO_{2e} (Drosihn 2023). 23 % der gesamten in REFINE für 2020 berechneten THG-Emissionen von 784 Mio. t CO_{2e} werden über die Vorketten im Ausland verursacht. Durch die Energiewendeszenarien ergeben sich aber auch für diese verlagerten THG-Emissionen Reduktionen. Die nationalen THG-Emissionen sinken um 98-99 %, die im Ausland ausgelöst um mindestens 84 %.

Für den **kumulierten abiotischen Rohstoffaufwand (KRA abiotisch)** führt die vollständige Defossilisierung (Ergebnis für „2050-plus“ ohne Anlagen älter als Baujahr 2050 im Bestand) zu einer Reduktion des KRA abiotisch um 81 % in GreenSupreme, 49 % in GreenLate und 69 % im H₂-Szenario im Vergleich zu 2020. Der Bedarf an Metallrohstoffen nimmt hingegen im gleichen Zeitraum deutlich zu – in GreenSupreme um 22 %, in GreenLate um 259 % und im H₂-Szenario um 92 %. Die höheren Metallrohstoffbedarfe sind in den Energiewendeszenarien hauptsächlich durch den Einsatz von PtX-Energieträgern (H₂, CH₄, FT und Methanol) als Gase und Kraftstoffe sowie als Rohstoffe für die stoffliche Nutzung verursacht. Zurückzuführen ist dies überwiegend auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zu einem kleineren Teil auf den Metallbedarf für Elektrolyseure.

Der **kumulierte Energieaufwand (KEA)** nimmt infolge der Defossilisierung in allen Szenarien ab – zwischen 2020 und 2050 um 50 % in GreenSupreme, um 11 % in GreenLate und um 35 % im H₂-Szenario. In erster Näherung spiegelt dies die Reduktion des Endenergiebedarfs wider (Abbildung 1).

Auch der **Wasserbedarf** geht infolge der Defossilisierung zurück. Gegenüber 2020 werden bis 2050 Reduktionen um 90 % in GreenSupreme, um 78 % in GreenLate und um 84 % im H₂-Szenario erzielt. Auch der für Deutschland im Ausland erfolgende Wasserbedarf (Vorkette) nimmt durch die Energiewende, die in REFINE auch für Europa (RoE) und die Welt (RoW) angenommen ist, um mindestens 47 % ab.

Die **hemerobiegewichtete Landnutzung** sinkt bis 2050 im Vergleich zu 2020 in GreenSupreme um 63 %, in GreenLate um 3 % und im H₂-Szenario um 31 %. Für Flächen, die durch Deutschland im Ausland beansprucht werden, zeigt sich ein unterschiedliches Bild. In GreenSupreme und beim H₂-Szenario nimmt die Landnutzung bis 2050 um 50 % bzw. 7 % ab, bei GreenLate kommt es zu einer Zunahme um 36 %. Die Landnutzung im Ausland ist dabei in 2050 in den Green-Szenarien im Wesentlichen auf den Flächenbedarf von PV-Anlagen für PtX-Importe zurückzuführen. Im H₂-Szenario trägt zusätzlich der Einsatz von nach Deutschland exportierten Holzpellets zur Flächennutzung bei.

Die Beiträge zur **Versauerung**, die durch den deutschen Endenergiebedarf verursacht werden, gehen in allen Szenarien und Regionen über die Zeit zurück. Im Jahr 2050 liegt die Gesamtbelastung in GreenSupreme bezogen auf das Jahr 2020 um 88 % niedriger, in GreenLate um 73 % und im H₂-Szenario um 85 %.

Auch die **Eutrophierung** reduziert sich sehr stark in allen Szenarien und Regionen. Die Reduktionen der aquatischen Eutrophierung betragen in GreenSupreme 98 %, in GreenLate ca. 94 % und 97 % im H₂-Szenario. Insgesamt reduzieren sich die terrestrische und aquatische Eutrophierung ähnlich für alle Jahre und Szenarien um 77 % bis 98 % zwischen 2020 und 2050.

Auch das Potenzial für den **Ozonabbau**, der durch den deutschen Endenergiebedarf verursacht wird, geht bis 2050 deutlich zurück. Im Szenarienvergleich kann das H₂-Szenario die höchste Reduktion zwischen 2020 und 2050 verzeichnen (76 %) und somit den niedrigsten Zielwert erreichen. GreenSupreme zeigt eine Reduktion um 67 %, in GreenLate liegt die Reduktion lediglich bei 45 %. Relevante Beiträge zum Ozonabbau sind 2050 noch auf die Produktion von PtX-Kohlenwasserstoffen mit CO₂ aus Direct Air Capture (DAC) zurückzuführen, wenn für die CO₂-Abscheidung aus der Luft in der DAC-Anlage ein Anionenharz genutzt wird. Bei dessen Herstellung wird heute u. U. Tetrachlormethan freigesetzt. Diese Werte sind aber vergleichsweise unsicher und könnten sich zukünftig auch verbessern.

Auch die **Feinstaubbelastung** geht in allen Szenarien und Jahren zurück – zwischen 2020 und 2050 in GreenSupreme um 90 %, in GreenLate um 77 % und im H₂-Szenario um 87 %.

Umweltwirkungen einer weltweiten Energiewende

Mit dem im Rahmen dieses Projektes erstellten Ökobilanzmodell lassen sich auch die absoluten Umweltwirkungen der *globalen* Energiewende berechnen. Prinzipiell ließe sich diese Auswertung für alle drei Szenarien durchführen. Sie wurde im Rahmen von REFINE exemplarisch für das Szenario GreenSupreme durchgeführt. Für die Region Welt basiert GreenSupreme auf dem 1,5 °C-Szenario nach (Teske et al. 2019) mit einer Abweichung: es werden für die stoffliche Nutzung keine fossilen Energieträger genutzt und statt diesen, entsprechend dem GreenSupreme-Narrativ für 2050, erneuerbare PtX-Energieträger eingesetzt.

Das durch den globalen Endenergiebedarf verursachte **Treibhauspotenzial** liegt im Jahr 2020 bei 36 Gt CO₂e; davon sind 33 Gt Kohlendioxid. Im Vergleich dazu beziffert die

Emissionsdatenbank der Europäischen Kommission (EDGAR) (European Commission et al. 2023) das weltweite energiebedingte Treibhauspotenzial mit 37 Gt CO₂e, davon 33 Gt Kohlendioxid. Zwischen 2020 und 2050 führt die weitgehende Defossilisierung zu einer Reduktion des Treibhauspotenzials des globalen Endenergiebedarfs um 97 %. Die Klimawirkung der verbleibenden Treibhausgasemissionen beträgt 2050 noch rund 1 Gt CO₂e. Dieser Wert ist aus der Perspektive potenzieller technologischer Entwicklungen (in GreenSupreme) aber vergleichsweise unsicher.

Die weitgehende Defossilisierung führt 2050 zu einer Reduktion des globalen **kumulierten abiotischen Rohstoffaufwandes (KRA abiotisch)** um 77 % gegenüber 2020. Der Bedarf an Metallrohstoffen nimmt allerdings im gleichen Zeitraum um 59 % zu. Diese Zunahme ist auf die Produktion von PtX-Energieträgern zurückzuführen – im defossilisierten System liegt ihr Anteil bei 37 % des gesamten Metallrohstoffbedarfs.

Auch der globale **kumulierte Energieaufwand (KEA)** des Endenergiebedarfs folgt in diesem Szenario nicht dem stark abfallenden Trend des GWP. Die weitestgehende Defossilisierung führt zur Reduktion des kumulierten Energieaufwandes um 22 %. Der Anteil der Stromerzeugung erhöht sich um 30 % – bei einer Zunahme des Strombedarfs um 86 %. Der KEA für stofflich genutzte Energieträger (heute fossil und 2050 PtX) nimmt um 52 % zu.

Die **hemerobiegewichtete Landnutzung** nimmt aufgrund der globalen Transformation sogar um 36 % zu. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für Deutschland dominiert global die Biomassenutzung auch die Landnutzung in 2050 (76 %), obwohl diese im Modell relativ stark zurückgeht. 11 % der endenergiebedingten globalen Landnutzung gehen 2050 auf PV-Freiflächenanlagen zur direkten Stromnutzung zurück. Die Bereitstellung von PtX-Energieträgern verursacht 9,4 % des Flächenbedarfs.

Spezifische Ergebnisse für die Strombereitstellung und Schlüsseltechnologien

Die spezifischen Ergebnisse für die Strombereitstellung und die Schlüsseltechnologien sind umfassend für alle Umweltwirkungen und Indikatoren als separate Datentabelle (Excel) veröffentlicht und von der Internetseite des Umweltbundesamtes abzurufen. Tabellarische Ergebnisse für den Klimawandel (GWP) und den kumulierten abiotischen Rohstoffaufwand (KRA abiotisch) finden sich in Anhang B.1 dieses Berichtes. Für ausgewählte, für die Energiewende zentrale Schlüsseltechnologien (WEA, PV-Anlagen und PtX-Produkte) sowie für die Strombereitstellung sind die spezifischen Ergebnisse in Kapitel 5.2 ausführlicher beschrieben.

Insgesamt zeigen sich für die Strombereitstellung und die Schlüsseltechnologien ganz überwiegend über alle Szenarien und Regionen hinweg zwischen 2020 und 2050 Reduktionen bei den Umweltwirkungen²⁵ bzw. Indikatoren, die unterschiedlich hoch ausfallen.

In Bezug auf die Umweltwirkungskategorien kann das als erfolgreiche Synergie der Energiewendeszenarien gesehen werden. Die Transformation zur Klimaneutralität geht pro Energieeinheit weitgehend mit einer Reduzierung anderer Umweltwirkungen einher. Durch die Defossilisierung werden auch v. a. NO_x- und SO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger vermieden. Diese sind die wesentlichen Ursachen der Versauerung, der terrestrischen Eutrophierung und der Feinstaubbelastung (Sekundärpartikelbildner). Auch die aquatische Eutrophierung ist für die Schlüsseltechnologien in den Energiewendeszenarien deutlich rückläufig. Sie wird häufig über Strombedarfe geprägt und geht im Referenzjahr 2020 v. a. auf Phosphate aus Braunkohle-Abraumhalden zurück (Altlast des fossilen Systems).

²⁵ Der POCP wird auch hier aufgrund der Datenunsicherheiten nicht berücksichtigt (vgl. Kap. 4.4).

Einschränkend ist aber festzuhalten, dass bei der Rohstoffgewinnung insbesondere von Metallrohstoffen die Ökobilanzdatensätze häufig auf Daten für einzelne Minen basieren oder Proxys darstellen, die nicht unbedingt repräsentativ für den Sektor Bergbau auf globaler Ebene sein müssen – insbesondere mit Blick auf einen sich in Zukunft verändernden Metallmarkt. Für Metallrohstoffe ist deswegen zur Einschätzung eutrophierender oder toxischer Emissionen aus der Extraktion und anderer Umweltgefährdungspotenziale eine weitergehende qualitative Bewertung zu empfehlen, wie sie z. B. anhand der ÖkoRess-Methode möglich ist (Dehoust et al. 2019).

In den spezifischen Ergebnissen für die meisten Schlüsseltechnologien (Ausnahmen: PV-Freiflächenanlagen, die FT-Synthese und Li-Ionen-Akkus) und für die Strombereitstellung zeigen zwei Umweltwirkungskategorien fallweise eine Zunahme zwischen 2020 und 2050: Ozonabbaupotenzial (ODP) und hemerobiegewichtete Landnutzung²⁶.

Die Zunahmen der spezifischen Ergebnisse beim ODP zwischen 2020 und 2050 zeigen sich nur bei einzelnen Szenarien und Regionen bei WEA und der Elektrolyse. Sie liegen eher gering mit 3 % bei der Elektrolyse (H₂-Szenario DE und RoE), 2 % bei Offshore-WEA (H₂-Szenario DE) und etwas höher bei Onshore-WEA (H₂-Szenario und GreenSupreme sowohl RoE als auch RoW zwischen 12 % und 35 %). Bei weiteren spezifischen Ergebnissen für den ODP zeigen sich zwar keine Zunahmen, aber allgemein eher geringere Reduktionen zwischen 2020 und 2050. Hier ist davon auszugehen, dass das Ausgangsniveau 2020 bereits durch die Erfolge der internationalen Übereinkünfte (Montreal Protocol) durch geringe Emissionsbelastungen gekennzeichnet ist bzw. dass der Einfluss durch die Energiewende in Bezug auf ozonabbauende Emissionen untergeordnet ist.

Die hemerobiegewichtete Landnutzung nimmt für die Mehrzahl der Schlüsseltechnologien und die Strombereitstellung zwischen 2020 und 2050 zu. Die Zunahmen sind unterschiedlich ausgeprägt und kommen mehrheitlich in den Regionen RoE und RoW und im H₂-Szenario zum Tragen. Eine Übersicht über die Zunahmen zwischen 2020 und 2050 bei der Strombereitstellung und in allen Schlüsseltechnologien in den Szenarien und Regionen ist im Anhang B.2 aufgeführt. Tabelle 91 bietet einen visuellen Eindruck, bei welchen Technologien es zu einer Zunahme kommt und kann als Anhaltspunkt für gegebenenfalls künftige vertiefende Analysen dienen.

Auch die Indikatoren auf Sachbilanzebene sinken überwiegend zwischen 2020 und 2050. Für den kumulierten abiotischen Rohstoffaufwand (KRA abiotisch) und den kumulierten Energieaufwand (KEA) gilt dies bezogen auf das Gesamtergebnis. Auch der spezifische Wasserbedarf nimmt zwischen 2020 und 2050 nicht zu. Der Wasserbedarf für die Schlüsseltechnologien resultiert überwiegend aus dem Strombedarf. In 2020 trägt dieser vor allem über den (Braun)kohleabbau und die Stromerzeugung aus Biomasse zum Ergebnis bei. Im defossilisierten System dominiert der Bau der Energieerzeugungsanlagen und der Anlagen zur Erzeugung von PtX-Produkten.

Beim KRA abiotisch ist eine Zunahme zwischen 2020 und 2050 nur für Onshore-WEA zu verzeichnen. Dies in den Regionen RoE und RoW bei allen drei Szenarien. Der Grund: WEA brauchen in den Szenarien zukünftig mehr Material je Megawatt Leistung (Tabelle 13). Das kann für Onshore-WEA nur in Deutschland durch höhere Volllaststunden ausgeglichen werden. Allgemein gilt für den KRA abiotisch in REFINE, dass dieser für fossile Energierohstoffe durch die Energiewende gegen Null geht und gleichzeitig für Metallrohstoffe und für Baumineralien zunimmt. Industriemineralien sind für den KRA abiotisch von untergeordneter Bedeutung. Die detaillierte Auswertung von Rohstoff- und Materialbedarfen der Schlüsseltechnologien ist im

²⁶ Beim Sachbilanzindikator Flächennutzung gesamt bestehen die Zunahmen ebenso und noch in weiteren Fällen als beim Hemerobie-Konzept.

Teilbericht Rohstoffe aufgeführt. Insbesondere mit Blick auf Verfügbarkeiten von Metallrohstoffen sehen wir bei den Rohstoffbedarfen weiteren Forschungsbedarf. So wäre es sinnvoll, Sensitivitätsanalysen zu den Szenarioannahmen durchzuführen – insbesondere für WEA (ggf. PV) und allgemein in Bezug auf Sekundäranteile in der Metallherstellung. Letzteres wurde in REFINE nur bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung mit dem URMOD-3R-Modell gerechnet, da entsprechende Vertiefungsstudien zu Sekundäranteilen erst zu einem späten Projektzeitpunkt umgesetzt wurden.

Beim KEA zeigen sich Zunahmen zwischen 2020 und 2050 bei mehreren Schlüsseltechnologien. So bei den WEA, den Stromnetzen, dem Geothermiekraftwerk, der Vanadium-Redoxflow-Batterie und bei der CO₂-Bereitstellung aus Punktquellen (Zementwerk). Grundsätzlich steigt der kumulierte Gesamtenergiebedarf, wenn eine Zunahme im regenerativem KEA die Reduktion beim fossilen KEA übersteigt. Der KEA nuklear ist i. p. R. von untergeordneter Bedeutung. Die Zunahmen im KEA sind unterschiedlich ausgeprägt. Eine Übersicht ist im Anhang B.2 aufgeführt. Tabelle 92 bietet einen visuellen Eindruck, bei welchen Technologien es zu einer Zunahme kommt und kann als Anhaltspunkt für gegebenenfalls künftige vertiefende Analysen dienen.

Sensitivitäten spezifische Ergebnisse

Der Einfluss der Transformationsgeschwindigkeit auf die spezifischen Ergebnisse wurde durch die Annahme einer 10-jährigen Verzögerung in der Region Welt ohne Europa untersucht. Der Einfluss zeigt sich am deutlichsten beim Klimawandel. Andere Umweltwirkungen und Indikatoren sind nachgelagert oder wenig betroffen. Beispielsweise ist die hemerobiegewichtete Landnutzung kaum betroffen – die spezifische Flächennutzung steigt bei einigen Technologien leicht und sinkt geringfügig bei anderen. Die zuvor beschriebenen Zunahmen bei der Landnutzung zwischen 2020 und 2050 verzögern sich in der Sensitivität auf 2060. Bei den Szenarien reagiert das weniger ambitionierte Szenario GreenLate weniger sensitiv auf weitere Verzögerungen, da es z. B. beim Klimawandel i. d. R. in den variierten Technologien durch das jeweils höchste Endniveau gekennzeichnet ist. Welche Bedeutung eine 10-jährige Verzögerung in der Welt ohne Europa auch für das deutsche oder das Europa-Ziel zur Treibhausgasneutralität hätte, wurde im Rahmen des Projektes nicht untersucht.

Die Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Technologieparameter zeigte, dass vor allem Annahmen zu den Kenndaten und Parametern bei WEA und PV einen relevanten Ergebniseinfluss haben. Die ambitionierten Annahmen für GreenSupreme mit längerer Lebensdauer, höheren Wirkungsgraden und höheren Volllaststunden wirken sich durch höhere Reduktionen bzw. geringere Zunahmen der Umweltbelastungen gegenüber den anderen Szenarien aus. Dies unterstreicht den zuvor bei den spezifischen Ergebnissen zum KRA abiotisch geäußerten Forschungsbedarf, der im Hinblick auf selektive Sensitivitätsanalysen insbesondere für WEA und ggf. PV-Anlagen zu sehen ist.

PtX-Importe nach Europa

Importe von PtX-Produkten nach Europa sind in allen drei Szenarien in REFINE gegeben. Beim H₂-Szenario sind dies ausschließlich FT-Kraftstoffe, bei den Green-Szenarien auch PtL-Methanol und bei GreenLate im Jahr 2050 zudem auch PtG-Methan. In Relation zum PtX-Bedarf der Region Welt ohne EU liegen die aus dieser Region bezogenen europäischen Importmengen im Jahr 2030 bei 12 % im H₂-Szenario, 16 % bei GreenSupreme und 37 % bei GreenLate. Im Jahr 2050 sinken die Anteile auf 2 % im H₂-Szenario, 8 % bei GreenSupreme und 13 % bei GreenLate. Zum Vergleich: der Bevölkerungsanteil Europas liegt bei etwa 5 % der Weltbevölkerung. Die anteiligen Umweltwirkungen für PtX-Importe nach Deutschland entsprechen etwa den Importanteilen Deutschlands im Verhältnis zu den gesamteuropäischen Importen. Im Jahr 2030 sind dies jeweils 23 % bei GreenSupreme und dem H₂-Szenario und 9 % bei GreenLate. Im Jahr

2050 steigen die Anteile für Deutschland auf 35 % bei GreenSupreme, 52 % bei GreenLate und 57 % beim H₂-Szenario. Das heißt, die anteiligen deutschen PtX-Importe und die damit verbundenen Wirkungen im außereuropäischen Ausland erreichen insbesondere 2050 eine hohe Relevanz bei den PtX-Importen nach Europa, wenn man bedenkt, dass die Bevölkerung in Deutschland etwa 19 % der EU27 einnimmt.

Eine genaue Analyse der möglichen Importherkünfte und der dortigen nationalen Situationen ist im Rahmen des Projektes nicht möglich. In RESCUE war ein Import aus der MENA-Region mit Marokko als Repräsentant angenommen. Allerdings können selbst allein die deutschen Importbedarfe nicht über Marokko gedeckt werden. Es wurde dennoch eine Gegenüberstellung der durch die PtX-Importe ausgelösten Umweltwirkungen mit Marokko vorgenommen, was aber nur zur groben Veranschaulichung dienen kann. So würde die Produktion der gesamten PtX-Importmenge für Europa in GreenSupreme etwa 19 % gegenüber den projizierten nationalen Treibhausgasemissionen in Marokko in 2030 ausmachen. Für GreenLate und das H₂-Szenario läge der Anteil für 2030 bei etwa 9 %. Für das Jahr 2050 ist davon auszugehen, dass insbesondere für GreenLate die durch PtX-Importe ausgelösten THG-Emissionen im Verhältnis zu den dann voraussichtlich geringeren nationalen Emissionen erheblich ansteigen. Die beschriebenen Auswirkungen durch PtX-Importe in die EU würden sich zwar auf die MENA-Region verteilen, sind aber dennoch nicht vernachlässigbar. Entsprechend sind hierzu, genauso wie zu den Emissionen bzw. Umweltinanspruchnahmen durch Vorketten, weitergehende Untersuchungen über ins Ausland verlagerte Umweltwirkungen sehr zu empfehlen, um sich der nationalen Verantwortung bewusst sein zu können.

