

Klimaschutzszenario Elektrifizierung

Ein Szenario für die Ziele des Klimaschutzplans 2050

Berlin,
27.10.2021

3. Endbericht im Projekt Klimaschutzszenario 2050

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

(03KSE031)

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin

Borkumstraße 2
D-13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0
Fax +49 30 405085-388

www.oeko.de

Fraunhofer ISI

Breslauer Str. 48
D-76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-203
Fax +49 721 6809-272

www.isi.fhg.de

Bearbeitet von

Öko-Institut e.V.

Julia Repenning

Lukas Emele

Ruth Blanck

Hannes Böttcher

Günter Dehoust

Hannah Förster

Benjamin Greiner

Ralph Harthan

Klaus Hennenberg

Hauke Hermann

Wolfram Jörß

Charlotte Loreck

Sylvie Ludig

Felix Chr. Matthes

Lorenz Moosmann

Margarethe Scheffler

Katja Schumacher

Kirsten Wiegmann

Carina Zell-Ziegler

Wiebke Zimmer

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Heike Brugger

Wolfgang Eichhammer

Tobias Fleiter

Matthias Rehfeldt

Barbara Schlomann

IREES GmbH - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien

Jan Steinbach

Hans-Joachim Ziesing

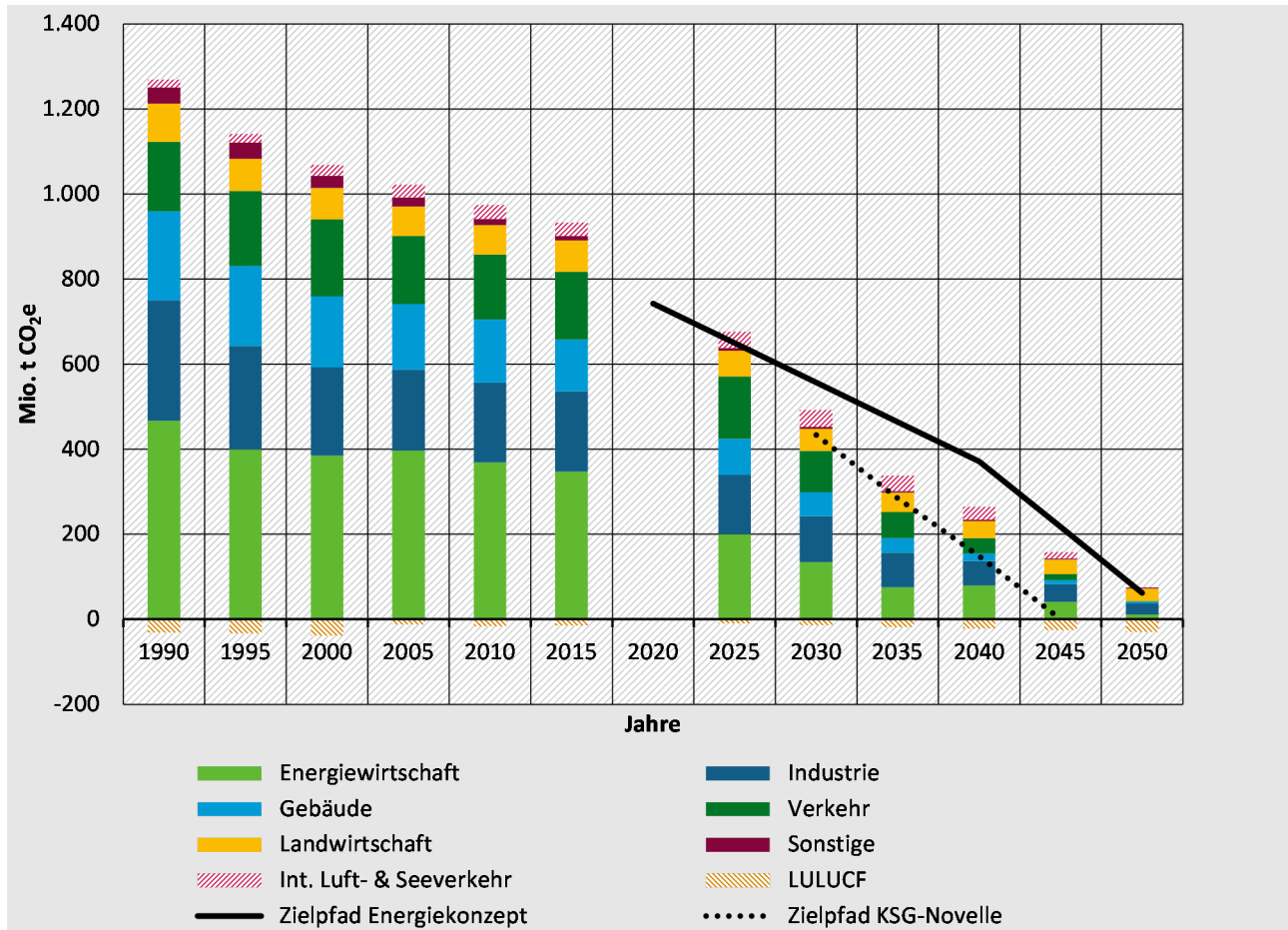
Ergebnisse auf einen Blick

In der vorliegenden Studie wird für Deutschland mit dem [Klimaschutzszenario Elektrifizierung](#) – kurz KS-Ele – ein Pfad zur weitgehenden Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 aufgezeigt.

Die direkte Nutzung von aus Wind, Sonne, Geothermie und Wasserkraft erneuerbar erzeugtem Strom ist der zentrale, definierende Baustein des Szenarios. Verbleibende Brennstoffnutzungen werden im Endzustand 2050 hauptsächlich durch Biomasse und synthetische Brennstoffe gedeckt, fossile Brennstoffe werden nur in wenigen Fällen genutzt. Das Szenario soll die Ziele des Klimaschutzplans 2050 erreichen (Sektor- und Gesamtminderungsziel 2030, Gesamtminderungsziele für 2040 und 2050). Ausgangspunkt der Modellierung sind die Inventardaten des Nationalen Inventarberichts von 2017 für das Jahr 2015. Der klimapolitische Rechts- und Förderrahmen wird mit dem Stand von Ende 2018 abgebildet. Die Rahmendaten für die 3. Runde der Klimaschutzszenarien sind identisch mit den Rahmendaten im Projekt „Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung“ (Öko-Institut et al. 2019).

Die Ziele und Maßnahmen der nationalen und europäischen Klima- und Energiepolitik haben sich im Verlauf der Arbeiten am vorliegenden Projekt teils deutlich weiterentwickelt. Bei der Modellierung berücksichtigt wurde u.a. der Klimaschutzplan 2050 mit den sektorspezifischen Minderungszielen für das Jahr 2030 und dem Ziel der Treibhausgasneutralität 2050. Nicht enthalten sind Minderungsmaßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030 vom Oktober 2019. Im Sommer 2021 und somit kurz vor Fertigstellung dieser Studie legte die Bundesregierung mit einer Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes einen neuen Treibhausgasemissionspfad vor, der deutlich ambitionierter ist als bisher, und der darauf abzielt, bis zum Jahr 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen. Dieser aktuelle Zielpfad ist nicht in die Modellierung eingegangen, die entsprechenden Werte sind jedoch als gestrichelte Linie ebenfalls in der folgenden Grafik eingetragen, um die Szenarienergebnisse auch vor dem Hintergrund der aktuellen Minderungsziele zu bewerten. Das vorgelegte Szenario KS-Ele ist zwar weniger ambitioniert als dieser neue Zielpfad, jedoch deutlich ambitionierter als der bisherige Zielpfad, es kann daher auch wichtige Hinweise für die Erreichung der neuen Klimaschutzziele geben.

Abbildung Z-1-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren zwischen 1990 und 2050



Anmerkung: Sektorale Bilanzierung in der Systematik von KSP 2050 und KSG. Mit Emissionen aus LULUCF und internationalem Luft- und Seeverkehr

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Abbildung Z-1-1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren von 1990 bis 2050. Dem Arbeitsauftrag entsprechend sind auch die Ziele des im Jahr 2010 beschlossenen Energiekonzepts der Bundesregierung in der Grafik dargestellt, die zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe im Jahr 2011 relevant waren.

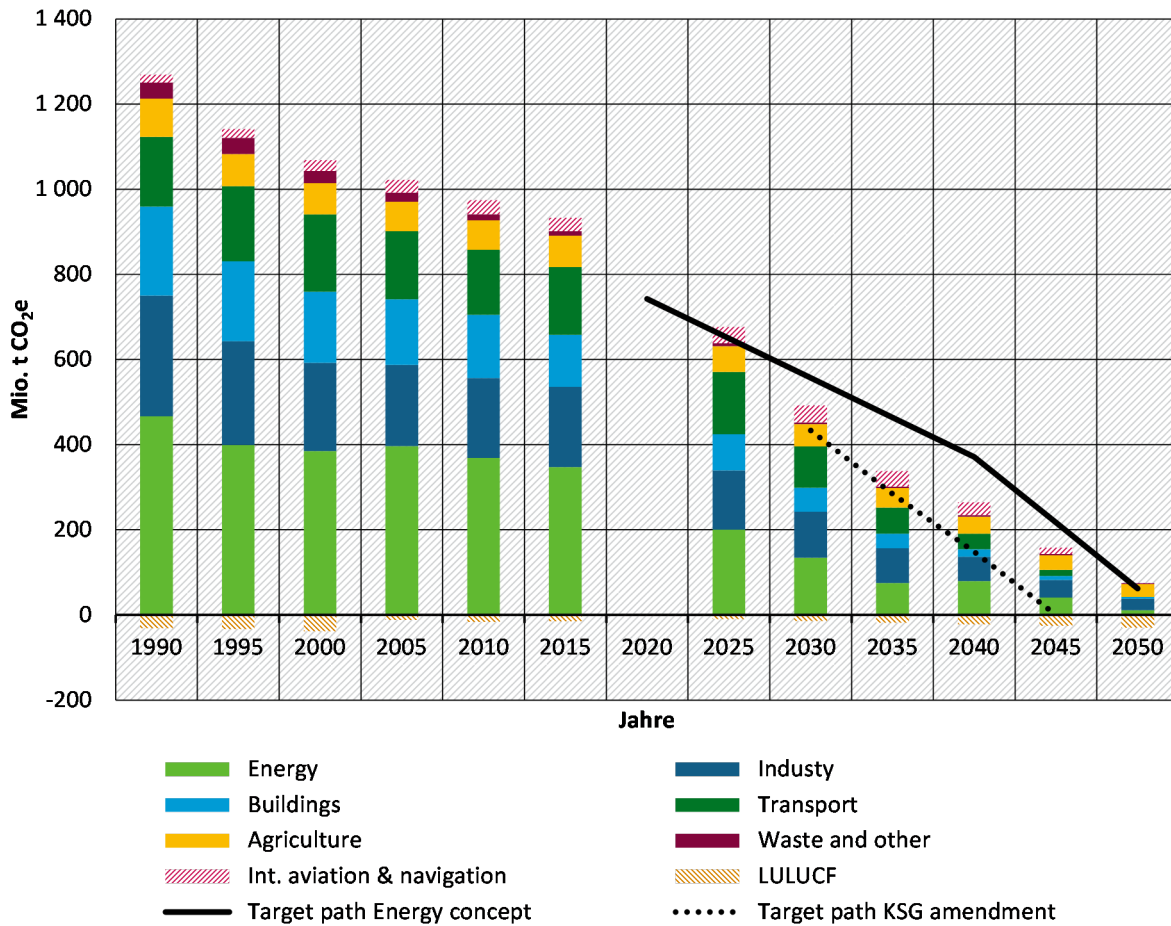
Results at a glance

In the present study, the climate protection scenario “Electrification” – KS-Ele for short – shows a path to extensive greenhouse gas neutrality for Germany in 2050.

Direct use of electricity generated renewably from wind, solar, geothermal and hydropower is the central defining building block of the scenario. Remaining fuel uses in the 2050 end state are mainly covered by biomass and synthetic fuels, fossil fuels are only used in a few cases. The scenario aims to achieve the targets of the Climate Protection Plan 2050 (sector and overall reduction target 2030, overall reduction targets for 2040 and 2050). The starting point of the modelling is the inventory data of the National Inventory Report of 2017 for the year 2015. The climate policy legal and funding framework is mapped with the status at the end of 2018. The framework data for the 3rd round of climate change scenarios are identical to the framework data in the project "Impact Assessment on the Environmental, Social and Economic Consequences of the Sector Targets for 2030 of the German Government's Climate Protection Plan 2050" (Öko-Institut et al. 2019)

The goals and measures of national and European climate and energy policy have evolved, in some cases significantly, during the course of the work on this project. The modelling took into account, among other things, the Climate Protection Plan 2050 with the sector-specific reduction targets for the year 2030 and the target of greenhouse gas neutrality in 2050. Reduction measures from the Climate Protection Programme 2030 of October 2019 are not included. In the summer of 2021, and thus shortly before the completion of this study, the German government presented a new greenhouse gas emissions path with an amendment to the Federal Climate Protection Act, which is significantly more ambitious than before and aims to achieve net greenhouse gas neutrality by the year 2045. This current target path has not been included in the modelling, but the corresponding values are also entered as a dashed line in the following graph in order to evaluate the scenario results also against the background of the current reduction targets. Although the KS-Ele scenario presented is less ambitious than this new target path, it is significantly more ambitious than the previous target path; it can therefore also provide important indications for achieving the new climate protection targets.

Abbildung Z-1-2: Development of total greenhouse gas emissions by sector between 1990 and 2050



Note: Sectoral calculation in the system of KSP 2050 and KSG. Including emissions from LULUCF and international aviation and navigation.

Quelle: Calculations by Öko-Institut and Fraunhofer ISI

Abbildung Z-1-2 shows the development of greenhouse gas emissions by sector from 1990 to 2050. In line with the work assignment, the targets of the German government's energy concept adopted in 2010 are also shown in the graph, which were relevant at the time the assignment was awarded in 2011.

Inhalt

Ergebnisse auf einen Blick	3
Results at a glance	5
Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	17
1. Einleitung	25
2. Beschreibung des Klimaschutzszenarios	26
3. Methodik	27
3.1. Definition und Abgrenzung der Sektoren	27
3.2. Modellierungsansätze der Sektoren	29
3.2.1. Verkehr	29
3.2.2. Gebäudesektor inklusive Geräte	32
3.2.3. Industrie	38
3.2.4. Energiewirtschaft	43
3.2.5. Landwirtschaft	47
3.2.6. Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)	50
3.2.7. Abfallwirtschaft und Sonstiges	53
4. Rahmendaten und -annahmen	55
4.1. Ökonomische Rahmendaten	55
4.2. Potenzialrestriktionen für die energetische Biomassenutzung	55
5. Das Szenario für den Sektor Verkehr	57
5.1. Annahmen und Parameter	57
5.2. Ergebnisse	58
5.2.1. Personenverkehrsnachfrage	58
5.2.2. Güterverkehrsnachfrage	59
5.2.3. Pkw-Bestand	60
5.2.4. Leichte Nutzfahrzeuge und Lkw	62
5.2.5. Endenergiebedarf	64
5.2.6. THG-Emissionen	66
5.3. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Verkehrssektor	66

6.	Das Szenario für den Sektor Gebäude	70
6.1.	Raumwärme und Warmwasser	70
6.1.1.	Annahmen und Parameter	70
6.1.2.	Ergebnisse	71
6.2.	Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung	74
6.2.1.	Annahmen und Parameter	74
6.2.2.	Ergebnisse	76
6.3.	Geräte und Prozesse im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	77
6.3.1.	Annahmen und Parameter	77
6.3.2.	Ergebnisse	77
6.4.	Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Gebäudesektor	80
7.	Das Szenario für den Sektor Industrie	81
7.1.	Energieverbrauch (ohne KWK)	81
7.1.1.	Annahmen und Parameter	81
7.1.2.	Ergebnisse	101
7.2.	Industriekraftwerke	111
7.2.1.	Methodik, Annahmen und Parameter	111
7.2.2.	Ergebnisse	111
7.3.	Industrieprozesse und Produktverwendung (CO ₂ -, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen)	112
7.3.1.	Annahmen und Parameter	112
7.3.2.	Ergebnisse	113
7.4.	Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)	116
7.4.1.	Annahmen und Parameter	116
7.4.2.	Ergebnisse	118
7.5.	Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Industriesektor	120
8.	Das Szenario für den Sektor Energiewirtschaft	122
8.1.	Stromerzeugung und gekoppelte Wärmeerzeugung	122
8.1.1.	Annahmen und Parameter	122
8.1.2.	Ergebnisse	128
8.2.	Übrige Energieerzeuger der Energiewirtschaft	135
8.2.1.	Annahmen und Parameter	135
8.3.	Diffuse Emissionen der Energiewirtschaft	138
8.3.1.	Annahmen und Parameter	138
8.3.2.	Ergebnisse	140
8.4.	Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor Energiewirtschaft	140

9.	Das Szenario für den Sektor Abfallwirtschaft	142
9.1.	Annahmen und Parameter	142
9.2.	Ergebnisse	143
9.3.	Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor Abfallwirtschaft	144
10.	Das Szenario für den Sektor Landwirtschaft	146
10.1.	Landwirtschaftliche Böden und Nutztierhaltung	146
10.1.1.	Annahmen und Parameter	146
10.1.2.	Ergebnisse	148
10.2.	Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor Landwirtschaft	154
11.	Das Szenario für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	156
11.1.	Annahmen und Parameter	157
11.2.	Ergebnisse	157
11.3.	Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor LULUCF	160
12.	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	162
12.1.	Methodik, Annahmen und Parameter	162
12.2.	Ergebnisse	163
12.3.	Energetischer Einsatz von Biomasse	166
13.	Entwicklung des Endenergieverbrauchs	167
13.1.	Methodik, Annahmen und Parameter	167
13.2.	Ergebnisse	168
14.	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs	172
14.1.	Methodik, Annahmen und Parameter	172
14.2.	Ergebnisse	172
15.	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und deren Komponenten	176
15.1.	Treibhausgasemissionen nach Sektoren	176
15.2.	Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen	179
15.3.	Treibhausgasemissionen nach Gasen	181
15.4.	Kumulierte Treibhausgasemissionen	184
16.	Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen den energie- und klimaschutzpolitischen Zielen der Bundesregierung	186
16.1.	Ziele des Energiekonzepts von 2010	186
16.1.1.	Reduktion der Treibhausgasemissionen	187

16.1.2.	Erhöhung der Erneuerbaren-Energien-Anteile	187
16.1.3.	Reduktion des Energieverbrauchs und Erhöhung der Energieproduktivität	188
16.1.4.	Zusammenspiel der einzelnen Ziele im Jahr 2050	188
16.2.	Sektorziele für das Jahr 2030 aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz	189
17.	Fazit	191
	Literaturverzeichnis	196
18.	Anhang: Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050 (Stand 17.4.2018) – Ein Auszug	202
18.1.	Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	202
18.1.1.	Bevölkerungsentwicklung	202
18.1.2.	Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	204
18.1.3.	Diskontrate	206
18.2.	Projektion der Entwicklung der Primärenergiepreise und der Treibhausgas-Emissionsberechtigungen	208
18.2.1.	Annahme zur Entwicklung des USD-Wechselkurses	208
18.2.2.	Preisprojektionen für Rohöl, Steinkohle und Erdgas	208
18.2.3.	Rahmendaten der Preise für Steinkohle, Erdgas und Rohöl	212
18.2.4.	Preisprojektionen für Braunkohle	212

Abbildungsverzeichnis

Abbildung Z-1-1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren zwischen 1990 und 2050	4
Abbildung Z-1-2:	Development of total greenhouse gas emissions by sector between 1990 and 2050	6
Abbildung 3-1:	Übersicht über das Modell TEMPS	29
Abbildung 3-2:	Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab	33
Abbildung 3-3:	Modellierung der Gebäudeeigentümer als Investor-Agenten	34
Abbildung 3-4:	Schematische Darstellung der Modellierung von Politikinstrumenten in <i>Invert-Agents</i>	35
Abbildung 3-5:	Modellüberblick FORECAST-Residential (Geräte-Modul)	37
Abbildung 3-6:	Überblick des Modells FORECAST-Industry	40
Abbildung 3-7:	Begriffserklärung KWK-Wärme und Fernwärme	45
Abbildung 3-8:	Zusammenhang zwischen Holzeinschlag und Änderungen der lebenden Biomasse auf der Waldfläche ausgedrückt in CO ₂ -Emissionen	52
Abbildung 5-1:	Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050	59
Abbildung 5-2:	Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050	60
Abbildung 5-3:	Fahrzeugbestand (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050	61
Abbildung 5-4:	Entwicklung der Neuzulassungsanteile nach Antrieben (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050	62
Abbildung 5-5:	Bestand der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) im Szenario KS-Ele	63
Abbildung 5-6:	Elektrischer Fahranteil im Straßengüterverkehr, 2017-2050	63
Abbildung 5-7:	Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Szenario KS-Ele, 2017 – 2050	64
Abbildung 5-8:	Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors im Klimaschutzszenario KS-Ele	66
Abbildung 6-1:	Entwicklung des Heizwärmebedarfs	72
Abbildung 6-2:	Sanierungsrate im Wohngebäudebereich	73
Abbildung 6-3:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser	74
Abbildung 6-4:	Energienachfrage im KS-Ele nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2015-2050	76
Abbildung 6-5:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im KS-Ele nach Energieträgern	78
Abbildung 7-1:	Entwicklung der Produktion ausgewählter Produktgruppen	81
Abbildung 7-2:	Annahmen zu Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen	86
Abbildung 7-3:	Wärmegestehungskosten für Dampf und Warmwasser 2015	88
Abbildung 7-4:	Kostenkomponenten der mittleren Systemkosten zur Erzeugung von Prozesswärme 2015, 2030 und 2050	90
Abbildung 7-5:	Spezifische Investitionen über der Anlagengröße	90

Abbildung 7-6:	Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Stahlherstellung	91
Abbildung 7-7:	Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Chemieindustrie	93
Abbildung 7-8:	Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Glasherstellung	94
Abbildung 7-9:	Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Zementherstellung	95
Abbildung 7-10:	Prozessmodell konventionelle Ethylenerzeugung (basierend auf HVC)	96
Abbildung 7-11:	Prozessmodell Methanolroute der Ethylenerzeugung	96
Abbildung 7-12:	Prozessmodell Ethanolroute der Ethylenerzeugung	97
Abbildung 7-13:	Prozessmodell Wasserstoffproduktion über Elektrolyse	97
Abbildung 7-14:	Prozessmodell konventionelle Ammoniakherzeugung	97
Abbildung 7-15:	Prozessmodell wasserstoffbasierte Ammoniakherzeugung	98
Abbildung 7-16:	Prozessmodell konventionelle Methanolherstellung	98
Abbildung 7-17:	Prozessmodell wasserstoffbasierte Methanolherstellung	98
Abbildung 7-18:	Endenergiebedarf nach Energieträgern (mit Feedstock, AGEb)	103
Abbildung 7-19:	Endenergiebedarf nach Subsektoren (ohne Feedstock, AGEb)	104
Abbildung 7-20:	Biomassebedarf nach Anwendungsbereich (AGEb-Definition)	105
Abbildung 7-21:	Strombedarf nach Anwendungsbereich inkl. Feedstock (AGEb-Definition)	106
Abbildung 7-22:	Einfluss der Risikobereitschaft auf die Diffusion von Energieeffizienztechnologien industrieller Prozesse	107
Abbildung 7-23:	Brennstoffwechsel der Dampf- und Warmwasserherzeugung	108
Abbildung 7-24:	Altersstruktur fossil befeuerter Anlagen zur Erzeugung von Dampf und Warmwasser	109
Abbildung 7-25:	Altersstruktur strombetriebener Anlagen zur Erzeugung von Dampf und Warmwasser	110
Abbildung 7-26:	Entwicklung der Emissionen von F-Gasen im KS-Ele nach Quellgruppen, 2005-2050	118
Abbildung 7-27:	Entwicklung der Emissionen von F-Gasen im KS-Ele nach Gasgruppen	119
Abbildung 8-1:	Nutzungsgrade von Bestandskraftwerken (Kondensations-Kraftwerke und Kondensations-Scheiben der KWK-Anlagen) nach Inbetriebnahmejahr	123
Abbildung 8-2:	Installierte Leistung erneuerbarer Energien bis 2050	126
Abbildung 8-3:	Installierte Nettoleistung von 2015 bis 2050 in GW	130
Abbildung 8-4:	Nettostromerzeugung nach Energieträgern von 2015 bis 2050 in TWh	131
Abbildung 9-1:	Entwicklung der Emissionen des Abfallsektors	144
Abbildung 10-1:	Entwicklung des Stickstoffeinsatzes im KSele	151
Abbildung 10-2:	Entwicklung der Treibhausgase des Landwirtschaftssektors	154
Abbildung 11-1:	Senken und Quellen im LULUCF-Sektor im Jahr 2015	156
Abbildung 11-2:	Flächenänderungen der LULUCF-Flächentypen im Szenario KS-Ele von 1990 bis 2050	158
Abbildung 11-3:	LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Szenario KS-Ele von 1990 bis 2050	159
Abbildung 12-1:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im KS-Ele	163

Abbildung 13-1:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im KS-Ele	169
Abbildung 13-2:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im KS-Ele	171
Abbildung 14-1:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im KS-Ele	173
Abbildung 15-1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren zwischen 1990 und 2050	176
Abbildung 15-2:	Sensitivität der Emissionen im Jahr 2050 des KS-Ele bezüglich der verwendeten GWPs	184
Abbildung 15-3:	Kumulierte Emissionen zwischen 1990 und 2050	185
Abbildung 18-1:	Aktuelle Bevölkerungsprojektionen im Vergleich	203
Abbildung 18-2:	Vergleich aktueller und vergangener Projektionen des Bruttoinlandsproduktes	205
Abbildung 18-3:	Ölpreisprojektionen der EIA, 2012–2017	208
Abbildung 18-4:	Vergleich der Preisprojektionen für Rohöl	210
Abbildung 18-5:	Vergleich der Preisprojektionen für Steinkohle	211
Abbildung 18-6:	Vergleich der Preisprojektionen für Erdgas	211

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Zuordnung von CRF-Kategorien des Nationalen Inventarberichts zu Klimaschutzplan-2050- und Bundes-Klimaschutzgesetz-Sektoren	28
Tabelle 3-2:	Annahmen für die Entwicklung der Batteriesystemkosten	31
Tabelle 4-1:	Überblick über verwendete Rahmenannahmen	55
Tabelle 4-2:	CO ₂ -Zertifikatspreise in €/EUA	55
Tabelle 5-1:	Übersicht über die Entwicklung wesentlicher Parameter im Klimaschutzszenario KS-Ele	57
Tabelle 5-2:	Fahrzeugbestand (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050	61
Tabelle 5-3:	Entwicklung der Neuzulassungsanteile nach Antrieben (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 - 2050	62
Tabelle 5-4:	Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im KS-Ele, 2017 - 2050	64
Tabelle 5-5:	Anteil stromgenerierter Kraftstoffe an Flüssig- und gasförmigen Kraftstoffen	65
Tabelle 5-6:	Angenommene Mautkosten für die Infrastrukturkomponente	68
Tabelle 5-7:	Zeitpunkt der Anlastung externer Kosten	69
Tabelle 6-1:	Entwicklung der Anzahl der Privaten Haushalte 2010-2050	70
Tabelle 6-2:	Entwicklung des Wohnraumbedarfs	70
Tabelle 6-3:	Energienachfrage im KS-Ele nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2015-2050	76
Tabelle 6-4:	Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im KS-Ele nach Energieträgern	77
Tabelle 6-5:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen im KS-Ele	78
Tabelle 6-6:	Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im KS-Ele nach Anwendungen	79
Tabelle 7-1:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung des Industriesektors nach Subsektoren in allen Szenarien in Mrd. Euro ₂₀₁₀	82
Tabelle 7-2:	Entwicklung der Erwerbstätigen des Industriesektors nach Subsektoren in allen Szenarien [1000 Erwerbstätige]	82
Tabelle 7-3:	Übersicht Szenario-Annahmen für den Industriesektor	84
Tabelle 7-4:	Zusammenfassung der Annahmen zur Materialeffizienz und Nachfrageänderungen	100
Tabelle 7-5:	Abweichung der Bezugssysteme AGEB und ZSE (2015)	101
Tabelle 7-6:	Wasserstoffnutzung nach Anwendung [TWh H ₂]	106
Tabelle 7-7:	CO ₂ -, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung, 1990–2050	114
Tabelle 8-1:	Parameter der KWK-Scheiben	124
Tabelle 8-2:	Zubau von Erdgas-KWK-Anlagen in MW	125
Tabelle 8-3:	Installierte Leistung erneuerbarer Energien (GW)	126
Tabelle 8-4:	Volllaststunden zur Berechnung des Dargebots erneuerbarer Energien	126
Tabelle 8-5:	Primärenergieeinsatz von Müll (Industriemüll, Siedlungsabfälle, Klärschlamm)	127

Tabelle 8-6:	Installierte Nettoleistung von 2015 bis 2050 in GW	129
Tabelle 8-7:	Nettostromerzeugung nach Energieträgern von 2015 bis 2050 in TWh	130
Tabelle 8-8:	Bruttostromerzeugung von 2015 bis 2050 in TWh	132
Tabelle 8-9:	Stromverbrauch verschiedener Stromspeicher in TWh	133
Tabelle 8-10:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 in Mt CO ₂ e	134
Tabelle 8-11:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 in Mio. t	134
Tabelle 8-12:	Annahmen zum Ausbau alternativer Technologien zur Bereitstellung netzgebundener Wärme im KS-Ele	135
Tabelle 8-13:	Energieverbräuche der übrigen Energiewirtschaft im KS-Ele (Teil 1: Heizwerke, Raffinerien und Herstellung synthetischer Kraftstoffe)	137
Tabelle 8-14:	Energieverbräuche der übrigen Energiewirtschaft im KS-Ele (Teil 2: Übriger Umwandlungssektor, Pipelineverdichter und Gesamt)	138
Tabelle 8-15:	Relevante Quellgruppen für diffuse Emissionen aus Brennstoffen sowie in der Modellierung verwendete Aktivitätsraten	139
Tabelle 8-16:	Diffuse Emissionen aus Brennstoffen im KS-Ele	140
Tabelle 9-1:	Entwicklung der CH ₄ -Emissionen	143
Tabelle 9-2:	Entwicklung der N ₂ O-Emissionen	144
Tabelle 10-1:	Ernährungsempfehlungen und aktueller Verzehr	146
Tabelle 10-2:	Annahmen zur Entwicklung des Fleisch- und Milchkonsum im KS-Ele	147
Tabelle 10-3:	Annahmen zur Entwicklung des Fleisch- und Milchkonsum im KS-Ele	147
Tabelle 10-4:	Annahmen für Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden	148
Tabelle 10-5:	Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche (LF)	149
Tabelle 10-6:	Entwicklung der Tierbestände im KS-Ele	149
Tabelle 10-7:	Entwicklung der Futterflächen	150
Tabelle 10-8:	Entwicklung der Lachgas-Emissionen der Landwirtschaft im KS-Ele	152
Tabelle 10-9:	Entwicklung der Methan-Emissionen der Landwirtschaft im KS-Ele	152
Tabelle 10-10:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Landwirtschaft im KS-Ele	153
Tabelle 11-1:	LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Szenario KS-Ele von 2015 bis 2050	159
Tabelle 11-2:	LULUCF-bedingte THG-Emissionen nach Gasen im Szenario KS-Ele	160
Tabelle 12-1:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im KS-Ele	164
Tabelle 12-2:	Entwicklung der Nettoimporte im KS-Ele	165
Tabelle 12-3:	Entwicklung der Biomassenutzung nach KSG-Sektoren	166
Tabelle 13-1:	Vergleich der Zuordnung der CRF-Sektoren 1.A.2 bis 1.A.5 und der Endenergie-Sektoren in der Energiebilanzstruktur	167
Tabelle 13-2:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im KS-Ele	168
Tabelle 13-3:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im KS-Ele	170
Tabelle 14-1:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im KS-Ele	175
Tabelle 15-1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im KS-Ele nach Sektoren	177

Tabelle 15-2:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen zwischen 1990 und 2050	180
Tabelle 15-3:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen zwischen 1990 und 2050	182
Tabelle 15-4:	Sensitivität der relativen Emissionsänderung des Jahres 2050 im KS-Ele auf Treibhauspotenziale	182
Tabelle 16-1:	Übersicht über die Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts von 2010	186
Tabelle 16-2:	Übersicht über die Erfüllung der Ziele des Klimaschutzgesetzes	189
Tabelle 18-1:	Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten des realen Bruttoinlandsproduktes für Deutschland in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050	205
Tabelle 18-2:	Annahme zum USD-Wechselkurs bis 2035	208
Tabelle 18-3:	Vergleich der vorgeschlagenen Energiepreisprojektionen	212
Tabelle 18-4:	Kostenannahmen der Braunkohleförderung für den Projektionsbericht 2017	213

Abkürzungsverzeichnis

\$	US-Dollar
%	Prozent
€	Euro
a	annum (lat. Jahr)
AbfAbIV	Abfallablagerungsverordnung
AEO	Annual Energy Outlook
AG	Arbeitsgemeinschaft
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AtG	Atomgesetz
BASF	Badische Anilin- & Soda-Fabrik
bbf	Barrel
BEA	Bureau of Economic Analysis
BEV	Battery Electric Vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BVT	Beste verfügbare Technik
BWI	Bundeswaldinventur
bzw.	beziehungsweise
C	Carbon
ca.	circa
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CDM	Clean Development Mechanism
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas

CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ e.	Kohlendioxid-Äquivalent
CO ₂ -Äqu.	Kohlendioxid-Äquivalent
CPS	Current Policy Scenario
CRF	Common Reporting Format
d. h.	das heißt
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DK	Dampfkessel
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DRI	Direct reduced iron
DT	Dampfturbine
EAf	Electric Arc Furnace
EBS- Heizkraftwerk	Ersatzbrennstoff-Heizkraftwerk
EC	European Commission
EDL	Energiedienstleistung
EDV	elektronische Datenverarbeitung
EE	erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EFRE	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EIA	Energy Information Administration
EJ	Exajoule
ELER	Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ErP	Energy-related Products
EU	European Union
EUA	European Union Allowances
EUMENA	Europe, Middle East & North Africa (Europa, Naher Osten, Nordafrika)

EU ETS	European Union Emissions Trading System
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FAO	Food and Agriculture Organization (Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation)
F-Gase	fluorierte Treibhausgase (FKW, HFKW, SF6)
FKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
FuE	Forschung und Entwicklung
FW	Fernwärme
GAK	Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes
GAMS	General Algebraic Modeling System
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik
GfK	Gesellschaft für Konsumforschung
Gg	Gigagramm
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Dienstleistungssektor)
GJ	Gigajoule
GLÖZ	Standard zum guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand
Gt	Gigatonnen
GT	Gasturbine
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential (spezifisches Treibhausgaspotenzial)
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
H ₂	Wasserstoff
ha	Hektar
HFKW	Teilhalogenierte Fluor-Kohlenwasserstoffe
HH	Haushalte
HVC	High value chemicals
ICCT	International Council for Clean Technology
IE	included elsewhere

IEA	International Energy Agency
ifeu	Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IMO	International Maritime Organization
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ICE ECX	Intercontinental Exchange European Climate Exchange
inkl.	inklusive
Intl.	international
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
IWU	Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik
JI	Joint Implementation
KBA	Kraffahr-Bundesamt
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
KiD	Kraffahrzeugverkehr in Deutschland
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
km	Kilometer
KONTIV	Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KS 80	Klimaschutzszenario 80
KS 90	Klimaschutzszenario 90
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KSP 2050	Klimaschutzplan 2050
kt	Kilotonne
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LED	Light Emitting Diode (Leuchtdiode)
LKW	Lastkraftwagen
LNf	Landwirtschaftliche Nutzfläche
LNf	Leichte Nutzfahrzeuge

LNG	Liquified Natural Gas (Flüssigerdgas)
LPG	Liquified Petroleum Gas
LULUCF	Land use, land-use change, and forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
m ²	Quadratmeter
MAC	Mobile Air Condition Systems
MBA	Mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlage
MENA	Middle East and North Africa
mg	Milligramm
MiD	Mobilität in Deutschland
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
MoP	Mobilitätspanel
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
N	Stickstoff
N ₂ O	Lachgas
NA	not applicable
NACE	Statistical classification of economic activities in the European Union
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NIR	National Inventory Report
NPS	New Policy Scenario
NO	not occurring
NTC	Net Transfer Capacities
NUTS2-Zone	Nomenclature des unités territoriales statistiques (Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik Zone 2)
ODS	Ozone depleting substances
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OH-Lkw	Oberleitungs-Hybrid-Lkw

OLED	organic light emitting diode (organische Leuchtdiode)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ORC	Organic Rankine Cycle
ÖV	Öffentlicher Verkehr
p. a.	per annum (jährlich)
p. P.	pro Person
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeug
PIK	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
PJ	Petajoule
pkm	Personenkilometer
PKW	Personenkraftwagen
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
REEV	Range Extender Electric Vehicle
RES	Renewable Energy Sources
SAR	Second Assessment Report
SF6	Schwefelhexafluorid
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
t	Tonne
TASi	Technische Anleitung Siedlungsabfall
THG	Treibhausgase
TJ	Terajoule
tkm	Tonnenkilometer
TNS	Taylor Nelson Sofres
TREMOD	Transport Emission Model
TRL	Technology Readiness Level

TRL 4	Technology validated in lab
TRL 5	Technology validated in relevant environment
TU	Technische Universität
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
u. a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
UNCTAD	United Nations Conference on Trade and Development
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (UN Klimarahmenkonvention)
v.	von
v. a.	vor allem
VEM	Vattenfall Europe Mining
vgl.	vergleiche
vs.	versus
vTI	Johann Heinrich von Thünen-Institut
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WLTP	Worldwide Harmonised Light-Duty Vehicles Test Procedure
WP	Wärmepumpe
WWF	World Wide Fund for Nature
WZ	Wirtschaftszweige
z. B.	zum Beispiel
zGG	zulässiges Gesamtgewicht
ZSE	Zentrales System Emissionen
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie

1. Einleitung

Das hier vorgelegte **Klimaschutzszenario Elektrifizierung** ist das Ergebnis der dritten und abschließenden Modellierungsrunde im langfristig angelegten Szenarienprojekt „Klimaschutzszenario 2050“ im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Darin wird ausgelotet, welche Veränderungen in allen Sektoren notwendig sind, um die von der Politik gesteckten Klimaschutzziele zu erreichen. Diese Ziele haben sich im Verlauf des Projekts verändert, sie sind konkreter und ambitionierter geworden. Die Genese der Szenarien ist eng mit den verschiedenen Stadien der politischen Entscheidungen zu Klimaschutzpolitik verknüpft:

Mit dem Energiekonzept (Bundesregierung 2010) hatte sich die Bundesregierung einen Fahrplan gegeben, der erstmals auch langfristige Klimaschutzziele enthielt. Bis zum Jahr 2050 sah das Energiekonzept eine Reduktion um 80 bis 95 % der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 vor. Unterlegt wurden die Klimaschutzziele mit einem Satz von Zielen zur Reduktion des Energieverbrauchs, Steigerung der Energieproduktivität und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energieversorgung. Die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts bildete die Grundlage für die ersten beiden Modellierungsrunden im Projekt *Klimaschutzszenario 2050*, die in den Jahren 2014 und 2015 in zwei Studien veröffentlicht wurden (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2014; Öko-Institut et al. 2015).

Das Übereinkommen von Paris im Jahr 2015 zielt darauf, die Bedrohungen durch die Klimakrise zu begrenzen, indem „der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen“ (BMUB 2015). In der Folge legte die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050 vor. Laut diesem strebt die Bundesregierung eine „weitgehende Treibhausgasneutralität bis Mitte des Jahrhunderts“ (Bundesregierung 2016) an und unterlegte dieses Ziel mit erstmals festgelegten sektoralen Emissionszwischenzielen für das Jahr 2030. Rechtlich verbindlich wurden die Ziele des Klimaschutzplans 2050 mit dem im Jahr 2019 verabschiedeten Bundes-Klimaschutzgesetz. Das Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bildet die Grundlage für die mit diesem Bericht vorgelegte dritte Modellierungsrunde von *Klimaschutzszenario 2050*.

In Reaktion auf ein Urteil des Bundesverfassungsgerichts beschloss die Bundesregierung im Jahr 2021, das Klimaschutzgesetz zu ändern und die dort formulierten Klimaschutzziele ambitionierter zu gestalten. Die Treibhausgasneutralität soll nun im Jahr 2045 erreicht werden. Hierzu strebt die Bundesregierung eine vollständig fossilfreie Energieversorgung an.

Die neuen, ambitionierteren Ziele konnten nicht in die Ausgestaltung des mit dieser Studie vorgelegten **Klimaschutzszenario Elektrifizierung** fließen. Dennoch werden in der Auswertung der Ergebnisse des Szenarios die neuen Ziele berücksichtigt, um so wertvolle Hinweise zur Erreichung der neuen Ziele zu erlangen.

2. Beschreibung des Klimaschutzszenarios

In dieser Studie wird ein Klimaschutzszenario entwickelt und ausgehend vom Basisjahr 2015 bis zum Jahr 2050 modelliert. Das Langfristziel des Klimaschutzplans 2050 (KSP 2050) der Bundesregierung (Bundesregierung 2016) einer „weitgehenden Treibhausgasneutralität bis Mitte des Jahrhunderts“ ist die Leitlinie für dieses Klimaschutzszenario.

Die Erreichung des THG-Minderungsziels im Jahr 2050 ist die wesentliche Leitplanke für das Szenario. Die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 (Bundesregierung 2010) sowie die Sektorziele für das Jahr 2030 aus dem KSP 2050 müssen im Szenario nicht getroffen werden, aber es soll eine Einordnung der Szenarioergebnisse in Bezug auf diese Ziele erfolgen, um darzulegen, welche Ziele konsistent mit einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 sind und für welche Ziele eine Anschärfung sinnvoll ist.

Im Szenario **Klimaschutzszenario Elektrifizierung** – kurz **KS-Ele** – wird angestrebt, dass die energiebedingten Emissionen in Orientierung am Leitbild des KSP 2050 bis zum Jahr 2050 gegen Null gehen. Das Szenario setzt unter anderem auf deutlich mehr Elektrifizierung, synthetische Brennstoffe sowie einen Rückbau des Gasnetzes. Die inländische Stromerzeugung soll auf nicht mehr als ca. 1.000 TWh ansteigen. Als Folge der Begrenzung der inländischen Stromerzeugung wird im Szenario keine Energieautarkie angestrebt, sondern es werden Importe von synthetischen Brennstoffen, Biomasse und Strom sowie Importe von kleinen Restmengen an fossilen Energieträgern zugelassen.

Das Szenario ist nicht auf die Modellierung von Energieverbräuchen beschränkt. Alternative Herstellungsprozesse in der Industrie werden ebenso untersucht wie die biologisch-chemischen Prozesse in der Landwirtschaft und die Emissionsquellen und -senken aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF). Auch die Rolle der Abfallwirtschaft ist Teil des Szenarios.

Für diese Studie wird die „weitgehende Treibhausgasneutralität“ als eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 95 % gegenüber dem Jahr 1990 interpretiert, ohne die Emissionsquellen und -senken aus dem LULUCF-Sektor. Die Emissionssenkungen aus LULUCF sollen dazu genutzt werden, um die verbleibende Lücke zur Treibhausgasneutralität weiter zu senken. Emissionen aus dem internationalen See- und Flugverkehr werden ebenso berücksichtigt. An geeigneten Stellen werden die Gesamtemissionen jeweils in einer engen und einer weiten Abgrenzung dargestellt. Der Unterschied der Abgrenzungen liegt im Einbezug oder der Nichtberücksichtigung von LULUCF und internationalem Verkehr.

Basisjahr des Szenarios ist das Jahr 2015. Berechnete Szenarienjahren sind die Jahre 2020 bis 2050 in Fünfjahresschritten. Da zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Berichts das Jahr 2020 bereits vorbei war, wird dieses Jahr nicht dargestellt. Ebenso werden zur besseren Übersicht in manchen Tabellen und Abbildungen nur die Szenarienjahren 2030, 2040 und 2050 dargestellt.

3. Methodik

3.1. Definition und Abgrenzung der Sektoren

Die Definition der einzelnen Sektoren dieses Berichts erfolgt in Anlehnung an die Abgrenzung der einzelnen Handlungsfelder des Klimaschutzplans 2050 (KSP 2050) der Bundesregierung (Bundesregierung 2016) bzw. des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG):

- **Verkehr:** Dies umfasst den inländischen Straßen-, Schienen- und Luftverkehr sowie die Binnen- und Küstenschifffahrt. Der internationale Luftverkehr und die Hochseeschifffahrt werden hier auch behandelt, allerdings werden deren Treibhausgasemissionen üblicherweise nicht auf die inländischen Emissionen angerechnet. Sonderverkehre sind teilweise in anderen Sektoren enthalten, so sind der bauwirtschaftliche Verkehr im Industriesektor, der landwirtschaftliche Verkehr und die Fischerei im Sektor Landwirtschaft und Erdgaspipelinetransport in der Energiewirtschaft enthalten.
- **Gebäude:** Der Sektor Gebäude umfasst neben der Gebäudewärme auch Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung sowie Geräte und Prozesse im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Zu letzterem gehören auch im GHD eingesetzte, nicht am öffentlichen Straßenverkehr teilnehmende Fahrzeuge wie beispielsweise Gabelstapler. Ebenso ist der komplette militärische Bereich diesem Sektor zugeordnet. Energieverbräuche der Landwirtschaft sind nicht im Sektor Gebäude enthalten, sondern im Sektor Landwirtschaft.
- **Industrie:** Neben industriellen Prozessfeuerungen und Wärmeerzeugungsanlagen und Industriekraftwerken sind im Sektor Industrie auch die Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung enthalten. Da der Sektor Industrie genauer als *Verarbeitendes Gewerbe und Bauwirtschaft* definiert ist, sind auch die Emissionen des bauwirtschaftlichen Sonderverkehrs enthalten. Nicht enthalten hingegen sind Raffinerien, Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors.
- **Energiewirtschaft:** Die Energiewirtschaft umfasst öffentliche Kraftwerke und Heizwerke, Raffinerien einschließlich Raffineriekraftwerken sowie Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors einschließlich deren Kraftwerke. Darüber hinaus umfasst die Energiewirtschaft im KSP 2050 den Erdgaspipelinetransport sowie diffuse Emissionen aus der Energienutzung.
- **Abfallwirtschaft und Sonstiges:** Dieser Sektor, im KSP 2050 als *Sonstige* bezeichnet, umfasst die Emissionen aus der Behandlung und Lagerung von Abfall (Deponien und andere) sowie von Abwasser. Nicht in den Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges gehört die Abfallverbrennung zur Wärme- oder Stromerzeugung; diese Emissionen werden entsprechend der Verwendung bei der Energiewirtschaft und Industrie bilanziert.
- **Landwirtschaft:** Neben den biologisch-chemischen Emissionen von Tieren und landwirtschaftlichen Böden umfasst dieser Sektor auch die Emissionen aus der stationären und mobilen Verbrennung von Brenn- und Kraftstoffen in Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei.
- **LULUCF:** Der Sektor LULUCF umfasst die Emissionen und CO₂-Einbindungen von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (englisch: Land use, land-use change and forestry). Üblicherweise wird dieser Sektor nicht auf die inländische Zielerreichung angerechnet.

Die folgende Tabelle 3-1 zeigt, welche Quellgruppen des Treibhausgasinventars (CRF-Kategorien) welchen Sektoren des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung entsprechend den Definitionen des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) zugeordnet wurden.