Methodische Einschränkungen

Wenn die Annahmen der Transformationsszenarien auch sehr umfangreich in das Ökobilanzmodell eingearbeitet wurden, bleibt doch noch Raum für Verbesserungen:

- ▶ Die Erhöhung von Sekundärrohstoffquoten für die wichtigsten Metalle Stahl, Aluminium, Kupfer, Zink und Blei wurden abgebildet, aber nicht für andere Metalle. Auch erhöhte Scherbenanteile in der Glasindustrie, Altpapier in der Papier- und Kartonherstellung, Kunststoffgranulate aus Kunststoffabfällen, Altholz in der Produktion von Holzprodukten und die zunehmende Nutzung von Bau- und Abbruchabfällen als Baustoffe wurden bisher nicht berücksichtigt.
- ▶ Änderungen der verwendeten Materialien in Nichtwohngebäuden, Leichtbaumaterialien bei Verkehrsträgern und die Einführung treibhausgasemissionsfreier Produktions- und Kühlmittel könnten zukünftig berücksichtigt werden.
- ▶ Annahmen, die in RESCUE hinsichtlich der Flächenauswahl getroffen wurde (z. B. PV-Anlagen auf Deponien oder entlang von Straßen) sind bislang nicht im Modell enthalten.
- ▶ Für die Nutzung/Verbrennung von PtX-Energieträgern werden bislang die gleichen Emissionen wie bei fossilen angenommen (außer CO₂).

Möglicherweise werden Umweltwirkungen, vor allem im Zieljahr 2050, durch die unvollständige Anpassung leicht überschätzt. Die Validierung über das Treibhauspotenzial weist aber eine gute Übereinstimmung auf. Eine tiefergehende Analyse mit Hilfe der neuen Ökobilanzwerkzeuge und ggf. eine erweiterte Anpassung der Datenbanken könnten Teil eines Folgeprojektes sein.

Für Umweltwirkungen mit regionaler Relevanz ist zudem zu beachten, dass die Ökobilanzergebnisse regionale Gegebenheiten nur grob berücksichtigen. Ähnlich wie beim Konzept der planetaren Grenzen kommt es bei regional wirkenden Emissionen und Bedarfen auf den geografischen Bezug an. Bei der Verlagerung von Umweltwirkungen ins Ausland ist dies

insbesondere bei Wasser- und Flächeninanspruchnahmen wichtig: Wo erfolgen diese und wie verfügbar sind sie vor Ort?

Fazit und Forschungsbedarf

Im Projekt REFINE war es möglich, Umweltwirkungen und Ressourceninanspruchnahmen der Energiewende mit der Methode der prospektiven Ökobilanz quantitativ darzustellen. Für spezifische Technologien wurden diese sowohl für Deutschland als auch für Europa (ohne DE) und auf globaler Ebene (ohne Europa) berechnet. Absolute Ergebnisse für den Endenergiebedarf konnten für Deutschland berechnet werden und als Ausblick für die Welt. Dies konnte in REFINE erst zu einem späten Projektzeitpunkt erfolgen, als die notwendigen Ökobilanzprogramme zur Berechnung und Auswertung zur Verfügung standen (Brightway2, Activity Browser). So konnten entscheidende Aspekte herausgearbeitet werden. Die berechneten absoluten Umweltwirkungen sind nicht als abschließend, aber als aussagekräftig einzuordnen.

Zentrale Erkenntnisse dieser Untersuchung sind:

- ▶ Die nationalen THG-Emissionen sinken durch die Energiewende in den untersuchten Szenarien um 98-99 %, die im Ausland ausgelöst um mindestens 84 %.
- ▶ Für das Szenario GreenSupreme sinken auch die anderen Umweltwirkungen und Ressourcenindikatoren, wenn auch nicht so stark wie das Treibhauspotenzial.
- ▶ Für die Szenarien GreenLate und das H₂-Szenario sinken in einigen Kategorien die Belastungen weniger stark als in GreenSupreme. Landnutzung und kumulierter Energieaufwand liegen in GreenLate durch die Produktion von PtX-Energieträgern in 2050 sogar wieder auf dem Niveau von 2020.
- ▶ Der Bedarf an Metallrohstoffen für den deutschen Endenergieverbrauch nimmt in allen Szenarien stark zu. In GreenLate steigt der deutsche Bedarf um 259 %. In GreenSupreme nimmt er für Deutschland um 22 % und für den weltweiten Endenergiebedarf um 59 % zu.

Es verbleiben eine Reihe von Fragestellungen, für die wir Forschungsbedarf und weitere Entwicklungsmöglichkeiten sehen:

- ▶ Wie sich die Übertragung der deutschen Energiewendepfade auf andere Länder bzw. global auswirkt, konnte in dieser Studie als Ausblick betrachtet werden. Es wird für künftige Forschungsvorhaben empfohlen, absolute Umweltwirkungen und Ressourceninanspruchnahmen für weitere Regionen zu analysieren, um tiefergehende Einblicke zu erhalten.
- ▶ Auch für die Annahmen der Szenarien selbst und ihre Umsetzung im prospektiven Ökobilanzmodell sehen wir weiteren Forschungsbedarf:
 - Die spezifischen Ergebnisse für die Schlüsseltechnologien reagieren sensitiv auf die Szenarioannahmen insbesondere für WEA und PV-Anlagen, z. B. bei den spezifischen Ergebnissen des KRA abiotisch. Da die Annahmen außerdem sehr ambitioniert sind, empfehlen wir weitergehende selektive Sensitivitätsanalysen für die in REFINE getroffenen Annahmen für WEA und ggf. für PV-Anlagen.
 - Die Untersuchung von Varianten empfehlen wir aufgrund der Relevanz von Metallrohstoffen auch für die Ökobilanzberechnung in Bezug auf Sekundäranteile von Metallen. Für die Ökobilanzmodelle wurden die Schrotteinsatzquoten zu einem frühen Projektzeitpunkt festgelegt. Die gegen Ende der Projektlaufzeit in Vertiefungsstudien

umfassender abgeleiteten Sekundäranteile für Metalle konnten nur in den IOT-Rechnungen berücksichtigt werden.

- Für Metallrohstoffe empfehlen wir zudem eine weitergehende Beurteilung von deren Inanspruchnahme mit Blick auf die Rohstoffgewinnung; möglich ist eine qualitative Einschätzung eutrophierender oder toxischer Emissionen aus der Extraktion und weiterer Umweltgefährdungspotenziale z. B. anhand der ÖkoRess-Methode (Dehoust et al. 2019).
- Untersuchungen, welche die unterschiedlichen Szenarien miteinander vergleichen, sehen wir ebenfalls als sehr sinnvoll an. Die Auswirkungen einer verzögerten Transformationsgeschwindigkeit konnte in REFINE in einer Sensitivitätsanalyse eingeschätzt werden. Ähnliche Berechnungen für die absoluten Umweltwirkungen der Energiewende wären ebenso interessant. Auch könnten kumulative THG-Ergebnisse (globales THG-Budget) den Vergleich und die Bewertung verschiedener Transformationsszenarien verbessern.
- Für die absoluten Ergebnisse beim Klimawandel konnte deren Bedeutung für die Welt und auch für Deutschland beispielhaft für das Szenario GreenSupreme anhand verbleibender CO₂-Budgets pro Kopf nach IPCC eingeordnet werden. Für künftige Vorhaben empfehlen wir eine Einordnung auch für weitere Fragestellungen:
 - Für weitere Umweltwirkungen und Ressourceninanspruchnahmen ist eine entsprechende Einordnung der Ergebnisse analog zum Klimawandel möglich. Insbesondere für Umweltwirkungen, die auch im Konzept der Planetaren Grenzen (KPG) relevant sind, empfehlen wir eine weitergehende Auswertung. Eine Überleitung von Ökobilanzergebnissen in das Konzept der Planetaren Grenzen ist, basierend auf der vom ifeu entwickelten Methode, möglich (Dittrich et al. 2021).
 - Die Einordnung gegenüber den planetaren Grenzen erlaubt auch eine weitergehende Bewertung der durch die deutsche Energiewende im Ausland ausgelösten Umweltwirkungen und Ressourceninanspruchnahmen (Vorketten). Auch für den Klimawandel empfehlen wir hier weitergehende Untersuchungen (Analyse und Betrachtung von Varianten), da die im Ausland verursachten THG-Emissionen nicht im Nationalen Inventarbericht erfasst sind (Territorialprinzip). Solche Studien könnten die übergeordnete nationale Verantwortung aufzeigen, auf dem Weg zur Klimaneutralität Emissionen nicht über Vorketten und Importe in andere Länder zu verlagern.
 - Für Importe gilt weitergehend, dass hier regionale Gegebenheiten genauer berücksichtigt werden sollten. Das Konzept der planetaren Grenzen bietet eine sehr gute Einordnungsmöglichkeit auf globaler Ebene, aber die Bedeutung von v. a. der Beanspruchung von Wasser- und Landressourcen muss auch auf regionaler Ebene geprüft werden. Nur so können mögliche Nutzungskonflikte, die durch Deutschland verursacht werden, erkannt und vermieden werden.

Abschließend sehen wir ein hohes Erkenntnisinteresse in der weiteren Entwicklung der prospektiven Ökobilanzmethode, dies auch im Wechselspiel mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell. Die Forschungsfragen in REFINE zu Treibhausgasemissionen und weiteren Umweltwirkungen konnten mittels der prospektiven Ökobilanz untersucht werden. Auch die Rohstoffbedarfe für die Energiewende wurden auf Basis der Ökobilanzdatensätze ausgewertet. In Ergänzung dazu liefert die gesamtwirtschaftliche Betrachtung mit URMOD-3R Ergebnisse für den gesamten Rohstoffkonsum (RMC) einschließlich Veränderungen der Endnachfrage

(Konsum, Investitionen) und vor allem unter Berücksichtigung der Bevölkerungsentwicklung und des Wirtschaftswachstums, bemessen am Bruttoinlandsprodukt.

Ein Abgleich der Ergebnisse z. B. für den KRA abiotisch bzw. den RMC der Schlüsseltechnologien zwischen den beiden Modellen war für REFINE nicht vorgesehen. Hier sehen wir für mögliche künftige Vorhaben einen Ansatzpunkt, die Methoden (bottom-up und top-down) fortzuentwickeln, mit dem Ziel, weitere Synergien zu erarbeiten und für Szenariotechniken zu hochkomplexen Systembetrachtungen bzw. Fragestellungen zuverlässiger und schneller einsetzen zu können.

Für die prospektive Ökobilanzmethode bestehen auch weitergehende Möglichkeiten. Es können Anpassungen auch für weitere Sektoren durchgeführt werden wie z. B. die Landwirtschaft. Für absolute Ergebnisse ist hierbei jeweils die Frage nach einer verbindenden funktionellen Einheit, z. B. dem nationalen Konsum, relevant. Für die Zukunft sind nicht nur umfangreiche Auswertungen über Brightway2 und den Activity Browser effizient möglich. Diese neue „Open Source“ Programmumgebung erlaubt auch einfachere und direkte Anpassungen in der aktuellen ecoinvent-Datenbankversion. Das gilt auch für das jetzt bestehende Ökobilanzmodell zur Energiewende, für das weitergehende Anpassungen sinnvoll erscheinen. Beispielsweise wurden die ecoinvent-Datensätze für die Strommixe 2020 und im Bereich Landwirtschaft nicht angepasst, da dies innerhalb von REFINE nicht relevant war. So könnten im Rahmen künftiger Forschungsprojekte entsprechende Modifikationen einfacher vorgenommen werden und auch Ergebnisse für die in REFINE ausgewerteten Umweltwirkungen und Indikatoren (und ggf. weitere Umweltwirkungen bzw. alternative Charakterisierungsmodelle) vertieft analysiert werden. Darüberhinaus sehen wir auch den Bedarf, neue Transformationsszenarien in das Modell zu integrieren, die die aktuelle Entwicklung und politische Zielsetzung (z. B. Klimaschutzgesetz) berücksichtigen.

7 Quellenverzeichnis

AGEB (2022): Energiebilanz der Bundesrepublik 2020. *Excel-Tabelle*, AG Energiebilanzen e.V. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/EBD20e.xlsx> (05.09.2023).

AGEE-Stat (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. *Text*, Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren> (21.09.2023).

Antonyan, M. (2019): Energy Footprint of Water Desalination. *Master Thesis*, University of Twente. <https://www.utwente.nl/en/et/wem/education/msc-thesis/2019/antonyan.pdf>.

Bolte, V.; Fehrenbach, H. (2024): Arbeitstitel: Including sea use into life cycle impact assessment using Hemeroby as an impact category indicator on a case study of offshore wind energy in the German Bay. *Noch unveröffentlicht, voraussichtliche Veröffentlichung 2024.*

Bundesministerium der Justiz (2021): Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>. (27.09.2023).

Carlsson, J.; Uihlein, A.; Nijs, W.; Ruiz, C. P.; Carrara, S.; Kapetaki, Z.; Kougias, I.; Magagna, D.; Miranda, B. E.; O', C. A. P.; Padella, M.; Prussi, M.; Scarlat, N.; Taylor, N.; Vazquez, H. C.; Chondrogiannis, S.; Jakubcionis, M.; Shortall, R.; Telsnig, T. (2020): Clean energy technology synergies and issues. Publications Office of the European Union, Luxembourg. DOI: 10.2760/716057.

De Leeuw, F. A. A. M. (2002): A set of emission indicators for long-range transboundary air pollution. In: *Environmental Science & Policy*. Vol. 5, S. 135–145. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1462-9011\(01\)00042-9](https://doi.org/10.1016/S1462-9011(01)00042-9).

Dehoust, G.; Manhart, A.; Dolega, P.; Vogt, R.; Auberger, A.; Kämper, C.; von Ackern, P.; Rüttinger, L.; Rechlin, A.; Priester, M. (2019): Weiterentwicklung von Handlungsoptionen einer ökologischen Rohstoffpolitik - ÖkoRess II. Texte Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-06-17_texte_79-2020_oekoressii_abschlussbericht.pdf&opi=89978449.

Deutz, S.; Bardow, A. (2021): Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption. In: *Nature Energy*. DOI: 10.1038/s41560-020-00771-9.

Dittrich, M.; Dünnebeil, F.; Köppen, S.; von Oehsen, A.; Vogt, R.; Biemann, K.; Fehrenbach, H.; Ewers, B.; Gerhardt, N.; Becker, S.; Böttger, D.; Frischmuth, F.; Schoer, K. (2020a): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland – Vergleich der Szenarien Abschlussbericht. UBA Climate Change 01/2020 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_28_cc_06-2020_endbericht_vergleich_szenarien.pdf (20.02.2024).

Dittrich, M.; Dünnebeil, F.; Köppen, S.; von Oehsen, A.; Vogt, R.; Biemann, K.; Fehrenbach, H.; Ewers, B.; Limberger, S. (2020b): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenEe. Abschlussbericht. UBA Climate Change 01/2020 <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/transmutationsprozess-treibhausgasneutrales-ressourcenschonendes-deutschland-greenee> (22.03.2023).

Dittrich, M.; Ewers, B.; Limberger, S.; Petri, F.; Vogt, R.; Doppelmayr, A.; Müller, J.; Loibl, A.; Marscheider-Weidemann, F.; Rostek, L.; Brauer, C.; Schoer, K.; Liebich, A.; Münter, D.; Rosental, M.; Fröhlich, T.; Ludmann, S. (2024a): REFINE (Rohstoffe): Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland. Teilbericht Rohstoffe. *Noch unveröffentlicht, voraussichtliche Veröffentlichung 2024.*

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; von Oehsen, A.; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020c): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenSupreme. UBA Climate Change 05/2020 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_28_cc_05-2020_endbericht_greensupreme.pdf (12.11.2020).

Dittrich, M.; Gerhardt, N.; Schoer, K.; Dünnebeil, F.; Becker, S.; von Oehsen, A.; Vogt, R.; Köppen, S.; Biemann, K.; Böttger, D.; Ewers, B.; Limberger, S.; Frischmuth, F.; Fehrenbach, H. (2020d): Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenLate. UBA Climate Change 02/2020 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_28_cc_02-2020_endbericht_greenlate.pdf (12.11.2020).

Dittrich, M.; Liebich, A.; Müller, J.; Schoer, K.; Brischke, L.-A.; Limberger, S.; Ewers, B.; Doppelmayr, A.; Münter, D.; Leuser, L.; Keppner, B. (2024b): Die Grenzen des Konsums: Nachhaltiger Konsum unter der Berücksichtigung von Planetaren Grenzen und globalen Wachstumsdynamiken. Umweltbundesamt (UBA). *Noch unveröffentlicht, voraussichtliche Veröffentlichung 2024.*

Dittrich, M.; Liebich, A.; Vogt, R.; Münter, D.; Wingenbach, C.; Ludmann, S.; Rosental, M.; Fröhlich, T.; Petri, F.; Ewers, B.; Doppelmayr, A.; Limberger, S.; Müller, J.; Loibl, A.; Marscheider-Weidemann, F.; Rostek, L.; Brauer, C.; Schoer, K. (2024c): REFINE: Betrachtung von Rohstoffaufwendungen und Umweltwirkungen für die Energiewende in einem ressourcenschonenden und treibhausgasneutralen Deutschland. Anhang Steckbriefe Schlüsseltechnologien. *Noch unveröffentlicht, voraussichtliche Veröffentlichung 2024.*

Dittrich, M.; Limberger, S.; Vogt, R.; Keppner, B.; Leuser, L.; Schoer, K. (2021): Vorstudie zu Ansätzen und Konzepten zur Verknüpfung des „Planetaren Grenzen“ Konzepts mit der Inanspruchnahme von abiotischen Rohstoffen / Materialien. UBA-Texte 51/2021 Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-04-12_texte_51-2021_vorstudie_abiotische_rohstoffe_materialien_0.pdf (24.09.2023).

Drosihn, D. (2023): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 - 2021. Climate Change Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/uebersicht-zur-entwicklung-der-energiebedingten-1> (23.09.2023).

European Commission; Joint Research Centre; Alves Dias, P.; Pavel, C.; Plazzotta, B.; Carrara, S. (2020): Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system. Publications Office of the European Union, Luxemburg. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/160859> (07.09.2023).

European Commission; Joint Research Centre; Crippa, M.; Guizzardi, D.; Schaaf, E.; Monforti-Ferrario, F.; Quadrelli, R.; Risquez Martin, A.; Rossi, S.; Vignati, E.; Muntean, M.; Brandao De Melo, J.; Oom, D.; Pagani, F.; Banja, M.; Taghavi-Moharamli, P.; Köykkä, J.; Grassi, G.; Branco, A.; San-Miguel, J. (2023): GHG emissions of all world countries – 2023. Publications Office of the European Union. DOI: 10.2760/953322.

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

Fehrenbach, H.; Grahl, B.; Giegrich, J.; Busch, M. (2015): Hemeroby as an impact category indicator for the integration of land use into life cycle (impact) assessment. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*. Vol. 20, No. 11, S. 1511–1527. DOI: 10.1007/s11367-015-0955-y.

Fehrenbach, H.; Rettenmaier, N.; Reinhardt, G.; Busch, M. (2019): Festlegung des Indikators für die Bilanzierung der Ressource Fläche bzw. von Naturraum in Ökobilanzen. ifeu paper https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_Paper_2-2019_Flaeche.pdf (01.12.2023).

Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf (24.06.2020).

Giegrich, J.; Liebich, A.; Lauwigi, C.; Reinhardt, J. (2012): Indikatoren / Kennzahlen für den Rohstoffverbrauch im Rahmen der Nachhaltigkeitsdiskussion. UBA Texte *Forschungsbericht*, Institut für Energie und Umweltforschung (ifeu), Dessau-Roßlau. S. 248. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/indikatoren-kennzahlen-fuer-den-rohstoffverbrauch>.

GIZ (2020): Wassersektor in der MENA-Region. https://www.giz.de/en/downloads/giz2020_de_neue_maerkte_neue%20chancen_wassersektor%20mena_web.pdf (19.09.2023).

GIZ (2022): Marokko: Kurs in Richtung Zukunftstechnologie. <https://berichterstattung.giz.de/2020/unsere-arbeit-weltweit/nachhaltiger-resilienter-aufschwung/marokko-kurs-in-richtung-zukunftstechnologie>. (22.08.2022).

Goedkoop, M.; Heijungs, R.; Huijbregts, M.; De Schryver, A.; Struijs, J.; Van Zelm, R. (2009): ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. https://web.universiteitleiden.nl/cml/ssp/publications/recipe_characterisation.pdf.

Hauschild, M.; Wenzel, H. (1998): Environmental Assessment of products. Volume 2: Scientific background. Chapman & Hall, London.

Heihsel, M.; Lenzen, M.; Malik, A.; Geschke, A. (2019): The carbon footprint of desalination: An input-output analysis of seawater reverse osmosis desalination in Australia for 2005–2015. In: *Desalination*. Vol. 454, S. 71–81. DOI: 10.1016/j.desal.2018.12.008.

Heijungs, R.; Guinée, J. B.; Huppes, G.; Lankreijer, R. M.; de Haes, H. A. U.; Wegener Sleeswijk, A.; Ansems, A. M. M.; Eggels, P. G.; van Duin, R.; Goede, H. P. de (1992): Environmental Life Cycle Assessment of products. Guide and Backgrounds.

Helms, H.; Kämper, C.; Biemann, K.; Lambrecht, U.; Jöhrens, J.; Meyer, K. (2019): Klimabilanz von Elektroautos - Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial. ifeu, Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz_von_Elektroautos/Agora-Verkehrswende_22_Klimabilanz-von-Elektroautos_WEB.pdf (18.09.2023).

Hengstler, J.; Russ, M.; Stoffregen, A.; Hendrich, A.; Held, D. M.; Briem, A.-K. (2021): Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-06_cc_35-2021_oekobilanzen_windenergie_photovoltaik.pdf (06.03.2024).

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. S. 1535. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf (27.09.2023).

IPCC (2022): Global Warming of 1.5°C: IPCC Special Report on Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-industrial Levels in Context of Strengthening Response to Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty. Cambridge University Press. DOI: 10.1017/9781009157940 <https://www.cambridge.org/core/product/identifier/9781009157940/type/book> (28.09.2023).

IRENA (2017): Geothermal Power: Technology Brief. Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf (16.03.2023).