Tabelle 3-1: Zuordnung von CRF-Kategorien des Nationalen Inventarberichts zu Klimaschutzplan-2050- und Bundes-Klimaschutzgesetz-Sektoren

CRF-Kategorie	KSP-2050-/ KSG-Sektor	Kommentar
1.A.1 Energiewirtschaft	Energiewirtschaft	
1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe	Industrie	Energetische Emissionen
1.A.3.a Ziviler Luftverkehr	Verkehr	
1.A.3.b Straßenverkehr	Verkehr	
1.A.3.c Schienenverkehr	Verkehr	
1.A.3.d Schifffahrt	Verkehr	Binnen- und Küstenschifffahrt
1.A.3.e Übriger Verkehr	Energiewirtschaft	Erdgaspipelineverdichter
1.A.4.a Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Gebäude	
1.A.4.b Haushalte	Gebäude	
1.A.4.c Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Fischerei	Landwirtschaft	Energiebedingte Emissionen
1.A.5 Andere Bereiche	Gebäude	Militär (stationär und mobil)
1.B Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	Energiewirtschaft	
1.C CO ₂ Abscheidung von Abgasen und nachfolgende Speicherung	Industrie	Derzeit keine Emissionen
1.D.1 Internationaler Luftverkehr und Hochseeschifffahrt	<i>Verkehr¹</i>	
2 Industrieprozesse	Industrie	Einschließlich Produktverwendung
3 Landwirtschaft	Landwirtschaft	Biologisch-chemische Emissionen
4 Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	
5 Abfall und Abwasser	Abfallwirtschaft und Sonstige	
6 Sonstige	Abfallwirtschaft und Sonstige	Hier werden derzeit keine Emissionen berichtet

Quelle: Darstellung Öko-Institut, basierend auf Umweltbundesamt (UBA) (2017a), Bundestag (12.12.2019), Bundesregierung (2016)

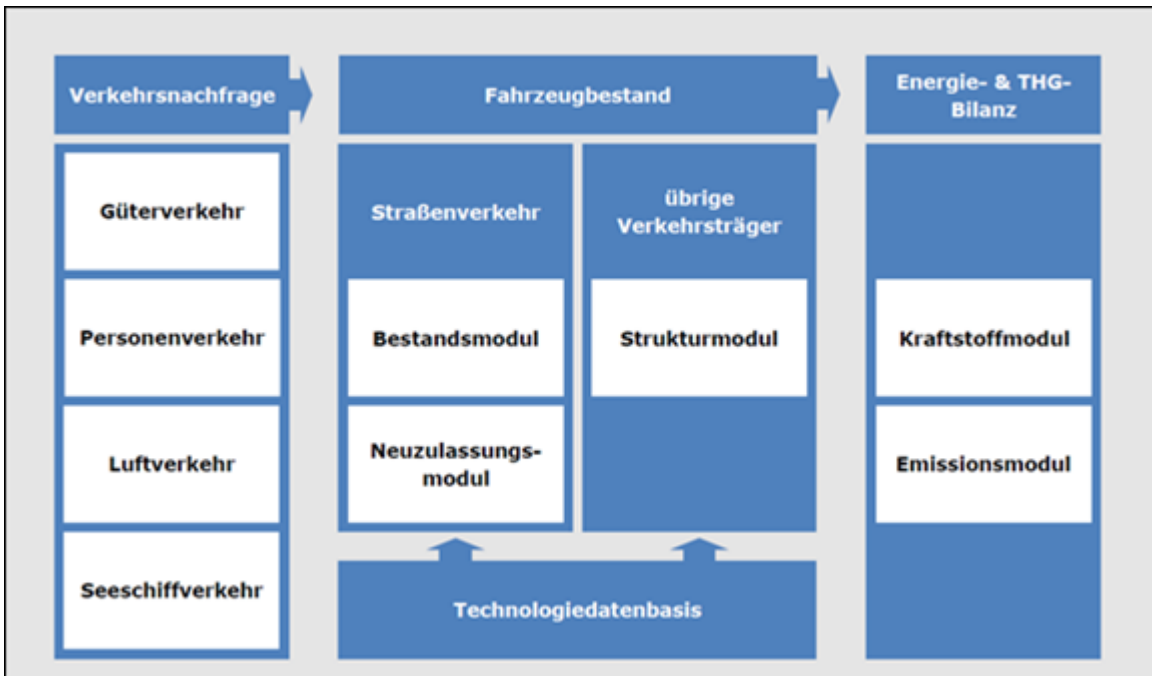
¹ Im Klimaschutzplan 2050 wurden der internationale Luftverkehr und die Hochseeschifffahrt dem Handlungsfeld Verkehr zugeordnet. In den Sektordefinitionen in Anhang 1 des KSG hingegen ist der Verkehrssektor ohne den internationalen Luftverkehr und die Hochseeschifffahrt definiert.

3.2. Modellierungsansätze der Sektoren

3.2.1. Verkehr

Das am Öko-Institut entwickelte Modell TEMPS² ermöglicht es, den Endenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen des Verkehrs für unterschiedliche Szenarien zu quantifizieren und dabei Veränderungen der Verkehrsnachfrage, im Fahrzeugbestand und beim Kraftstoffeinsatz abzubilden. Alle Entwicklungen können dabei in jahresfeinen Schritten dargestellt werden. Das Modell besteht aus den drei Komponenten Verkehrsnachfrage, Fahrzeugbestand, Energie- & Treibhausgas-Bilanz.

Abbildung 3-1: Übersicht über das Modell TEMPS



Quelle: Darstellung Öko-Institut

3.2.1.1. Verkehrsnachfrage

Im Modul Verkehrsnachfrage wird nach den Bereichen Güterverkehr, Personenverkehr, Luftverkehr und Seeverkehr unterschieden.

Szenarien zur Verkehrsnachfrage im Personen- und Güterverkehr werden in TEMPS parametergestützt auf Basis der Entwicklung zentraler Mobilitätskenngrößen (Wegeanzahl, Wegelängen, Modal Split im Personenverkehr bzw. Aufkommen, Transportweiten, Modal Split im Güterverkehr) ermittelt.

Für den Flugverkehr werden Verkehrsaufwand und Emissionen des nationalen und internationalen Luftverkehrs bis 2030 der Verkehrsprognose 2030 folgend dargestellt. Bis 2050 wird die Entwicklung der Verkehrsnachfrage pro Person fortgeschrieben. Die Verkehrsnachfrage ergibt sich dann über die Bevölkerungsentwicklung.

² Transport Emissions and Policy Scenarios.

Dem Verkehrsaufwand des Seeverkehrs in Deutschland liegt in der Modellierung eine globale Prognose der Entwicklung des Seeverkehrs zu Grunde. Als Startpunkt für die Ableitung des in Deutschland abgehenden Seeverkehrs wird dabei auf das heutige Verhältnis von in Deutschland abgehendem Seeverkehr zum globalen Seeverkehr zurückgegriffen. Zudem wird aus den im Projekt durchgeführten ökonomischen Rechnungen der in Deutschland anfallende Anteil der weltweiten Wirtschaftsleistung bestimmt, um somit die über Deutschland durchgeführte Seeverkehrsnachfrage abbilden zu können.

3.2.1.2. Technologieentwicklung und Fahrzeugbestand

Die Technologiedatenbasis bildet die Grundlage für die Simulation der zukünftigen Entwicklung an Fahrzeugtechnologien. Sie dokumentiert mögliche technische Entwicklungen des jeweiligen Verkehrsträgers bis zum Jahr 2050, differenziert nach Größenklasse und Antriebsart, und ist zumindest im Straßenverkehr mit Kostenannahmen versehen. Die verfügbare Technologiedatenbasis des Öko-Instituts wurde im Rahmen verschiedener Forschungsvorhaben an Hand von Literaturrecherchen entwickelt und für den Straßenverkehr in Expertenworkshops zur Diskussion gestellt.

Die künftige Effizienzentwicklung im Straßenverkehr wird über das Neuzulassungsmodell und Bestandsmodell berechnet. Dadurch kann die Wirkung von beispielsweise CO₂-Emissionsstandards oder von Maßnahmen zur Förderung alternativer Technologien auf die Bestandszusammensetzung im Modell abgebildet werden.

Im Neuzulassungsmodul wird in Abhängigkeit von Inputgrößen wie z. B. ökonomischen Rahmenbedingungen (Kraftstoffpreisen, Anschaffungspreisen von Fahrzeugen, Kaufprämien), politischen Rahmenbedingungen (z. B. CO₂-Grenzwerte) und Nutzeranforderungen an die Fahrzeuge (Jahresfahrleistungen, Reichweiten) die Zusammensetzung der Neuzulassungen ermittelt. Das Bestandsmodul berechnet mittels spezifischer Überlebensraten der Fahrzeuge und durchschnittlicher Fahrleistungen den Bestand – differenziert nach Größenklasse, Antriebsart und Haltergruppe. Die realisierbaren Effizienzentwicklungen der einzelnen Fahrzeugklassen im Straßenverkehr sind differenziert nach Größenklassen in der Technologiedatenbank zusammen mit Kostenannahmen hinterlegt. Die tatsächlich realisierte Effizienzentwicklung wird im Neuzulassungsmodul unter Berücksichtigung der jeweiligen Rahmenbedingungen bestimmt.

Im Gegensatz zum Straßenverkehr setzen z. B. beim Schienenverkehr Effizienzmaßnahmen nicht nur beim einzelnen Fahrzeug, sondern auch auf Systemebene an. Daher wird für die übrigen Verkehrsträger kein Bestand berechnet, sondern die Entwicklung der Verbräuche auf Systemebene ermittelt – d. h., es werden direkt Annahmen zur Technologieentwicklung je Verkehrsträger hinterlegt. Dieser einfachere Ansatz wird auch dann verwendet, wenn die für eine Bestandsmodellierung benötigten Daten nicht vorhanden sind bzw. der hohe Detailgrad der Modellierung nicht angemessen ist.

Für die Entwicklung der Batteriesystemkosten werden folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 3-2: Annahmen für die Entwicklung der Batteriesystemkosten

Jahr	Kosten in €/kWh
2015	250
2020	150
2025	120
2030	100
2035	95

Quellen: Hackmann et al. (2015), Wolfram und Lutsey (2016)

Die dabei zu Grunde gelegte Batteriekapazität beträgt 25 kWh im Jahr 2015 und 40 kWh ab 2020. Bei niedrigeren Batteriekapazitäten wie z. B. bei Plug-In-Hybridfahrzeugen sind die spezifischen auf die Kilowattstunde bezogenen Kosten höher, bei höheren Kapazitäten werden sie durch den niedrigeren Anteil der Systemkosten geringer.

3.2.1.3. Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs des Verkehrs steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Modellierung von Verkehrsnachfrage und Fahrzeugbestand und wird in dem Modul Bottom-up ermittelt. Dazu werden die Daten zu Verkehrsnachfrage und Fahrzeugbestand mit den Annahmen zum Energiemix (Anteil von Biokraftstoffen, strombasierten Kraftstoffen und fossilen Kraftstoffen) und den spezifischen Emissionsfaktoren der Kraftstoffe verknüpft.

Neben Energiebedarf und (direkten) Treibhausgasemissionen werden im Modell weitere Wirkungen unterschiedlicher Szenarien berechnet. Hierzu zählen u. a. Luftschadstoffe, externe Kosten, ökonomische Indikatoren (Investitionen, Steuern, Mobilitätskosten), Materialvorleistungen.

3.2.2. Gebäudesektor inklusive Geräte

3.2.2.1. Gebäude – Raumwärme und Warmwasser

Die Berechnung der Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser und der eingesetzten Technologien erfolgt mit dem Bottom-up-Simulationsmodell Invert/EE-Lab, das am IREES gemeinsam mit der TU Wien betrieben wird³.

Methodisch stellt Invert/EE-Lab ein agentenbasiertes Simulationsmodell dar, mit dem Optionen des Energiebedarfs und dessen Deckung zur thermischen Konditionierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden ermittelt und die Auswirkungen verschiedener Förderinstrumente in Jahresschritten abgebildet werden können. Grundlage des Modells ist eine detaillierte Darstellung des Gebäudebestands nach Gebäudetypen, Baualtersklassen und Sanierungszuständen mit relevanten bauphysikalischen und ökonomischen Parametern einschließlich der Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung. Darauf aufbauend wird der Heiz- und Kühlenergiebedarf unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Klimadaten ermittelt. Die Investitionsentscheidung in Technologien und Effizienzmaßnahmen wird unter Berücksichtigung von investorenspezifischen Entscheidungskalkülen und Hemmnissen sowie Energieträgerpotenzialen im Modul INVERT-Agents ermittelt (vgl. Steinbach 2015; Müller 2015; Kranzl et al. 2013; Müller und Biermayr 2011)

Mit INVERT/EE-Lab ist es möglich, die Auswirkung unterschiedlicher Politikinstrumente und Ausgestaltungsvarianten auf den Ausbau der erneuerbaren Energien im Gebäudebereich in Szenarien zu analysieren. Im Rahmen des laufenden Forschungsprojektes *Diffusion EE* wird das Modell um den Bereich der Intermediäre als zentrale Change Agents erweitert, um den Einfluss auf die Investitionsentscheidung im Gebäudebereich abzubilden.

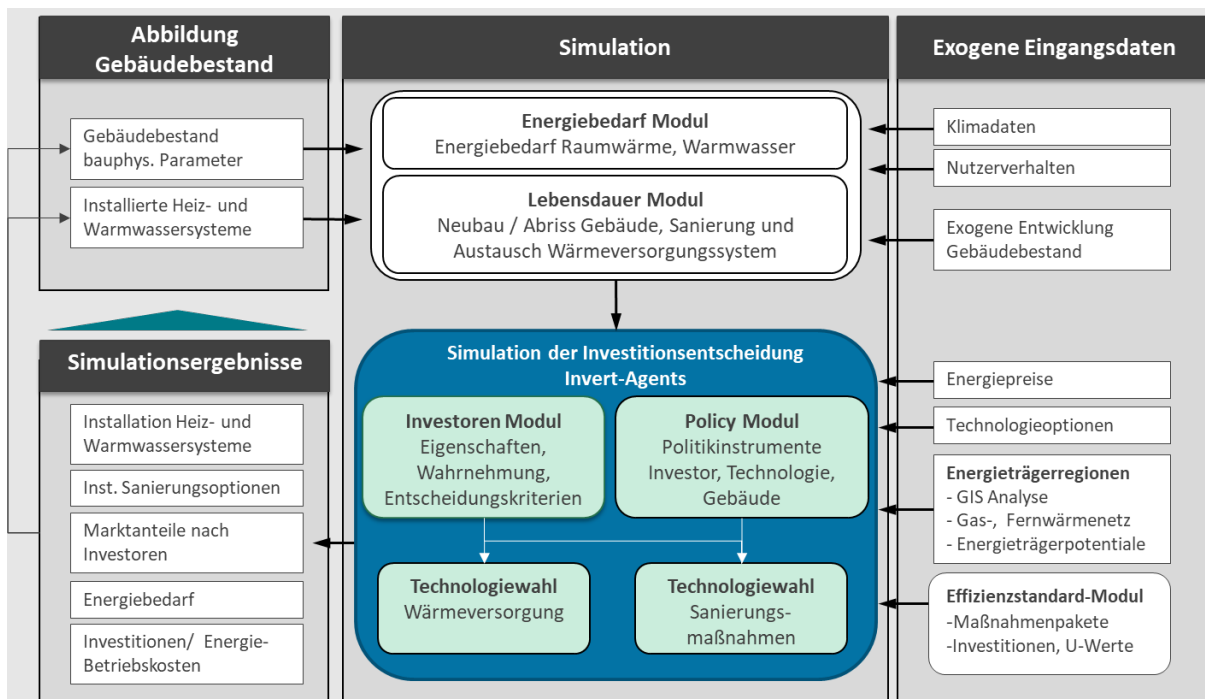
Für eine realitätsnahe Simulation des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudebereich werden u. a. folgende relevante Zusammenhänge im Modell abgebildet:

- Berücksichtigung von investorenspezifischen Hemmnissen und Kalkülen bei der Investitionsentscheidung in Wärmeversorgungssysteme und Effizienzmaßnahmen.
- Das Temperaturniveau des Wärmeverteilungssystems wird in der Simulation berücksichtigt, hier besonders die Interaktion zwischen diesem und den Wirkungsgraden bzw. Arbeitszahlen der Bereitstellungstechnologien. Dies ist in besonderem Maße für eine realitätsnahe Simulation des Einsatzes von Wärmepumpen in älteren Gebäuden von Bedeutung.
- Die Modellierung der Energiebereitstellung aus solarthermischen Anlagen erfolgt auf monatlicher Basis unter Berücksichtigung der entsprechenden solaren Einstrahlung. Zudem wird entsprechend der Geometrie der Referenzgebäude die den solarthermischen Anlagen zur Verfügung stehende Dachfläche im Modell berücksichtigt.
- Politikinstrumente zur Förderung von EE-Wärme und Effizienzmaßnahmen wie Investitionszuschüsse (Marktanreizprogramm), Nutzungspflichten (EEWärmeG) oder haushaltsunabhängige Umlagesysteme werden technologie- und gebäudespezifisch (Neubau, Bestand, öffentliche Gebäude) definiert.

³ <https://invert.at/>

- Darüber hinaus erfolgt eine Berücksichtigung der Limitierung erneuerbarer Energieträger über definierte Kostenpotenziale inklusive deren Entwicklung über den Simulationszeitraum.

Abbildung 3-2: Struktur des Simulationsmodells Invert/EE-Lab



Quelle: (Steinbach 2015)

Gebäudetypologische Abbildung von Referenzgebäuden und Wärmeverorgungstechnologien

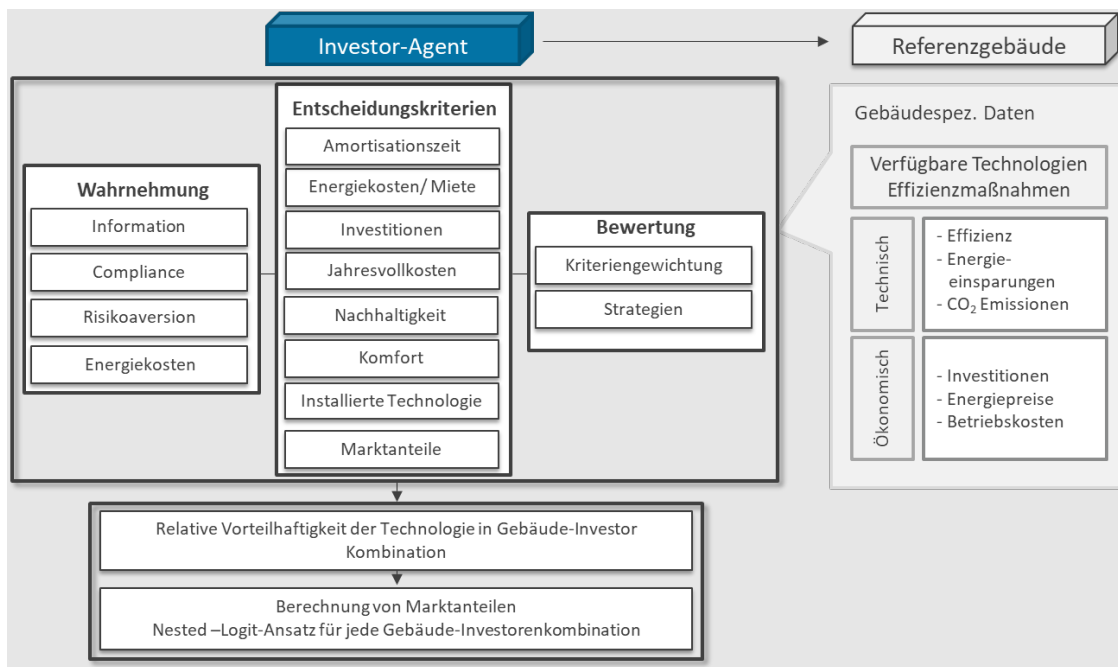
Derzeit werden 40 verschiedene Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser unterschieden, welche über detaillierte technische und ökonomische Daten abgebildet werden. Die Referenzgebäudetypologie mit den entsprechenden Zuordnungen von Gebäuden und Technologien wird auf Basis der Erhebungen „Datenbasis Wohngebäude“ (Diefenbach et al. 2010) und deren Aktualisierung aus dem Jahr 2018 im Modell hinterlegt (Cischinsky und Diefenbach 2018). Die Gebäudetypologie von Nichtwohngebäuden basiert ursprünglich auf der Studie „Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (Fraunhofer ISI et al. 2014). Der aus der Modellrechnung resultierende Energiebedarf ist auf die temperaturbereinigten Werte der Anwendungsbilanzen sowie der EE-Wärmebereitstellung nach AGEE-Stat kalibriert.

Modellierung von Investoren im Gebäudebereich

Im Modell können einzelne Investorentypen implementiert werden, welche den Referenzgebäudesegmenten anteilig als Besitzer zugeordnet werden. Diese Anteile sind zeitabhängig und können somit exogen über den Simulationszeitraum verändert werden. Das Modell erlaubt die Definition beliebig vieler Investorenagenten, welche jeweils Instanzen einer von fünf möglichen Agentenklassen darstellen – *Selbstnutzende Eigentümer, Private Vermieter, Eigentümergemeinschaften, Wohnungsbaugesellschaften, gewerbliche Gebäudebesitzer*. Als Grundlage der Investitionsentscheidung werden verschiedene ökonomische und nicht-ökonomische Entscheidungskriterien definiert, die für jede Kombination von Investoren, Referenzgebäudesegmenten und Technologieoptionen individuell ermittelt werden. Die

Eigenschaften einer Investoreninstanz werden als Eingangsdaten definiert, womit einerseits die Relevanz unterschiedlicher Entscheidungskriterien über Gewichte bestimmt wird, andererseits auch die Ausprägung der Kriterien beeinflusst wird. Somit wird sowohl die Art der Investitionsentscheidung – Berücksichtigung unterschiedlicher Kriterien – als auch die Wahrnehmung der Technologieoptionen und der damit verbundenen Parameterausprägungen unterschieden. Für jede zur Verfügung stehende Technologieoption werden in jedem Referenzgebäudesegment aus Sicht jeder Investoreninstanz Nutzwerte berechnet, auf deren Basis die Marktanteile mit einem *Nested-Logit-Modell* ermittelt werden.

Abbildung 3-3: Modellierung der Gebäudeeigentümer als Investor-Agenten

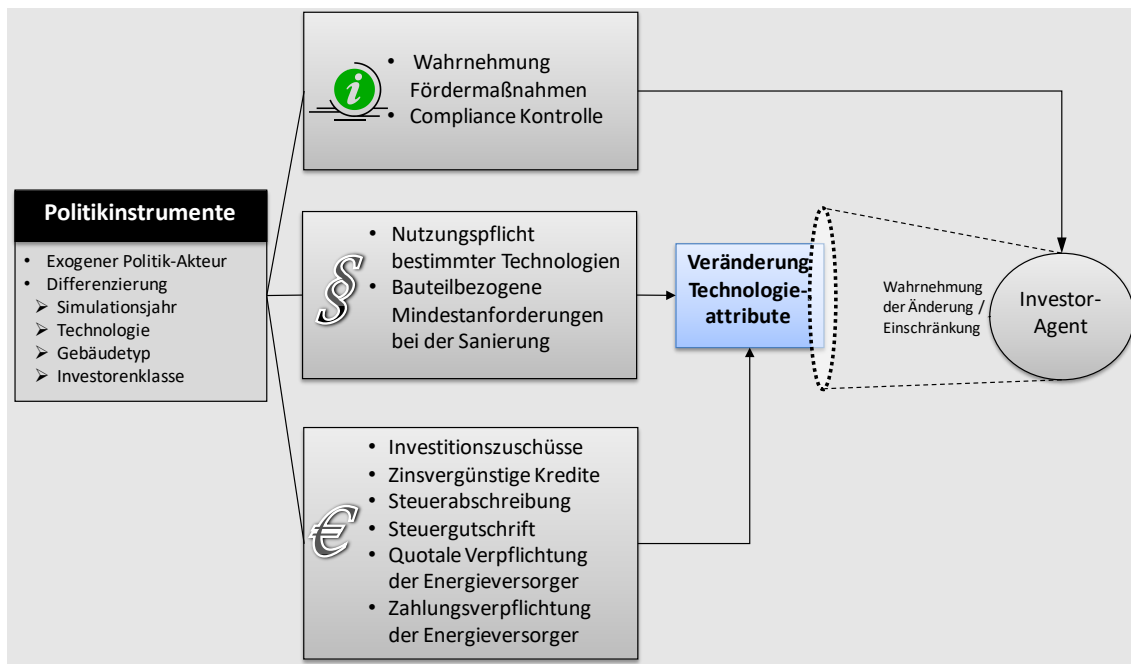


Quelle: (Steinbach 2015)

Modellierung von Politikinstrumenten

Um die Wirkung der Politikinstrumente auf die Investitionsaktivität in Energieeffizienzmaßnahmen und Wärmeversorgungssysteme zu untersuchen, werden diese explizit im Modell abgebildet. Dies geschieht als integrale Modellierung von Politikinstrumenten und Investoren, die eine aktorenspezifische Untersuchung der Wirkungen der Instrumente ermöglichen sollen (Abbildung 3-4).

Abbildung 3-4: Schematische Darstellung der Modellierung von Politikinstrumenten in Invert-Agents



Quelle: (Steinbach 2015)

Die Politikinstrumente und deren Ausgestaltung werden zunächst aus Sicht eines Politik-Akteurs für jedes Simulationsjahr exogen definiert. Dabei werden Förder- und Anforderungsbedingungen nach den adressierten Technologien und Maßnahmen sowie den Adressaten – Investorenklassen und Gebäudetypen – differenziert. Ordnungsrechtliche und finanzielle Fördermaßnahmen verändern die Attribute der Technologiealternativen oder schränken die Wahlmöglichkeiten durch Nutzungspflichten oder Mindestanforderungen ein. In Abhängigkeit der definierten Investor-Agenten werden diese Veränderungen oder Einschränkungen bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt. Ein Investitionszuschuss beispielsweise verändert die relative Vorteilhaftigkeit einer Technologie hinsichtlich des Attributes Investitionen, wobei dies nicht zwangsläufig der wahrgenommenen Attributausprägung eines Investor-Agenten entspricht. Informativische Maßnahmen wiederum wirken indirekt auf die Attribute der Wahlmöglichkeiten, indem die investorenspezifische Wahrnehmung verändert wird.

3.2.2.2. Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

Die Berechnung der zukünftigen Stromnachfrage der Haushaltsgeräte in den privaten Haushalten erfolgt mit der Energienachfrageplattform FORECAST⁴. Diese Energienachfrageplattform wird auch zur Berechnung der Nachfrage in der Industrie verwendet. FORECAST-Residential setzt sich ausfolgenden Gerätekategorien zusammen, die im Modell des Weiteren nach Technologien und/oder Effizienzklassen differenziert werden:

⁴ <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>

1. Große elektrische Haushaltsgeräte (darunter: Kühl- und Gefriergeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Herde)
2. IKT-Endgeräte (darunter: Desktop-Computer, PC-Bildschirme, Laptops, Fernseher, Set-Top-Boxen, Modem/Router)
3. Beleuchtung
4. Klimageräte
5. Sonstige elektrische Anwendungen: hierunter werden elektrische Kleingeräte erfasst (darunter: Kaffeemaschinen, Staubsauger, Bügeleisen, Toaster, Fön, Mikrowelle, Dunstabzugshaube). Des Weiteren stellt diese Kategorie ein Restaggregat dar, das alle in den übrigen Bereichen noch nicht berücksichtigten elektrischen Anwendungen in den privaten Haushalten umfasst. Diese Kategorie beinhaltet sowohl eine Vielzahl an weiteren elektrischen Kleingeräten (u. a. Rasierer) als auch die Stromnachfrage potenziell neuer Geräte, die bis 2035 neu in den Markt diffundieren.

Die aufgeführten Gerätekategorien beinhalten bis auf die Herde ausschließlich strombasierte Anwendungen. Bei den Kochherden wird zusätzlich die Gasnachfrage berechnet.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die Anzahl und die durchschnittlichen spezifischen Verbräuche von Haushaltsgeräten wird deren Endenergienachfrage über ein Bestandsmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, werden in einem vorgelagerten Schritt empirische Zeitreihen für die jahresspezifische Geräteanzahl und den spezifischen Verbrauch der Geräte ermittelt bzw. geschätzt. Die Projektion des Gerätebestandes erfolgt mittels einer logistischen Funktion, die sich aus einer Kleinsten-Quadrate-Abweichung, basierend auf der empirischen Bestandsentwicklung und einer geschätzten Sättigungsgrenze, berechnet.

Die Bestandsumwälzung bzw. die Marktdiffusion neuer Geräte erfolgt anhand einer gerätespezifischen Lebensdauer mit normalverteilter Ausfallwahrscheinlichkeit, durch die der Zeitpunkt des Lebensdauer-Endes eines alten Gerätes und des Lebensdauer-Anfangs eines neuen Gerätes determiniert wird. Die Wahl der Technologien bzw. Effizienzklassen der ersetzten Altgeräte und des Bestandszuwachses, die als Neugeräte in den Bestand diffundieren, orientiert sich an der Ausgestaltung eines Szenarios, insbesondere an den implementierten Mindesteffizienzstandards, welche durch die Ökodesign-Richtlinie definiert werden, und Schätzungen für den Eintritt neuer Technologien und Effizienzklassen in den Markt. Die jährliche Endenergienachfrage aller Geräte errechnet sich demzufolge aus dem spezifischen Verbrauch (basiert entweder auf den Betriebsstunden bspw. bei Fernsehern oder auf der Anzahl an Zyklen pro Jahr bspw. bei Spülmaschinen), der durchschnittlichen Ausstattungsrate pro Wohneinheit (beispielsweise der Anzahl der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit oder der Anteil der Haushalte mit Klimageräten) und der Anzahl der privaten Haushalte.

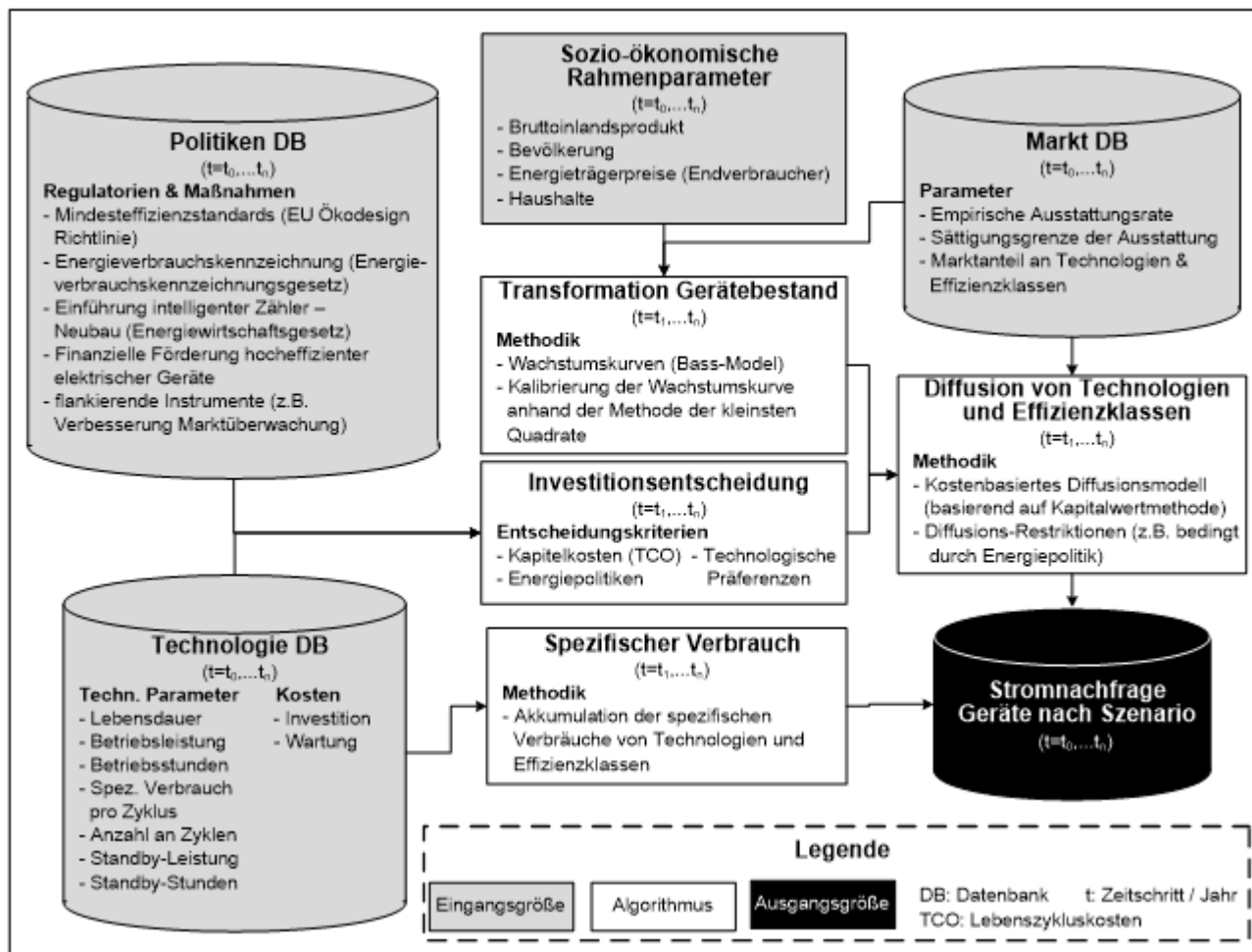
Dieser Aufbau gilt grundsätzlich für alle berücksichtigten Gerätekategorien mit Ausnahme der sonstigen elektrischen Anwendungen. Bei dieser Kategorie lässt sich dieser Ansatz aufgrund der großen Heterogenität nicht durchführen. Die Stromnachfrage im Basisjahr wird für die sonstigen elektrischen Anwendungen daher als Differenz zur Stromnachfrage laut der Energiebilanz (ohne den Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser) ermittelt und für die Zukunft anhand einer abgeschätzten Ausstattungsrate fortgeschrieben.

Um auch die Kosten für unterschiedliche Diffusionspfade in den Szenarien bestimmen zu können, wird für alle berücksichtigten Anwendungen eine Wirtschaftlichkeitsbewertung mittels der Kapitalwertmethode durchgeführt, die folgende Kostenkategorien berücksichtigt (Eisland 2016):

1. Spezifische Investitionen der Geräte unter Berücksichtigung von Kostenlernfaktoren
2. Stromkosten der Geräte
3. Wartungskosten der Geräte

Ein Überblick über die qualitativen Zusammenhänge der Modellberechnung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 3-5: Modellüberblick FORECAST-Residential (Geräte-Modul)



Quelle: Eisland (2016)

3.2.3. Industrie

3.2.3.1. Prozessfeuerungen und Wärmeerzeuger

Für die Erstellung von Szenarien zur Entwicklung von THG-Emissionen und Energiebedarf der Industrie wird das **Energienachfragemodell FORECAST⁵** eingesetzt. FORECAST ist ein Bottom-up-Energienachfragemodell. Es bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten auf Prozessebene. FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Weiterhin werden Technologiebereiche wie Elektromotoren, Industrieöfen, Raumwärme und Dampferzeugung separat modelliert. Eingangsdaten für die Modellierung sind übergreifende Aktivitätsgrößen wie die Wirtschaftsleistung je Branche, Energie- und CO₂-Preise, Annahmen zu Instrumenten, Strukturdaten wie Energie- und THG-Bilanzen sowie techno-ökonomische Daten der abgebildeten Technologien (siehe Abbildung 3-6). Zur Parametrisierung wird auf statistische Daten, empirische Studien, Literatur und Einschätzungen von Fachleuten zurückgegriffen, welche die Datenbasis des Modells bilden.

Für die Berechnung von Dekarbonisierungsszenarien können alle wichtigen Dekarbonisierungsstrategien berücksichtigt werden:

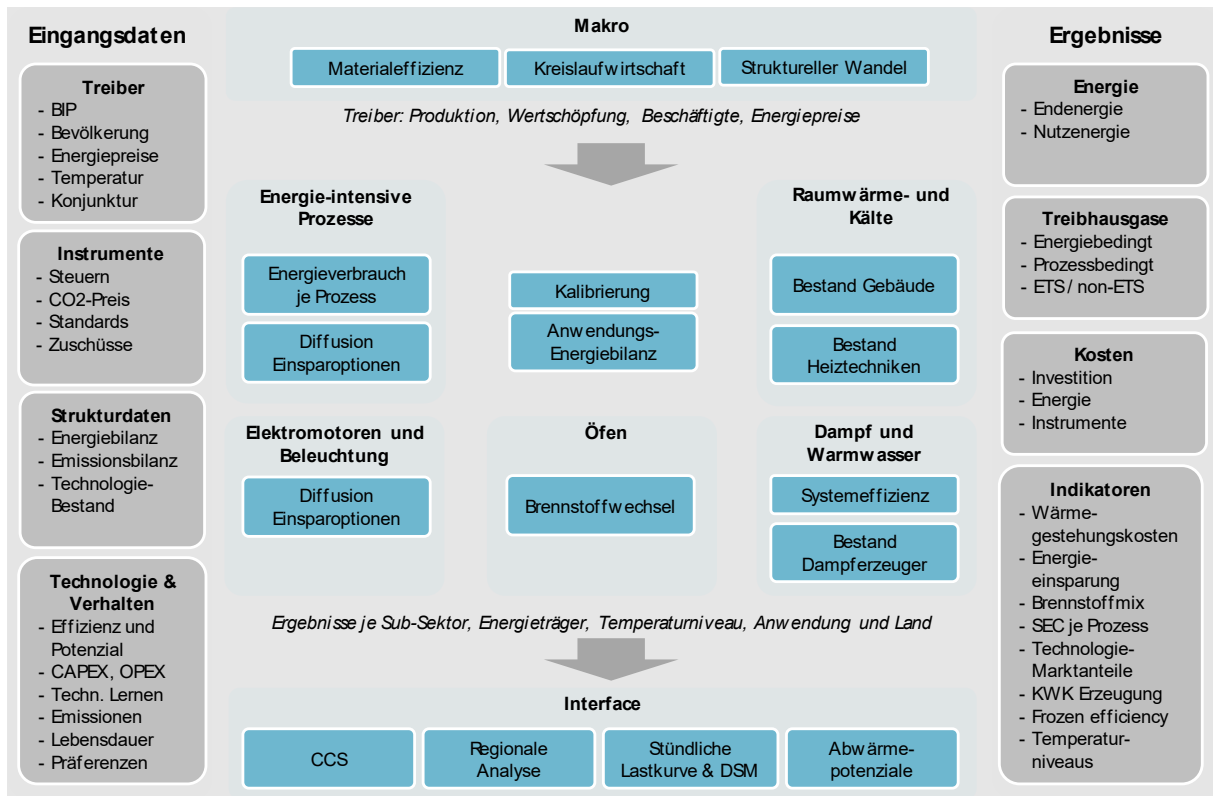
- **Verbesserung der Energieeffizienz durch beste verfügbare Technik (BVT):** Hohe Auflösung bei Prozessen und eine umfassende Datenbank zu Einspartechniken erlaubt die möglichst genaue Bewertung des vorhandenen Effizienz-Potenzials.
- **CO₂-arme bzw. CO₂-neutrale Herstellungsverfahren:** Hohe Auflösung bei Produktionsrouten und Prozessen erlaubt konkrete Annahmen zum Wechsel auf neue Herstellungsverfahren je Produktionsroute. Neue Verfahren sind ggfs. auch mit dem Wechsel auf einen anderen Energieträger verbunden (z.B. Wasserstoff oder Strom).
- **Brennstoffwechsel:** Bestandsmodell der Dampferzeuger inkl. discrete choice Modellierung der Investitionsentscheidung erlaubt endogene Simulation des Brennstoffwechsels entsprechend Wirtschaftlichkeit und Technologiebestand der verschiedenen Dampferzeuger. Ein vereinfachter discrete choice Ansatz wird für die Modellierung des Brennstoffwechsels bei Industrieöfen verwendet (Rehfeldt et al. 2018b). Dabei ist ein Wechsel auf Biomasse, Strom (Elektrokessel, Wärmepumpen), Wasserstoff oder PtG (Power-To-Gas) möglich.
- **CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS):** Hohe Prozessauflösung erlaubt die Zuordnung von CCS zu ausgewählten Prozessen, z.B. um verbleibende prozessbedingte Emissionen zu mindern.
- **Recycling und Materialeffizienz** entlang der Wertschöpfungskette: Große Anzahl berücksichtigter Produkte und separate Modellierung von Primär- und Sekundärrouten erlaubt je Szenario spezifische Annahmen zum Fortschritt bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.

⁵ Weitere Informationen siehe <http://www.forecast-model.eu/>

Die Modellstruktur unterscheidet die Technologiefelder/Module energieintensive Prozesse, Elektromotorsysteme (und Beleuchtung), Raumwärme, Industrieöfen (Brennstoffwechsel) sowie Warmwasser- und Dampferzeugung und Verteilung (Siehe Abbildung 3-6).

- *Energieintensive Prozesse* bilden die Struktur der energieintensiven Subsektoren auf Prozessebene ab – Beispiel: Hochofenprozess in der Stahlherstellung. In diesem Modul wird die Diffusion von Effizienztechniken basierend auf ihrer Amortisationsdauer simuliert. Annahmen und Methodik sind ausführlich in Fleiter et al. (2013; 2012) zusammengefasst.
- *Elektromotorsysteme und Beleuchtung* finden in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen Anwendung: Elektromotoren werden zum Beispiel sowohl in der Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt. Sie werden daher als Querschnittstechnologien bezeichnet. Beiden Technologiegruppen sind Einsparmaßnahmen zur Effizienzverbesserung zugeordnet, in der Regel in der Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen.
- Der *Raumwärmebedarf* wird über Flächenkennwerte je Subsektor berechnet. Dies beruht auf einem Bestandsmodell, in dem die Gebäude- und Anlagenumwälzung anhand der Altersstruktur modelliert wird. Es werden die Bereiche Gebäudehülle und Heizungssystem unterschieden. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Biere (2015).
- Der Wärmebedarf in *Industrieöfen* liegt vorwiegend im Temperaturniveau über 500°C vor und beruht auf den Berechnungen des Moduls *Energieintensive Prozesse*. In diesem Modul wird der Brennstoffwechsel je Subsektor simuliert, wobei Parameter wie die Energiepreise, der CO₂-Preis sowie die historischen Trends berücksichtigt werden (Rehfeldt et al. 2018a).
- *Warmwasser- und Dampferzeugung und -verteilung* werden in einer Vielzahl von Prozessen vor allem in der chemischen Industrie, dem Papier- und dem Nahrungsmittelgewerbe benötigt. Aufgrund der Ähnlichkeit der technischen Systeme wird die Dampferzeugung in FORECAST im Sinne einer Querschnittstechnik modelliert. Dabei wird sowohl ein Effizienzfortschritt bei den häufig schlecht gedämmten Dampfsystemen, wie auch eine Bestandsmodellierung der Dampferzeuger berücksichtigt. Der technische Wandel wird anhand von alternativen Wärmeerzeugern abgebildet, deren Einsatz mittels „discrete choice“ Methode simuliert wird (siehe z. B. Jaccard 2005). Eine umfassende Beschreibung des Moduls findet sich in Biere (2015).

Abbildung 3-6: Überblick des Modells FORECAST-Industry



Quelle: Darstellung Fraunhofer ISI / (Fleiter et al. 2018b)

Für eine weitergehende Modellbeschreibung wird auf Fleiter et al. (2018a) verwiesen.

3.2.3.2. Industriekraftwerke

Industriekraftwerke werden zusammen mit den Kraftwerken der Energiewirtschaft modelliert (siehe Abschnitt 3.2.4.1). Der Modellierungsansatz ist, zunächst sämtliche Kraftwerke mit den gesamten Strom- und Wärmenachfragen zu modellieren und anschließend die Brennstoffeinsätze in einem Top-down-Ansatz auf die vier für das Treibhausgasinventar relevanten Quellgruppen aufzuteilen:

- CRF 1.A.1.a Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung: beinhaltet alle öffentlichen Kraftwerke
- CRF 1.A.1.b Mineralö Raffinerien: beinhaltet Raffineriekraftwerke
- CRF 1.A.1.c Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger: beinhaltet sonstige Kraftwerke der Energiewirtschaft
- CRF 1.A.2 Verarbeitende Industrie: beinhaltet alle Industriekraftwerke außerhalb der Energiewirtschaft.

In diese Aufteilung fließen unter anderem Daten zur Fernwärme- und industriellen KWK-Nachfrage, aber auch die Entwicklung wichtiger industrieller Aktivitäten wie Stahlerzeugung, Raffinerieaktivität und Herstellung von Kohlenprodukten (Koks und Brikett) ein. Die Aufteilung erfolgt dabei brennstoffscharf, sodass sich entsprechende Verschiebungen zwischen einzelnen Brennstoffen, wie beispielsweise ein Wechsel von Kohle auf Grund von höheren CO₂-Preisen hin zu Erdgas, nicht nur

bei den öffentlichen Kraftwerken, sondern auch bei allen vier Kraftwerkskategorien entsprechend der Bedeutung der jeweiligen Brennstoffe auswirken können. Die entscheidende Nebenbedingung für die Industriekraftwerke ist, dass die im Industriemodell FORECAST berechnete Wärme-Eigenerzeugung aus KWK-Anlagen gedeckt wird.

3.2.3.3. Industrieprozesse und Produktverwendung (CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen)

Für die Berechnung der Szenarien für die prozessbedingten Kohlendioxid-, Methan- und Lachgas-Emissionen wurde ein dreistufiger Modellierungsansatz verfolgt:

1. Die detaillierteste Berechnung von Prozessemissionen erfolgt im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie mit einer besonderen Bedeutung der Primärstahlerzeugung über die Hochofenroute: Hier gehen als Eingangsparameter in die Emissionsberechnung einerseits die Brennstoffeinsätze in Hochöfen (v. a. Steinkohle, aber auch Mineralölprodukte und Braunkohle) und die entstehenden Kuppelgase (Gichtgas) und andererseits die Produktionsmengen an Primärstahl ein. Anschließend werden die gesamten entstehenden Emissionen in Anlehnung an die Methodik im Nationalen Treibhausgasinventar (Umweltbundesamt (UBA) 2017a) in energiebedingte Emissionen (CRF 1.A.2) und prozessbedingte Emissionen (CRF 2.C.1) aufgeteilt, um diese korrekt zuordnen zu können.
2. Für die meisten weiteren (sehr relevanten) Quellbereiche ist die Fortschreibung der Entwicklung über Annahmen zur Entwicklung der Produktionsniveaus entsprechend Abbildung 7-1 für eindeutig identifizierbare Produkte bzw. Produktgruppen unter der Annahme konstanter Emissionsfaktoren möglich. Für nicht in Kapitel 7.1.1 aufgeführte Prozesse wurden – sofern vorhanden – alternative Aktivitätsdaten verwendet.
3. Für einige (weniger relevante) Quellbereiche wurden die historischen Aktivitätsraten (in der Regel Produktionsmengen) der Emissionen analysiert. Sofern eindeutige Trends in den Aktivitätsraten vorliegen, wurden diese – bei konstanten Emissionsraten – in die Zukunft fortgeschrieben. Andernfalls wurden die Aktivitätsraten und die Emissionen in den Szenarien auf dem Niveau von 2015 konstant gehalten.

Die prozessbedingten CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen ergeben sich damit stets aus den zu Grunde gelegten Produktionsmengen, die entweder exogen vorgegeben sind oder konstant gehalten werden bzw. über die modellendogen ermittelten Produktionsniveaus ermittelt werden. Zu Details siehe Kapitel 7.3.1.

3.2.3.4. Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)

Die Projektionen der Emissionen fluoriertem Treibhausgasen (F-Gase) setzen auf dem deutschen Emissionsinventar aus dem Jahr 2017 auf, welches die Emissionen von 1990 bis 2015 umfasst. Mit der Umstellung der Emissionsinventare auf die 2006 IPCC Guidelines im Jahr 2015 wurde die Menge der für die gesamte Zeitreihe ab 1990 zu berücksichtigenden fluorierten Treibhausgasen erweitert und umfasst jetzt

- teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW, 19 verschiedene Substanzen, davon 6 neu);
- perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW, 9 verschiedene Substanzen, davon 2 neu);
- Schwefelhexafluorid (SF₆) sowie
- neu auch Stickstofftrifluorid (NF₃).

Um vertrauliche Daten zu schützen, kann in den Inventaren gemäß den IPCC Guidelines auch eine „nicht spezifizierte Mischung von HFKW und FKW“ berichtet werden⁶. Für die Umrechnung der Emissionen der verschiedenen Substanzen in CO₂-Äquivalente (CO₂e) werden seitdem die Treibhausgaspotenziale (GWPs) aus dem 4. IPCC Assessment Report (AR4) verwendet⁷.

Die Projektion für die *HFKW-Emissionen* beruht im Wesentlichen auf einer von Öko-Recherche und dem Öko-Institut durchgeführten Studie für das Umweltbundesamt (Gschrey et al. 2015). In dieser Studie wurden für Deutschland ein Referenzszenario und ein Minimalszenario für die Emissionsentwicklung von HFKW von 2010 bis 2030 berechnet. Zusätzlich wurde für 2030 die Emissionsminderungswirkung der Mengenbeschränkungen („Phase down“) für das Inverkehrbringen von HFKW auf den EU-Markt gemäß Verordnung (EU) Nr. 517/2014 und deren Auswirkungen für die deutschen HFKW-Emissionen untersucht (Phase-down-Szenario).