Jörß, W.; Ludig, S.; Schneider, L. (2023): Mitigation potentials for emissions of nitrous oxide from chemical industry in industrialised countries world-wide. In: *oeko.de*. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/NACAG-N2O-mitigation-potentials.pdf>. (20.12.2023).

Karlsdóttir, M. R.; Heinonen, J.; Palsson, H.; Palsson, O. P. (2020): Life cycle assessment of a geothermal combined heat and power plant based on high temperature utilization. In: *Geothermics*. Vol. 84, S. 101727. DOI: [10.1016/j.geothermics.2019.101727](https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101727).

Knorr, K.; Horst, D.; Bofinger, S.; Hochloff, P. (2017): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Fraunhofer IWES. https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf (18.09.2023).

Kurzweil, P. (2016): Brennstoffzellentechnik: Grundlagen, Materialien, Anwendungen, Gaserzeugung. Springer-Verlag, Wiesbaden. S. 78, 79, 196. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-14935-2> (18.09.2023).

Liebich, A.; Fröhlich, T.; Münter, D.; Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Dünnebeil, F.; Knörr, W.; Biemann, K.; Simon, S.; Maier, S.; Albrecht, F. G.; Pregger, T.; Schillings, C.; Moser, M.; Reißner, R.; Hosseiny, S.; Jungmeier, G.; Beermann, M.; Frieden, D.; Bird, N. (2020): Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien - Anhang zum Abschlussbericht. TEXTE | 68/2020 Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energetraeger-aus> (05.06.2023).

Liebich, A.; Müller, J.; Münter, D.; Wingenbach, C.; Vogt, R. (2023): LCAst – Prospektive Ökobilanzen auf Basis der ecoinvent-Datenbank. ifeu paper 03/23 Heidelberg. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper/ifeu_paper_3_2023_LCAst.pdf.

Lux, B.; Sensfuß, F.; Kiefer, C.; Deac, G. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Energieangebot. Karlsruhe. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf> (29.08.2023).

Marscheider-Weidemann, F.; Langkau, S.; Hummen, T.; Erdmann, L.; Tercero Espinoza, L.; Angerer, G.; Marwede, M.; Benecke, S. (2016): Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016. DERA Rohstoffinformationen Deutsche Rohstoffagentur. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/Studie_Zukunftstechnologien-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (10.07.2020).

Mutel, C. (2017): Brightway: An open source framework for Life Cycle Assessment. In: *Journal of Open Source Software*. Vol. 2, No. 12, S. 236. DOI: [10.21105/joss.00236](https://doi.org/10.21105/joss.00236).

Pfennig, M.; von Bonin, M.; Gerhardt, N. (2021): PtX-Atlas: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Fraunhofer IEE, Kassel. S. 28. <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>.

Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE Studie. Climate Change Umweltbundesamt (UBA), Dessau. <https://www.umweltbundesamt.de/rescue> (13.10.2020).

Ricke, K. L.; Caldeira, K. (2014): Maximum warming occurs about one decade after a carbon dioxide emission. In: *Environmental Research Letters*. IOP Publishing. Vol. 9, No. 12, S. 124002. DOI: [10.1088/1748-9326/9/12/124002](https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/12/124002).

Royaume du Maroc (2021): Contribution Déterminée au niveau nacional – actualisée, CDN Maroc. Royaume du Maroc. https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Moroccan%20updated%20NDC%202021%20_Fr.pdf?download (18.09.2023).

Royaume du Maroc (2022): Rapport Biennal Actualisé du Maroc 2022.

https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Morocco%20BUR3_Fr.pdf?download (18.09.2023).

Sauermost, M. (2022): Investitionen in die Wasserstoffindustrie sollen starten. In: *GTAI - Germany Trade & Invest*. <https://www.gtai.de/de/trade/marokko/branchen/investitionen-in-die-wasserstoffindustrie-sollen-starten-782678>. (18.09.2023).

Schemme, S. (2020): Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂. Forschungszentrum Jülich. DOI: 10.18154/RWTH-2020-09988 (21.07.2021).

Schick, C.; Blesl, M.; Borggreffe, F.; Brand, H.; Buchmann, T.; Fahl, U.; Fuchs, A.-L.; Gils, H. C.; Hufendiek, K.; Münkler, A.; Püttner, A.; Rosenberg, M.; Scheben, H.; Scheele, R.; Schmidt, M.; Steurer, M.; Wetzler, M.; Wiesmeth, M. (2018): Energiesystemanalyse Baden-Württemberg.

http://www.strise.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Energiesystemanalyse_Baden-Wu__rttemberg_Schlussbericht_Homepage.pdf (06.03.2024).

Schoer, K.; Dittrich, M.; Ewers, B.; Limberger, S.; Petri, F.; Doppelmayr, A. (2024): Arbeitstitel: URMOD-3R - a MRIO-type scenario model for estimating the resource footprint for Germany, EU and the rest of the world. *Noch unveröffentlicht, voraussichtliche Veröffentlichung 2024.*

Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pflüger, B.; Kleinschmitt, C.; Franke, K.; Deac, G.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Manz, P.; Neuwirth, M.; Wietschel, M.; Gnann, T.; Speth, D.; Krail, M.; Mellwig, P.; Blömer, S.; Tersteegen, B.; Maurer, C.; Ladermann, A.; Dröschner, T.; Willemsen, S.; Müller-Kirchenbauer, J.; Giehl, J.; Hilaire, M.; Schöngart, S.; Kurre, A.; Hollnagel, J.; von Mikulicz-Radecki, F. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> (26.04.2022).

Smolinka, T.; Günther, M.; Garcke, J. (2011): NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. Fraunhofer ISE, FCBAT. <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf> (22.02.2022).

Specht, M.; Brellocks, J.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U. (2016): The Power to Gas Process. In: *Synthetic Natural Gas from Coal, Dry Biomass, and Power-to-Gas Applications*. John Wiley & Sons, Ltd. S. 191–220. DOI: 10.1002/9781119191339.ch7.

Stetter, D. (2014): Enhancement of the REMix energy system model: Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. *PhD Thesis*, Universität Stuttgart. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-6855> (06.03.2024).

Steubing, B.; de Koning, D.; Haas, A.; Mutel, C. L. (2020): The Activity Browser — An open source LCA software building on top of the brightway framework. In: *Software Impacts*. Vol. 3, S. 100012. DOI: 10.1016/j.simpa.2019.100012.

Teske, S.; Giurco, D.; Morris, T.; Nagrath, K.; Mey, F.; Briggs, C.; Dominish, E.; Florin, N.; Watari, T.; McLellan, B.; Pregger, T.; Naegler, T.; Simon, S.; Pagenkopf, J.; Van den Adel, B.; Deniz, Ö.; Schmid, S.; Meinshausen, M.; Dooley, K. (2019): Achieving the Paris Climate Agreement Goals. Springer Link. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-05843-2> (29.08.2023).

UBA (2021): IPCC-Bericht: Klimawandel verläuft schneller und folgenschwerer. In: *Umweltbundesamt. Text*, Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/ipcc-bericht-klimawandel-verlaeuft-schneller>. (27.09.2023).

UN (2022): World Population Prospects 2022, Medium Fertility Variant, Online Edition. In: *United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division*. <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/MostUsed/>. (27.09.2023).

VDI (2012): VDI 4600 - Kumulierter Energieaufwand (KEA) - Begriffe, Berechnungsmethoden - Cumulative energy demand (KEA) - Terms, definitions, methods of calculation.

Weber, S.; Peters, J. F.; Baumann, M.; Weil, M. (2018): Life Cycle Assessment of a Vanadium Redox Flow Battery. In: *Environmental Science & Technology*. Vol. 52, No. 18, S. 10864–10873. DOI: [10.1021/acs.est.8b02073](https://doi.org/10.1021/acs.est.8b02073).

Wernet, G.; Bauer, C.; Steubing, B.; Reinhard, J.; Moreno-Ruiz, E.; Weidema, B. (2016): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment*. Vol. 21, No. 9, S. 1218–1230. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>.

Wetzel, M. (2016): Materialbilanzen und Auswirkungen von Materialverfügbarkeit auf europäische Energieszenarien unter Berücksichtigung von Importen regelbaren Solarstroms. *Master Thesis*, Universität Stuttgart, Stuttgart. https://elib.dlr.de/110449/1/Wetzel_Materialbilanzen_Materialverf%C3%BCgbarkeit.pdf (09.06.2020).

WHO (2006): Health risk of particulate matter from long-range transboundary air pollution. *Joint WHO / Convention Task Force on the Health Aspects of Air Pollution*, World Health Organization (WHO).

WMO (2014): Scientific Assessment of Ozone Depletion: 2014. World Meteorological Organization (WMO), Geneva. <https://csl.noaa.gov/assessments/ozone/2014/report/> (06.03.2024).

World Bank Group (2022): Population, total | Data. In: *The World Bank Data, Population, total*. <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>. (27.09.2023).

Wuppertal Institut; Fraunhofer ISI (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Technologien für die Energiewende Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7082/file/WR13-1.pdf> (10.07.2020).

A Anhang Daten

A.1 Eingangsdaten Strom und PtX-Energieträger

A.1.1 Strommixe

Tabelle 9: Strommixe im Szenario GreenSupreme (leere Zellen: Anteil = 0 %)

	DE			RoE			RoW		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Steinkohle				0,7 %			6,5 %		
Braunkohle							0,6 %		
Gas	16,8 %	2,9 %	1,3 %	18,0 %	5,6 %		15,7 %	5,6 %	
Öl							0,8 %		
Diesel							0,1 %		
Nuklear				6,9 %			3,7 %	0,4 %	
Wind	57,6 %	74,2 %	75,0 %	28,8 %	40,4 %	42,4 %	24,1 %	31,4 %	32,1 %
Wasser	4,7 %	3,8 %	3,6 %	13,8 %	10,9 %	10,3 %	12,4 %	8,6 %	7,4 %
PV	18,0 %	17,1 %	18,1 %	15,0 %	21,3 %	22,9 %	21,2 %	29,4 %	30,9 %
Biomasse	2,7 %	1,8 %	1,9 %	11,7 %	9,3 %	8,3 %	5,8 %	4,9 %	4,7 %
Geothermie	0,1 %	0,1 %	0,2 %	1,9 %	3,6 %	4,8 %	2,5 %	4,2 %	5,1 %
CSP				2,0 %	3,3 %	3,6 %	5,4 %	11,2 %	13,4 %
Gezeitenkraftwerke				0,8 %	2,0 %	2,6 %	0,4 %	1,2 %	1,7 %
Wasserstoff				0,5 %	3,6 %	5,2 %	0,8 %	3,1 %	4,7 %

Quelle: DE: (Dittrich et al. 2020c), RoE, RoW: (Teske et al. 2019)

Tabelle 10: Strommixe im Szenario GreenLate (leere Zellen: Anteil = 0 %)

	DE			RoE			RoW		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Steinkohle	8,0 %			2,0 %			13,8 %	2,6 %	
Braunkohle	4,6 %			0,6 %			0,8 %	0,2 %	
Gas	15,0 %	25,0 %	2,4 %	22,2 %	10,8 %	0,0 %	18,7 %	8,1 %	
Öl							1,1 %	0,1 %	
Diesel				0,1 %	0,1 %		0,2 %		
Nuklear				7,2 %			3,8 %	0,4 %	
Wind	48,9 %	49,6 %	68,3 %	26,4 %	38,4 %	42,6 %	19,2 %	29,3 %	32,0 %
Wasser	4,7 %	3,9 %	2,9 %	14,4 %	12,1 %	11,0 %	12,8 %	9,2 %	7,3 %
PV	15,1 %	18,8 %	24,5 %	11,1 %	17,2 %	21,2 %	17,9 %	26,5 %	30,0 %
Biomasse	3,5 %	2,6 %	1,8 %	11,5 %	10,3 %	8,9 %	4,8 %	5,0 %	4,7 %
Geothermie	0,1 %	0,1 %	0,1 %	1,9 %	4,0 %	5,1 %	2,2 %	4,4 %	5,5 %
CSP				1,6 %	2,9 %	3,6 %	4,0 %	11,1 %	14,0 %
Gezeitenkraftwerke				0,8 %	2,2 %	2,8 %	0,4 %	1,4 %	1,9 %
Wasserstoff					2,0 %	4,7 %	0,3 %	1,7 %	4,6 %

Quelle: DE: (Dittrich et al. 2020d), RoE, RoW: (Teske et al. 2019)

Tabelle 11: Strommixe im H₂-Szenario (leere Zellen: Anteil = 0 %)

	DE			RoE			RoW		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Steinkohle	4,0 %			0,3 %	0,0 %		6,5 %		
Braunkohle	1,2 %			0,1 %	0,0 %		0,6 %		
Gas	11,9 %	2,5 %		6,4 %	0,9 %		15,7 %	5,6 %	
Öl							0,8 %		
Diesel							0,1 %		
Nuklear				18,4 %	10,5 %	6,7 %	3,7 %	0,4 %	
Wind	53,9 %	71,6 %	68,2 %	42,2 %	57,9 %	58,3 %	24,1 %	31,4 %	32,1 %
Wasser	3,8 %	2,7 %	2,2 %	16,5 %	11,8 %	9,0 %	12,4 %	8,6 %	7,4 %
PV	17,9 %	20,2 %	28,5 %	13,1 %	15,8 %	21,9 %	21,2 %	29,4 %	30,9 %
Biomasse	7,3 %	2,8 %	0,2 %	2,9 %	1,1 %	0,1 %	5,8 %	4,9 %	4,7 %
Geothermie							2,5 %	4,2 %	5,1 %
CSP				0,1 %	1,5 %	2,7 %	5,4 %	11,2 %	13,4 %
Gezeitenkraftwerke							0,4 %	1,2 %	1,7 %
Wasserstoff	0,0 %	0,3 %	0,9 %	0,1 %	0,3 %	1,3 %	0,8 %	3,1 %	4,7 %

Quelle: DE, RoE: (Sensfuß et al. 2021), RoW: (Teske et al. 2019)

A.1.2 Power-to-X (PtX) Energieträger

Tabelle 12: Mix und Volllaststunden der Stromerzeugung für die Wasserstoffherstellung im H₂-Szenario für Europa (DE/RoE)

Strommix	2030	2040	2050
PV frei	5,2 %	9,9 %	11,9 %
Wind an Land	70,3 %	78,1 %	79,0 %
Wind auf See	24,5 %	12,0 %	9,1 %
Volllaststunden			
PV frei	1.219	1.189	1.196
Wind an Land	3.110	3.080	2.941
Wind auf See	4.064	4.088	4.015

Quelle: ISI, interne Daten aus (Sensfuß et al. 2021)

A.2 Eingangsdaten der Schlüsseltechnologien

A.2.1 Windenergieanlagen

Relevante Inputdaten für Windenergieanlagen (WEA) sind Daten für die Errichtung von WEA (Leistung, Materialbedarfe, Lebensdauer) und für den Betrieb (Volllaststunden). Daten für die Errichtung (Investition), für Generatorleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser entstammen (Knorr et al. 2017). Die Rohstoffbedarfe wurden (European Commission et al. 2020) entnommen. Volllaststunden und Lebensdauern basieren auf (Liebich et al. 2020).

In Tabelle 13 sind die für die Investitionen mit dem UBA abgestimmten Werte für die Referenz 2020 und die Stützjahre 2030 und 2050 für die Green-Szenarien aufgeführt. Für das Jahr 2040 liegen keine separaten Daten vor, dazu wurden die Werte zwischen 2030 und 2050 linear interpoliert. Die Daten sind einheitlich für die weiteren Regionen Europa ohne DE (RoE) und Welt ohne DE (RoW) übertragen. Für das H₂-Szenario wurden vereinfacht die Daten des GreenSupreme-Szenarios übernommen, da in den Langfristszenarien keine entsprechenden Daten angegeben sind.

Tabelle 13: Spezifische Kenndaten der Windenergieanlagen in 2030 und 2050 im Vergleich zur (Prüf)Referenz 2020 für GreenLate und GreenSupreme

Jahr	2020		2030				2050			
Szenario			GreenLate		GreenSupreme		GreenLate		GreenSupreme	
Standort	On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore
Leistung (MW)	2,8	10	4,2	11,5	5,5	13,0	7,8	14,0	10,0	15
Rotordurchmesser (m)	109,0	164	137,0	187,0	165,0	210,0	202,5	225,0	240,0	240
Flächenleistung (W/m ²)	300,0	473	278,5	424,0	257,0	375,0	239,0	353,5	221,0	332
Nabenhöhe (m)	128,0	105	144,0	119,5	160,0	134,0	180,0	144,5	200,0	155
Bodenabstand Rotor (m)	73,5	23	75,5	26,0	77,5	29,0	78,8	32,0	80,0	35
Stahl/Eisen (t/MW)	100,0	85,8	123,2	108,5	158,7	132,8	201,4	148,9	248,1	165,4
Al (t/MW)	1,2	1,2	1,5	1,7	2,2	2,2	3,2	2,5	4,3	2,9
Polymere (t/MW)	4,4	2,9	4,9	3,2	5,3	3,5	5,6	3,7	5,9	3,9
GFK u. CFK (t/MW)	8,1	2,4	6,5	2,4	4,2	2,4	4,2	2,4	4,2	2,4
Kupfer (t/MW)	0,9	0,4	0,8	0,4	0,7	0,4	0,6	0,4	0,6	0,4
Beton (t/MW)	250,7	215,0	308,9	272,0	397,8	332,8	504,8	373,3	622,0	414,7
Nickel (t/MW)	0,39	0,3	0,5	0,4	0,6	0,5	0,8	0,6	1,0	0,6

Jahr	2020		2030				2050			
Zink (t/MW)	5,5	5,5	6,8	7,0	8,7	8,5	11,1	9,6	13,6	10,6
Chrom (t/MW)	0,5	0,5	0,7	0,6	0,9	0,8	1,1	0,9	1,3	1,0
Neodym (t/MW)	0,040	0,10	0,04	0,10	0,04	0,10	0,04	0,10	0,04	0,10
Dysprosium (t/MW)	0,006	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Die Lebensdauer und die Volllaststunden für die Szenarien und Jahre sind in Tabelle 14 aufgeführt. Die Volllaststunden sind dabei ein Maß für den Nutzungsgrad der Anlagen und entsprechen der Jahresstundenzahl, bei der die Anlage rechnerisch mit Nennleistung betrieben wird. Die beiden Kenndaten bestimmen die Gesamtstrommenge, die eine WEA über die Lebenszeit produziert. Die Aufwendungen und resultierenden Umweltwirkungen für die Investitionen (und auch die Entsorgung der Anlage) werden über die Lebensdauer produzierte Strommenge abgeschrieben.

Tabelle 14: Lebensdauer und Volllaststunden von Windenergieanlagen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

WEA	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Lebensdauer onshore/offshore in a									
2030	25	25	25	20	20	20	20	20	20
2040	25	25	25	20	20	20	20	20	20
2050	25	25	25	20	20	20	20	20	20
Volllaststunden onshore in h/a									
2030	2587	2448	2175	2675	2448	2175	2554	2905	2175
2040	3078	2460	2186	2903	2460	2186	2770	2983	2186
2050	3320	2471	2197	3277	2471	2197	2667	2956	2197
Volllaststunden offshore in h/a									
2030	4582	3675	2802	4582	3675	2802	4220	3994	2802
2040	4368	3715	2842	4368	3715	2842	4310	3994	2842
2050	4172	3755	2881	4373	3755	2881	4362	4111	2881

Quellen: (Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021), (Stetter 2014) In: (Teske et al. 2019), (eigene Annahmen)

Die Annahmen zur Lebensdauer sind für Deutschland und Europa ohne DE (RoE) gleich. Für GreenSupreme wurden 25 Jahre und für GreenLate 20 Jahre angenommen. Für das H₂-Szenario beträgt die Lebensdauer nach (Sensfuß et al. 2021) 20 Jahre. Für die Welt ohne Europa (RoW) wurden die szenariospezifischen Werte jeweils übertragen.

Die Volllaststunden für Deutschland und Europa ohne DE entsprechen den Annahmen aus RESCUE (Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021) bzw. für das H₂-Szenario aus (Sensfuß et al. 2021). Für die Welt ohne Europa wurden Daten des REMix-Modells (Stetter 2014) herangezogen, das die Grundlage für die Energiesystemmodellierung für diese Region darstellt (Teske et al. 2019).

Die Anteile an Strom, die von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen erzeugt werden, sind in Tabelle 15 aufgeführt. Für Deutschland und Europa ohne DE (RoE) entsprechen die Daten für GreenSupreme und GreenLate den Annahmen in RESCUE. Für das H₂-Szenario konnten Angaben aus (Sensfuß et al. 2021) verwendet werden. Für die Welt ohne Europa wurden wiederum Daten aus (Stetter 2014) bzw. (Teske et al. 2019) herangezogen.

Tabelle 15: Anteile Strom aus Windenergieanlagen onshore und offshore in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

WEA	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Anteil WEA, onshore an Windstrom									
2030	79 %	47 %	78 %	87 %	47 %	78 %	71 %	82 %	78 %
2040	77 %	46 %	78 %	76 %	46 %	78 %	68 %	90 %	78 %
2050	76 %	46 %	78 %	78 %	46 %	78 %	67 %	93 %	78 %
Anteil WEA, offshore an Windstrom									
2030	21 %	53 %	22 %	13 %	53 %	22 %	29 %	18 %	22 %
2040	23 %	54 %	22 %	24 %	54 %	22 %	32 %	10 %	22 %
2050	24 %	54 %	22 %	22 %	54 %	22 %	33 %	7 %	22 %

A.2.2 Photovoltaik

Inputdaten für Photovoltaikanlagen sind wie bei WEA Daten für die Errichtung und den Betrieb. Der Rohstoffbedarf für PV-Anlagen lässt sich unterteilen in Rohstoffe für die eigentlichen PV-Zellen und Materialien für alle weiteren Komponenten (Aufständigung, Modulstruktur, Kabel, Wechselrichter, etc.). Die Rohstoffbedarfe für die PV-Module sind technologieabhängig, die für die weiteren Komponenten nicht. Für die Ökobilanz konnten vertrauliche Daten aus (Hengstler et al. 2021) erhalten werden, die neu errichtete PV-Anlagen in Deutschland bzw. Europa repräsentieren. Ergänzend wurden Daten aus dem Baseline-Szenario in (European Commission et al. 2020) im Abgleich mit (Carlsson et al. 2020) verwendet und die Szenario-Annahmen abgeleitet. Aufgrund der Vertraulichkeit der Daten können die genutzten Rohstoffwerte nicht ausgewiesen werden. Für die PV-Dachanlagen liegt der Mix aus monokristallinen und multikristallinen Siliziumsolarzellen bei 43 % zu 57 %. Für die Freiflächenanlagen werden vereinfachend nur multikristalline Siliziumsolarzellen betrachtet. Relevante Anpassungen für Dach- und Freiflächenanlagen sind für die Szenarien im Folgenden aufgelistet:

► PV-Dachanlage

- Substitution von Silber zu 90 % durch Kupfer in GreenSupreme/H₂-Szenario
- Unterkonstruktion wird doppelt so lange genutzt in GreenSupreme/H₂-Szenario (60 a statt 30 a)

► PV-Freiflächenanlage

- Substitution von Silber zu 90 % durch Kupfer in GreenSupreme/H₂-Szenario
- Unterkonstruktion wird doppelt so lange genutzt in GreenSupreme/H₂-Szenario (50 a statt 25 a)
- PV-Module in GreenSupreme/H₂-Szenario mit Bifazialzellen:
 - Erhöhter Glasbedarf (Glas-Glas-System statt Glas-Folie)
 - Höhere Volllaststunden

Die Kenndaten für Dachanlagen sind in Tabelle 16 aufgeführt und für Freiflächenanlagen in Tabelle 17. Die Annahmen zu Lebensdauer, Wirkungsgrad und Volllaststunden wurden basierend auf Daten folgender Studien abgeleitet: (Carlsson et al. 2020), (Schick et al. 2018), (Fraunhofer ISE 2015), (Wuppertal Institut und Fraunhofer ISI 2018).

Tabelle 16: Leistung (kWp), Lebensdauer, Wirkungsgrad und Volllaststunden von PV-Dachanlagen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

PV, Dach	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Leistung der Referenzanlage mit 20,8 m ² Fläche in kWp									
2030	4,4	4,4	4,4	3,9	3,9	3,7	4,4	4,4	4,4
2040	4,7	4,7	4,7	4,2	4,2	3,9	4,7	4,7	4,7
2050	5,0	5,0	5,0	4,4	4,4	4,2	5,0	5,0	5,0
Lebensdauer in a									
2030	30	30	30	25	25	25	20	20	20
2040	30	30	30	25	25	25	20	20	20
2050	30	30	30	25	25	25	20	20	20
Wirkungsgrad, durchschnittlich über Lebensdauer									
2030	21,0 %	21,0 %	21,0 %	19,0 %	19,0 %	18,0 %	21,0 %	21,0 %	21,0 %
2040	22,5 %	22,5 %	22,5 %	20,0 %	20,0 %	19,0 %	22,5 %	22,5 %	22,5 %
2050	24,0 %	24,0 %	24,0 %	21,0 %	21,0 %	20,0 %	24,0 %	24,0 %	24,0 %
Volllaststunden in h/a									
2030	950	1257	1620	950	1257	1620	944	1221	1620

PV, Dach	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
2040	950	1261	1630	950	1261	1630	935	1201	1630
2050	950	1264	1641	950	1264	1641	927	1149	1641

Tabelle 17: Leistung (kWp), Lebensdauer, Wirkungsgrad und Volllaststunden von PV-Freiflächenanlagen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

PV, frei	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Leistung der Referenzanlage mit 4402 m ² Fläche in kWp									
2030	1017	1017	1017	836	836	792	1017	1017	1017
2040	1017	1017	1017	880	880	836	1017	1017	1017
2050	1017	1017	1017	924	924	880	1017	1017	1017
Lebensdauer in a									
2030	25	25	25	25	25	25	20	20	20
2040	25	25	25	25	25	25	20	20	20
2050	25	25	25	25	25	25	20	20	20
Wirkungsgrad, durchschnittlich über Lebensdauer									
2030	23,1 %	23,1 %	23,1 %	19,0 %	19,0 %	18,0 %	23,1 %	23,1 %	23,1 %
2040	23,1 %	23,1 %	23,1 %	20,0 %	20,0 %	19,0 %	23,1 %	23,1 %	23,1 %
2050	23,1 %	23,1 %	23,1 %	21,0 %	21,0 %	20,0 %	23,1 %	23,1 %	23,1 %
Volllaststunden in h/a									
2030	1116	1446	1863	970	1257	1620	1085	1404	1863
2040	1116	1450	1875	970	1261	1630	1075	1381	1875
2050	1116	1454	1887	970	1264	1641	1066	1322	1887

Die Anteile an Strom, die von Dach- und Freiflächenanlagen erzeugt werden, zeigt Tabelle 18. Für Deutschland und Europa ohne DE (RoE) entsprechen die Daten für GreenSupreme und GreenLate den Annahmen in RESCUE. Für das H₂-Szenario wurden Angaben aus (Sensfuß et al. 2021) verwendet und für die Welt ohne Europa Daten aus (Stetter 2014) bzw. (Teske et al. 2019).

Tabelle 18: Anteile der Dach- und Freiflächenanlagen an Strom aus PV in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

PV	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Anteil Dachanlagen an PV-Strom									
2030	75 %	75 %	75 %	50 %	50 %	50 %	38 %	75 %	75 %
2040	75 %	75 %	75 %	50 %	50 %	50 %	24 %	75 %	75 %
2050	75 %	75 %	75 %	50 %	50 %	50 %	53 %	75 %	75 %
Anteil Freiflächenanlagen an PV-Strom									
2030	25 %	25 %	25 %	50 %	50 %	50 %	62 %	25 %	25 %
2040	25 %	25 %	25 %	50 %	50 %	50 %	76 %	25 %	25 %
2050	25 %	25 %	25 %	50 %	50 %	50 %	47 %	25 %	25 %

A.2.3 Wärmepumpen

Die Daten zu Wärmepumpen basieren auf dem ecoinvent-Modul „heat production, air-water heat pump 10kW“ (Wernet et al. 2016)²⁷. Diese wurden mit technischen Parametern und Rohstoffbedarfen nach (Schick et al. 2018) abgeglichen. Zentrale Größe ist die sogenannte Jahresarbeitszahl, die das Verhältnis aus nutzbarer Wärme pro eingesetzter Strommenge darstellt. Diese erhöht sich von 2,9 in 2020 auf 3,4 in 2030 bzw. 3,9 in 2050 unabhängig von Region und Szenario. Die Angaben zu Nutzungsdauer und Volllaststunden sind ebenfalls höher als im ecoinvent-Modul, und entsprechend wurde ein um 32 % reduzierter Infrastrukturbedarf zur Herstellung der Wärmepumpenanlage pro bereitgestellter Wärmemenge angesetzt (Wernet et al. 2016).

A.2.4 Elektrolyse

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Für die Wasserelektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff wurden Technologiedaten nach (Smolinka et al. 2011) verwendet und um Angaben aus SYSEET – sowohl für die Herstellung des alkalischen Elektrolyseurs wie auch für den Betrieb – ergänzt. Die rohstofflichen Angaben sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar²⁸. Der Systemwirkungsgrad und die Lebensdauer sind in Tabelle 19 dargestellt. Für die unterschiedlichen Regionen wurden die gleichen Werte verwendet. Die angenommene Lebensdauer der Elektrolyseure liegt für alle Jahre bei 90.000 Betriebsstunden gemäß SYSEET.

²⁷ Rohstoffliche Angaben sind unter Einhaltung der Lizenzbedingungen bei ecoinvent einsehbar.

²⁸ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energetraeger-aus>

Tabelle 19: Systemwirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse in Abhängigkeit von Szenario und Bezugsjahr

AEL	GreenSupreme	GreenLate	H ₂ -Szenario
2020	68 %	68 %	68 %
2030	71 %	70 %	71 %
2040	76 %	73 %	76 %
2050	80 %	75 %	80 %

Wasserstoffbereitstellung in den Regionen

Das Zielprodukt der Elektrolyse ist Wasserstoff als speicherbarer Energieträger und Rohstoff für die Industrie. Der Aufwand und die Umweltwirkungen der Wasserstoffbereitstellung in den betrachteten Regionen hängen nicht nur von der Elektrolyse ab, sondern wesentlich auch von der Stromerzeugung sowie von Speicherung und Transport des Wasserstoffs. Einige Rahmenbedingungen für die unterschiedlichen Szenarien ergeben sich aus den zugehörigen Dokumentationen. Offene Parameter wurden auf Basis von (Dittrich et al. 2020c; d; Liebich et al. 2020; Pfennig et al. 2021; Sensfuß et al. 2021) mit dem UBA abgestimmt. Parameter für das Referenzjahr 2020 wurden dem Stützjahr 2030 gleichgesetzt.

Tabelle 20: Wichtige Kenndaten der Wasserstoffbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

H ₂	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Standort									
2020 / 2030	Eigenerzeugung innerhalb der Region und Distribution per Pipeline			Eigenerzeugung innerhalb der Region und Distribution per Pipeline			Import aus naheliegenden Ländern + Eigenerzeugung innerhalb der Region und Distribution per Pipeline		
2040									
2050									
Stromerzeugungsmix									
2020 / 2030									
Wind, on	60 %	31 %	42 %	60 %	33 %	40 %	70 %	70 %	42 %
Wind, off	16 %	35 %	12 %	16 %	38 %	11 %	24 %	24 %	12 %
PV, frei	24 %	34 %	47 %	24 %	30 %	48 %	5 %	5 %	47 %
2040									
Wind, on	62 %	30 %	40 %	56 %	32 %	41 %	78 %	78 %	40 %
Wind, off	19 %	35 %	11 %	17 %	37 %	12 %	12 %	12 %	11 %
PV, frei	19 %	35 %	48 %	27 %	31 %	47 %	10 %	10 %	48 %

H ₂	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
2050									
Wind, on	61 %	30 %	40 %	56 %	31 %	40 %	79 %	79 %	40 %
Wind, off	19 %	35 %	11 %	18 %	36 %	11 %	9 %	9 %	11 %
PV, frei	19 %	35 %	49 %	26 %	33 %	48 %	12 %	12 %	49 %
Volllaststunden WEA und PV									
2020 / 2030									
Wind, on	2587	2448	2175	2675	2448	2175	3110	3110	2175
Wind, off	4582	3675	2 802	4582	3675	2802	4064	4064	2802
PV, frei	1116	1382	1734	970	1202	1508	1219	1219	1734
2040									
Wind, on	3078	2460	2186	2903	2460	2186	3080	3080	2186
Wind, off	4368	3715	2842	4368	3715	2842	4088	4088	2842
PV, frei	1116	1446	1863	970	1257	1620	1189	1189	1863
2050									
Wind, on	3320	2471	2197	3277	2471	2197	2941	2941	2197
Wind, off	4172	3755	2881	4373	3755	2881	4015	4015	2881
PV, frei	1116	1450	1875	970	1261	1630	1196	1196	1875
H ₂ -Kurzzeitspeicher in m ³ (50 bar, tägliche Be-/Entladung, Stahltank, Lebensdauer: 20 a)									
2020 / 2030	8,0E-06	8,0E-07	7,6E-07	8,0E-07	8,0E-07	7,6E-07	8,0E-07	8,0E-07	7,6E-07
2040	4,0E-06	4,0E-06	1,5E-06	4,0E-06	4,0E-06	1,5E-06	4,0E-06	4,0E-06	1,5E-06
2050	2,2E-06	2,2E-06	1,1E-06	2,2E-06	2,2E-06	1,1E-06	2,2E-06	2,2E-06	1,1E-06
Transport-/Distributionsentfernung per Pipeline in km									
2020 / 2030	500	500	500	500	500	500	1000	1000	1000
2040	500	500	500	500	500	500	1000	1000	1000
2050	500	500	500	500	500	500	1000	1000	1000

A.2.5 Methanisierung

Für die Methansynthese aus Wasserstoff und Kohlendioxid wurden Technologiedaten nach (Specht et al. 2016) verwendet, sowohl für die Herstellung der Syntheseanlage wie auch für den

Betrieb. Die rohstofflichen Angaben sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar²⁹.

Für PtX-Produkte, die zur Herstellung von anderen Schlüsseltechnologien eingesetzt werden, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass das Kohlendioxid aus der Atmosphäre stammt und in einer sogenannten Direct Air Capture (DAC)-Anlage in der unmittelbaren Nähe zur Syntheseanlage bereitgestellt wird. Bei der Synthese entstehende Abwärme kann daher für die CO₂-Desorption verwendet werden. Für Kohlendioxid und Wasserstoff werden Kurzzeitspeicher angenommen, die einen weitgehend kontinuierlichen Betrieb der Syntheseanlagen ermöglichen. Daten zu Speicherbedarfen basieren auf Daten des PtX-Atlas (Pfennig et al. 2021) und der Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021). Alternativ wird auch die Methanisierung mit Kohlendioxid aus Punktquellen (Zementwerk) gerechnet, das thermische Energie der Punktquelle nutzt.

Der Aufwand und die Umweltwirkungen des in den betrachteten Regionen bereitgestellten Methans (SNG) hängen wesentlich von der Stromerzeugung für die Elektrolyse sowie von Speicherung und Transport des Methans ab. Einige Rahmenbedingungen für die Szenarien ergeben sich aus den zugehörigen Dokumentationen. Offene Parameter wurden auf Basis von (Dittrich et al. 2020c; d; Liebich et al. 2020; Pfennig et al. 2021; Sensfuß et al. 2021) mit dem UBA abgestimmt. Parameter für das Referenzjahr 2020 wurden dem Stützjahr 2030 gleichgesetzt.

Tabelle 21: Wichtige Kenndaten der Methanbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

CH ₄	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Standort									
2020 / 2030	Eigenerzeugung innerhalb der Region und Distribution per Pipeline			Import aus Region mit günstigen Standortbedingungen; Ferntransport und Distribution per Pipeline			Import aus naheliegenden Ländern + Eigenerzeugung innerhalb der Region und Distribution per Pipeline		
2040									
2050									
Stromerzeugungsmix									
2020 / 2030									
Wind, on	60 %	31 %	42 %	40 %	40 %	40 %	70 %	70 %	42 %
Wind, off	16 %	35 %	12 %	11 %	11 %	11 %	24 %	24 %	12 %
PV, frei	24 %	34 %	47 %	48 %	48 %	48 %	5 %	5 %	47 %
2040									
Wind, on	62 %	30 %	40 %	41 %	41 %	41 %	78 %	78 %	40 %
Wind, off	19 %	35 %	11 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	11 %
PV, frei	19 %	35 %	48 %	47 %	47 %	47 %	10 %	10 %	48 %

²⁹ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>

CH ₄	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
-----------------	--------------	--	--	-----------	--	--	--------------------------	--	--

2050

Wind, on	61 %	30 %	40 %	40 %	40 %	40 %	79 %	79 %	40 %
Wind, off	19 %	35 %	11 %	11 %	11 %	11 %	9 %	9 %	11 %
PV, frei	19 %	35 %	49 %	48 %	48 %	48 %	12 %	12 %	49 %

Volllaststunden WEA und PV

2020 / 2030

Wind, on	2587	2448	2175	2175	2175	2175	3110	3110	2175
Wind, off	4582	3675	2802	2802	2802	2802	4064	4064	2802
PV, frei	1116	1382	1734	1508	1508	1508	1219	1219	1734

2040

Wind, on	3078	2460	2186	2186	2186	2186	3080	3080	2186
Wind, off	4368	3715	2842	2842	2842	2842	4088	4088	2842
PV, frei	1116	1446	1863	1620	1620	1620	1189	1189	1863

2050

Wind, on	3320	2471	2197	2197	2197	2197	2941	2941	2197
Wind, off	4172	3755	2881	2881	2881	2881	4015	4015	2881
PV, frei	1116	1450	1875	1630	1630	1630	1196	1196	1875

Gasspeicher in m³/kg (Invest H₂/CO₂-Kurzzeitspeicher: tägliche Be-/Entladung, Stahltank, Lebensdauer: 20 a; CH₄: Saisonaler Kavernenspeicher, 1000 m Tiefe, 50 Mio m³ Fassungsvermögen, Lebensdauer: 30 a, 70 bar)

2020 / 2030

H ₂	8,0E-06	8,0E-06	8,0E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	8,0E-06	8,0E-06	8,0E-06
CO ₂	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09
CH ₄	1,2E-12	1,2E-12	1,2E-12	3,6E-12	3,6E-12	3,6E-12	1,2E-12	1,2E-12	1,2E-12

2040

H ₂	4,0E-05	4,0E-05	4,0E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	4,0E-05	4,0E-05	4,0E-05
CO ₂	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09
CH ₄	1,2E-12	1,2E-12	1,2E-12	3,6E-12	3,6E-12	3,6E-12	1,2E-12	1,2E-12	1,2E-12

CH ₄	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
2050									
H ₂	2,2E-05	2,2E-05	2,2E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	2,2E-05	2,2E-05	2,2E-05
CO ₂	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09	8,9E-09
CH ₄	1,2E-12	1,2E-12	1,2E-12	3,6E-12	3,6E-12	3,6E-12	1,2E-12	1,2E-12	1,2E-12
Transport-/Distributionsentfernung per Pipeline in km (alle Jahre)									
H ₂							500	500	500
CH ₄	500	500	500	2000	3500	3500	500	500	500

A.2.6 Methanolsynthese

Für die Direkt-Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlendioxid wurden Technologiedaten aus SYSEET (Liebich et al. 2020) für die Herstellung der Syntheseanlage und aus (Schemme 2020) für den Betrieb verwendet.

Für PtX-Produkte, die zur Herstellung von anderen Schlüsseltechnologien eingesetzt werden, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass das Kohlendioxid aus der Atmosphäre stammt und in einer DAC-Anlage in der unmittelbaren Nähe zur Syntheseanlage bereitgestellt wird. Bei der Synthese entstehende Abwärme kann daher für die CO₂-Desorption verwendet werden. Für Kohlendioxid und Wasserstoff werden Kurzzeitspeicher angenommen, die einen weitgehend kontinuierlichen Betrieb der Syntheseanlagen ermöglicht. Daten zu Speicherbedarfen basieren auf Daten des PtX-Atlas (Pfennig et al. 2021) und der Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021). Alternativ wird auch für die Methanolsynthese Kohlendioxid aus Punktquellen (Zementwerk) gerechnet, das thermische Energie des Zementwerks nutzt.

Der Aufwand und die Umweltwirkungen des in den betrachteten Regionen bereitgestellten Methanols (PtL) hängen wesentlich von der Stromerzeugung für die Wasser-Elektrolyse sowie von Speicherung und Transport ab. Einige Rahmenbedingungen für die Szenarien ergeben sich aus den zugehörigen Dokumentationen. Offene Parameter wurden auf Basis von (Dittrich et al. 2020c; d; Liebich et al. 2020; Pfennig et al. 2021; Sensfuß et al. 2021) mit dem UBA abgestimmt. Parameter für das Referenzjahr 2020 wurden dem Stützjahr 2030 gleichgesetzt.

Tabelle 22: Wichtige Kenndaten der Methanolbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

Methanol	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Standort									
2020 / 2030	Import aus Region mit günstigen Standortbedingungen; Transport analog Erdöl (Schiff/Pipeline)			Import aus Region mit günstigen Standortbedingungen; Transport analog Erdöl (Schiff/Pipeline)			Import aus naheliegenden Ländern + Eigenerzeugung innerhalb der Region; Transport analog Erdöl (Schiff/Pipeline)		
2040									
2050									

Methanol	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
Stromerzeugungsmix									
2020 / 2030									
Wind, on	42 %	42 %	42 %	40 %	40 %	40 %	70 %	70 %	42 %
Wind, off	12 %	12 %	12 %	11 %	11 %	11 %	24 %	24 %	12 %
PV, frei	47 %	47 %	47 %	48 %	48 %	48 %	5 %	5 %	47 %
2040									
Wind, on	40 %	40 %	40 %	41 %	41 %	41 %	78 %	78 %	40 %
Wind, off	11 %	11 %	11 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	11 %
PV, frei	48 %	48 %	48 %	47 %	47 %	47 %	10 %	10 %	48 %
2050									
Wind, on	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	79 %	79 %	40 %
Wind, off	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %	9 %	9 %	11 %
PV, frei	49 %	49 %	49 %	48 %	48 %	48 %	12 %	12 %	49 %
Volllaststunden WEA und PV									
2020 / 2030									
Wind, on	2175	2175	2175	2175	2175	2175	3110	3110	2175
Wind, off	2802	2802	2802	2802	2802	2802	4064	4064	2802
PV, frei	1734	1734	1734	1508	1508	1508	1219	1219	1734
2040									
Wind, on	2186	2186	2186	2186	2186	2186	3080	3080	2186
Wind, off	2842	2842	2842	2842	2842	2842	4088	4088	2842
PV, frei	1863	1863	1863	1620	1620	1620	1189	1189	1863
2050									
Wind, on	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2941	2941	2197
Wind, off	2881	2881	2881	2881	2881	2881	4015	4015	2881
PV, frei	1875	1875	1875	1630	1630	1630	1196	1196	1875

Methanol	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
Gasspeicher in m³/kg (Invest H ₂ /CO ₂ -Kurzzeitspeicher: tägliche Be-/Entladung, Stahltank, Lebensdauer: 20 a)									
2020 / 2030									
H ₂	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06
CO ₂	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08
2040									
H ₂	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05
CO ₂	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08
2050									
H ₂	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05
CO ₂	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08
Transport-/Distributionsentfernung per Pipeline in km (alle Jahre)									
H ₂							500	500	500

A.2.7 FT-Synthese

Für die Kraftstoffbereitstellung (PtL) über die Fischer-Tropsch-Synthese aus Wasserstoff und Kohlendioxid wurden Technologiedaten aus SYSEET (Liebich et al. 2020) verwendet, sowohl für die Herstellung der Syntheseanlage wie auch für den Betrieb. Die rohstofflichen Angaben sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar³⁰.