Zur Abschätzung der Wirkung des HFKW-Phase-down im KS-Ele bis 2020 werden die Annahmen aus Öko-Institut (2014) übernommen. Mit den Maßnahmen des KS-Ele wird darin eine schnellere Erschließung der in Gschrey et al. (2015) berechneten Emissionsminderungspotenziale des Phase-down abgeschätzt. Zur Abschätzung der Emissionsentwicklung nach 2030 ist zu berücksichtigen, dass der HFKW-Phase-down laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014 nur bis 2030 definiert ist. Andererseits beschlossen im Oktober 2016 in Kigali (Ruanda) die 197 Vertragsparteien des Montrealer Protokolls zum Schutz der Ozonschicht dessen Erweiterung um einen internationalen Phase-down für HFKW. Dies impliziert für die EU die Notwendigkeit, den EU-internen Phase-down für den Zeitraum nach 2030 anzupassen. Vor diesem Hintergrund wird im KS-Ele für die Jahre nach 2030 eine Extrapolation anhand des relativen Emissionstrends 2025–2030 im Referenzszenario aus Gschrey et al. (2015) vorgenommen.

Für die Effekte im KS-Ele der MAC-Richtlinie, welche das GWP von Kältemitteln in Klimaanlage neuer Pkw-Modelle beschränkt, wird auf eine entsprechende Abschätzung in Gschrey und Schwarz (2011) zurückgegriffen.

⁶ Im Fall des dieser Projektion zu Grunde liegenden deutschen Inventars von 2017 sind in dieser „nicht spezifizierten Mischung“ auch vertrauliche SF₆-Emissionen enthalten.

⁷ Bis 2014 waren in der Inventarerstellung die GWPs des 2. IPCC Assessment Report (SAR) benutzt worden.

3.2.4. Energiewirtschaft

3.2.4.1. Stromerzeugung und gekoppelte Wärmeerzeugung

Stromerzeugung

Die Modellierung der projizierten Strom- und Wärmeerzeugung wird mit Hilfe des Strommarktmodells PowerFlex des Öko-Instituts vorgenommen. Das Basisjahr für die Modellierung ist 2015.

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Strom- und Fernwärmenachfrage zu decken.

Der Fokus des Modells liegt auf Deutschland, wofür die Modellierung in großer Detailtiefe vorgenommen wird. PowerFlex berücksichtigt zudem 31 weitere im ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) organisierte Länder, darunter alle Nachbarn Deutschlands. Hier findet die Modellierung auf aggregierter Ebene statt. Dies sind Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Italien, Irland, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Montenegro, die Niederlande, Nord-Mazedonien, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, die Schweiz, Serbien, Slowenien, die Slowakei, Spanien, Tschechien, Ungarn und das Vereinigte Königreich.

Zentrale Eingangsdaten des Modells sind Zeitreihen der Strom- und Fernwärmenachfrage und des Angebots erneuerbarer Energien sowie techno-ökonomische Parameter von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien und Speichern.

Für Deutschland werden thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW blockscharf und mit individuellem Wirkungsgrad erfasst, in Einzelfällen werden bei gegebener Datenverfügbarkeit auch kleinere Kraftwerke blockscharf abgebildet. Im Allgemeinen werden kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und durch typspezifische Parameter charakterisiert. Biomassekraftwerke, welche Biogas, Pflanzenöl oder feste Biomasse als Brennstoff verwenden, werden über Technologie-Aggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. In den übrigen europäischen Ländern sind alle Erzeugungs- und Speichertechnologien als technologie- und kohortenspezifische Aggregate abgebildet. Die variablen Kosten der Stromerzeugung werden aus den Kosten für Brennstoffe, Emissionszertifikate sowie dem Wirkungsgrad berechnet.

Das Stromdargebot aus den fluktuierenden erneuerbaren Erzeugern Laufwasser, Wind und Photovoltaik sowie der natürliche Zufluss in Speicherwasserkraftwerke wird als Zeitreihe in stündlicher Auflösung vorgegeben. Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Profil der Fernwärmenachfrage und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Dabei findet je nach Szenario eine zeitliche Flexibilisierung über Wärmespeicher statt.

Die jährliche Stromnachfrage wird exogen vorgegeben und ergibt sich aus den Stromnachfragen der anderen Sektoren. Im Modell unterteilt sich die Stromnachfrage in einen größeren, zeitlich unflexiblen Anteil mit vorgegebenem stündlichen Lastprofil sowie einen zeitlich flexiblen Anteil.

Dieser resultiert aus der Stromnachfrage von Pumpspeicherkraftwerken, Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchern wie batterieelektrischen Fahrzeugen.

Bezüglich des internationalen Stromaustauschs stellt jedes Land einen Knoten dar und ist über Kuppelleitungen mit seinen Nachbarländern verbunden. Innerhalb eines Knotens wird ein einheitliches Marktgebiet ohne Netzengpässe unterstellt. Die Austauschkapazitäten zwischen den Ländern (Net Transfer Capacities, NTC) in beide Richtungen sind als Obergrenze für die stündlichen Importe und Exporte vorgegeben.

Auf Basis dieser exogenen Inputdaten minimiert PowerFlex die Kosten der Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen. Die endogenen Entscheidungsvariablen des Modells umfassen den stündlichen Einsatz aller Erzeugungs- und Speichertechnologien, die Zeitpunkte der flexiblen Nachfrage sowie die stündlichen Importe und Exporte. Hierbei kann das zur Verfügung stehende fluktuierende Stromangebot auch modellendogen als Überschuss identifiziert und abgeregelt werden. Für die flexible Stromnachfrage stellen zusätzliche Nebenbedingungen sicher, dass die Anforderungen aus den Fahrprofilen oder die Kapazität der Speicher beachtet werden. Insbesondere ist die Ladung von Batteriespeichern an das Dargebot an PV-Strom geknüpft.

Das in PowerFlex integrierte Stilllegungskalkül überprüft, ob die Deckungsbeiträge ausreichen, um die fixen Betriebskosten eines Kraftwerks zu decken. Ist dies nicht der Fall, geht das Kraftwerk in Kaltreserve und wird langfristig stillgelegt. Da sich durch Kraftwerksstilllegungen in großem Umfang der Strompreis ändern würde, was wiederum die Erlöse der verbleibenden Kraftwerke und damit das Ergebnis des Stilllegungskalküls beeinflussen würde, wird bei der Kraftwerksstilllegung iterativ vorgegangen. Die Kraftwerke mit den größten Verlusten werden zuerst stillgelegt, in jeder Iteration kommen wenige weitere Kraftwerke hinzu, bis die verbleibenden Kraftwerke ihre fixen Betriebskosten aus den Deckungsbeiträgen finanzieren können.

Im Modell werden keine Investitionen abgebildet. Falls der exogen gegebene bzw. mit Stilllegungskalkül berechnete Kraftwerkspark nicht ausreichen sollte, um die Last zu decken, kann das Modell jedoch auf Backup-Kraftwerke zurückgreifen, die als teuerste Kraftwerke im System parametrisiert sind, und die mit ausreichend hoher Leistung zur Verfügung stehen. Davon kann das Modell die Teilmenge an Leistung abrufen, die dem Bedarf entspricht. Dieser Einsatz von Backup-Kraftwerken im Modell gibt einen Hinweis auf notwendige Investitionen in Kraftwerksleistung.

PowerFlex modelliert jeweils ein Jahr in stündlicher Auflösung mit perfekter Voraussicht. Alle Technologien werden zu ihren Grenzkosten eingesetzt. Dies spiegelt das Ergebnis auf einem friktionsfreien Markt mit perfektem Wettbewerb und vollständiger Information wider. Mathematisch ist das Modell ein lineares Programm. Es ist im General Algebraic Modeling System (GAMS) implementiert und wird mittels des Solvers CPLEX bis zur globalen Optimalität gelöst.

Der Modelloutput umfasst die optimalen Werte aller Entscheidungsvariablen sowie zahlreiche daraus abgeleitete Indikatoren wie etwa Emissionen und die Anteile der verschiedenen Technologien an der Lastdeckung.

KWK und Fernwärme

Strom und Fernwärme werden sowohl von öffentlichen Kraftwerken als auch von Kraftwerken des Industriesektors erzeugt. Diese Anlagen können sich bei der Strom- und Wärmeerzeugung zumindest teilweise substituieren.

Abbildung 3-7 zeigt für die Wärmeerzeugung die Überschneidungen dieser Bereiche. Da es für die Modellierung nicht sinnvoll ist, diese voneinander zu trennen, wird der gesamte Bereich der Kraftwerke gemeinsam modelliert. Die THG-Emissionen und sonstigen Indikatoren werden in einem nachgelagerten Schritt auf die einzelnen Inventarquellgruppen aufgeteilt.

Abbildung 3-7: Begriffserklärung KWK-Wärme und Fernwärme



Quelle: Darstellung Öko-Institut

3.2.4.2. Übrige Energieerzeuger der Energiewirtschaft (Heizwerke, Raffinerien, Kokereien, Erdgasverdichter)

Neben der Stromerzeugung müssen für die Energiewirtschaft (bzw. dem Umwandlungssektor im Sinne der Energiebilanz) noch eine Reihe weiterer Verursacherbereiche berücksichtigt werden:

1. Heizwerke der Fernwärmeversorgung (d.h. ungekoppelte Fernwärmeerzeugung) ,
2. (Mineralöl-) Raffinerien,
3. übrige Anlagen des Umwandlungssektors (Braunkohlengruben, Steinkohlensechen, Brikettfabriken, Kokereien, andere Umwandlungs- und Veredelungsanlagen, Eigenverbrauch von Biogasanlagen),
4. Erdgasverdichterstationen im Pipelinenetz .

Die Entwicklung der Verteilung der fossilen Brennstoffeinsätze (außer Erdgas) der Heizwerke orientiert sich an den Entwicklungen der Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in öffentlichen Kraftwerken. In einzelnen Fällen werden Brennstoffeinsätze fortgeschrieben. Für einige erneuerbare Energieträgern und Technologien wurden explizit Annahmen zum Ausbau getroffen (siehe Abschnitt 8.2.1) Der Einsatz von Gas wurde als Residualgröße modelliert, also als Größe, die die verbleibende Wärmenachfrage nach Abzug aller anderen Energieträger abdeckt. Als Gas zur Deckung der Residualnachfrage wird zunächst Erdgas eingesetzt, im Szenarienvorlauf wird dies zunehmend durch Wasserstoff ersetzt.

Die übrigen betrachteten Umwandlungsanlagen werden unabhängig von den Kraftwerken modelliert. Anders als die Modellierung der Kraftwerke erfolgt hier die Modellierung nicht

stundenscharf, sondern nur als Jahreswert. Bei der Integration der Sektorergebnisse bilden sie zusammen mit den Stromerzeugungsanlagen den gesamten Umwandlungssektor (Energiewirtschaft) ab. Die Projektionen der anderen Umwandlungssektoren außerhalb der Stromerzeugung sind im Wesentlichen durch die Energieverbräuche der Energiesektoren determiniert: Alle Nachfragegrößen für die übrigen Umwandlungssektoren ergeben sich aus den in den Sektoranalysen ermittelten Energienachfragen. Energieverbräuche, die nicht konkret zu individuellen Treibern zugeordnet werden können, werden als konstant fortgeschrieben.

3.2.4.3. Diffuse Emissionen der Energiewirtschaft

Die Modellierung der diffusen Emissionen aus Brennstoffen erfolgt in möglichst enger Anlehnung an die Berechnungsmethoden des Nationalen Inventarberichts. In der Modellierung wird für jede relevante Quellgruppe eine Aktivitätsrate aus der Modellierung der Energiesektoren abgeleitet. Ist dies nicht möglich, so werden Aktivitätsraten auf konstantem Niveau fortgeschrieben. Für eine detailliertere Beschreibung siehe Kapitel 8.3.1.

3.2.5. Landwirtschaft

3.2.5.1. Biologische Emissionen der Landwirtschaft

Die biologischen Emissionen der Landwirtschaft werden mit dem Landwirtschaftsmodell LISE modelliert. Das Landwirtschaftsmodell LiSE (LiSE steht für Livestock, Soil and Energy Emissions) ist ein Excel-basiertes Modell des Öko-Instituts, das die Treibhausgasemissionen aus der Tierhaltung und der Nutzung landwirtschaftlicher Böden in Deutschland sowie die energiebedingten Emissionen aus Land- und Gartenbau kalkuliert. Das Modell beinhaltet alle relevanten Quellkategorien, Unterquellgruppen und Gase, die nach den IPCC Guidelines zur Berechnung der landwirtschaftlichen Emissionen erforderlich sind. Seit dem Jahr 2015 muss die Berichterstattung der Treibhausgase Deutschlands im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars an UNFCCC auf Basis der 2006 IPCC Guidelines erfolgen. Diesen werden die Emissionsberechnungen in Bezug auf sämtliche Eingangsparameter (Emissionsfaktoren) und Ausgabegrößen (Quellgruppen und Unterquellgruppen) gerecht. Es werden jährlich die aktuellsten Inventardaten für Deutschland eingepflegt.

Das Modell setzt auf den Bestands- und Strukturdaten der Nationalen Treibhausgasinventare auf und produziert bottom-up Emissionen für die entsprechenden Quellgruppen. Diese werden auf der Basis folgender Aktivitätsdaten ermittelt:

- Für die direkten und indirekten Lachgas-Emissionen aus der landwirtschaftlichen Bodennutzung werden die Düngermanagement (mineralische, sowie tierische und pflanzliche Wirtschaftsdünger), Erntereste, die Bewirtschaftung organischer Böden, Klärschlammausbringung und Exkremate aus der Weidehaltung berücksichtigt.
- Im Bereich der Tierhaltung sind es die Bestandsgrößen der Nutztiere, Milchleistung, N- und VS-Extraktionsrate, Methanbildungsraten für Wirtschaftsdünger, sowie die Güllevergärung.
- Die Emissionen aus der Lagerung und Vergärung der Energiepflanzen basieren auf den eingesetzten Energiepflanzenmengen und dem Anwendungsgrad in Bezug auf Abdeckung und Vergärung. Bis 2030 wird von einer vollständig gasdichten Gärrestlagerung ausgegangen. Gleichzeitig steigt bis dahin der Bedarf an nachwachsenden Rohstoffen auf sein Maximum, um dann bis 2050 kontinuierlich zu sinken⁸.
- Die Berechnung der CO₂-Emissionen aus der Harnstoffanwendung und dem Einsatz von Kalkdüngern erfolgt über die eingesetzten Düngemengen.

Als Eingangsdaten für das Modell stehen externe Annahmen zu Produktionsumfängen, dazu gehören insbesondere Nutztierbestände, verschiedene Landbau- und Tierhaltungsformen und deren Ertragsentwicklungen, Düngemittelanwendungen sowie Bioenergienutzungen und ökologische Vorrangflächen. Diese Größen werden nach Abgleich mit der Fachliteratur und politischen Vorgaben extern vorgegeben oder aus anderen Modellen des öko-institutsinternen Modellverbundes zur Landnutzung ermittelt.

Inputgrößen fließen über Fünf- bis Zehnjahresschritte in das Modell ein.

⁸ Heute werden ca. 225 PJ Nawaro in der Biogasanlagen vergoren (eigene Berechnung auf Basis von Flächendaten der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe (vergl. <https://pflanzen.fnr.de/anbauzahlen>), Im Jahr 2050 sind es im KS-Ele nur noch 120 PJ. Der Bedarf an Kosubstrat steigt durch den Ausbau der Wirtschaftsdüngervergärung von heute 21 PJ auf 45 PJ bis 2030 und 120 PJ bis 2050. Nawaroanlagen mit mehr als 20 % Nawaroeinsatz (Massenbezogen) verlassen bis 2035 das System.

Landwirtschaftliche Böden

Innerhalb des LiSE-Modells werden ausgehend von der Nachfrage nach Lebensmitteln, Tierfutter, Bioenergieträgern⁹ und sonstigen Marktfrüchten Informationen zur Flächenbelegung durch die Landwirtschaft generiert. Dazu gehören die Ausweisung des Futterflächenbedarfs¹⁰ aus der Tierhaltung, differenziert in den Bedarf nach Ackerfutterflächen und Grünland. Ferner können Vorgaben zum Flächenanteil des ökologischen Landbaus¹¹ gemacht werden, sowie zum Anteil ungedüngter Flächen (ökologischer Vorrangflächen, Strukturelemente etc.) und zur Fruchtfolge bzw. Belegung der Ackerflächen und zur Intensität der Grünlandnutzung.

Über die Flächennutzung wird der Stickstoffdüngereinsatz ermittelt. Dazu ist der Düngbedarf einzelner Kulturen aus der jeweils aktuellsten Fassung der Düngeverordnung hinterlegt. Wahlweise können auch andere Bedarfswerte übernommen werden. Aus dem Tiermodell wird der anfallende Wirtschaftsdünger auf Basis der Stickstoffexkretion der einzelnen Tierarten ermittelt. Der Stickstoffstrom über Nawaro-Biogassubstrate bestimmt sich aus deren absoluter Menge, die aus der Biogasnachfrage der Sektoren resultiert. Je nach Stickstoffbedarf und verwendeten Anrechnungsregeln für organische Stickstoffdünger wird der verbleibende Bedarf mit mineralischem Stickstoff gedeckt. Die Emissionsfaktoren für die Wirtschaftsdüngerausbringung können technologiebezogen über den betrachteten Szenario-Zeitraum verändert werden und so sich ändernde gesetzliche Vorgaben einbeziehen. Auf Ebene der Stickstoffflüsse kann die Gesamtbilanz als zentraler Umweltindikator in der Landwirtschaft ausgewiesen werden.

Nutztierhaltung

Das Modul zur Nutztierhaltung umfasst alle relevanten Nutztierklassen und deren Methan-, sowie direkte und indirekte Lachgasemissionen. Wichtigste Aktivitätsgröße sind zunächst die Tierbestände selbst. Hier gibt es eine Schnittstelle zu einem einfachen Konsummodell, mit dem Verhaltensänderungen und Selbstversorgungsgrade im Bereich des Milch- und Fleischverzehrs quantifiziert und in das Tiermodell zur Bestandsanpassung einfließen können.

Weitere wichtige Kenngrößen charakterisieren die Stallungen (stroh- bzw. güllebasiert, Anbindehaltung oder Freilaufsysteme) und die Wirtschaftsdüngerlagerung. Bei letzterer wird spezifiziert, welcher Anteil anaerob vergoren wird und in welchem Umfang die Gärrestlagerung gasdicht erfolgt. Auch für die nicht vergorenen Wirtschaftsdünger kann der Effekt einer abgedeckten Lagerung ermittelt werden.

Über den gesamten Szenario-Zeitraum können außerdem Leistungsparameter und eine stickstoffoptimierte Fütterung berücksichtigt werden. Der Einfluss der Futtergrundlage und deren Verdaulichkeit für Wiederkäuer, wird dagegen im Modell bisher nicht berücksichtigt. Für die enterische Verdauung und die Emissionen aus Stall und Wirtschaftsdüngerlagerung werden die spezifischen Emissionsfaktoren der einzelnen Tiergruppen fortgeschrieben. Maßnahmen des

⁹ Dem Modell wird dabei eine Ernährungsweise der deutschen Bevölkerung vorgegeben. Diese, verknüpft mit Annahmen zum Außenhandel ergibt die Nachfrage nach Tierfutter. Der Bedarf an heimischer Bioenergie resultiert direkt aus der modellierten Energienachfrage der übrigen Sektoren und Annahmen zum Außenhandel mit Biomasse. Verbleibende Flächen werden dem Marktfruchtanbau zugewiesen.

¹⁰ Öko-Institut, Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V. (ATB), Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg (HFR).

¹¹ Hier wurden die politischen Vorgaben der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie umgesetzt (20% der Anbaufläche unter ökologischer Bewirtschaftung bis 2030) umgesetzt. Diese wird hier weiterentwickelt auf 25% bis 2045 bzw. 30% bis 2050, in Anlehnung an die Europäische Farm to Fork Strategy (die 25% bis 2030 Europaweit vorsieht).

Herdenmanagements bei Kühen bzw. Rindern könnten über die Verhältnisse adulter zu juvenilen Tieren abgebildet werden.

Kopplung mit dem LULUCF-Sektor

Wichtige Randbedingungen ergeben sich aus den Annahmen zur Landnutzung (s.o.). Das sind insbesondere

- die Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche (z.B. Verluste wegen Versiegelung)
- Moorwiedervernässung und die unterschiedlichen Nutzungsformen von Moorböden (Wasserstufen, Acker/Grünland)
- Entwicklung des Grünlandanteils (ggf. Wiederaufforstungen)
- Anlage von Dauerkulturen (Agroforestry, Kurzumtriebsplantagen (KUP)) und
- Anlagen dauerhafter ökologischer Vorrangflächen und Gehölzstrukturen.

Erforderliche Rechnungen erfolgen mit Hilfe des Öko-Instituts eigenen LULUCF-Modells FABio Land.

3.2.5.2. Energetische Emissionen der Landwirtschaft

Die Energieverbräuche der Landwirtschaft wurden nicht eigenständig modelliert, sondern als Teil von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) modelliert. Da die Emissionen aus Brennstoffeinsätzen der Landwirtschaft im Klimaschutzplan 2050 im Sektor Landwirtschaft bilanziert werden, wurde der auf die Landwirtschaft entfallene Anteil von GHD abgezogen.

3.2.6. Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

3.2.6.1. LULUCF-Modellierung

Die Flächenentwicklungen im LULUCF-Sektor sowie Emissionsquellen und -senken werden mit dem LULUCF-Modell FABio-Land¹² des Öko-Instituts modelliert. In FABio-Land sind alle Landnutzungskategorien abgebildet, die in der deutschen Berichterstattung berücksichtigt sind: Wald, Ackerland, Grünland, Gehölze (Hecken etc.), terrestrische Feuchtgebiete, Gewässer, Torfabbau, Siedlung und sonstige Flächen. Die Flächen werden nach mineralischen und organischen Böden, sowie neuen Flächen (Übergangszeit 20 Jahre) und bestehenden Flächen (älter als 20 Jahre) differenziert. Zudem ist in FABio-Land die Flächenkategorie „Wiedervernässte Moorstandorte“ aufgenommen. Hier können für Acker- und Grünland auf organischen Böden und für Torfabbauflächen unterschiedliche Vernässungsintensitäten über Wasserstufen (mäßig feuchtes Moorgrünland (WS 2) bis nasses Moorgrünland (WS 5)) sowie eine Nutzungsform (z. B. Paludikultur) eingestellt werden. Außerdem wird die Flächenkategorie „Kurzumtriebsplantage“ unterschieden. Als weitere Kategorie werden langlebige Holzprodukte ausgewiesen.

Die historischen Emissionsfaktoren zu den Flächenkategorien stammen aus den CRF-Tabellen (UBA, NIR) und Flächenänderungskoeffizienten vom Thünen-Institut.¹³ Für die Flächenkategorie wiedervernässte Moorstandorte werden die Emissionskoeffizienten je Wasserstufe aus Reichelt (2015) angenommen.

Als Ausgangspunkt wird die historische Entwicklung der Flächennutzung (Flächenänderungskoeffizienten) und der zugehörigen Emissionen je Flächenkategorie (Emissionsfaktoren) in Deutschland fortgeschrieben. Dabei hat sich in bisherigen Arbeiten der Mittelwert der letzten fünf Jahre als sinnvoller Kompromiss zwischen der Nutzung aktueller Daten und der Vermeidung einer hohen Variabilität erwiesen. Berechnungen in FABio-Land erfolgen mit einer zeitlichen Auflösung von einem Jahr und reichen bis zum Jahr 2050. Um die Auswirkung von Maßnahmen in Szenarien zu modellieren, können auf dieser Basis durch ein Steuerungsmodul die Flächenänderungen einzelner Flächenkategorien angesteuert werden (z. B. Umbruchverbot für Grünland, anteilige Wiedervernässung von Ackerland auf organischen Böden). Zudem besteht die Möglichkeit, Emissionsfaktoren über die Zeitachse zu verändern (z. B. Änderung der Waldbewirtschaftung ohne Flächenumwandlung).

Emissionen für die Waldfläche und für langlebige Produkte werden nicht direkt in FABio-Land modelliert, sondern über eine Schnittstelle können Ergebnisse aus externen Modellen eingelesen werden (z. B. WEHAM des Thünen-Instituts, SIFOP, FABio-Forest). In KS-Ele werden Ergebnisse aus SIFOP (s. u.) in die LULUCF-Modellierung integriert.

Eine zweite Schnittstelle übergibt Daten zur Flächenentwicklung von Ackerland, Grünland und vernässten Flächen an das Agrarmodell LiSE (siehe Kap. 3.2.5.1), um so eine Konsistenz zwischen den beiden Modellen zu gewährleisten.

Als wichtigste Ausgabeparameter von FABio-Land sind zu nennen:

- Flächenkulisse und Flächenänderungen (ha je Flächenkategorie),

¹² FABio = Forestry and Agriculture Biomass Model.

¹³ Nicht veröffentlichte Daten des Thünen Instituts mit einer jährlichen Auflösung. Diese Daten sind notwendig, da in den CRF-Tabellen die Flächenänderungen für neue Flächen nur als 20-jähriges Mittel ausgewiesen werden.

- THG-Emissionen (Mt CO₂e je Flächenkategorie).

3.2.6.2. Wald-Modellierung

In Hennenberg et al. (2021) wird das Fortschreibungstool "*simple forest projection tool*" (SIFOP) entwickelt. Mit SIFOP kann die Entwicklung der THG-Bilanz der lebenden Biomasse der Waldfläche in Abhängigkeit der Holzentnahme und Annahmen zur Intensität von Waldschäden fortgeschrieben werden.

SIFOP baut auf das aktuelle THG-Inventar aus dem Jahr 2021 (UBA 2021) auf, in dem als methodische Weiterentwicklung die Emissionen der lebenden Biomasse der Waldfläche mit dem Holzeinschlag in einen Zusammenhang gestellt wird. In Abbildung 3-8 ist die zeitliche Entwicklung des Holzeinschlags und der Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche für den Zeitraum von 2002 bis 2007 mit starken Schäden (2002 Orkan Janette, 2003 Dürre, 2007 Orkan Kyrill) und von 2008 bis 2017 mit geringeren Schäden dargestellt. Wird die Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche gegen den Holzeinschlag aufgetragen, zeigt sich für beide Zeiträume ein starker linearer Zusammenhang, der aus der angewandten Methode im THG-Inventar resultiert.

Mit diesem aus historisch berichteten Daten abgeleiteten Zusammenhang kann die Senkenleistung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche in Abhängigkeit von Holzeinschlag und angenommenen Schäden geschätzt werden (Abbildung 3-8): Wird mehr Holz eingeschlagen, verringert sich die Senkenleistung der Waldfläche. Wird weniger Holz eingeschlagen, steigt die Senkenleistung der Waldfläche. Zudem zeigt sich, dass in dem Zeitraum mit starken Schäden die generelle Senkenleistung der lebenden Biomasse der Waldfläche geringer ist als in dem Zeitraum mit geringen Schäden. Aus diesem Zusammenhang werden Schadenssituationen abgebildet und in SIFOP integriert:

- In Jahren mit **geringen Schäden** kann eine hohe Senkenleistung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche erwartet werden (**Datenbasis 2008 bis 2017**).
- **Mittlere Schäden**: Es wird eine Intensität der Schäden angenommen, die im Mittel zwischen der Situation von geringen und starken Schäden liegt (**eigene hypothetische Annahme**).
- In Jahren mit **starken Schäden** ist die zu erwartende Senkenleistung der lebenden Biomasse auf der Waldfläche deutlich geringer (**Datenbasis 2002 bis 2007**).
- **Sehr starke Schäden**: Es wird eine Situation angenommen, die durch stärkere Schäden als in den Jahren 2002 bis 2007 geprägt ist, aber noch eine geringe Senkenleistung erreicht (**eigene hypothetische Annahme**).
- **Extreme Schäden**: Es wird angenommen, dass extreme Schäden dazu führen, dass die lebende Biomasse keine Senkenleistung erbringt (**eigene hypothetische Annahme**).

Für die Jahre 2018 und 2019 wurden im THG-Inventar aus dem Jahr 2021 (UBA 2021 und CRF-Tabellen) eine Senkenleistung entsprechend des Zusammenhangs in den Jahren 2008-2017 zugeordnet, da die Daten der Bundeswaldinventur 4 (BW-4) noch nicht vorliegen. Es ist aber zu erwarten, dass die Werte aufgrund der sehr starken Schäden (Trockenheit, Sturm, Käferkalamitäten) in den Jahren 2018 bis 2020 deutlich korrigiert werden. Wo im Zeitraum 2018 bis 2022 die Senkenleistung tatsächlich liegen wird, ist deshalb unklar. Mit Ergebnissen der Auswertung der BWI-4 ist frühestens ab 2023 zu rechnen. Aus diesem Grund wurden die Jahre 2018 und 2019 nicht in die Korrelation zu geringen Schäden berücksichtigt.

Abbildung 3-8: Zusammenhang zwischen Holzeinschlag und Änderungen der lebenden Biomasse auf der Waldfläche ausgedrückt in CO₂-Emissionen



Quelle: Darstellung in Hennenberg et al. (2021). Holzeinschlag 2002 bis 2019 nach Jochem et al. (2020); THG-Emissionen der lebenden Biomasse auf der Waldfläche nach THG-Inventur Submission 2021 (UBA 2021 und CRF-Tabellen); Rohholzpotenzial im WEHAM-Basiszenario (<https://bwi.info/>); THG-Emissionen der lebenden Biomasse im Projektionsbericht (UBA 2019) auf Basis des WEHAM-Basiszenario. EER = Einschlagsrückrechnung.

Geradengleichungen:

- geringe Schäden: $y = 0,621 x - 89,82$
- mittlere Schäden: $y = 0,436 x - 62,74$
- starke Schäden: $y = 0,251 x - 35,94$
- sehr starke Schäden: $y = 0,125 x - 18,08$
- extreme Schäden: $y = 0$

Die Fortschreibung in SIFOP berücksichtigt keine räumlichen Unterschiede in Deutschland und auch keine dynamische Veränderung der Waldbestände entlang der Zeitachse. Durch diese vereinfachten Annahmen nimmt die Unsicherheit der Fortschreibung entlang der Zeitachse zu und SIFOP sollte nicht für eine Fortschreibung über das Jahr 2050 hinaus verwendet werden. Gegenüber anderen Modellen (z.B. WEHAM oder FABio-Forest) besteht aber in SIFOP der Vorteil, dass die THG-Bilanz der lebenden Biomasse der Waldfläche für unterschiedliche Schadniveaus und in Abhängigkeit des Holzeinschlags fortgeschrieben werden kann (siehe Hennenberg et al. 2021)).

In KS-Ele werden in SIFOP folgende Annahmen getroffen:

- Annahme der Schadenssituation:
 - Bis zum Jahr 2017 wird die Situation „geringe Schäden“ angenommen
 - Um die drei Extremjahre 2018 bis 2020 und Nachwirkungen in den zwei Folgejahren abzubilden, werden die folgenden Situationen angenommen: mittlere Schäden in 2018, starke Schäden in 2019, extreme Schäden in 2020, sehr starke in 2021 und starke Schäden in 2022.
 - Ab dem Jahr 2023 werden mittlere Schäden angenommen. Dies entspricht einem Schadniveau, das 1,5 mal höher ist, als die Schäden, die im Zeitraum von 2002 bis 2017 auftraten.
- Annahmen zum Holzeinschlag:
 - Für den Holzeinschlag werden bis zum Jahr 2019 berichteter Daten herangezogen (Abbildung 3-8).
 - Im Jahr 2020 wird aufbauend auf vorläufigen Einschlagszahlen ein Holzeinschlag von 88,4 Mio. m³ angenommen (vgl. Hennenberg et al. 2021).
 - Im Nachgang zu den drei Extremjahren wird angenommen, dass die Holzentnahme in 2021 auf 81,8 Mio. m³ und in 2022 auf 76,4 Mio. m³ sinkt.
 - Im Jahr 2023 wird eine Holzentnahme von 72,1 Mio. m³ (6,6 m³/ha) als Mittelwert der Jahre 2008 bis 2017 eingesetzt. Diese Einschlagsintensität wird ab dem Jahr 2024 fortgeschrieben. Dabei verändert sich der absolute Holzeinschlag in Abhängigkeit von der Entwicklung der Waldfläche in FABio-Land (s.o.).

3.2.7. Abfallwirtschaft und Sonstiges

Im Sektor Abfallwirtschaft werden entsprechend der Systematik des Nationalen Treibhausgasinventars nur die nicht-energetischen Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft adressiert (CRF Kategorie 5). Dazu zählen die Methanemissionen aus der Deponierung von Abfällen sowie Methan- und Lachgasemissionen aus der biologischen Abfallbehandlung, aus mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen und aus der Abwasserbehandlung.

Einige Aktivitäten im Abfallbereich, wie der Betrieb von Müllverbrennungsanlagen oder Recyclingmaßnahmen führen i.d.R. zu Emissionen oder Einsparungen in anderen Sektoren. Emissionsreduktionen durch die Steigerung des Recycling-Anteils beispielsweise wirken sich nicht auf die Treibhausgasemissionen im Sektor Abfall (CRF Kategorie 5) aus, sondern in den Sektoren Energie und Industrie, wenn z.B. aufgrund zunehmender Anteile beim Recycling weniger dieser Abfälle verbrannt werden. Maßnahmen wie das Verpackungsgesetz oder auch die Gewerbeabfallverordnung werden daher nicht im Bereich der Abfallwirtschaft (CRF Kategorie 5) analysiert, sondern werden in den Sektoren Energie und Industrie mitbilanziert.

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Abfallsektor (CRF Kategorie 5) erfolgt mit dem Waste_Mod-Modell des Öko-Instituts. In dem modularen Abfallmodell werden alle Emissionskategorien der UNFCCC-Berichterstattung abgebildet.

Das „Waste_Mod“ ist ein modulares Abfallmodell, welches auf Basis von 3 Modulen die Emissionen aus der CRF Kategorie 5 (nicht-energiebedingte Emissionen des Abfallsektors) abbildet. Die drei Module des Modells bilden die relevanten Quellkategorien der Abfall- und der Abwasserbehandlung ab.

Das erste Modul berechnet die Emissionen aus der Deponierung: Basierend auf dem vom IPCC entwickelten und vom Öko-Institut erweiterten Multi-Phasen-Abfallmodell (Emissionen der Deponierung, Quellgruppe 5.A) werden die statistischen Daten der aktuellsten Emissionsberichterstattung als Rahmendaten eingesetzt und die Treibhausgasemissionen aus den Deponien berechnet. Darin wird die aktuelle Situation der Altdeponien auf der Basis der in der Vergangenheit erfolgten Ablagerungen von Abfällen, deren Zusammensetzung und Potential zur Bildung von Treibhausgasemissionen ebenso berücksichtigt, wie der Stand der Umsetzung der Abfälle und die bisher schon erfolgten Emissionen. Neben den Altdeponien werden die Emissionen aus der Deponierung von Rückständen aus mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA) im o.g. Modell einbezogen. Zusätzlich können die Minderungswirkungen der Maßnahmen zur Deponiebelüftung berücksichtigt werden.

Im zweiten Modul werden die Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung berechnet. Die Daten zu Emissionen aus Bioabfallbehandlungsanlagen und mechanisch biologischen Abfallbehandlungsanlagen werden in Bezug zum Anlagendurchsatz berechnet. Hierzu sind die während der Bearbeitung vorliegenden aktuellsten Daten zur Abfallstatistik von DeStatis und aktuelle Studien zur Anlagentechnik auszuwerten. Die Entwicklung des Anlagendurchsatzes erfolgt in Abhängigkeit von umgesetzten oder geplanten Maßnahmen zur getrennten Erfassung und Verwertung von Abfällen im Rahmen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes, wird aber auch beeinflusst von Maßnahmen des Klimaschutzplans zur Reduktion von Lebensmittelabfällen.

Im dritten Modul werden für die Unterquellgruppen kommunale und industrielle Abwasserbehandlung (5.D) und Andere (5.E) die einwohnerspezifischen Rahmendaten eingesetzt und die Emissionsfaktoren aus dem aktuellsten Inventarbericht entsprechend der Annahmen zur Entwicklung der Proteinaufnahme und dem Anschlussgrad an die öffentliche Kanalisation fortgeschrieben.

4. Rahmendaten und -annahmen

4.1. Ökonomische Rahmendaten

Die Rahmendaten für die 3. Runde der Klimaschutzszenarien beruhen auf denselben, die im Projekt „Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung“ (Öko-Institut et al. 2019) verwendet wurden.

Ein Rahmendatenpapier wurde im Projekt zur „Wissenschaftliche Unterstützung ‘Erstellung und Begleitung des Klimaschutzplans 2050‘“ (FKZ UM 15 41 1860) erarbeitet und bildete die Grundlage für die Modellierung. Für das KS-Ele wurden die Rahmendaten zur demographischen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung sowie die Energiepreise übernommen und um die Jahre 2040 und 2050 ergänzt. Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 geben einen Überblick über die wichtigsten Rahmendaten, die für die Analysen in diesem Projekt verwendet wurden. Eine ausführliche Darstellung der verwendeten Rahmendaten kann dem Rahmendatenpapier im Anhang 1 (Kapitel 18) entnommen werden.

Tabelle 4-1: Überblick über verwendete Rahmenannahmen

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Wohnbevölkerung	Mio.	83,5	82,9	81,3	79,0
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € ₂₀₁₀	3041	3410	3646	3865
Primärenergieträgerpreise					
Rohöl	€ ₂₀₁₃ /MWh	37,8	46,1	53,4	57,0
Steinkohle	€ ₂₀₁₃ /MWh	10,9	10,9	10,9	10,9
Erdgas	€ ₂₀₁₃ /MWh	21,1	21,1	21,1	21,1

Quelle: Öko-Institut et al. (2019), Eigene Berechnungen

Tabelle 4-2: CO₂-Zertifikatspreise in €/EUA

2025	2030	2035	2040	2045	2050
50	80	110	140	170	200

Quelle: Eigene Annahmen

4.2. Potenzialrestriktionen für die energetische Biomassenutzung

Die Möglichkeiten zur nachhaltigen Bioenergienutzung sind durch natürliche Potentialgrenzen sowie Nutzungskonkurrenzen (u.a. zum Aufbau natürlicher CO₂-Senken, stoffliche Biomassenutzung) begrenzt. Daher werden bevorzugt Reststoffe in Bewegung gesetzt. Das entspricht der Idee der Kaskadennutzung die einer direkten energetischen Verwendung vorzuziehen ist. Insbesondere mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität stehen die Entnahmeraten von Waldholz stark im Fokus, da eine höhere Holzentnahme die Senkenleistung von Wäldern mindert. Diese Beschränkung wird im KS-Ele berücksichtigt.

Auf Grund der Szenarioannahmen ist die Biomasse im KS-Ele ein wichtiger regenerativer Energieträger und wird deutlich stärker nachgefragt als heute (Plus von 57 %, vergleiche Kapitel 12.2, 12.3), da es keine konkurrenzfähige Alternative gibt. Im Gegensatz dazu kann die inländische Biomasseproduktion bis 2050 lediglich um 17 % ausgeweitet werden.

Die Deckung dieses hohen zusätzlichen Bedarfs allein aus Importen bringt das Risiko nicht kontrollierbarer bzw. unsichtbarer Landnutzungsänderungen in den Herkunftsländern mit sich. Aus diesem Grund werden im Szenario Potenziale für eine Bereitstellung inländischer Biomasse in der Landwirtschaft¹⁴ aktiviert.¹⁵ Durch einen Rückgang der Tierbestände werden im Szenario Futterflächen für den Anbau von energetischer Biomasse umgenutzt. Da es sich hierbei vorrangig um eine Umnutzung inländischer Flächennutzungen handelt, ist diese mit minimalem Risiko in Bezug auf unsichtbare Landnutzungsänderungen verbunden. Allerdings begrenzen andere Faktoren die starke Ausweitung des Energiepflanzenanbaus. Dazu zählen z.B. die Flächen, die zur Wiedervernässung der Moore benötigt werden und die Schaffung zusätzlicher ökologischer Vorrangflächen und Extensivierung für den Schutz der Biodiversität in der Agrarlandschaft. Durch Bewirtschaftungsmethoden, wie den Anbau wie z.B. Paludikulturen auf wiedervernässten Moorstandorten oder die Anlage von Agroforstsystemen bzw. Kurzumtriebsplantagen, stehen neue Produkte für die Biomassenutzung zur Verfügung.

Über die inländische Produktion hinausgehende Biomassenachfragen müssen durch Biomasseimporte gedeckt werden. Die Sicherstellung von deren nachhaltiger Erzeugung stellt dabei eine Herausforderung dar.

Die stoffliche Nutzung wurde in diesem Szenario nicht betrachtet. Damit fehlt ein genaues Bild, inwieweit die hier vorhandenen Biomassepotenziale im Falle einer Kaskadennutzung trotzdem beide Nutzungsbereiche (stofflich und energetisch) ausreichend bedienen könnte.

Grundsätzlich resultiert der hohe Biomassebedarf in diesem Szenario aus den gesetzten Annahmen zur inländischen Stromerzeugung beziehungsweise zu Energieträgerimporten. Die Biomasse schließt hier im Wesentlichen die Lücke zwischen der Energienachfrage und dem Energiedargebot unter den getroffenen Annahmen.

¹⁴ Eine Ausweitung der Nutzung von Waldholz verringert in der Regel in die Senkenwirkung der Waldbewirtschaftung (siehe Kapitel 3.2.6.2).

¹⁵ Die Option zusätzliche frei werdende landwirtschaftliche Nutzflächen für die Ausweitung von Solar PV auf Freiflächen oder Windenergie zu nutzen besteht, wurde aber in diesem Szenario nicht weiter berücksichtigt. Allerdings könnten dadurch höhere Energieerträge pro Fläche erzielt werden, als beim Anbau von energetischer Biomasse.

5. Das Szenario für den Sektor Verkehr

Im Klimaschutzszenario KS-Ele wird der Verkehrssektor bis zum Jahr 2050 klimaneutral. Es wird im Jahr 2030 das Klimaschutzziel von -40 % ggü. 1990 erreicht. Im KS-Ele wird bis zum Jahr 2030 ein begrenztes nachhaltiges Biokraftstoffpotenzial angenommen. Das bedeutet, dass sowohl die Strategien zur Verlagerung/Vermeidung als auch zur Effizienzsteigerung umfangreich genutzt werden müssen.

5.1. Annahmen und Parameter

Im Folgenden werden die zentralen Parameter des Klimaschutzszenarios dargestellt. Die Hebel zur CO₂-Reduktion im Verkehr lassen sich in drei Kategorien zusammenfassen:

1. Steigerung der Energieeffizienz durch
 - a) Effizienzsteigerungen bei bestehenden Fahrzeugmodellen (bspw. durch Gewichtsreduktion, Hybridisierung)
 - b) Antriebswechsel auf energieeffizientere Antriebe / Elektromobilität
 - c) Erhöhung des Auslastungsgrades der Verkehrsträger
2. Verlagerung auf energieeffizientere Verkehrsträger und Vermeidung / Reduktion von Verkehren
3. Dekarbonisierung der Energieträger

Die Entwicklung der wesentlichen Parameter im KS-Ele sind Tabelle 5-1 zusammengefasst.

Tabelle 5-1: Übersicht über die Entwicklung wesentlicher Parameter im Klimaschutzszenario KS-Ele

	Annahmen zum Klimaschutzszenario KS-Ele
Energieeffizienz	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> • 9 Mio E-Pkw • 22 % elektr. Fahranteil OH-Lkw Bis 2050: <ul style="list-style-type: none"> • Pkw-Bestand nahezu vollständig elektrifiziert • 60 % elektr. Fahranteil OH-Lkw
Verlagerung und Vermeidung	Bis 2030: <ul style="list-style-type: none"> • Verdopplung des ÖV ggü. 2017 • - 20 % MIV ggü. 2017 • + 5 % Straßengüterverkehr ggü. 2017 • + 40 % Schienengüterverkehr ggü. 2017 Bis 2050: <ul style="list-style-type: none"> • + 125 % ÖV ggü. 2017 • - 33 % MIV ggü. 2017 • + 15 % Straßengüterverkehr ggü. 2017 • + 45 % Schienengüterverkehr ggü. 2017

Dekarbonisierte Energieträger	Biokraftstoffanteil rückläufig (60 PJ in 2050) Moderater Ausbau von PtX-Kraftstoffen (385 PJ in 2050)
-------------------------------	--

Quelle: Eigene Berechnungen

Der motorisierte Individualverkehr (MIV) nimmt bis 2050 um rund ein Drittel ab, die Fahrleistung der Lkw nimmt um rund 15 % ab. Es gibt rund 9 Mio. E-Pkw im Jahr 2030, eine deutliche Effizienzsteigerung bei den Lkw, sowie einen Anteil von 22 % elektrischer Fahranteile durch Oberleitungs-(OH)-Lkw. Wesentliche Treiber der Veränderung sind im Personenverkehr eine Erhöhung der Nutzerkosten des MIV um rd. 50 %, eine Geschwindigkeitserhöhung für den nichtmotorisierten Verkehr (z. B. Umbau der Fahrstreifen für den Radverkehr, längere Ampelzeiten für Fußgänger etc.), eine Attraktivitätssteigerung des öffentlichen Verkehrs, kürzere Wege und eine höhere Auslastung der Fahrzeuge.

Im Zeitraum nach 2030 kommt es zu weiteren, grundsätzlichen Veränderungen der Verkehrsnachfrage. Pkw werden stärker geteilt und gemeinsam genutzt, d. h. die Besetzungsgrade erhöhen sich, gerade in Städten werden die Wege wieder kürzer und der Pkw-Bestand geht deutlich zurück.

Regionalere Wirtschaftskreisläufe und die Dekarbonisierung führen zu einer Dämpfung des Anstiegs im Güterverkehrsaufkommen. Flankiert wird dies durch politische Rahmenbedingungen (z. B. Internalisierung der externen Kosten des Straßenverkehrs). Der Anteil der Elektrifizierung im Straßenverkehr steigt weiter deutlich an.

Es entstehen bis zum Jahr 2050 keine fossilen Emissionen mehr im Verkehr. Die im Jahr 2050 verbleibenden flüssigen und gasförmigen Energiebedarfe im nationalen Verkehr sind verhältnismäßig gering. Im Klimaschutzszenario werden noch Biokraftstoffe eingesetzt, deren Menge mit 60 PJ jedoch unter der von 2030 liegt, sowie in moderaten Mengen strombasierte Kraftstoffe.

5.2. Ergebnisse

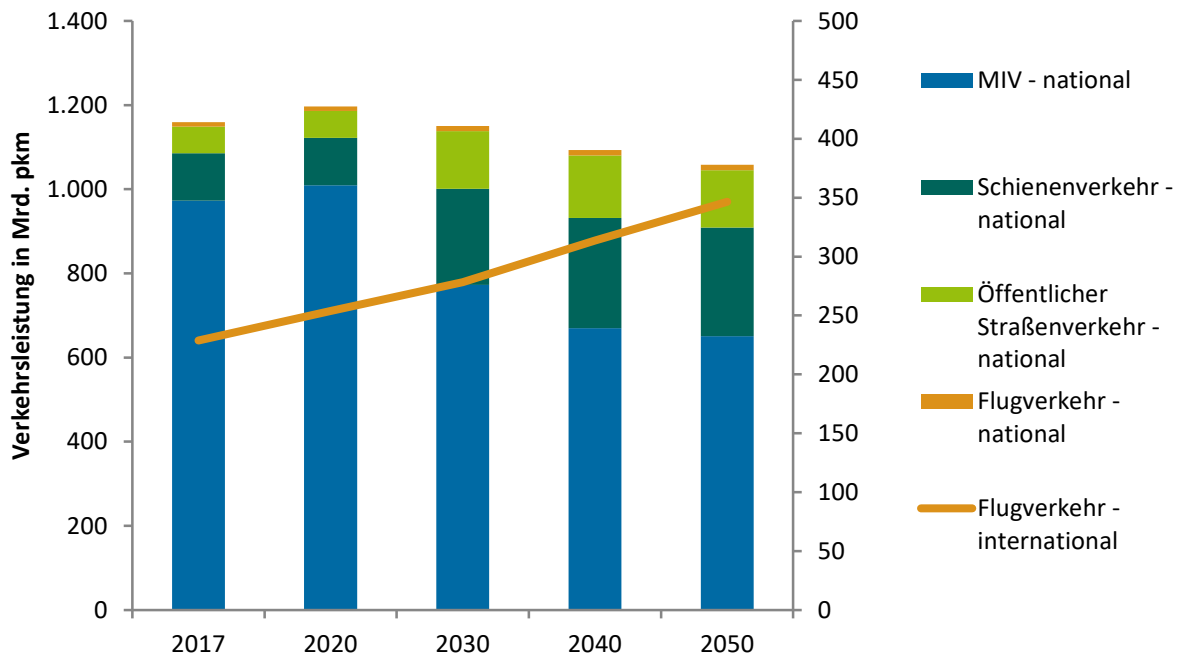
5.2.1. Personenverkehrsnachfrage

Der Anteil des Pkw-Verkehrs am Verkehrsaufwand geht im Klimaschutzszenario auf 61 % zurück, der öffentliche Straßen- und Schienenverkehr steigt auf 37 % an. Der MIV reduziert sich im Vergleich zu 2017 um ein Drittel bis 2050. Gleichzeitig verdoppelt sich bis 2030 die Verkehrsnachfrage im Umweltverbund gegenüber 2017 nahezu, im Jahr 2050 sind es + 125 %. Insgesamt sinkt die Verkehrsnachfrage um 10 % bis 2050.