Für PtX-Produkte, die zur Herstellung von anderen Schlüsseltechnologien eingesetzt werden, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass das Kohlendioxid aus der Atmosphäre stammt und in einer DAC-Anlage in der unmittelbaren Nähe zur Syntheseanlage bereitgestellt wird. Bei der Synthese entstehende Abwärme kann daher für die CO₂-Desorption verwendet werden. Für Kohlendioxid und Wasserstoff werden Kurzzeitspeicher angenommen, die einen weitgehend kontinuierlichen Betrieb der Syntheseanlagen ermöglichen. Daten zu Speicherbedarfen basieren auf Daten des PtX-Atlas (Pfennig et al. 2021) und der Langfristszenarien (Sensfuß et al. 2021). Alternativ wird auch für die FT-Synthese Kohlendioxid aus Punktquellen (Zementwerk) gerechnet, das thermische Energie des Zementwerks nutzt.

Der Aufwand und die Umweltwirkungen des in den betrachteten Regionen bereitgestellten FT-Kraftstoffs (PtL) hängen wesentlich von der Stromerzeugung zur Wasser-Elektrolyse sowie von Speicherung und Transport ab. Einige Rahmenbedingungen für die Szenarien ergeben sich aus den zugehörigen Dokumentationen. Offene Parameter wurden auf Basis von (Dittrich et al. 2020c; d; Liebich et al. 2020; Pfennig et al. 2021; Sensfuß et al. 2021) mit dem UBA abgestimmt. Parameter für das Referenzjahr 2020 wurden dem Stützjahr 2030 gleichgesetzt.

³⁰ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>

Tabelle 23: Wichtige Kenndaten der Methanbereitstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

FT	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Standort									
2020 / 2030	Import aus Region mit günstigen Standortbedingungen; Transport analog Erdöl (Schiff/Pipeline)			Import aus Region mit günstigen Standortbedingungen; Transport analog Erdöl (Schiff/Pipeline)			Import aus Region mit günstigen Standortbedingungen; Transport analog Erdöl (Schiff/Pipeline)		
2040									
2050									
Stromerzeugungsmix									
2020 / 2030									
Wind, on	42 %	42 %	42 %	40 %	40 %	40 %	42 %	42 %	42 %
Wind, off	12 %	12 %	12 %	11 %	11 %	11 %	12 %	12 %	12 %
PV, frei	47 %	47 %	47 %	48 %	48 %	48 %	47 %	47 %	47 %
2040									
Wind, on	40 %	40 %	40 %	41 %	41 %	41 %	40 %	40 %	40 %
Wind, off	11 %	11 %	11 %	12 %	12 %	12 %	11 %	11 %	11 %
PV, frei	48 %	48 %	48 %	47 %	47 %	47 %	48 %	48 %	48 %
2050									
Wind, on	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Wind, off	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %	11 %
PV, frei	49 %	49 %	49 %	48 %	48 %	48 %	49 %	49 %	49 %
Volllaststunden WEA und PV									
2020 / 2030									
Wind, on	2175	2175	2175	2175	2175	2175	2175	2175	2175
Wind, off	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2802
PV, frei	1734	1734	1734	1508	1508	1508	1734	1734	1734
2040									
Wind, on	2186	2186	2186	2186	2186	2186	2186	2186	2186
Wind, off	2842	2842	2842	2842	2842	2842	2842	2842	2842
PV, frei	1863	1863	1863	1620	1620	1620	1863	1863	1863

FT	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
2050									
Wind, on	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Wind, off	2881	2881	2881	2881	2881	2881	2881	2881	2881
PV, frei	1875	1875	1875	1630	1630	1630	1875	1875	1875
Gasspeicher in m ³ /kg (Invest H ₂ /CO ₂ -Kurzzeitspeicher: tägliche Be-/Entladung, Stahltank, Lebensdauer: 20 a)									
2020 / 2030									
H ₂	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06	7,6E-06
CO ₂	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08
2040									
H ₂	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05	1,5E-05
CO ₂	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08
2050									
H ₂	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05
CO ₂	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08	1,2E-08

A.2.8 Strombasierte Antriebssysteme

Der Wechsel vom rein verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeug hin zu strombasierten Antriebssystemen erfordert Batterien. In 2050 gehen alle Szenarien davon aus, dass Lithium-Ionen-Batterien in Personenkraftwagen (Pkw) und Nutzfahrzeugen eingesetzt werden – mit größeren Kapazitäten in rein batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV), aber auch als Ergänzung in Plug-In-Hybriden (PHEV), Oberleitungs(OL)-Lkw und Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV).

Für Batterien wurden Technologiedaten aus (Helms et al. 2019) und (Öko-Institut et al. 2016) verwendet. Die Zellchemie und die Energiedichte auf Systemebene werden in Tabelle 24 gezeigt. Die neuen vertraulichen Batterie-LCA-Daten wurden für Lkw und Pkw genutzt. Die rohstofflichen Daten können aufgrund der Vertraulichkeit nicht veröffentlicht und damit nicht überprüfbar gemacht werden.

Tabelle 24: Zellchemie und Energiedichte der Lithium-Ionen-Batterien

LIB	Zellchemie	Energiedichte in Wh/kg
2020	NMC111	150
2030	NMC622	200
2050	LiS	350

A.2.9 Stromnetze

Die Daten zur Herstellung der Stromnetze für Höchst- und Hochspannung, Mittelspannung bzw. Niederspannung basieren auf Daten aus ecoinvent (Wernet et al. 2016)³¹. Die Material- und Energiebereitstellungsvorketten variieren in allen Szenarien mit Region und Bezugsjahr. Eine Anpassung an die Annahmen zu den Veränderungen der Stromleitungen aus RESCUE ist nicht enthalten, da der Einfluss auf das Ergebnis für gering erachtet wurde. Kilometerbezogene Änderungen für Annahmen aus RESCUE bestehen nur für GreenSupreme. Für GreenLate ist in RESCUE zwar eine absolute Zunahme der Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsleitungen um 10 % angenommen ist, aber die Materialaufwendungen pro Kilometer Netz und die Anteile zwischen Freileitungen und Erdkabeln sind unverändert. Um den Einfluss der Änderungen für GreenSupreme (und das H₂-Szenario) zu analysieren, wurde eine zusätzliche Sensitivität durchgeführt. Hierfür wurden folgende Aspekte variiert:

- ▶ Anteil Freileitungen erhöht sich:
 - Hoch-/Höchstspannungsnetz von 95 % auf 100 %
 - Mittelspannungsnetz von 25 % auf 50 %
 - Niederspannungsnetz bleibt unverändert
- ▶ Der Anteil von Holzmasten für Freileitungen verdoppelt sich und die Anteile von Stahl- bzw. Betonmasten reduzieren sich entsprechend:
 - Mittelspannungsnetz: 20 % Holzmasten
 - Niederspannungsnetz: 8 % Holzmasten
- ▶ Erhöhung des Aluminiumanteils in Leitungen als Ersatz für Kupfer:
 - Hoch-/Höchstspannungsnetz bereits 100 % Aluminium im Ausgangsszenario
 - Mittelspannungsnetz:
 - Erdkabel: Von 20 % auf 50 %
 - Freileitung: Von 50 % auf 80 %
 - Niederspannungsnetz:
 - Erdkabel: Von 65 % auf 80 %
 - Freileitung: Von 50 % auf 80 %

Bei der Substitution von Kupfer durch Aluminium wurde die geringere Leitfähigkeit und die geringere Dichte von Aluminium berücksichtigt. Ausgehend davon, dass die Netze längenbezogen den gleichen elektrischen Widerstand aufweisen müssen, ersetzen 0,47 kg Aluminium ein Kilogramm Kupfer.

Im Ergebnis der Sensitivität bestätigt sich, dass die Veränderungen allgemein einen geringen Einfluss auf das Ergebnis für die Schlüsseltechnologien haben, prozentuale Änderungen im Median nehmen über die Jahre zu, liegen aber maximal bei 6 % (in 2050 bei Wind, onshore und Wärmepumpe). Die Veränderungen betreffen im Wesentlichen nur die spezifischen Ergebnisse für die Stromnetze selbst.

³¹ Die rohstofflichen Daten können unter Einhaltung der Lizenzrechte in ecoinvent eingesehen werden.

A.2.10 Solarthermische Kraftwerke

Für solarthermische Kraftwerke wurden Technologiedaten aus SYSEET (Liebich et al. 2020) verwendet. Weiterhin wurden technische Daten für Parabolrinnenkraftwerke nach (Wetzel 2016) und (Marscheider-Weidemann et al. 2016) abgeglichen. Für einen genaueren Vergleich der Rohstoffbedarfe wurde die Fallstudie aus (Pihl et al. 2012) herangezogen.

Aus den Technologievarianten wurden folgende Typen ausgewählt: „Parabolrinnen-Kraftwerk (CSP SM 3.0 – PT)“ und „Solarturm-Kraftwerk (CSP SM 3.0 – ST)“ mit thermischem Speicher. Über die Jahre und Szenarien bleiben die Infrastruktur-Aufwendungen unverändert. Die Anteile der Kraftwerkstypen liegen aktuell bei ca. 10 % Solarturm-Kraftwerken und 90 % Parabolrinnen-Kraftwerken. Für GreenLate wurde abgestimmt, das Verhältnis konstant zu halten und für die anderen Szenarien eine vollständige Verschiebung zu Parabolrinnen-Kraftwerken zugrunde zu legen. Die rohstofflichen Angaben sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar³².

A.2.11 Brennstoffzellen

Technische Parameter für die Technologievarianten Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) und Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzellen (PEMFC) wurden (Kurzweil 2016) entnommen. Rohstoffbedarfe beziehen sich auf die Leistung der Brennstoffzellen nach (Marscheider-Weidemann et al. 2016). Weiterhin wurden aus ecoinvent (Wernet et al. 2016) ergänzt. Zentral sind hier:

- Wirkungsgrade für SOFC/PEMFC
- Platin-Gehalte der PEMFC

In den folgenden Tabelle 25 und Tabelle 26 sind die angepassten Datensätze der Brennstoffzellentypen hinsichtlich Wirkungsgrad und Materialbedarf dargestellt.

Tabelle 25: Wirkungsgrade und Materialbedarf von Festoxid-Brennstoffzellen in Abhängigkeit von Szenario und Bezugsjahr

SOFC	GreenSupreme/H ₂ -Szenario			GreenLate		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wirkungsgrad	55 %	60 %	65 %	55 %	57,5 %	60 %
Materialbedarf in kg/kW (Original-ecoinvent-Bezeichnung in Englisch)						
1-butanol	7,2E-03					
aluminium oxide, non-metallurgical	1,2E+00					
Ammonia	3,2E-02					
Chloride	6,8E-01					
chlorine, liquid	6,8E-01					

³² <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>

SOFC	GreenSupreme/H ₂ -Szenario	GreenLate
chromium	2,7E+00	
diethylene glycol	1,6E-02	
Ethanol	2,4E-01	
iron-nickel-chromium alloy	2,0E+00	
lanthanum oxide	3,3E-02	
manganese	3,7E-02	
nickel, class 1	1,1E+00	
nitric acid, without water, in 50 % solution state	5,7E+00	
petroleum coke	1,1E-01	
phthalic anhydride	7,2E-03	
reinforcing steel	9,4E+01	
steel, chromium steel 18/8, hot rolled	1,4E+01	
urea	6,0E+00	
vinyl acetate	4,2E-02	
water, deionised	9,8E-01	
zinc	1,0E-02	
zirconium oxide	3,9E-01	
scandium, in ground	5,6E-03	
yttrium oxide	1,1E-01	
cobalt	6,9E-03	

Tabelle 26: Wirkungsgrade und Materialbedarf von PEM-Brennstoffzellen in Abhängigkeit von Szenario und Bezugsjahr

PEM-FC	GreenSupreme/H ₂ -Szenario			GreenLate		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wirkungsgrad	46 %	53 %	60 %	45 %	50 %	55 %
Materialbedarf in kg/kW (Original-Ecoinvent-Bezeichnung in Englisch)						
platinum	5,0E-04	2,0E-04	2,0E-04	1,0E-03		
activated carbon, granular	2,5E-01			2,5E-01		

PEM-FC	GreenSupreme/H ₂ -Szenario	GreenLate
aluminium, wrought alloy	2,6E+00	2,6E+00
carbon black	8,0E-04	8,0E-04
cast iron	8,0E-01	8,0E-01
glass fibre	1,0E-01	1,0E-01
graphite	4,5E+00	4,5E+00
isopropanol	9,5E-03	9,5E-03
phenolic resin	1,1E+00	1,1E+00
polyethylene, high density, granulate	2,4E+00	2,4E+00
polypropylene, granulate	2,5E-01	2,5E-01
polystyrene foam slab	3,0E-01	3,0E-01
Propanol	9,5E-03	9,5E-03
steel, chromium steel 18/8, hot rolled	2,3E+01	2,3E+01
steel, low-alloyed, hot rolled	2,0E+01	2,0E+01
tetrafluoroethylene	5,2E-02	5,2E-02
titanium dioxide	7,0E-02	7,0E-02

A.2.12 Geothermie

Für geothermischen Kraftwerke wurden Technologiedaten aus SYSEET (Liebich et al. 2020) verwendet und mit technischen Parametern nach (IRENA 2017) abgeglichen. Die rohstofflichen Angaben sind vollständig aus SYSEET übernommen und sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar³³. Die Original-Veröffentlichung (Karlisdóttir et al. 2020) bezieht sich auf ein Geothermiekraftwerk in Island, das unverändert für alle Regionen, Jahre und Szenarien übertragen wurde. Die geologischen Standortbedingungen können für Geothermie-Kraftwerke sehr unterschiedlich ausfallen. Die Ergebnisse dieses spezifischen Kraftwerks sind daher nur eingeschränkt übertragbar auf abweichende Geothermiekraftwerks-Standorte.

A.2.13 Energiespeicher

Im Szenario GreenLate werden Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRFB) als Stromspeicher angenommen. In der Veröffentlichung von (Weber et al. 2018) werden die vollständigen Sachbilanzdaten für alle Prozesse transparent aufgeführt. Diese umfangreiche Ökobilanz wurde

³³ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energetraeger-aus>

in einen Datensatz für ecoinvent zur Ergänzung übertragen. Die bilanzierte VRFB verfügt über eine nominelle Kapazität von 8,3 MWh bzw. effektiv von 6 MWh, hat eine Lebensdauer von 20 Jahren bei 409 Ladezyklen pro Jahr. Das bedeutet eine gespeicherte Gesamt-Strommenge von 49 GWh über die Lebenszeit. Eine Anpassung über die Zeit oder für unterschiedliche Regionen erfolgte nicht.

A.2.14 CO₂-Bereitstellung

Für die Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) wurden Technologiedaten für die Anlagen der Firma Climeworks ausgewertet (Adsorption) (Fasihi et al. 2019) sowie Daten nach SYSEET verwendet. Diese Datensätze wurden in ecoinvent entsprechend integriert. Die rohstofflichen Angaben sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar³⁴.

A.2.15 Meerwasserentsalzung

Für die Elektrolyse von Wasser wird aufbereitetes deionisiertes Wasser benötigt. In ariden küstennahen Gebieten mit günstigen Standortbedingungen für die erneuerbare Stromerzeugung wird von einer Meerwasserentsalzung mittels Umkehrosmose und anschließender Aufbereitung ausgegangen. Die Daten stammen aus SYSEET und wurden mit technischen Daten aus (Antonyan 2019) und (Heihisel et al. 2019) abgeglichen. Relevant ist insbesondere der Stromverbrauch, der von heute 3,6 kWh/m³ bis 2050 auf 0,9 kWh/m³ absinkt. Zusätzlich ist angenommen, dass das Wasser aus Meerwasserentsalzung anschließend deionisiert/aufbereitet wird und weitere 0,4 kWh/m³ (Wernet et al. 2016) verbraucht. Die rohstofflichen Angaben sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes in den Datentabellen zum Projekt SYSEET einsehbar³⁵.

A.3 Eingangsdaten Industrieprozesse

A.3.1 Eisen/Stahl

Tabelle 27: Schrotteinsatzquoten der Stahlerzeugung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	50 %	40 %	44 %	31 %	50 %	40 %
2040	51 %	43 %	45 %	33 %	55 %	43 %
2050	52 %	52 %	46 %	35 %	62 %	52 %

³⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>

³⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>

A.3.2 Kuper

Tabelle 28: Sekundäranteile der Kupferherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	48 %	48 %	46 %	40 %	68 %	48 %
2040	53 %	52 %	51 %	45 %	76 %	52 %
2050	58 %	58 %	55 %	50 %	85 %	58 %

Tabelle 29: Anteil strombetriebener Induktionsöfen im Bereich der Kupfer-Herstellung und -Bearbeitung in 2050

	GreenSupreme	GreenLate	H ₂ -Szenario
Sekundär-Metallerzeugung	65 %	50 %	38 %
Halbzeug-Herstellung	65 %	56 %	74 %

Quellen: (Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021)

Tabelle 30: Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) der Kupfer-Herstellung und -Bearbeitung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Primär-Metallerzeugung						
2030	90 %	90 %	95,5 %	100 %	98,4 %	98,4 %
2040	80 %	80 %	85 %	95,5 %	97,1 %	97,1 %
2050	70 %	70 %	70 %	85 %	96,7 %	96,7 %
Sekundär-Metallerzeugung						
2030	90 %	90 %	95,5 %	100 %	94,4 %	94,4 %
2040	80 %	80 %	85 %	95,5 %	90,6 %	90,6 %
2050	70 %	70 %	70 %	85 %	88,8 %	88,8 %
Halbzeug-Herstellung						
2030	90 %	90 %	95,5 %	100 %	86,0 %	86,0 %
2040	80 %	80 %	85 %	95,5 %	75,6 %	75,6 %
2050	70 %	70 %	70 %	85 %	72,9 %	72,9 %

Quellen: (Dittrich et al. 2020c; d; Sensfuß et al. 2021)

A.3.3 Aluminium

Tabelle 31: Sekundäranteile der Aluminiumherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	63 %	44 %	63 %	41 %	66 %	66 %
2040	63 %	50 %	63 %	42 %	73 %	73 %
2050	65 %	65 %	63 %	50 %	80 %	80 %

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 32: Anteil strombetriebener Induktionsöfen im Bereich der Aluminiumherstellung und -bearbeitung in 2050

	GreenSupreme	GreenLate	H ₂ -Szenario
Sekundär-Metallerzeugung	65 %	50 %	17 %
Halbzeug-Herstellung	65 %	56 %	42 %

Tabelle 33: Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) der Aluminiumherstellung und -bearbeitung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Primär-Metallerzeugung						
2030	90 %	90 %	95.5 %	100 %	100 %	100 %
2040	80 %	80 %	85 %	95.5 %	100 %	100 %
2050	70 %	70 %	70 %	85 %	100 %	100 %
Sekundär-Metallerzeugung						
2030	90 %	90 %	95,5 %	100 %	97,2 %	97,2 %
2040	80 %	80 %	85 %	95,5 %	93,6 %	93,6 %
2050	70 %	70 %	70 %	85 %	92,1 %	92,1 %
Halbzeug-Herstellung						
2030	90 %	90 %	95,5 %	100 %	93,7 %	93,7 %
2040	80 %	80 %	85 %	95,5 %	92,0 %	92,0 %
2050	70 %	70 %	70 %	85 %	91,9 %	91,9 %

A.3.4 Zink

Tabelle 34: Sekundäranteile der Zinkherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	62 %	62 %	58 %	0 %	31 %	31 %
2040	78 %	78 %	64 %	58 %	33 %	33 %
2050	90 %	90 %	70 %	64 %	36 %	36 %

A.3.5 Blei

Tabelle 35: Sekundäranteile der Bleiherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	62 %	62 %	58 %	0 %	31 %	31 %
2040	78 %	78 %	64 %	58 %	33 %	33 %
2050	90 %	90 %	70 %	64 %	36 %	36 %

A.3.6 Zement

Tabelle 36: Verfügbarkeit von Hochofen-Bindemitteln für die Zementherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	87 %	87 %	87 %	100 %	73 %	73 %
2040	51 %	51 %	51 %	87 %	33 %	33 %
2050	0 %	0 %	0 %	51 %	0 %	0 %

Tabelle 37: Substitution von konventionellem Klinker durch alternatives Bindemittel in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	20 %	20 %	0 %	0 %	0 %	0 %
2040	50 %	50 %	0 %	0 %	62 %	62 %
2050	50 %	50 %	0 %	0 %	100 %	100 %

Tabelle 38: Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) der konventionellen Klinkerherstellung, des alternativen Bindemittels und Zementherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr relativ zu 2020

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Klinker (konv.): Energie, elektrisch						
2030	90 %	90 %	90 %	100 %	103 %	103 %
2040	80 %	80 %	80 %	90 %	98 %	98 %
2050	70 %	70 %	70 %	80 %	98 %	98 %
Alternatives Bindemittel: Energie, elektrisch						
2030	83 %	83 %	83 %	100 %	268 %	268 %
2040	67 %	67 %	67 %	83 %	268 %	268 %
2050	50 %	50 %	50 %	67 %	268 %	268 %
Zement: Energie, elektrisch						
2030	90 %	90 %	90 %	100 %	100 %	100 %
2040	80 %	80 %	80 %	90 %	100 %	100 %
2050	70 %	70 %	70 %	80 %	100 %	100 %
Klinker (konv.): Energie, thermisch						
2030	97 %	97 %	97 %	100 %	83 %	83 %
2040	93 %	93 %	93 %	97 %	74 %	74 %
2050	90 %	90 %	90 %	93 %	74 %	74 %