Beim Pkw-Verkehr ergibt sich zudem eine Reduktion der Fahrleistung durch höhere Besetzungsgrade. Es wird angenommen, dass die Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 im Schnitt um 25 % besser ausgelastet sind.

Voraussetzung für die aufgezeigte Änderung der Personenverkehrsnachfrage ist eine deutliche ÖV-Reform bis 2025, bis 2035 muss das Angebot mehr als verdoppelt werden. Auch die Investitionen in den Radverkehr müssen massiv erhöht werden. Zeitgleich ist für die Verlagerung auf die umweltfreundlichen Verkehrsmittel eine Erhöhung der Pkw-Nutzerkosten notwendig.

Abbildung 5-1: Personenverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050

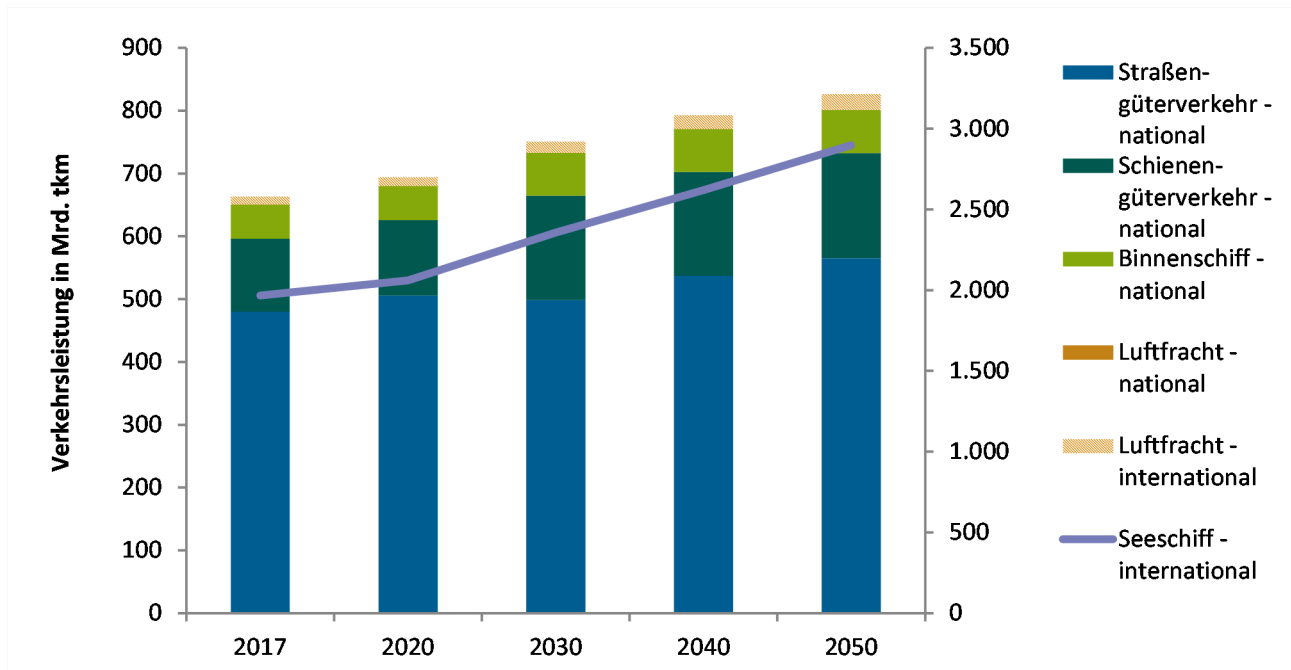


Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.2. Güterverkehrsnachfrage

Im Güterverkehr steigt die gesamte Nachfrage entsprechend des Trends bis 2050 um gut 20 % weiter an. Ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen hätte der Anstieg bei rund 25 % gelegen. Es findet jedoch im Klimaschutzszenario eine Verschiebung der Verkehrsträger von der Straße zur Schiene und zum Binnenschiff auf einen Modal-Split-Anteil 21 % bzw. 8,5 % statt, der Lkw-Anteil nimmt von 74 % auf 70 % ab. Die Fahrleistung im Straßenverkehr reduziert sich deutlich stärker. Durch effizientere Streckenplanung und eine erhöhte Auslastung sinkt die Fahrleistung im Straßengüterverkehr um rund 15 %.

Auch für die Entwicklung im Güterverkehr ist eine Anhebung der Nutzerkosten im Straßenverkehr notwendig, was über die zeitnahe Anlastung aller externen Kosten auf die Lkw-Maut erfolgen kann. Um die aufgezeigten Mengen an Gütern auf der Schiene transportieren zu können, müssen das Netz und der Schienengüterverkehr im Allgemeinen noch deutlich stärker gefördert werden als heute.

Abbildung 5-2: Güterverkehrsnachfrage im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.3. Pkw-Bestand

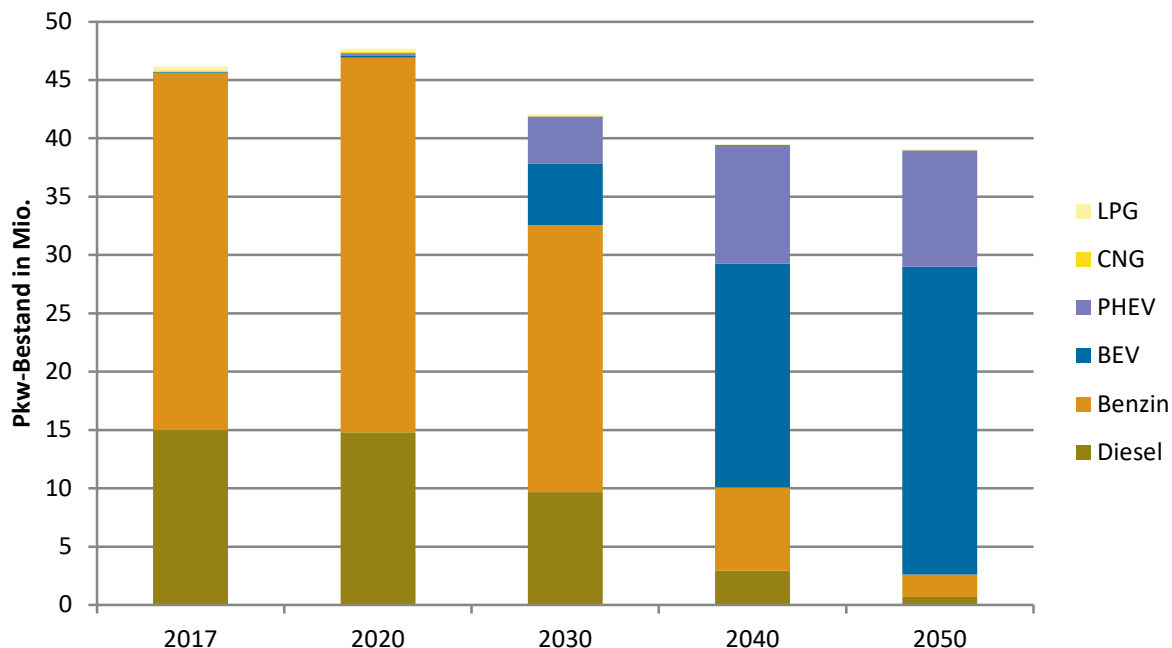
Die Effizienz des Pkw-Bestandes erhöht sich in dem Klimaschutzszenario bis 2030 um 27 % und bis 2050 um insgesamt 72 %, was nur zum Teil an den deutlich höheren Anteilen von E-Pkw liegt. Die Effizienzgewinne bei Pkw mit Verbrennungsmotor liegen bis 2030 bei rund 11 %. Im Jahr 2050 erreichen diese Antriebe eine Effizienzsteigerung von 25 % ggü. 2017.

Der Pkw-Bestand verringert sich im KS-Ele auf 39 Mio. Fahrzeuge, was auf eine abnehmende Pkw-Besitzquote zurückzuführen ist. Dies ist einerseits auf höhere Fahrzeugkosten aber auch auf den starken Rückgang der Verkehrsnachfrage im MIV zurückzuführen.

Der Anteil konventioneller, verbrennungsmotorischer Antriebssysteme geht drastisch zurück. Der Anteil von E-Pkw liegt bei den neu zugelassenen Pkw im Jahr 2030 bereits bei 80 % und im Jahr 2050 werden nur noch E-Pkw zugelassen. Das hat im Jahr 2030 einen E-Pkw-Bestand von rund 9 Mio. zur Folge¹⁶. Dieser steigt im Jahr 2040 auf 29 Mio. und im Jahr 2050 sind nur noch 7 % des Pkw-Bestandes mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet.

¹⁶ Das Szenario wurde im Jahr 2018 entwickelt. Die Entwicklung der Elektromobilität und der Neuzulassungsanteile unterlag in den Jahren bis zur Veröffentlichung einer hohen Dynamik, so dass mit Stand 2021 auch von höheren E-Pkw-Bestandszahlen im Jahr 2030 ausgegangen werden kann.

Abbildung 5-3: Fahrzeugbestand (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050



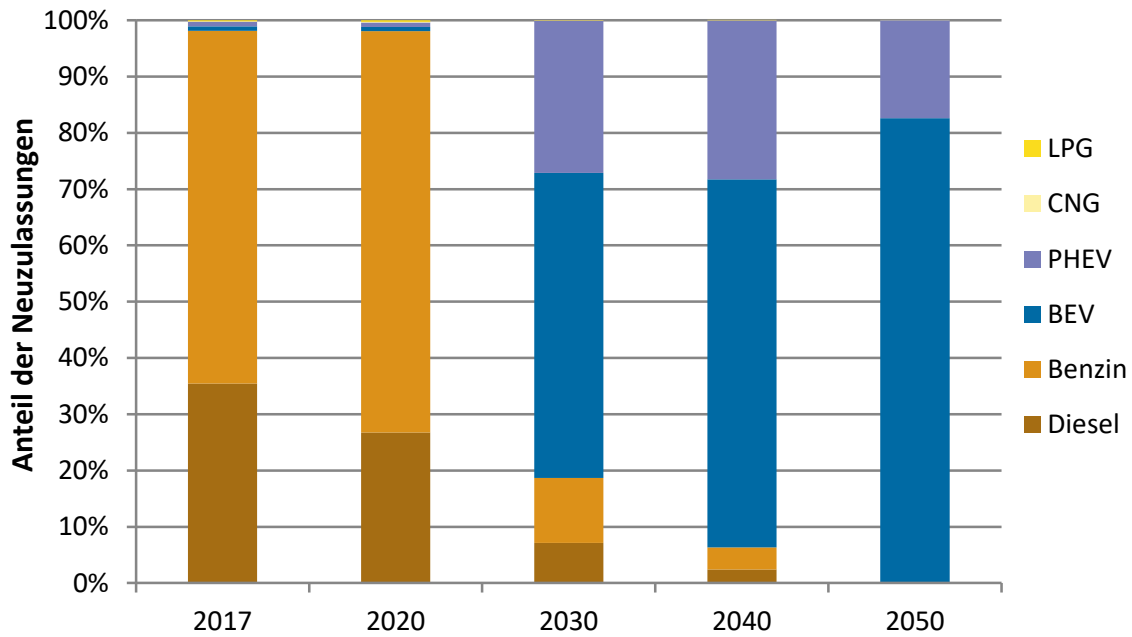
Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-2: Fahrzeugbestand (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050

<i>In Tausend</i>	2017	2020	2030	2040	2050
Diesel	14.986	14.801	9.689	2.931	696
Benzin	30.636	32.129	22.861	7.146	1.921
BEV	53	184	5.292	19.198	26.367
PHEV	46	194	4.021	10.172	9.996
CNG	98	98	62	19	6
LPG	320	270	109	26	7
Summe	46.139	47.676	42.034	39.493	38.993

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-4: Entwicklung der Neuzulassungsanteile nach Antrieben (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 – 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-3: Entwicklung der Neuzulassungsanteile nach Antrieben (Pkw) im Klimaschutzszenario KS-Ele, 2017 - 2050

	2017	2020	2030	2040	2050
Diesel	35 %	27 %	7 %	2 %	0 %
Benzin	63 %	71 %	12 %	4 %	0 %
BEV	1 %	1 %	54 %	65 %	83 %
PHEV	1 %	1 %	27 %	28 %	17 %
CNG	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
LPG	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

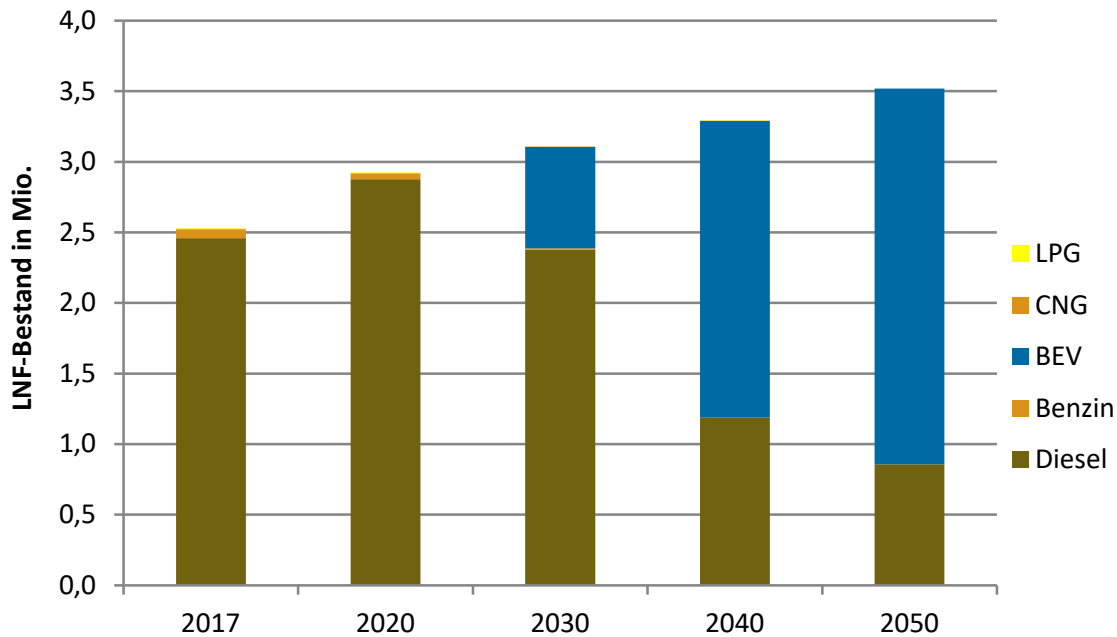
Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.4. Leichte Nutzfahrzeuge und Lkw

Der Anteil batterieelektrisch betriebener leichter Nutzfahrzeuge nimmt im Klimaschutzszenario deutlich zu. Er steigt bis 2030 auf rund 0,8 Mio. Im Jahr 2050 sind nur noch 0,8 Mio. verbrennungsmotorisch betriebene leichte Nutzfahrzeuge im Bestand¹⁷.

¹⁷ Das Szenario wurde im Jahr 2018 entwickelt. Die Entwicklung der Elektromobilität unterlag in den Jahren bis zur Veröffentlichung einer hohen Dynamik, so dass mit Stand 2021 auch von höheren Bestandszahlen an leichten Nutzfahrzeugen im Jahr 2030 ausgegangen werden kann.

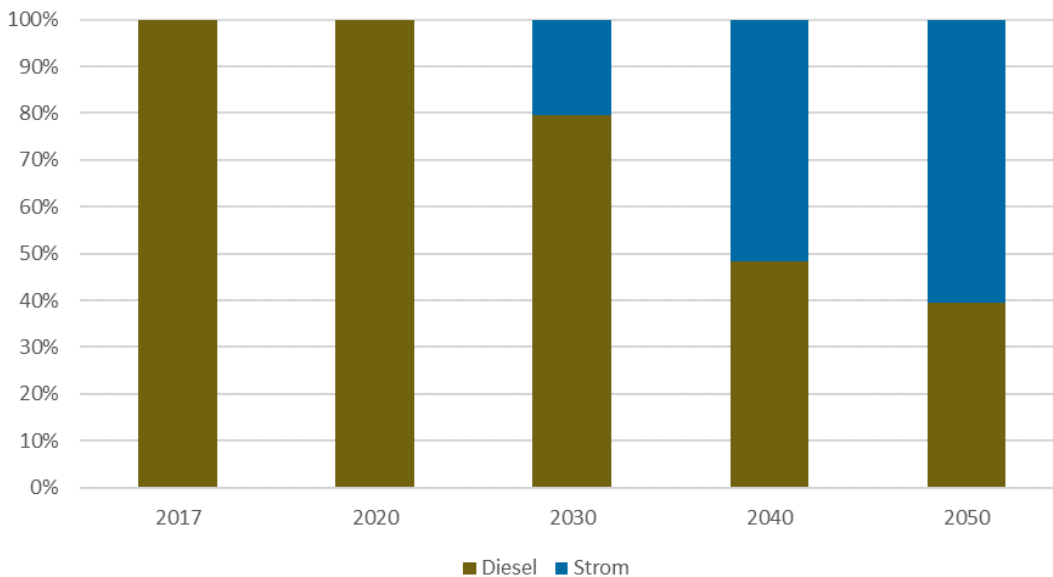
Abbildung 5-5: Bestand der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) im Szenario KS-Ele



Quelle: Eigene Berechnungen

Auch der Straßengüterverkehr wird elektrifiziert. U. a. aufgrund des Einsatzes von Oberleitungs-Lkw ist bereits im Jahr 2030 ein Anteil von 20 % an der Fahrleistung der Lkw elektrisch. Dieser steigt bis zum Jahr 2050 weiter auf 60 % an¹⁸.

Abbildung 5-6: Elektrischer Fahranteil im Straßengüterverkehr, 2017-2050



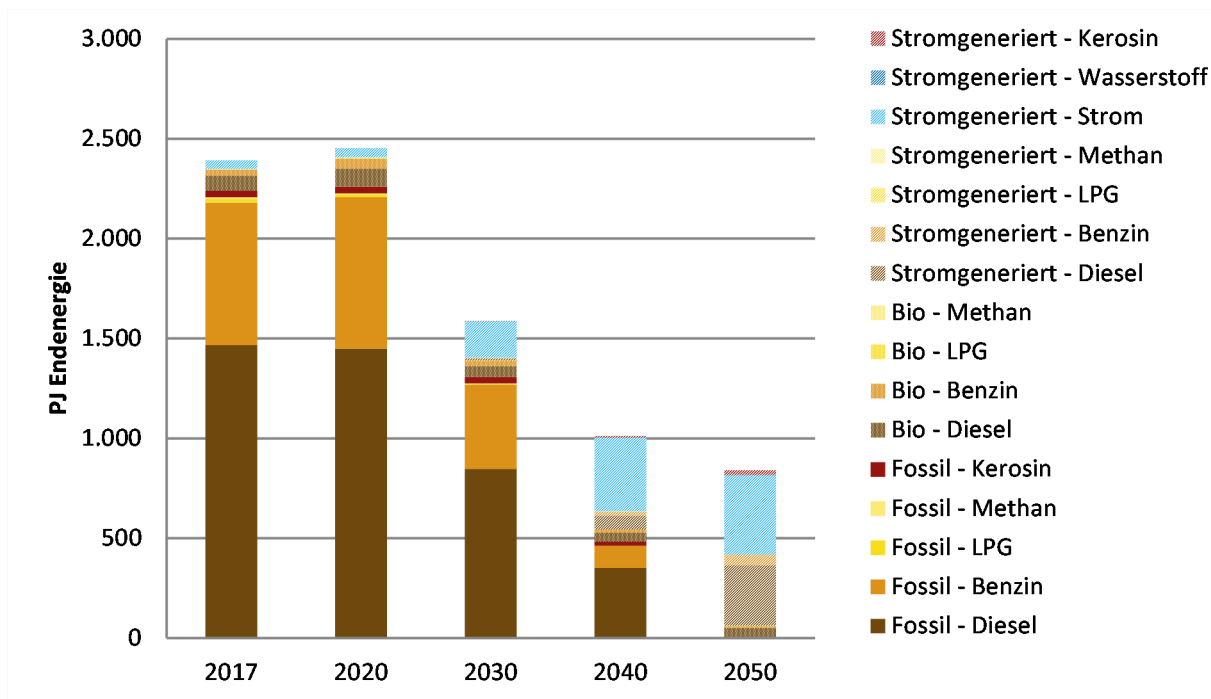
Quelle: Eigene Berechnungen

¹⁸ Das Szenario wurde im Jahr 2018 entwickelt. Die Entwicklung der Elektromobilität unterlag in den Jahren bis zur Veröffentlichung einer hohen Dynamik, so dass mit Stand 2021 auch von hohen Bestandszahlen an rein batterieelektrischen, schweren Nutzfahrzeugen im Jahr 2030 ausgegangen werden kann.

5.2.5. Endenergiebedarf

Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors sinkt im Klimaschutzszenario KS-Ele erheblich (Abbildung 5-7), was einerseits mit der abnehmenden Verkehrsnachfrage im Personenstraßenverkehr zusammenhängt, jedoch hauptsächlich von den systemischen Effizienzentwicklungen getrieben ist. Die Elektrifizierung der Straßenverkehre trägt hierbei die Hauptverantwortung.

Abbildung 5-7: Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im Szenario KS-Ele, 2017 – 2050



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5-4: Endenergiebedarf des Verkehrssektors (Bilanzgrenze nach Nationalem Inventarbericht) im KS-Ele, 2017 - 2050

<i>Herkunft</i>		2017	2020	2030	2040	2050
fossil		2.238	2.258	1.306	481	0
	Diesel	1.466	1.449	846	350	0
	Benzin	712	758	422	109	0
	LPG	19	14	4	1	0
	Methan	7	6	2	0	0
	Kerosin	33	32	31	21	0
biogen		111	148	84	61	61
	Diesel	77	92	54	46	51
	Benzin	31	49	28	15	10

	LPG	1	3	1	0	0
	Methan	1	3	1	0	0
strom-generiert		43	44	194	469	780
	Diesel	0	0	9	70	301
	Benzin	0	0	5	22	54
	LPG	0	0	0	0	0
	Methan	0	0	0	0	0
	Strom	43	44	181	369	395
	Wasser-stoff	0	0	0	0	3
	Kerosin	0	0	0	7	25
Summe		2.391	2.450	1.585	1.011	841

Quelle: Eigene Berechnungen

Allgemein verringert sich der Endenergiebedarf des Verkehrssektors gegenüber 2017 bis zum Jahr 2030 im Szenario KS-Ele um 57 %, wenn nur die nationalen Verkehre in die Bilanz mit einbezogen werden. Da die Verkehrsnachfrage beim Luft- und Seeverkehr auch im Klimaschutzszenario zunimmt, liegt die Reduktion des Endenergiebedarfs inklusive der internationalen Verkehre mit 48 % niedriger.

Um die Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen, sind trotz des massiven Einsatzes direkt genutzten Stroms CO₂-freie Kraftstoffe notwendig. Im Klimaschutzszenario sind daher alle noch genutzten Kraftstoffe bis zum Jahr 2050 dekarbonisiert.