	GreenSupreme		GreenLate		H2-Szenario	
Alternatives Bindemittel: Energie, thermisch						
2030	83 %	83 %	83 %	100 %	77 %	77 %
2040	67 %	67 %	67 %	83 %	77 %	77 %
2050	50 %	50 %	50 %	67 %	77 %	77 %
Zement: Energie, thermisch						
2030	97 %	97 %	97 %	100 %	100 %	100 %
2040	93 %	93 %	93 %	97 %	100 %	100 %
2050	90 %	90 %	90 %	93 %	100 %	100 %

Tabelle 39: Umstellung auf Gasfeuerung bei der Klinker- und Zementherstellung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	50 %	50 %	50 %	0 %	3 %	3 %
2040	100 %	100 %	100 %	50 %	77 %	77 %
2050	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

A.3.7 Chemie

Tabelle 40: Veränderung des spezifischen Endenergieverbrauchs (EEV) im Sektor chemische Industrie in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr relativ zu 2020

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Energie, elektrisch						
2030	85 %	85 %	94 %	55 %	96 %	96 %
2040	70 %	70 %	89 %	94 %	94 %	94 %
2050	55 %	55 %	83 %	89 %	94 %	94 %
Energie, thermisch						
2030	85 %	85 %	94 %	55 %	95 %	95 %
2040	70 %	70 %	89 %	94 %	94 %	94 %
2050	55 %	55 %	83 %	89 %	93 %	93 %

Tabelle 41: Umstellung der Wasserstoffherstellung auf Elektrolyse in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	18 %	18 %	3 %	1,5 %	10 %	10 %
2040	38 %	38 %	6 %	3 %	40 %	40 %
2050	100 %	100 %	70 %	35 %	100 %	100 %

Tabelle 42: Umstellung der Methanolherstellung auf Direktsynthese aus Wasserstoff und Methanol in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	18 %	18 %	3 %	1,5 %	64 %	64 %
2040	38 %	38 %	6 %	3 %	92 %	92 %
2050	100 %	100 %	70 %	35 %	100 %	100 %

Tabelle 43: Umstellung des Ammoniakverfahrens auf Synthese von elektrolytischem Wasserstoff und Stickstoff aus Luftzerlegung in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	18 %	18 %	3 %	1.5 %	10 %	10 %
2040	38 %	38 %	6 %	3 %	40 %	40 %
2050	100 %	100 %	70 %	35 %	100 %	100 %

Tabelle 44: Umstellung der Rußherstellung auf PtX-Feedstock in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	18 %	18 %	3 %	1.5 %	18 %	18 %
2040	38 %	38 %	6 %	3 %	38 %	38 %
2050	100 %	100 %	70 %	35 %	100 %	100 %

A.3.8 Sonstige Industrieprozesse

Tabelle 45: Energieträgermix für Industriewärme im H₂-Szenario

	2030	2040	2050
Erdgas	54,2 %	13,5 %	0,0 %
Heizöl	5,1 %	3,4 %	0,0 %
Kohle	21,9 %	9,4 %	0,0 %
Strom	8,8 %	10,5 %	14,4 %
Wasserstoff	10,1 %	63,2 %	85,6 %

Quelle: (Sensfuß et al. 2021)

Tabelle 46: Ersatz von fossilen Kohlenwasserstoffen durch PtX in sonstigen Prozessen der chemischen Industrie in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Einsatz zur Energieerzeugung						
2030	0 %	0 %	0 %	0 %	9 %	9 %
2040	0 %	0 %	0 %	0 %	59 %	59 %
2050	100 %	100 %	100 %	50 %	100 %	100 %
Nicht-energetischer Einsatz (Feedstock)						
2030	18 %	18 %	3 %	1 %	9 %	9 %
2040	38 %	38 %	6 %	3 %	59 %	59 %
2050	100 %	100 %	70 %	35 %	100 %	100 %

Tabelle 47: Materialeinsatz für die Herstellung von Investitionsgütern der Industrie in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr relativ zu 2020

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	89 %	89 %	100 %	100 %	97 %	97 %
2040	79 %	79 %	100 %	100 %	93 %	93 %
2050	70 %	70 %	100 %	100 %	90 %	90 %

A.4 Eingangsdaten Güterverkehr

Tabelle 48: Zusätzlicher Bedarf für neue Antriebskonzepte von Last- und Sattelzügen in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Batterie in kWh Kapazität pro tkm						
2030	4,33E-07	4,33E-07	8,17E-08	0,00E+00	1,05E-07	1,05E-07
2040	3,72E-06	3,72E-06	2,70E-07	8,17E-08	6,14E-06	6,14E-06
2050	9,38E-06	9,38E-06	7,11E-07	2,70E-07	2,18E-05	2,18E-05
Oberleitungs-Infrastruktur in m*year pro tkm						
2030	8,75E-06	8,75E-06				
2040	1,25E-05	1,25E-05				
2050	1,72E-05	1,72E-05				
Brennstoffzelle in Stück (2 kW PEM) pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					4,51E-07	4,51E-07
2050					1,41E-05	1,41E-05
H2-Tank in kg Kapazität pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					1,69E-07	1,69E-07
2050					5,28E-06	5,28E-06
Wartungen der Brennstoffzelle in Einheiten pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					4,51E-06	4,51E-06
2050					1,41E-04	1,41E-04

Tabelle 49: Energieverbrauch der Lkw-Typen, differenziert nach Energieträger, in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H2-Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)						
Dieselverbrauch in kg pro tkm						
2030	1,12E-01	1,12E-01	1,12E-01	1,64E-01	2,52E-01	2,52E-01
2040	5,48E-02	5,48E-02	5,48E-02	1,12E-01	1,76E-02	1,76E-02
2050	2,10E-02	2,10E-02	2,10E-02	5,48E-02	2,61E-05	2,61E-05
Stromverbrauch in kWh pro tkm						
2030	1,44E-01	1,44E-01	1,44E-01	3,59E-03	2,59E-01	2,59E-01
2040	4,38E-01	4,38E-01	4,38E-01	1,44E-01	1,22E+00	1,22E+00
2050	6,69E-01	6,69E-01	6,69E-01	4,38E-01	1,23E+00	1,23E+00
Wasserstoffverbrauch in kg pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					1,87E-03	1,87E-03
2050					1,58E-03	1,58E-03
Schwere Nutzfahrzeuge mit zul. Gesamtgewicht <= 12 t						
Dieselverbrauch in kg pro tkm						
2030	8,09E-02	8,09E-02	1,08E-01	1,29E-01	4,03E-02	4,03E-02
2040	3,79E-02	3,79E-02	7,92E-02	1,08E-01	1,12E-02	1,12E-02
2050	1,92E-02	1,92E-02	6,18E-02	7,92E-02	6,18E-04	6,18E-04
Stromverbrauch in kWh pro tkm						
2030	1,98E-01	1,98E-01	4,01E-02	0,00E+00	1,61E-03	1,61E-03
2040	4,30E-01	4,30E-01	2,01E-01	4,01E-02	1,21E-02	1,21E-02
2050	5,58E-01	5,58E-01	4,23E-01	2,01E-01	1,39E-02	1,39E-02
Wasserstoffverbrauch in kg pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					6,12E-04	6,12E-04
2050					5,30E-04	5,30E-04

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
Schwere Nutzfahrzeuge mit zul. Gesamtgewicht > 12 t						
Dieselverbrauch in kg pro tkm						
2030	2,04E-02	2,04E-02	2,21E-02	2,41E-02	4,41E-02	4,41E-02
2040	1,43E-02	1,43E-02	2,28E-02	2,21E-02	2,51E-02	2,51E-02
2050	1,01E-02	1,01E-02	4,33E-02	2,28E-02	3,52E-03	3,52E-03
Stromverbrauch in kWh pro tkm						
2030	7,02E-03	7,02E-03	1,34E-03	0,00E+00	2,77E-03	2,77E-03
2040	2,70E-02	2,70E-02	5,61E-03	1,34E-03	6,36E-02	6,36E-02
2050	4,41E-02	4,41E-02	1,65E-02	5,61E-03	7,97E-02	7,97E-02
Wasserstoffverbrauch in kg pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					7,53E-04	7,53E-04
2050					7,18E-03	7,18E-03
Last- und Sattelzüge						
Dieselverbrauch in kg pro tkm						
2030	1,52E-02	1,52E-02	1,70E-02	2,26E-02	1,43E-02	1,43E-02
2040	7,12E-03	7,12E-03	1,29E-02	1,70E-02	1,02E-02	1,02E-02
2050	3,02E-03	3,02E-03	1,02E-02	1,29E-02	8,89E-05	8,89E-05
Stromverbrauch in kWh pro tkm						
2030	1,25E-02	1,25E-02	2,11E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
2040	4,47E-02	4,47E-02	6,86E-03	2,11E-03	8,54E-03	8,54E-03
2050	6,17E-02	6,17E-02	1,75E-02	6,86E-03	1,13E-02	1,13E-02
Wasserstoffverbrauch in kg pro tkm						
2030					0,00E+00	0,00E+00
2040					1,18E-05	1,18E-05
2050					3,00E-03	3,00E-03

Tabelle 50: Direkte Luftemissionen der Lkw, in Abhängigkeit von Szenario, Region und Bezugsjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H2-Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)						
NOx-Emissionen in kg/tkm						
2030	8,11E-04	8,11E-04	7,03E-04	1,88E-03	8,11E-04	8,11E-04
2040	3,06E-04	3,06E-04	2,80E-04	7,03E-04	3,06E-04	3,06E-04
2050	1,31E-04	1,31E-04	1,20E-04	2,80E-04	1,31E-04	1,31E-04
SO ₂ -Emissionen in kg/tkm						
2030	1,80E-06	1,80E-06	1,80E-06	2,62E-06	1,80E-06	1,80E-06
2040	8,70E-07	8,70E-07	8,70E-07	1,80E-06	8,70E-07	8,70E-07
2050	3,31E-07	3,31E-07	3,31E-07	8,70E-07	3,31E-07	3,31E-07
PM _{2,5} -Emissionen in kg/tkm						
2030	3,79E-05	3,79E-05	3,79E-05	4,69E-05	3,79E-05	3,79E-05
2040	2,24E-05	2,24E-05	2,24E-05	3,79E-05	2,24E-05	2,24E-05
2050	9,31E-06	9,31E-06	9,31E-06	2,24E-05	9,31E-06	9,31E-06
NMVOC-Emissionen in kg/tkm						
2030	1,45E-05	1,45E-05	1,45E-05	4,52E-05	1,45E-05	1,45E-05
2040	7,19E-06	7,19E-06	7,19E-06	1,45E-05	7,19E-06	7,19E-06
2050	5,00E-06	5,00E-06	5,00E-06	7,19E-06	5,00E-06	5,00E-06
Schwere Nutzfahrzeuge mit zul. Gesamtgewicht <= 12 t						
NOx-Emissionen in kg/tkm						
2030	5,79E-04	5,79E-04	7,24E-04	1,42E-03	5,79E-04	5,79E-04
2040	2,46E-04	2,46E-04	4,04E-04	7,24E-04	2,46E-04	2,46E-04
2050	1,24E-04	1,24E-04	2,03E-04	4,04E-04	1,24E-04	1,24E-04
SO ₂ -Emissionen in kg/tkm						
2030	1,30E-06	1,30E-06	1,62E-06	2,05E-06	1,30E-06	1,30E-06
2040	6,08E-07	6,08E-07	1,00E-06	1,62E-06	6,08E-07	6,08E-07
2050	3,08E-07	3,08E-07	5,04E-07	1,00E-06	3,08E-07	3,08E-07

	GreenSupreme		GreenLate		H2-Szenario	
PM2,5-Emissionen in kg/tkm						
2030	1,15E-05	1,15E-05	1,44E-05	3,09E-05	1,15E-05	1,15E-05
2040	4,18E-06	4,18E-06	6,87E-06	1,44E-05	4,18E-06	4,18E-06
2050	1,83E-06	1,83E-06	3,00E-06	6,87E-06	1,83E-06	1,83E-06
NMVOC-Emissionen in kg/tkm						
2030	2,13E-05	2,13E-05	2,67E-05	5,77E-05	2,13E-05	2,13E-05
2040	6,87E-06	6,87E-06	1,13E-05	2,67E-05	6,87E-06	6,87E-06
2050	2,74E-06	2,74E-06	4,48E-06	1,13E-05	2,74E-06	2,74E-06
Schwere Nutzfahrzeuge mit zul, Gesamtgewicht > 12 t						
NOx-Emissionen in kg/tkm						
2030	3,95E-04	3,95E-04	4,05E-04	5,69E-04	3,95E-04	3,95E-04
2040	2,91E-04	2,91E-04	3,61E-04	4,05E-04	2,91E-04	2,91E-04
2050	2,05E-04	2,05E-04	3,06E-04	3,61E-04	2,05E-04	2,05E-04
SO2-Emissionen in kg/tkm						
2030	8,92E-07	8,92E-07	9,15E-07	1,08E-06	8,92E-07	8,92E-07
2040	5,72E-07	5,72E-07	7,09E-07	9,15E-07	5,72E-07	5,72E-07
2050	3,67E-07	3,67E-07	5,46E-07	7,09E-07	3,67E-07	3,67E-07
PM2,5-Emissionen in kg/tkm						
2030	5,15E-06	5,15E-06	5,29E-06	8,90E-06	5,15E-06	5,15E-06
2040	3,56E-06	3,56E-06	4,41E-06	5,29E-06	3,56E-06	3,56E-06
2050	2,49E-06	2,49E-06	3,70E-06	4,41E-06	2,49E-06	2,49E-06
NMVOC-Emissionen in kg/tkm						
2030	6,36E-06	6,36E-06	6,52E-06	1,12E-05	6,36E-06	6,36E-06
2040	4,48E-06	4,48E-06	5,55E-06	6,52E-06	4,48E-06	4,48E-06
2050	3,16E-06	3,16E-06	4,71E-06	5,55E-06	3,16E-06	3,16E-06

	GreenSupreme		GreenLate		H2-Szenario	
Last- und Sattelzüge						
NOx-Emissionen in kg/tkm						
2030	6,24E-05	6,24E-05	6,98E-05	1,10E-04	6,24E-05	6,24E-05
2040	3,24E-05	3,24E-05	5,87E-05	6,98E-05	3,24E-05	3,24E-05
2050	1,47E-05	1,47E-05	4,71E-05	5,87E-05	1,47E-05	1,47E-05
SO2-Emissionen in kg/tkm						
2030	2,44E-07	2,44E-07	2,73E-07	3,63E-07	2,44E-07	2,44E-07
2040	1,13E-07	1,13E-07	2,04E-07	2,73E-07	1,13E-07	1,13E-07
2050	4,66E-08	4,66E-08	1,49E-07	2,04E-07	4,66E-08	4,66E-08
PM2,5-Emissionen in kg/tkm						
2030	8,21E-07	8,21E-07	9,20E-07	1,69E-06	8,21E-07	8,21E-07
2040	4,14E-07	4,14E-07	7,51E-07	9,20E-07	4,14E-07	4,14E-07
2050	1,86E-07	1,86E-07	5,95E-07	7,51E-07	1,86E-07	1,86E-07
NMVOC-Emissionen in kg/tkm						
2030	1,50E-06	1,50E-06	1,68E-06	2,57E-06	1,50E-06	1,50E-06
2040	7,76E-07	7,76E-07	1,41E-06	1,68E-06	7,76E-07	7,76E-07
2050	3,51E-07	3,51E-07	1,12E-06	1,41E-06	3,51E-07	3,51E-07

A.5 Eingangsdaten weiterer Prozesse und Technologien

Tabelle 51: Marktanteile neuer disaggregierter Datensätze, differenziert nach Szenario, Region und Stützjahr

	GreenSupreme		GreenLate		H ₂ -Szenario	
	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW	DE/Europa	RoW
2030	18 %	18 %	3%	1,5%	10 %	10 %
2040	38 %	38 %	6%	3%	40 %	40 %
2050	100 %	100 %	70%	35%	100 %	100 %

Tabelle 52: Liste disaggregierter Prozesse

acetone cyanohydrin production
acetone production, liquid
Acrylonitrile
acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer production
benzene (alle Verfahren in ecoinvent)
butadiene production
butene production, mixed
carbon tetrachloride production
dichloromethane production
ethylene production, average
ethylene production, pipeline system
fluorescent whitening agent production, DAS1, triazinylaminostilben type
fluorescent whitening agent production, distyrylbiphenyl type
hydrogen cracking, APME
hydrogen cyanide production
latex production
methyl methacrylate production
nylon 6 production
nylon 6 production, glass-filled
nylon 6-6 production
nylon 6-6 production, glass-filled
pentane production
polybutadiene production
polycarbonate production
polymethyl methacrylate production, beads
polymethyl methacrylate production, sheet
polyol production
polystyrene production, expandable
polystyrene production, general purpose
polystyrene production, high impact
polyvinylidenchloride production, granulate
propylene production

propylene production, pipeline system

styrene-acrylonitrile copolymer production

toluene diisocyanate production

toluene production, liquid

xylene production

A.6 Datentabellen Endenergieverbräuche

A.6.1 Deutschland – GreenSupreme

Tabelle 53: Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren im Szenario GreenSupreme in TWh/a

Jahr	Sektor	Strom	Gase	Kohle	sonstige Fossile	Sonstige Erneuerbare	Kraftstoffe	Rohstoffe	Summe
2020	HH	128	249	4	192	95	0	0	667
	GHD	135	102	0	92	36	32	0	398
	Industrie	207	246	88	94	31	0	259	924
	Verkehr	12	2	0	0	39	551	0	603
	Summe	481	599	92	377	201	583	259	2.592
2030	HH	149	214	0	47	96	0	0	506
	GHD	141	95	0	45	21	27	0	329
	Industrie	195	227	84	50	5	0	282	842
	Verkehr	43	0	0	0	0	441	0	484
	Summe	527	537	84	142	122	468	282	2.161
2040	HH	147	73	0	17	137	0	0	374
	GHD	130	40	0	30	38	23	0	261
	Industrie	243	193	0	24	4	0	282	746
	Verkehr	99	0	0	0	0	218	0	317
	Summe	620	306	0	70	179	241	282	1.697
2050	HH	123	0	0	0	138	0	0	261
	GHD	126	0	0	0	88	19	0	232
	Industrie	228	136	0	0	11	0	286	661
	Verkehr	104	0	0	0	0	108	0	212
	Summe	580	136	0	0	236	127	286	1.366

Quelle: ifeu, basierend auf (AGEB 2022; Dittrich et al. 2020c)

A.6.2 Deutschland – GreenLate

Tabelle 54: Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren im Szenario GreenLate in TWh/a

Jahr	Sektor	Strom	Gase	Kohle	sonstige Fossile	Sonstige Erneuerbare	Kraftstoffe	Rohstoffe	Summe
2020	HH	128	249	4	192	95	0	0	667
	GHD	135	102	0	92	36	32	0	398
	Industrie	207	246	88	94	31	0	259	924
	Verkehr	12	2	0	0	39	551	0	603
	Summe	481	599	92	377	201	583	259	2.592
2030	HH	154	283	0	66	58	0	0	561
	GHD	166	109	0	61	20	27	0	383
	Industrie	131	274	145	58	8	0	282	897
	Verkehr	29	1	0	0	0	612	0	642
	Summe	480	666	145	185	87	639	282	2.483
2040	HH	173	156	0	36	148	0	0	513
	GHD	168	58	0	43	47	23	0	338
	Industrie	202	283	70	31	7	0	282	875
	Verkehr	73	0	0	0	0	458	0	532
	Summe	616	498	70	110	202	481	282	2.259
2050	HH	178	35	0	0	214	0	0	426
	GHD	173	21	0	0	103	19	0	315
	Industrie	329	273	0	0	12	0	287	902
	Verkehr	116	0	0	0	0	312	0	428
	Summe	796	329	0	0	328	330	287	2.071

Quelle: ifeu, basierend auf (AGEB 2022; Dittrich et al. 2020d)

A.6.3 Deutschland – H₂-Szenario

Tabelle 55: Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe nach Sektoren im H₂-Szenario in TWh/a

Jahr	Sektor/ Summe	Strom	Gase	Kohle	sonstige Fossile	Sonstige Erneuer- bare	Kraft- stoffe	Roh- stoffe *)	Summe
2020	HH	128	249	4	192	95	0	0	667
	GHD	135	102	0	92	36	32	0	398
	Industrie	207	246	88	94	31	0	259	924
	Verkehr	12	2	0	0	39	551	0	603
	Summe	481	599	92	377	201	583	259	2.592
2030	HH	145	268	11	41	117	0	0	581
	GHD	137	128	5	20	57	0	0	346
	Industrie	227	209	76	56	75	0	239	881
	Verkehr	46	9	0	0	0	625	0	680
	Summe	554	615	91	117	249	625	239	2.489
2040	HH	148	215	0	5	171	0	0	539
	GHD	140	94	0	2	81	0	0	318
	Industrie	235	223	26	22	77	0	235	818
	Verkehr	99	24	0	0	0	415	0	539
	Summe	622	556	26	30	330	415	235	2.214
2050	HH	144	132	0	0	198	0	0	474
	GHD	139	52	0	0	93	0	0	284
	Industrie	249	247	0	0	60	0	217	775
	Verkehr	110	129	0	0	0	187	0	426
	Summe	642	561	0	0	352	187	217	1.958

Quelle: ifeu, basierend auf (AGEB 2022; Sensfuß et al. 2021)

*) In den TN-Szenarien der Langfristszenarien wurde ein Teil des nicht-energetischen Einsatzes von Energieträgern für die Industrie vernachlässigt, Die Rohstoffmengen wurden für dieses Vorhaben in Absprache mit ISI ergänzt.

A.6.4 Welt

Tabelle 56: Zeitliche Entwicklung der Endenergiebedarfe weltweit nach Sektoren im Szenario 1,5°C (nach Teske) in TWh/a

Jahr	Sektor/ Summe	Strom	Gase	Kohle	sonstige Fossile	Sonstige Erneuer- bare	Kraft- stoffe	Roh- stoffe	Summe
2020	HH/GHD	12.551	7.551	1.271	6.237	9.941			37.552
	Industrie	9.404	8.425	7.619	4.780	2.971		9.545	42.745
	Verkehr	515	1.174			1.146	25.053		27.888
	Summe	22.471	17.150	8.890	11.017	14.058	25.053	9.545	108.184
2030	HH/GHD	14.589	4.438	0	1.959	11.591			32.577
	Industrie	11.973	7.228	1.815	1.751	7.006		9.609	39.383
	Verkehr	3.065	1.321			2.793	9.399		16.578
	Summe	29.627	12.988	1.815	3.710	21.390	9.399	9.609	88.538
2040	HH/GHD	17.434	1.834	0	551	11.892			31.711
	Industrie	13.963	4.671	0	369	8.566		9.331	36.899
	Verkehr	5.383	1.849			2.564	2.268		12.065
	Summe	36.780	8.354	0	921	23.023	2.268	9.331	80.676
2050	HH/GHD	20.677	813	0	0	10.973			32.463
	Industrie	15.799	2.592	0	0	8.990		8.648	36.030
	Verkehr	5.233	1.903			1.581	1.758		10.475
	Summe	41.710	5.308	0	0	21.544	1.758	8.648	78.968

Quelle: ifeu, basierend auf (Teske et al. 2019)

A.7 Baujahrklassenverteilungen von WEA, PV und CSP in den Stützzahren

Tabelle 57: Baujahrklassen für das Stützjahr 2030

Anlage	Baujahr- klasse	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
		DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
WEA onshore	2000	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2010	18 %	18 %	18 %	22 %	22 %	24 %	21 %	21 %	21 %
	2020	41 %	41 %	41 %	45 %	45 %	37 %	36 %	36 %	36 %
	2030	41 %	41 %	41 %	33 %	33 %	40 %	43 %	43 %	43 %
WEA offshore	2000	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2010	18 %	18 %	18 %	22 %	22 %	24 %	21 %	21 %	21 %
	2020	41 %	41 %	41 %	45 %	45 %	37 %	36 %	36 %	36 %
	2030	41 %	41 %	41 %	33 %	33 %	40 %	43 %	43 %	43 %
PV Freifläche	2000	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2010	37 %	37 %	37 %	45 %	45 %	2 %	10 %	10 %	10 %
	2020	37 %	37 %	37 %	33 %	33 %	68 %	27 %	27 %	27 %
	2030	27 %	27 %	27 %	23 %	23 %	30 %	62 %	62 %	62 %
PV Dach	2000	1 %	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2010	38 %	38 %	38 %	45 %	45 %	2 %	34 %	34 %	34 %
	2020	37 %	37 %	37 %	33 %	33 %	68 %	35 %	35 %	35 %
	2030	25 %	25 %	25 %	23 %	23 %	30 %	31 %	31 %	31 %
CSP	2000		0 %	0 %		0 %	0 %		0 %	0 %
	2010		1 %	1 %		1 %	1 %		1 %	1 %
	2020		15 %	15 %		14 %	14 %		15 %	15 %
	2030		85 %	85 %		86 %	86 %		85 %	85 %

Quelle: eigene Berechnung, ifeu, basierend auf (Dittrich et al. 2020c; d; Teske et al. 2019)

Tabelle 58: Baujahrklassen für das Stützjahr 2040

Anlage	Baujahr- klasse	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
		DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
WEA onshore	2010	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2020	28 %	28 %	28 %	35 %	35 %	22 %	17 %	17 %	17 %
	2030	48 %	48 %	48 %	41 %	41 %	45 %	46 %	46 %	46 %
	2040	24 %	24 %	24 %	24 %	24 %	33 %	37 %	37 %	37 %
WEA offshore	2010	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2020	28 %	28 %	28 %	35 %	35 %	22 %	17 %	17 %	17 %
	2030	48 %	48 %	48 %	41 %	41 %	45 %	46 %	46 %	46 %
	2040	24 %	24 %	24 %	24 %	24 %	33 %	37 %	37 %	37 %
PV Freifläche	2010	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2020	30 %	30 %	30 %	20 %	20 %	45 %	10 %	10 %	10 %
	2030	39 %	39 %	39 %	32 %	32 %	33 %	61 %	61 %	61 %
	2040	31 %	31 %	31 %	47 %	47 %	23 %	30 %	30 %	30 %
PV Dach	2010	17 %	17 %	17 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2020	31 %	31 %	31 %	20 %	20 %	45 %	7 %	7 %	7 %
	2030	31 %	31 %	31 %	32 %	32 %	33 %	66 %	66 %	66 %
	2040	21 %	21 %	21 %	47 %	47 %	23 %	27 %	27 %	27 %
CSP	2010		0 %	0 %		0 %	0 %		0 %	0 %
	2020		4 %	4 %		4 %	4 %		4 %	4 %
	2030		54 %	54 %		51 %	51 %		54 %	54 %
	2040		42 %	42 %		46 %	46 %		42 %	42 %

Quelle: eigene Berechnung, ifeu, basierend auf (Dittrich et al. 2020c; d; Teske et al. 2019)

Tabelle 59: Baujahrklassen für das Stützjahr 2050

Anlage	Baujahr- klasse	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
		DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
WEA onshore	2020	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2030	42 %	42 %	42 %	21 %	21 %	35 %	37 %	37 %	37 %
	2040	37 %	37 %	37 %	31 %	31 %	41 %	49 %	49 %	49 %
	2050	21 %	21 %	21 %	49 %	49 %	24 %	14 %	14 %	14 %
WEA offshore	2020	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2030	42 %	42 %	42 %	21 %	21 %	35 %	37 %	37 %	37 %
	2040	37 %	37 %	37 %	31 %	31 %	41 %	49 %	49 %	49 %
	2050	21 %	21 %	21 %	49 %	49 %	24 %	14 %	14 %	14 %
PV Freifläche	2020	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2030	32 %	32 %	32 %	17 %	17 %	20 %	26 %	26 %	26 %
	2040	38 %	38 %	38 %	45 %	45 %	32 %	42 %	42 %	42 %
	2050	30 %	30 %	30 %	38 %	38 %	47 %	31 %	31 %	31 %
PV Dach	2020	16 %	16 %	16 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	2030	28 %	28 %	28 %	17 %	17 %	20 %	9 %	9 %	9 %
	2040	37 %	37 %	37 %	45 %	45 %	32 %	15 %	15 %	15 %
	2050	19 %	19 %	19 %	38 %	38 %	47 %	76 %	76 %	76 %
CSP	2020		0 %	0 %		0 %	0 %		0 %	0 %
	2030		40 %	40 %		32 %	32 %		40 %	40 %
	2040		42 %	42 %		44 %	44 %		42 %	42 %
	2050		18 %	18 %		24 %	24 %		18 %	18 %

Quelle: eigene Berechnung, ifeu, basierend auf (Dittrich et al. 2020c; d; Teske et al. 2019)

B Anhang Ergebnisse

B.1 Ergebnisse der Schlüsseltechnologien (GWP und KRA)³⁶

B.1.1 Windenergieanlagen

Tabelle 60: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Windenergieanlagen‘ in kg CO₂e/kWh

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Wind, offshore (DE)				
GreenSupreme	0,008	0,005	0,002	0,000
GreenLate	0,010	0,008	0,006	0,002
H ₂	0,010	0,007	0,002	0,001
Wind, onshore (DE)				
GreenSupreme	0,016	0,008	0,004	0,001
GreenLate	0,020	0,011	0,008	0,003
H ₂	0,020	0,010	0,003	0,001
Wind, offshore (RoE)				
GreenSupreme	0,009	0,006	0,003	0,001
GreenLate	0,012	0,010	0,007	0,002
H ₂	0,012	0,007	0,002	0,001
Wind, onshore (RoE)				
GreenSupreme	0,010	0,008	0,004	0,001
GreenLate	0,013	0,012	0,010	0,004
H ₂	0,013	0,008	0,003	0,001
Wind, offshore (RoW)				
GreenSupreme	0,013	0,008	0,004	0,001
GreenLate	0,016	0,013	0,009	0,003
H ₂	0,016	0,010	0,003	0,001
Wind, onshore (RoW)				
GreenSupreme	0,011	0,009	0,005	0,001
GreenLate	0,014	0,013	0,011	0,004
H ₂	0,014	0,011	0,004	0,001

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

³⁶ Die spezifischen Ergebnisse für alle Umweltwirkungen und Indikatoren werden als separate Datentabelle (Excel) veröffentlicht.

Tabelle 61: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Windenergieanlagen‘ in kg/kWh

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Wind, offshore (DE)				
GreenSupreme	3,45E-02	2,73E-02	2,58E-02	2,60E-02
GreenLate	4,31E-02	3,55E-02	3,51E-02	3,34E-02
H ₂	4,31E-02	3,48E-02	3,10E-02	3,52E-02
Wind, onshore (DE)				
GreenSupreme	8,17E-02	4,97E-02	4,25E-02	4,14E-02
GreenLate	1,02E-01	5,75E-02	5,58E-02	5,13E-02
H ₂	1,02E-01	6,22E-02	6,00E-02	7,26E-02
Wind, offshore (RoE)				
GreenSupreme	3,94E-02	3,41E-02	3,03E-02	2,88E-02
GreenLate	4,92E-02	4,43E-02	4,13E-02	3,89E-02
H ₂	4,92E-02	3,67E-02	3,35E-02	3,73E-02
Wind, onshore (RoE)				
GreenSupreme	5,17E-02	5,25E-02	5,32E-02	5,57E-02
GreenLate	6,46E-02	6,29E-02	6,58E-02	6,81E-02
H ₂	6,46E-02	5,47E-02	5,57E-02	6,55E-02
Wind, offshore (RoW)				
GreenSupreme	5,35E-02	4,47E-02	3,97E-02	3,76E-02
GreenLate	6,69E-02	5,81E-02	5,39E-02	5,07E-02
H ₂	6,69E-02	5,23E-02	4,71E-02	5,33E-02
Wind, onshore (RoW)				
GreenSupreme	5,76E-02	5,91E-02	5,98E-02	6,26E-02
GreenLate	7,21E-02	7,08E-02	7,41E-02	7,66E-02
H ₂	7,21E-02	7,31E-02	7,60E-02	8,81E-02

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.2 Photovoltaik

Tabelle 62: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Photovoltaik‘ in kg CO₂e/kWh

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
PV, Dachanlage (DE)				
GreenSupreme	0,042	0,016	0,009	0,001
GreenLate	0,058	0,030	0,019	0,005
H ₂	0,065	0,024	0,007	0,002
PV, Freiflächen-Anlage (DE)				
GreenSupreme	0,041	0,014	0,008	0,001
GreenLate	0,052	0,029	0,019	0,005
H ₂	0,053	0,017	0,006	0,001
PV, Dachanlage (RoE)				
GreenSupreme	0,033	0,012	0,007	0,001
GreenLate	0,046	0,023	0,014	0,003
H ₂	0,051	0,018	0,006	0,001
PV, Freiflächen-Anlage (RoE)				
GreenSupreme	0,033	0,011	0,006	0,001
GreenLate	0,042	0,022	0,015	0,004
H ₂	0,043	0,013	0,004	0,001
PV, Dachanlage (RoW)				
GreenSupreme	0,026	0,009	0,005	0,001
GreenLate	0,037	0,018	0,012	0,003
H ₂	0,041	0,014	0,004	0,001
PV, Freiflächen-Anlage (RoW)				
GreenSupreme	0,026	0,008	0,005	0,001
GreenLate	0,033	0,018	0,012	0,003
H ₂	0,034	0,010	0,003	0,001

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 63: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Photovoltaik‘ in kg/kWh

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
PV, Dachanlage (DE)				
GreenSupreme	1,12E-01	7,18E-02	5,50E-02	4,34E-02
GreenLate	1,47E-01	1,15E-01	9,99E-02	9,09E-02
H ₂	1,70E-01	1,01E-01	7,75E-02	6,29E-02
PV, Freiflächen-Anlage (DE)				
GreenSupreme	8,54E-02	4,43E-02	3,50E-02	2,83E-02
GreenLate	1,02E-01	8,27E-02	7,12E-02	6,45E-02
H ₂	1,09E-01	5,55E-02	4,41E-02	3,70E-02
PV, Dachanlage (RoE)				
GreenSupreme	8,85E-02	5,43E-02	4,14E-02	3,26E-02
GreenLate	1,16E-01	8,68E-02	7,53E-02	6,83E-02
H ₂	1,34E-01	7,77E-02	6,04E-02	5,08E-02
PV, Freiflächen-Anlage (RoE)				
GreenSupreme	6,89E-02	3,42E-02	2,69E-02	2,17E-02
GreenLate	8,20E-02	6,38E-02	5,48E-02	4,95E-02
H ₂	8,83E-02	4,29E-02	3,43E-02	3,00E-02
PV, Dachanlage (RoW)				
GreenSupreme	7,06E-02	4,21E-02	3,20E-02	2,51E-02
GreenLate	9,27E-02	7,11E-02	6,12E-02	5,52E-02
H ₂	1,07E-01	5,86E-02	4,44E-02	3,55E-02
PV, Freiflächen-Anlage (RoW)				
GreenSupreme	5,49E-02	2,65E-02	2,08E-02	1,67E-02
GreenLate	6,54E-02	5,22E-02	4,46E-02	4,00E-02
H ₂	7,04E-02	3,22E-02	2,52E-02	2,08E-02

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.3 Wärmepumpen

Tabelle 64: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Wärmepumpe‘ in kg CO₂e/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	0,061	0,016	0,008	0,006
GreenLate	0,061	0,032	0,022	0,008
H ₂	0,061	0,020	0,008	0,007
RoE				
GreenSupreme	0,048	0,019	0,009	0,006
GreenLate	0,048	0,029	0,017	0,008
H ₂	0,048	0,015	0,008	0,007
RoW				
GreenSupreme	0,086	0,023	0,009	0,007
GreenLate	0,086	0,039	0,017	0,008
H ₂	0,086	0,025	0,009	0,008

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 65: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Wärmepumpe‘ in kg/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	0,043	0,011	0,006	0,004
GreenLate	0,043	0,026	0,017	0,012
H ₂	0,043	0,016	0,009	0,010
RoE				
GreenSupreme	0,035	0,013	0,007	0,004
GreenLate	0,035	0,023	0,016	0,013
H ₂	0,035	0,014	0,010	0,011
RoW				
GreenSupreme	0,057	0,019	0,008	0,005
GreenLate	0,057	0,034	0,018	0,014
H ₂	0,057	0,022	0,012	0,013

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.4 Elektrolyse

Tabelle 66: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Elektrolyse‘ in kg CO₂e/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	9,84E-03	4,37E-03	2,10E-03	3,60E-04
GreenLate	1,18E-02	6,76E-03	4,99E-03	1,38E-03
H ₂	6,04E-03	3,93E-03	1,52E-03	4,02E-04
RoE				
GreenSupreme	8,56E-03	4,34E-03	2,27E-03	3,75E-04
GreenLate	9,66E-03	6,72E-03	4,77E-03	1,38E-03
H ₂	6,04E-03	3,93E-03	1,52E-03	4,02E-04
RoW				
GreenSupreme	8,91E-03	4,52E-03	2,37E-03	3,96E-04
GreenLate	1,08E-02	7,44E-03	5,09E-03	1,48E-03
H ₂	1,09E-02	5,30E-03	1,76E-03	4,17E-04

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 67: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Elektrolyse‘ in kg/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	3,71E-02	2,30E-02	1,99E-02	1,72E-02
GreenLate	4,45E-02	2,91E-02	2,77E-02	2,40E-02
H ₂	2,70E-02	2,38E-02	2,47E-02	2,57E-02
RoE				
GreenSupreme	2,75E-02	2,13E-02	1,93E-02	1,68E-02
GreenLate	3,20E-02	2,79E-02	2,64E-02	2,39E-02
H ₂	2,70E-02	2,38E-02	2,47E-02	2,57E-02
RoW				
GreenSupreme	2,86E-02	2,24E-02	2,02E-02	1,78E-02
GreenLate	3,39E-02	3,00E-02	2,80E-02	2,55E-02
H ₂	3,45E-02	2,64E-02	2,42E-02	2,30E-02

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.5 Methanisierung

Tabelle 68: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Methanisierung (DAC)‘ in kg CO₂e/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	1,55E-02	7,57E-03	4,01E-03	1,20E-03
GreenLate	1,85E-02	1,38E-02	1,04E-02	4,73E-03
H ₂	1,06E-02	7,03E-03	3,08E-03	1,23E-03
RoE				
GreenSupreme	1,38E-02	7,71E-03	4,33E-03	1,22E-03
GreenLate	2,04E-02	1,56E-02	1,22E-02	6,46E-03
H ₂	1,06E-02	6,98E-03	3,02E-03	1,23E-03
RoW				
GreenSupreme	1,43E-02	7,95E-03	4,48E-03	1,25E-03
GreenLate	2,04E-02	1,56E-02	1,22E-02	6,46E-03
H ₂	1,70E-02	8,73E-03	3,34E-03	1,25E-03

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 69: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Methanisierung (DAC)‘ in kg/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	5,30E-02	3,42E-02	2,97E-02	2,61E-02
GreenLate	5,01E-02	4,50E-02	4,20E-02	3,83E-02
H ₂	4,03E-02	3,52E-02	3,58E-02	3,69E-02
RoE				
GreenSupreme	4,07E-02	3,24E-02	2,93E-02	2,57E-02
GreenLate	5,12E-02	4,61E-02	4,31E-02	3,94E-02
H ₂	4,03E-02	3,54E-02	3,61E-02	3,72E-02
RoW				
GreenSupreme	4,22E-02	3,38E-02	3,06E-02	2,70E-02
GreenLate	5,12E-02	4,61E-02	4,31E-02	3,94E-02
H ₂	5,00E-02	3,87E-02	3,56E-02	3,39E-02

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.6 Methanolsynthese

Tabelle 70: Klimawandel (GWP₁₀₀) Schlüsseltechnologie ‚Methanolsynthese (DAC)‘ in kg CO₂e/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	1,62E-02	9,73E-03	5,30E-03	7,94E-04
GreenLate	1,82E-02	1,23E-02	9,29E-03	3,14E-03
H ₂	1,27E-02	8,26E-03	3,26E-03	7,79E-04
RoE				
GreenSupreme	1,62E-02	9,73E-03	5,30E-03	7,94E-04
GreenLate	1,82E-02	1,23E-02	9,29E-03	3,14E-03
H ₂	1,27E-02	8,19E-03	3,17E-03	7,69E-04
RoW				
GreenSupreme	1,62E-02	9,73E-03	5,30E-03	7,94E-04
GreenLate	1,82E-02	1,23E-02	9,29E-03	3,14E-03
H ₂	1,92E-02	9,97E-03	3,49E-03	7,90E-04

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 71: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Methanolsynthese (DAC)‘ in kg/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	4,78E-02	3,96E-02	3,42E-02	3,03E-02
GreenLate	5,37E-02	4,55E-02	4,33E-02	4,00E-02
H ₂	4,67E-02	3,99E-02	4,01E-02	4,13E-02
RoE				
GreenSupreme	4,78E-02	3,96E-02	3,42E-02	3,03E-02
GreenLate	5,37E-02	4,55E-02	4,33E-02	4,00E-02
H ₂	4,67E-02	4,01E-02	4,05E-02	4,17E-02
RoW				
GreenSupreme	4,78E-02	3,96E-02	3,42E-02	3,03E-02
GreenLate	5,37E-02	4,55E-02	4,33E-02	4,00E-02
H ₂	5,65E-02	4,35E-02	4,00E-02	3,83E-02

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.7 FT-Synthese

Tabelle 72: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ,FT-Synthese (DAC)‘ in kg CO₂e/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	1,81E-02	1,06E-02	5,47E-03	8,97E-04
GreenLate	2,23E-02	1,48E-02	1,09E-02	3,52E-03
H ₂	2,12E-02	1,07E-02	3,69E-03	8,82E-04
RoE				
GreenSupreme	1,81E-02	1,06E-02	5,47E-03	8,97E-04
GreenLate	2,23E-02	1,48E-02	1,09E-02	3,52E-03
H ₂	2,12E-02	1,07E-02	3,69E-03	8,82E-04
RoW				
GreenSupreme	1,81E-02	1,06E-02	5,47E-03	8,97E-04
GreenLate	2,23E-02	1,48E-02	1,09E-02	3,52E-03
H ₂	2,12E-02	1,07E-02	3,69E-03	8,82E-04

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 73: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ,FT-Synthese (DAC)‘ in kg/MJ

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	5,29E-02	4,44E-02	3,82E-02	3,37E-02
GreenLate	6,60E-02	5,60E-02	5,34E-02	4,92E-02
H ₂	6,19E-02	4,78E-02	4,38E-02	4,19E-02
RoE				
GreenSupreme	5,29E-02	4,44E-02	3,82E-02	3,37E-02
GreenLate	6,60E-02	5,60E-02	5,34E-02	4,92E-02
H ₂	6,19E-02	4,78E-02	4,38E-02	4,19E-02
RoW				
GreenSupreme	5,29E-02	4,44E-02	3,82E-02	3,37E-02
GreenLate	6,60E-02	5,60E-02	5,34E-02	4,92E-02
H ₂	6,19E-02	4,78E-02	4,38E-02	4,19E-02

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.8 Strombasierte Antriebssysteme

Tabelle 74: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Lithium-Ionen Akku‘ in kg CO₂e/kWh Kapazität

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	92,20	49,45	32,10	3,52
GreenLate	92,20	61,82	46,28	7,11
H ₂	92,20	46,29	16,36	3,52
RoE				
GreenSupreme	92,20	49,63	32,29	3,51
GreenLate	92,20	62,12	46,60	7,12
H ₂	92,20	46,75	16,46	3,53
RoW				
GreenSupreme	92,20	49,63	32,29	3,51
GreenLate	92,20	62,12	46,60	7,12
H ₂	92,20	46,75	16,46	3,53

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 75: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Lithium-Ionen Akku‘ in kg/kWh Kapazität

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	495	322	304	49
GreenLate	495	335	318	54
H ₂	495	300	280	51
RoE				
GreenSupreme	495	322	306	49
GreenLate	495	342	325	54
H ₂	495	323	308	55
RoW				
GreenSupreme	495	322	306	49
GreenLate	495	342	325	54
H ₂	495	323	308	55

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.9 Stromnetze

Tabelle 76: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Stromnetze‘ in kg CO₂e/km

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Stromnetze, Niederspannung (DE)				
GreenSupreme	22.416	12.165	6.323	1.092
GreenLate	22.416	14.787	9.325	2.910
H ₂	22.416	11.143	3.938	798
Stromnetze, Mittelspannung (DE)				
GreenSupreme	31.861	18.145	11.559	4.623
GreenLate	31.861	19.794	14.094	6.790
H ₂	31.861	16.147	7.397	3.920
Stromnetze, Hochspannung (DE)				
GreenSupreme	64.138	32.131	15.725	3.141
GreenLate	64.138	39.806	28.037	9.843
H ₂	64.138	29.643	8.936	2.132
Stromnetze, Niederspannung (RoE)				
GreenSupreme	21.980	12.502	6.714	1.158
GreenLate	21.980	15.249	10.131	3.070
H ₂	21.980	11.841	3.779	909
Stromnetze, Mittelspannung (RoE)				
GreenSupreme	31.689	17.915	11.326	4.307
GreenLate	31.689	20.204	14.497	6.623
H ₂	31.689	15.637	6.949	3.883
Stromnetze, Hochspannung (RoE)				
GreenSupreme	63.997	32.430	15.540	2.137
GreenLate	63.997	40.507	29.727	8.393
H ₂	63.997	24.004	6.092	1.507
Stromnetze, Niederspannung (RoW)				
GreenSupreme	21.482	11.631	5.988	944
GreenLate	21.482	14.781	9.883	3.096
H ₂	21.482	10.669	3.201	785

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Stromnetze, Mittelspannung (RoW)				
GreenSupreme	32.157	18.190	11.520	4.511
GreenLate	32.157	20.552	14.772	6.915
H ₂	32.157	16.036	7.117	4.039
Stromnetze, Hochspannung (RoW)				
GreenSupreme	125.893	78.706	46.003	18.019
GreenLate	125.893	97.743	78.725	39.590
H ₂	125.893	77.100	27.849	10.910

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 77: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Stromnetze‘ in kg/km

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Stromnetze, Niederspannung (DE)				
GreenSupreme	307.217	165.875	102.032	51.207
GreenLate	307.217	224.594	206.618	190.346
H ₂	307.217	121.360	69.935	35.252
Stromnetze, Mittelspannung (DE)				
GreenSupreme	345.671	220.374	175.689	141.709
GreenLate	345.671	253.123	233.407	215.984
H ₂	345.671	162.839	121.600	92.687
Stromnetze, Hochspannung (DE)				
GreenSupreme	133.922	89.439	65.963	52.638
GreenLate	133.922	109.224	95.611	85.020
H ₂	133.922	79.585	56.663	45.126
Stromnetze, Niederspannung (RoE)				
GreenSupreme	307.128	166.984	106.461	53.173
GreenLate	307.128	243.963	225.151	206.738
H ₂	307.128	166.249	105.682	54.042
Stromnetze, Mittelspannung (RoE)				
GreenSupreme	345.623	219.607	179.197	140.360
GreenLate	345.623	273.283	252.466	232.483
H ₂	345.623	215.810	176.200	141.612

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Stromnetze, Hochspannung (RoE)				
GreenSupreme	133.902	92.243	68.534	49.122
GreenLate	133.902	115.072	102.948	87.640
H ₂	133.902	80.079	57.636	45.474
Stromnetze, Niederspannung (RoW)				
GreenSupreme	305.880	165.132	104.115	49.758
GreenLate	305.880	243.102	224.351	205.979
H ₂	305.880	164.282	103.287	51.091
Stromnetze, Mittelspannung (RoW)				
GreenSupreme	345.359	219.700	179.446	140.587
GreenLate	345.359	273.557	252.706	232.655
H ₂	345.359	217.042	177.730	143.796
Stromnetze, Hochspannung (RoW)				
GreenSupreme	743.571	679.485	635.471	599.792
GreenLate	743.571	724.154	707.585	690.779
H ₂	743.571	683.765	655.541	684.936

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.10 Solarthermische Kraftwerke

Tabelle 78: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Solarthermische Kraftwerke‘ in kg CO₂e/kWh für die Region Nordafrika (Proxy für alle Regionen)

Technologie & Szenario	2020	2030	2040	2050
CSP Parabolrinnen-KW				
GreenSupreme	2,54E-02	1,84E-02	1,21E-02	1,75E-03
GreenLate	2,54E-02	2,26E-02	1,95E-02	4,78E-03
H ₂	2,54E-02	1,87E-02	6,07E-03	1,71E-03
CSP Solarturm-KW				
GreenSupreme	1,86E-03	1,33E-03	8,02E-04	1,18E-04
GreenLate	1,86E-03	1,68E-03	1,40E-03	3,72E-04
H ₂	1,86E-03	1,35E-03	4,28E-04	1,14E-04

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 79: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Solarthermische Kraftwerke‘ in kg/kWh, Region UN-NAFRICA

Technologie & Szenario	2020	2030	2040	2050
CSP Parabolrinnen-KW				
GreenSupreme	0,087	0,080	0,074	0,069
GreenLate	0,087	0,084	0,081	0,077
H ₂	0,087	0,081	0,077	0,084
CSP Solarturm-KW				
GreenSupreme	0,006	0,005	0,005	0,005
GreenLate	0,006	0,006	0,006	0,005
H ₂	0,006	0,006	0,005	0,006

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.11 Brennstoffzellen

Tabelle 80: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Brennstoffzelle‘ in kg CO₂e/kWh

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle (DE)				
GreenSupreme	0,080	0,036	0,016	0,003
GreenLate	0,094	0,055	0,039	0,010
H ₂	0,054	0,033	0,011	0,003
Strom aus PEM-Brennstoffzelle (DE)				
GreenSupreme	0,113	0,049	0,025	0,003
GreenLate	0,132	0,073	0,051	0,014
H ₂	0,078	0,045	0,016	0,004
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle (RoE)				
GreenSupreme	0,071	0,036	0,017	0,003
GreenLate	0,079	0,055	0,038	0,010
H ₂	0,054	0,033	0,011	0,003
Strom aus PEM-Brennstoffzelle (RoE)				
GreenSupreme	0,101	0,049	0,026	0,003
GreenLate	0,113	0,073	0,049	0,014
H ₂	0,078	0,045	0,016	0,004

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle (RoW)				
GreenSupreme	0,074	0,037	0,018	0,003
GreenLate	0,086	0,060	0,040	0,011
H ₂	0,087	0,042	0,012	0,003
Strom aus PEM-Brennstoffzelle (RoW)				
GreenSupreme	0,104	0,051	0,026	0,004
GreenLate	0,123	0,079	0,052	0,015
H ₂	0,122	0,056	0,017	0,004

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 81: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Brennstoffzelle‘ in kg/kWh

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle (DE)				
GreenSupreme	0,313	0,203	0,167	0,140
GreenLate	0,364	0,248	0,229	0,197
H ₂	0,244	0,210	0,199	0,192
Strom aus PEM-Brennstoffzelle (DE)				
GreenSupreme	0,405	0,231	0,178	0,143
GreenLate	0,485	0,296	0,259	0,215
H ₂	0,314	0,238	0,213	0,199
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle (RoE)				
GreenSupreme	0,247	0,192	0,164	0,137
GreenLate	0,278	0,241	0,221	0,196
H ₂	0,244	0,210	0,199	0,192
Strom aus PEM-Brennstoffzelle (RoE)				
GreenSupreme	0,318	0,218	0,174	0,140
GreenLate	0,371	0,287	0,250	0,215
H ₂	0,314	0,238	0,213	0,199
Strom aus SOEC-Brennstoffzelle (RoW)				
GreenSupreme	0,255	0,199	0,169	0,143
GreenLate	0,291	0,255	0,231	0,206
H ₂	0,295	0,227	0,196	0,177

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
Strom aus PEM-Brennstoffzelle (RoW)				
GreenSupreme	0,328	0,227	0,180	0,146
GreenLate	0,388	0,303	0,262	0,225
H ₂	0,382	0,258	0,210	0,183

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.12 Geothermie

Tabelle 82: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Geothermie‘ in kg CO₂e/kWh

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	0,023	0,023	0,022	0,022
GreenLate	0,023	0,023	0,023	0,022
H ₂	0,023	0,023	0,022	0,022
RoE				
GreenSupreme	0,023	0,023	0,022	0,022
GreenLate	0,023	0,023	0,023	0,022
H ₂	0,023	0,023	0,022	0,022
RoW				
GreenSupreme	0,023	0,023	0,022	0,022
GreenLate	0,023	0,023	0,023	0,022
H ₂	0,023	0,023	0,022	0,022

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 83: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Geothermie‘ in kg/kWh

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	3,18E-03	3,28E-03	2,72E-03	2,64E-03
GreenLate	3,18E-03	3,76E-03	3,30E-03	2,93E-03
H ₂	3,18E-03	3,29E-03	2,81E-03	2,70E-03
RoE				
GreenSupreme	3,18E-03	3,28E-03	2,72E-03	2,64E-03
GreenLate	3,18E-03	3,76E-03	3,30E-03	2,93E-03

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
H ₂	3,18E-03	3,29E-03	2,81E-03	2,70E-03
RoW				
GreenSupreme	3,18E-03	3,28E-03	2,72E-03	2,64E-03
GreenLate	3,18E-03	3,76E-03	3,30E-03	2,93E-03
H ₂	3,18E-03	3,29E-03	2,81E-03	2,70E-03

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.13 Energiespeicher

Tabelle 84: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Vanadium-Redoxflow-Batterie‘ in kg CO₂e/kWh Speicherung, alle Regionen

Szenario	2020	2030	2040	2050
GreenSupreme	0,036	0,019	0,012	0,004
GreenLate	0,036	0,022	0,016	0,008
H ₂	0,036	0,019	0,009	0,004

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 85: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚Vanadium-Redoxflow-Batterie‘ in kg/kWh Speicherung, alle Regionen

Szenario	2020	2030	2040	2050
GreenSupreme	0,344	0,286	0,282	0,280
GreenLate	0,344	0,289	0,286	0,285
H ₂	0,344	0,286	0,284	0,286

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.14 CO₂-Bereitstellung

Tabelle 86: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚CO₂-Bereitstellung‘ in kg CO₂e/kg

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
CO₂-Bereitstellung aus DAC (DE)				
GreenSupreme	0,449	0,083	0,028	0,006
GreenLate	0,449	0,159	0,104	0,015
H ₂	0,449	0,098	0,020	0,005
CO₂-Bereitstellung aus Zement-/Kraftwerk (DE)				
GreenSupreme	0,223	0,162	0,158	0,010

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
GreenLate	0,223	0,165	0,163	0,014
H ₂	0,223	0,130	0,025	0,002
CCS (Zement-/Kraftwerk) (DE)				
GreenSupreme	0,288	0,174	0,162	0,012
GreenLate	0,288	0,193	0,180	0,016
H ₂	0,288	0,146	0,028	0,003
CO₂-Bereitstellung aus DAC (RoE)				
GreenSupreme	0,330	0,104	0,041	0,008
GreenLate	0,330	0,147	0,081	0,017
H ₂	0,330	0,069	0,017	0,005
CO₂-Bereitstellung aus Zement-/Kraftwerk (RoE)				
GreenSupreme	0,221	0,162	0,159	0,010
GreenLate	0,221	0,165	0,162	0,014
H ₂	0,221	0,130	0,025	0,002
CCS (Zement-/Kraftwerk) (RoE)				
GreenSupreme	0,266	0,178	0,164	0,012
GreenLate	0,266	0,189	0,173	0,016
H ₂	0,266	0,139	0,027	0,003
CO₂-Bereitstellung aus DAC (RoW)				
GreenSupreme	0,538	0,130	0,042	0,008
GreenLate	0,538	0,188	0,082	0,017
H ₂	0,538	0,114	0,024	0,007
CO₂-Bereitstellung aus Zement-/Kraftwerk (RoW)				
GreenSupreme	0,225	0,163	0,159	0,011
GreenLate	0,225	0,166	0,162	0,014
H ₂	0,225	0,131	0,026	0,003
CCS (Zement-/Kraftwerk) (RoW)				
GreenSupreme	0,304	0,185	0,165	0,012
GreenLate	0,304	0,199	0,174	0,016
H ₂	0,304	0,150	0,029	0,004

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 87: Kumulierter Rohstoffaufwand (KRA) abiotisch der Schlüsseltechnologie ‚CO₂-Bereitstellung‘ in kg/kg

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
CO₂-Bereitstellung aus DAC (DE)				
GreenSupreme	0,353	0,129	0,099	0,087
GreenLate	0,353	0,190	0,144	0,105
H ₂	0,353	0,142	0,100	0,093
CO₂-Bereitstellung aus Zement-/Kraftwerk (DE)				
GreenSupreme	0,110	0,078	0,076	0,045
GreenLate	0,110	0,081	0,079	0,063
H ₂	0,110	0,081	0,083	0,090
CCS (Zement-/Kraftwerk) (DE)				
GreenSupreme	0,151	0,088	0,082	0,049
GreenLate	0,151	0,102	0,092	0,071
H ₂	0,151	0,094	0,089	0,097
CO₂-Bereitstellung aus DAC (RoE)				
GreenSupreme	0,283	0,144	0,109	0,089
GreenLate	0,283	0,182	0,140	0,111
H ₂	0,283	0,129	0,104	0,100
CO₂-Bereitstellung aus Zement-/Kraftwerk (RoE)				
GreenSupreme	0,108	0,078	0,076	0,044
GreenLate	0,108	0,080	0,078	0,063
H ₂	0,108	0,080	0,083	0,090
CCS (Zement-/Kraftwerk) (RoE)				
GreenSupreme	0,138	0,090	0,083	0,049
GreenLate	0,138	0,098	0,089	0,071
H ₂	0,138	0,090	0,089	0,097
CO₂-Bereitstellung aus DAC (RoW)				
GreenSupreme	0,405	0,172	0,113	0,092
GreenLate	0,405	0,228	0,149	0,112
H ₂	0,405	0,166	0,111	0,103

Technologie (Region) & Szenario	2020	2030	2040	2050
CO₂-Bereitstellung aus Zement-/Kraftwerk (RoW)				
GreenSupreme	0,111	0,079	0,076	0,045
GreenLate	0,111	0,081	0,079	0,063
H ₂	0,111	0,081	0,083	0,091
CCS (Zement-/Kraftwerk) (RoW)				
GreenSupreme	0,160	0,097	0,084	0,050
GreenLate	0,160	0,109	0,091	0,071
H ₂	0,160	0,099	0,091	0,098

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.1.15 Meerwasserentsalzung

Tabelle 88: Klimawandel (GWP) Schlüsseltechnologie ‚Meerwasserentsalzung‘ in kg CO₂e/kg

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	2,74E-03	3,99E-04	1,33E-04	2,10E-05
GreenLate	2,74E-03	7,44E-04	4,70E-04	4,90E-05
H ₂	2,74E-03	4,64E-04	7,97E-05	2,07E-05
RoE				
GreenSupreme	2,06E-03	4,78E-04	1,79E-04	2,42E-05
GreenLate	2,06E-03	6,79E-04	3,51E-04	5,29E-05
H ₂	2,06E-03	3,40E-04	7,16E-05	2,12E-05
RoW				
GreenSupreme	3,24E-03	5,92E-04	1,86E-04	2,60E-05
GreenLate	3,24E-03	8,58E-04	3,57E-04	5,41E-05
H ₂	3,24E-03	5,39E-04	1,02E-04	2,75E-05

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

Tabelle 89: Kumulierter abiotischer Rohstoffaufwand (KRA) Schlüsseltechnologie ‚Meerwasserentsalzung‘ in kg/kg

Region & Szenario	2020	2030	2040	2050
DE				
GreenSupreme	2,27E-03	8,54E-04	7,01E-04	6,11E-04
GreenLate	2,27E-03	1,13E-03	9,15E-04	7,02E-04
H ₂	2,27E-03	9,34E-04	7,37E-04	7,58E-04
RoE				
GreenSupreme	1,87E-03	8,91E-04	7,18E-04	6,11E-04
GreenLate	1,87E-03	1,06E-03	8,62E-04	7,01E-04
H ₂	1,87E-03	8,59E-04	7,36E-04	7,59E-04
RoW				
GreenSupreme	2,56E-03	1,02E-03	7,35E-04	6,20E-04
GreenLate	2,56E-03	1,26E-03	9,02E-04	7,05E-04
H ₂	2,56E-03	1,02E-03	7,70E-04	7,68E-04

Quelle: ifeu, eigene Berechnung

B.2 Einfluss des Anlagenalters auf die Ergebnisse

Die Gesamtergebnisse für die Energiewendeszenarien berücksichtigen die Altersstruktur der WEA, PV- und CSP-Anlagen wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben. Die in Kapitel 5.1.2, 5.1.3 und 5.1.4 gezeigten Ergebnisse legen die Vermutung nahe, dass allgemein die Beachtung der Altersstruktur keine große Bedeutung hat.

Zur Prüfung der Relevanz des Anlagenalters auf die Ökobilanzergebnisse der erneuerbaren Stromerzeugung wurden exemplarisch THG-Ergebnisse für WEA und PV-Anlagen ausgewertet. In der folgenden Tabelle 90 werden für das Szenario GreenSupreme die Ergebnisse für den Mix aus Onshore- und Offshore-WEA sowie für den Mix aus PV-Freiflächen- und -Dachanlagen in Deutschland gegenübergestellt.

Die Ergebnisse bei Berücksichtigung des Anlagenalters liegen für WEA 2-3 g CO₂e/kWh höher als im jeweiligen Baujahr. Die relativen Unterschiede sind erheblich (+34 % bis +471 %). Die Differenzen für PV sind mit 12-38 g CO₂e/kWh noch größer (relativ zum jeweiligen Baujahresultat +244 % bis +1.075 %). Für die Analyse und Bewertung einzelner (EE-)Technologien ist also die Berücksichtigung der Altersstruktur unerlässlich. Vergleicht man aber diese EE-Technologien mit fossilen Kraftwerken mit ca. 400-1.100 g CO₂e/kWh, dann sind die gezeigten Unterschiede nicht relevant. Selbst in einem weitgehend defossilisierten Szenario ist die Summe der anderen residualen Emissionen deutlich höher.

Tabelle 90: Vergleich der Ergebnisse Treibhauspotenzial für WEA und PV ohne und mit Berücksichtigung der Altersstruktur der Anlagen in kg CO₂e pro kWh Strom (GreenSupreme in Deutschland)

GreenSupreme	GWP im Baujahr	GWP im Stützjahr (Berücksichtigung Anlagenalter)
WEA		
2030	0,007	0,009
2040	0,003	0,006
2050	0,001	0,004
PV		
2030	0,016	0,054
2040	0,009	0,030
2050	0,001	0,013

B.3 Übersicht Zunahmen spezifische Ergebnisse

Die nachfolgenden Übersichten bieten einen visuellen Eindruck bei welchen Schlüsseltechnologien es zu einer Zunahme im spezifischen Ergebnis zwischen 2020 und 2050 kommt. Sie machen keine Aussage über die Relevanz der Zunahme oder über den Verlauf im Transformationspfad. Sie sollen lediglich als Anhaltspunkt für gegebenenfalls künftige vertiefende Analysen dienen.

B.3.1 Hemerobiegewichtete Landnutzung

Tabelle 91: Zunahmen der spezifischen Ergebnisse hemerobiegewichtete Landnutzung (Hemerobie) zwischen 2020 und 2050 als Farbcode (Zunahme = blau)

Technologie	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
Strombereitstellung	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Onshore-WEA	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Offshore-WEA	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
PV-Dach	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
PV-Freifläche	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Wärmepumpe	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Elektrolyse	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Methanisierung (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Methanolsynthese (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
FT-Synthese (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Li-Ionen-Akkus	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Stromnetze, NS	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Stromnetze, MS	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Stromnetze, HS	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
CSP-Parabolrinnen			Welt			Welt			Welt
CSP-Solarturm			Welt			Welt			Welt
BZ-SOF	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
BZ-PEM	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Geothermie	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
V-Redoxflow-Batterie			Welt			Welt			Welt
CO₂-Bereitstellung (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
CO₂-Bereitstellung (Zement-/Kraftwerk)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW

Quelle: ifeu, eigene Darstellung

B.3.2 Kumulierter Energieaufwand gesamt

Tabelle 92: Zunahmen der spezifischen Ergebnisse KEA gesamt zwischen 2020 und 2050 als Farbcode (Zunahme = blau)

Technologie	GreenSupreme			GreenLate			H ₂ -Szenario		
Strombereitstellung	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Onshore-WEA	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Offshore-WEA	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
PV-Dach	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
PV-Freifläche	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Wärmepumpe	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Elektrolyse	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Methanisierung (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Methanolsynthese (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
FT-Synthese (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Li-Ionen-Akkus	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Stromnetze, NS	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Stromnetze, MS	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Stromnetze, HS	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
CSP-Parabolrinnen			Welt			Welt			Welt
CSP-Solarturm			Welt			Welt			Welt
BZ-SOF	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
BZ-PEM	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
Geothermie	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
V-Redoxflow-Batterie			Welt			Welt			Welt
CO ₂ -Bereitstellung (DAC)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW
CO ₂ -Bereitstellung (Zement-/Kraftwerk)	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW	DE	RoE	RoW

Quelle: ifeu, eigene Darstellung