Die Produktion der strombasierten Kraftstoffe kann prinzipiell sowohl im Ausland als auch im Inland erfolgen. Durch die notwendigen Umwandlungsschritte stehen je nach Prozesspfad noch 40 % bis 60% der ursprünglichen Energiemenge als Flüssigkraftstoff (PtL) zur Verfügung. In dem Szenario wurde daher angenommen, dass die stromgenerierten Kraftstoffe zu einem überwiegenden Teil (Flüssigkraftstoffe zu 90% und Methan zu 50%) importiert werden, da es unwahrscheinlich ist, dass die zusätzlich benötigten Mengen an EE in Deutschland produziert werden. Auch aufgrund der Kostenstruktur der stromgenerierten Kraftstoffe ist es wahrscheinlich, dass diese langfristig an geeigneteren Standorten im Ausland produziert und nach Deutschland importiert werden (Pfennig et al. 2017). Die Entstehung eines globalen Marktes für synthetische Kraftstoffe ist demnach auch wahrscheinlich, ähnlich wie dies für fossile und biogene Kraftstoffe der Fall ist. Dadurch würden sich auch neue Importabhängigkeiten ergeben.

Tabelle 5-5: Anteil stromgenerierter Kraftstoffe an Flüssig- und gasförmigen Kraftstoffen

	2020	2030	2040	2050
<i>Flüssig</i>		1 %	15 %	85 %
<i>Gasförmig</i>		1 %	15 %	80 %
<i>Kerosin, Marinediesel</i>		1 %	25 %	100 %

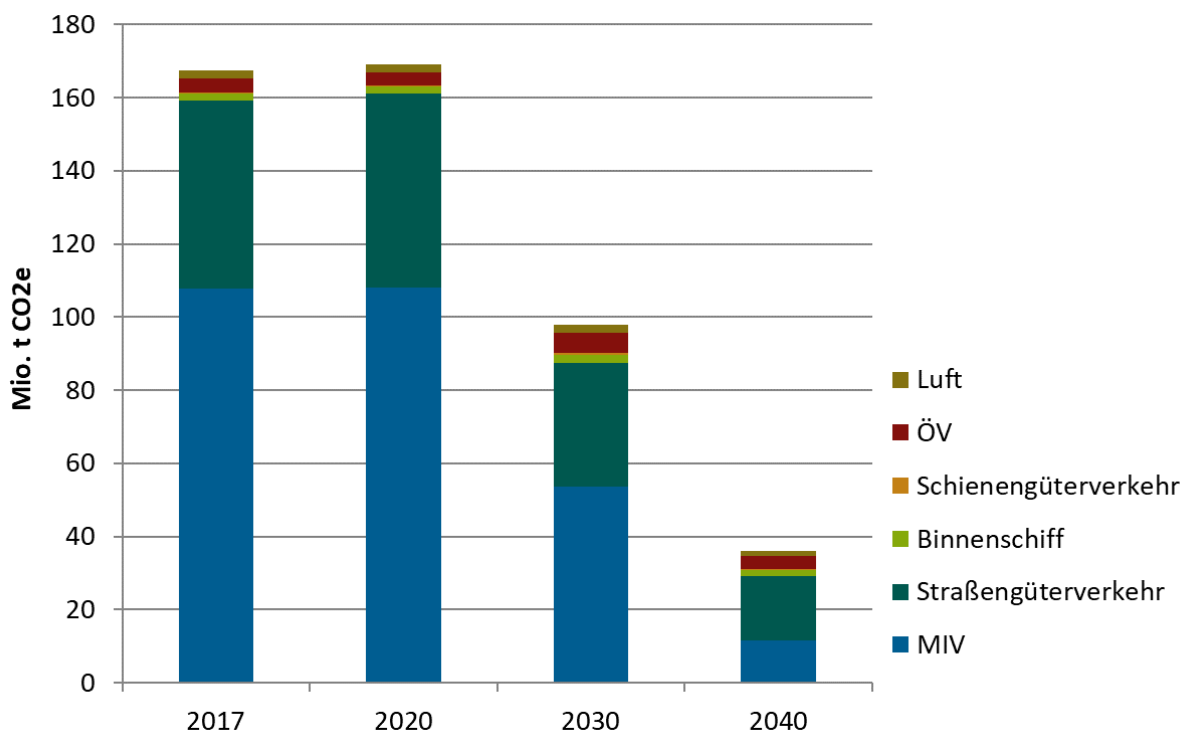
Quelle: Eigene Darstellung

Im KS-Ele wird der absolute Einsatz von Biokraftstoffen auf 60 PJ in 2050 für den bodengebundenen Verkehr reduziert. An synthetischen Kraftstoffen werden im Ergebnis knapp 14 PJ im KS-Ele im Jahr 2030 für den nationalen Verkehr eingesetzt. Die für die vollständige Dekarbonisierung notwendigen Mengen im Jahr 2050 belaufen sich im KS-Ele auf 384 PJ. Im internationalen Verkehr beträgt der Anteil synthetischer Kraftstoffe im Klimaschutzszenario 100%, so dass zusätzlich zur Erreichung der Klimaschutzziele stromgenerierte Kraftstoffe im Umfang von 539 PJ für den internationalen Luftverkehr und Seeverkehr zum Einsatz kommen. Im Jahr 2050 macht im KS-Ele die direkte Stromnutzung etwas weniger als 50 % des gesamten Endenergiebedarfs aus. Die Nachfrage nach Kraftstoffen aus fossilen Quellen ist entsprechend der Dekarbonisierungsstrategie im Jahr 2050 auf Null reduziert.

5.2.6. THG-Emissionen

Das Klimaschutzszenario führt zu starken Emissionsminderungen zwischen 2020 und 2030, so dass das Sektorziel Verkehr erreicht wird. Im Jahr 2050 ist der Verkehrssektor dann vollständig dekarbonisiert.

Abbildung 5-8: Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors im Klimaschutzszenario KS-Ele



Quelle: eigene Berechnungen

5.3. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Verkehrssektor

Wesentliche Strategien zur THG-Reduktion im Verkehrssektor sind Verkehrsverlagerung, Verkehrsvermeidung, Effizienzsteigerung von verbrennungsmotorischen Fahrzeugen, Elektromobilität, sowie der Einsatz von alternativen Flüssigkraftstoffen wie Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen. Um sowohl das Klimaschutzziel bis 2030 als auch eine langfristige Dekarbonisierung zu erreichen, ist es zwingend notwendig, dass alle Strategien ambitioniert und möglichst zeitnah verfolgt werden.

Das zentrale Instrument zur Effizienzsteigerung von Fahrzeugen sind CO₂-Standards für Pkw, LNF und Lkw. Über diese Regulierungen werden die Automobilhersteller verpflichtet, effizientere Fahrzeuge abzusetzen. Die Vorgaben der Standards wirken sich zunächst unmittelbar auf den Kraftstoffverbrauch von Pkw aus. Da sich die festgelegten Zielwerte auf den Durchschnitt aller verkauften Pkw, LNF bzw. Lkw beziehen, ist bei ambitionierten und zukünftig immer niedriger werdenden Grenzwerten auch ein indirekter Anreiz für den Absatz von Elektrofahrzeugen gegeben, da Elektrofahrzeuge keine direkten CO₂-Emissionen ausstoßen (mit Null angerechnet werden) und damit den Durchschnitt erheblich senken können. Entsprechend ist in dem Klimaschutzszenario eine Fortschreibung der Pkw-Standards mit 15 g/km im Jahr 2030 und 5 g/km im Jahr 2050 im WLTP hinterlegt.

Energieverbrauch und Emissionen von Pkw liegen derzeit im realen Betrieb deutlich höher als die im Testzyklus gemessenen Werte. Dies gilt es zukünftig z. B. durch in-use-testings zu vermeiden. Im Klimaschutzszenario wird eine Begrenzung auf 10 % im Jahr 2030 und bis 2050 auf Null angenommen.

Wie bei Pkw ist bei den leichten Nutzfahrzeugen und den Lkw die Elektrifizierung der Fahrzeuge die effizienteste Klimaschutzoption. Entsprechend steigt der Anteil an E-LNF bei den Neuzulassungen kontinuierlich bis 2050 auf 80 % an. Der Anteil der Fahrleistung durch Oberleitungs-Lkw liegt in 2030 bei 22 % und in 2050 bei 60 %. Neben den Standards ist ein effektives Instrument zur Förderung alternativer Antriebe bei Lkw eine CO₂-Komponente bei der Lkw-Maut.¹⁹

Auch die Besteuerung von Dienstwagen hat eine hohe Relevanz für Struktur und Höhe der CO₂-Emissionen des Pkw-Bestands, denn Dienstwagen kommen meist nach 2-3 Jahren auf den Gebrauchtwagenmarkt. Die derzeitige Ausgestaltung der Dienstwagensteuer hat jedoch negative Wirkungen für den Klimaschutz. Die Ausdehnung der Dienstwagennutzung sowie die Anschaffung teurerer und damit meist CO₂-intensiverer Fahrzeuge werden finanziell angereizt. Hinzu kommt, dass Dienstwagen eine höhere jährliche Laufleistung haben als die übrigen Pkw. Auch die Wahl des Verkehrsmittels wird zugunsten des Pkw verschoben, denn oft trägt der Arbeitnehmende keine fahrleistungsabhängigen Kosten, so dass die Nutzung alternativer Verkehrsmittel ökonomisch unattraktiv ist. Daher wird eine Reform der Dienstwagensteuer für das Klimaschutzszenario ab 2025 notwendig. Zum einen wird die Absetzbarkeit auf die CO₂-Emissionen des Fahrzeuges bezogen. Zum anderen wird sie um eine fahrleistungsabhängige Komponente ergänzt, so dass zukünftig auch die Privatkilometer besteuert werden.

Erhöhte Kraftstoffpreise bieten Anreize für eine verbesserte Auslastung von Fahrzeugen, die Optimierung von Logistikketten oder aber die Verlagerung auf beispielsweise den Schienengüterverkehr, der durch die erhöhten Kraftstoffpreise nicht betroffen und somit wirtschaftlich attraktiver wird. Als mengenabhängige Steuer kann die Energiesteuer bei entsprechender Ausgestaltung also einen positiven Beitrag zur Erreichung von Klimazielen leisten. Die Energiesteuer ist derzeit jedoch nicht an den Energiegehalt bzw. die damit verbundenen Treibhausgasemissionen der Kraftstoffe gekoppelt. Trotz höheren Energiegehaltes und damit verbundener höherer Treibhausgasemissionen wird Dieselkraftstoff geringer versteuert als Benzin. Im Klimaschutzszenario erfolgt eine Angleichung des Dieselsteuersatzes an den von Benzin im

¹⁹ Das Szenario wurde bereits 2018 für den Verkehr modelliert. Die Annahmen bilden daher nicht die aktuellen Entwicklungen ab. Mit Stand 2021 kann von einer deutlich beschleunigten Elektrifizierung aller Fahrzeugarten ausgegangen werden.

Zeitraum 2021-2024. Zusätzlich steigen die Kraftstoffkosten bis 2028 um 15 ct auf 70 ct/Liter, danach findet bis 2050 ein Inflationsausgleich statt.

Mautsysteme sind gute Lenkungsinstrumente, wenn sie fahrleistungsabhängig ausgestaltet sind. So werden bei Pkw mittelfristig eine Erhöhung der Mineralölsteuer oder ein CO₂-Preis mehr und mehr an Wirkung hinsichtlich einer Lenkungswirkung zur Verlagerung und Reduktion der Fahrleistung verlieren, da durch die notwendige Effizienzsteigerung bei Pkw und den verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen der Verbrauch von Benzin und Diesel zurückgehen wird und damit die Kilometerkosten sinken. Gleichzeitig sinken die Steuereinnahmen massiv. Mit einer fahrleistungsbezogenen Pkw-Maut können auch Elektrofahrzeuge erfasst werden. Da die Besteuerung von Strom (bisher) deutlich niedriger liegt als diejenige der Energiesteuer von fossilen Kraftstoffen, stellt sich die Pkw-Maut mittelfristig als gute Möglichkeit dar, auch die E-Autos angemessen an den Kosten der Straßen-Infrastruktur zu beteiligen und möglichen Rebound-Effekten entgegenzuwirken.

Bereits seit 2005 wird in Deutschland für Lkw ab einem zulässigen Gesamtgewicht von 12 t eine Lkw-Maut für Fahrten auf Autobahnen erhoben. Die Lkw-Maut kann in verschiedene Richtungen wirken. Einerseits kann sie aufgrund höherer Kosten für die Straßennutzung zu einer Verlagerung auf Schiene und Binnenschiff führen. Andererseits kann sie zu einer Erhöhung der Auslastung von Fahrzeugen und zur Vermeidung von Leerfahrten beitragen. Ist sie CO₂-differenziert ausgestaltet, so setzt sie wesentliche Anreize zur Beschaffung von effizienten, alternativen Fahrzeugen.

Im Klimaschutzszenario KS-Ele wird ab 2025 eine Maut auf alle Fahrzeugkategorien erhoben. Diese beinhaltet zunächst die Infrastrukturkomponente. Für Lkw werden ab 2025, für Busse und LNF ab 2030 und für Pkw und Motorräder ab 2035 alle externen Kosten in der Maut integriert.

Tabelle 5-6: Angenommene Mautkosten für die Infrastrukturkomponente

	2020	2025	2030	2035
Pkw	0	2	4	4
Krafträder	0	1	2	2
Busse	0	7	10,5	14
LNF & Lkw bis 7,5 t zGG	0	2,5	4	5
Lkw 7,5 – 12 t zGG	6	9,7	10	10
Lkw > 12t zGG	8,2	13,7	15	15
Last- und Sattelzüge	16,7	18,7	20	20

Quelle: eigene Annahmen

Tabelle 5-7: Zeitpunkt der Anlastung externer Kosten

	Abrieb	Lärm	Luftschadstoffe	THG	Kraftstoffvorkette	Fahrzeug-Lebenszyklus-kosten
Pkw	2035	2035	2035	2035	2035	2035
Krafträder	2035	2035	2035	2035	2035	2035
Busse	2030	2030	2030	2030	2030	2030
LNF	2030	2030	2030	2030	2030	2030
Lkw	2025	2025	2025	2025	2025	2025

Quelle: eigene Annahmen

Durch die Maut und den Anstieg der Kraftstoffsteuern steigt die Auslastung der Fahrzeuge im Klimaschutzszenario wie folgt:

- Pkw: 10 % in 2030; 25 % in 2050
- LNF: 5 % in 2030 ; 7 % in 2040
- Lkw bis 12t zGG 10 % in 2030; 15 % in 2040
- Lkw ab 12t zGG 15 % in 2030

Ganz wesentlich für die Erreichung der Klimaschutzziele sind eine Verlagerung der Personenverkehre auf den öffentlichen Verkehr sowie den Rad- und Fußverkehr sowie des Transports von Gütern auf die Schiene. Angereizt wird diese durch die höheren Kilometerkosten beim Pkw (Energiesteuersätze und Maut). Zeitgleich ist eine umfassende Reform des öffentlichen Verkehrs bis 2025 notwendig, um die entsprechende Alternative bereitzustellen. Diese führt dazu, dass sich das Angebot bis 2035 mehr als verdoppelt. In den Radverkehr werden ab 2021 jährlich 10 Mrd. Euro mehr investiert. Und auch der Schienengüterverkehr wird stärker gefördert, um ihn zu einer attraktiven Alternative ggü. dem Lkw zu machen.

Ein CO₂-Minderungspotenzial haben auch alle Formen der Geschwindigkeitsbegrenzung. Sie adressieren den kompletten Bestand an Fahrzeugen und sind vergleichsweise kosteneffizient. Die Einführung eines Tempolimits für Pkw und die dadurch erzielte niedrigere Geschwindigkeit beim Fahren hat vor allem den Effekt, den Energieverbrauch durch den geringeren Luftwiderstand unmittelbar zu reduzieren. Zusätzlich kann ein Tempolimit zu einer Veränderung der Reisegeschwindigkeiten beitragen und damit zu einer Verlagerung von Verkehr führen. Im Klimaschutzszenario wird ab 2021 eine Geschwindigkeitsbegrenzung von 120 km/h auf Autobahnen angenommen.

6. Das Szenario für den Sektor Gebäude

6.1. Raumwärme und Warmwasser

6.1.1. Annahmen und Parameter

6.1.1.1. Anzahl der Haushalte

Die Anzahl der Privaten Haushalte ist in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Zunahme an Ein- und Zweipersonenhaushalten zurück zu führen, die sich auch in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass dieser Trend zu kleineren Haushaltsgrößen nach 2040 in die Sättigung geht. Der prognostizierte Anstieg der Bevölkerung bis 2020 verstärkt die Zunahme der Haushalte zudem. Die Projektion der Anzahl der Privaten Haushalten wird basierend auf der Entwicklung der Bevölkerung (s. Abschnitt 4.1) und der Anzahl der Personen je privatem Haushalt abgeleitet. In Anlehnung an die empirische Entwicklung wird im Rahmen dieser Studie die Entwicklung in Tabelle 6-1 angenommen.

Tabelle 6-1: Entwicklung der Anzahl der Privaten Haushalte 2010-2050

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	Mio.	40,0	42,4	42,9	43,3	42,8

Quelle: eigene Projektionsrechnungen

6.1.1.2. Entwicklung des Wohnraumbedarfs

Die Entwicklung des Wohnraumbedarfs wird entsprechend der Annahmen des Impact Assessment des Klimaschutzplans angesetzt. Dieser wird durch mehrere Faktoren beeinflusst, insbesondere die Entwicklung der Bevölkerung, die Binnenmigration, die durchschnittliche Haushaltsgröße, das Einkommen sowie die Komfortansprüche. Die Annahmen leiten sich aus der Bevölkerungsentwicklung sowie der im Rahmen der BBSR-Wohnungsmarktprognose (BBSR 2015) unterstellten spezifischen Wohnfläche (pro-Kopf-Wohnfläche) ab.²⁰ Der dabei dargestellte Wohnraumbedarf erfasst alle bewohnten (und damit regelbeheizten) Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Im Vergleich zur BBSR-Wohnungsmarktprognose weicht der Vorschlag zur zukünftigen Gesamtwohnflächennachfrage nach oben ab. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die BBSR-Wohnungsmarktprognose die Flüchtlingszuwanderung der letzten beiden Jahre nicht erfassen konnte.²¹

Tabelle 6-2: Entwicklung des Wohnraumbedarfs

	2020	2025	2030
Bevölkerungsentwicklung (wie im Impact Assessment Klimaschutzplan 2017) (Mio.)	83,5	83,3	82,9
spez. Wohnfläche in Wohn- und Nichtwohngebäuden, bewohnt (m²/Kopf)	45,6	47,2	48,5

²⁰ Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. 2015) wird eine Entwicklung der pro Kopf-Wohnfläche von 46,9 m²/Kopf in 2020 auf 49,3 m²/Kopf in 2030 unterstellt. In Hinblick auf den für das Jahr 2014 empirisch erhobenen / hochgerechneten Wert von 44,6 m²/Kopf (StBA 2016 b) und angesichts der aktuellen Wohnungsknappheit und der durch Flüchtlingszuwanderung induzierten Nachfrage nach tendenziell eher geringen spezifischen Pro-Kopf-Wohnflächen erscheint der Ansatz für 2020 aus Prognos et al. (2015) allerdings als zu hoch gegriffen.

²¹ Der Effekt der Zuwanderung in den letzten Jahren aufgrund des höheren Flüchtlingszuzugs mit zunächst geringerem spezifischen Wohnflächenbedarf ist marginal und wird daher quantitativ nicht berücksichtigt.

	2020	2025	2030
Wohnfläche in Wohn- und Nichtwohngebäuden, bewohnt, gesamt (Mio. m²)	3.810	3.930	4.020

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis oben genannter Quellen

6.1.1.3. Annahmen zu Politikinstrumenten

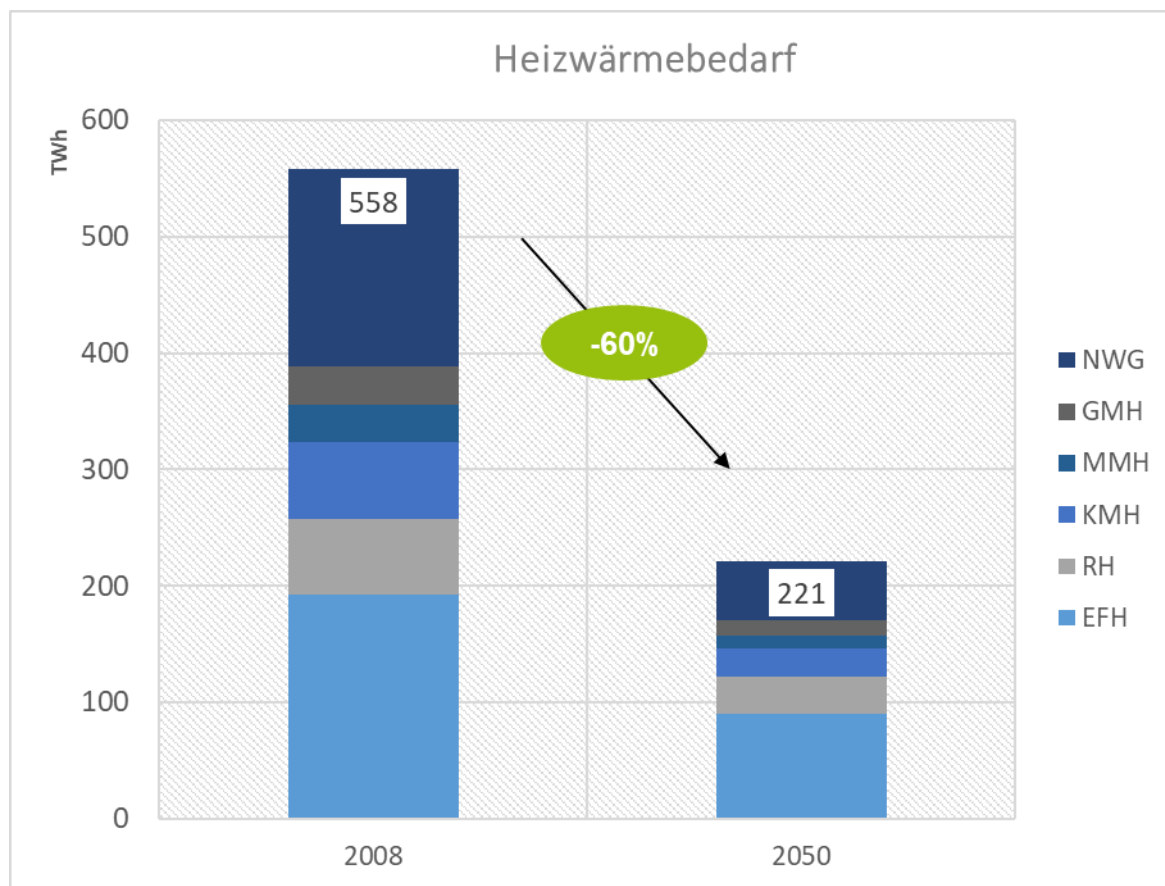
Der bestehende Rechts- und Förderrahmen zum Zeitpunkt der Modellierung (Stand Ende 2018) wird im Szenario berücksichtigt. Für die Zielerreichung werden weitere Instrumente angenommen, die sich durch die aktuellen Beschlüsse im Zuge des Klimaschutzprogramms 2030 zum Teil auch schon überholt haben bzw. in ähnlicher Ausgestaltung schon eingeführt wurden. Jedoch bleiben einige ambitionierte Annahmen zu weiteren Instrumenten, die bisher nicht implementiert sind und in dem Szenario angenommen werden, um die Ziele zu erreichen. Die zentralen zusätzlichen Instrumente, die im Modell im Vergleich zur Referenzentwicklung zum Stand Ende 2018 hinterlegt werden, sind:

- Erhöhung der fossilen Brennstoffpreise durch Einführung einer CO₂-Abgabe (durch Beschlüsse im Klimaschutzprogramm 2030 bereits überholt)
- Erhöhung der Sanierungsrate durch Einführung einer Klimaabgabe
- Verschärfung der ordnungsrechtlichen Anforderungen (GEG) bei der Sanierung
- Neuinstallationsverbot von Heizölkesseln ab 2030 (durch Beschlüsse im Klimaschutzprogramm 2030 bereits ab 2026)
- EE-Wärme Nutzungspflicht im Bestand ab 2025
- Neuinstallationsverbot von Erdgaskesseln ab 2035

6.1.2. Ergebnisse

Abbildung 6-1 zeigt die Ergebnisse mit Bezug auf die Entwicklung des Heizwärmebedarfs als Indikator für die Sanierungsaktivitäten. Gegenüber 2008 als Startjahr der Simulation sinkt der Heizwärmebedarf im Gebäudebereich um 60 % auf 221 TWh im Jahr 2050.

Abbildung 6-1: Entwicklung des Heizwärmebedarfs

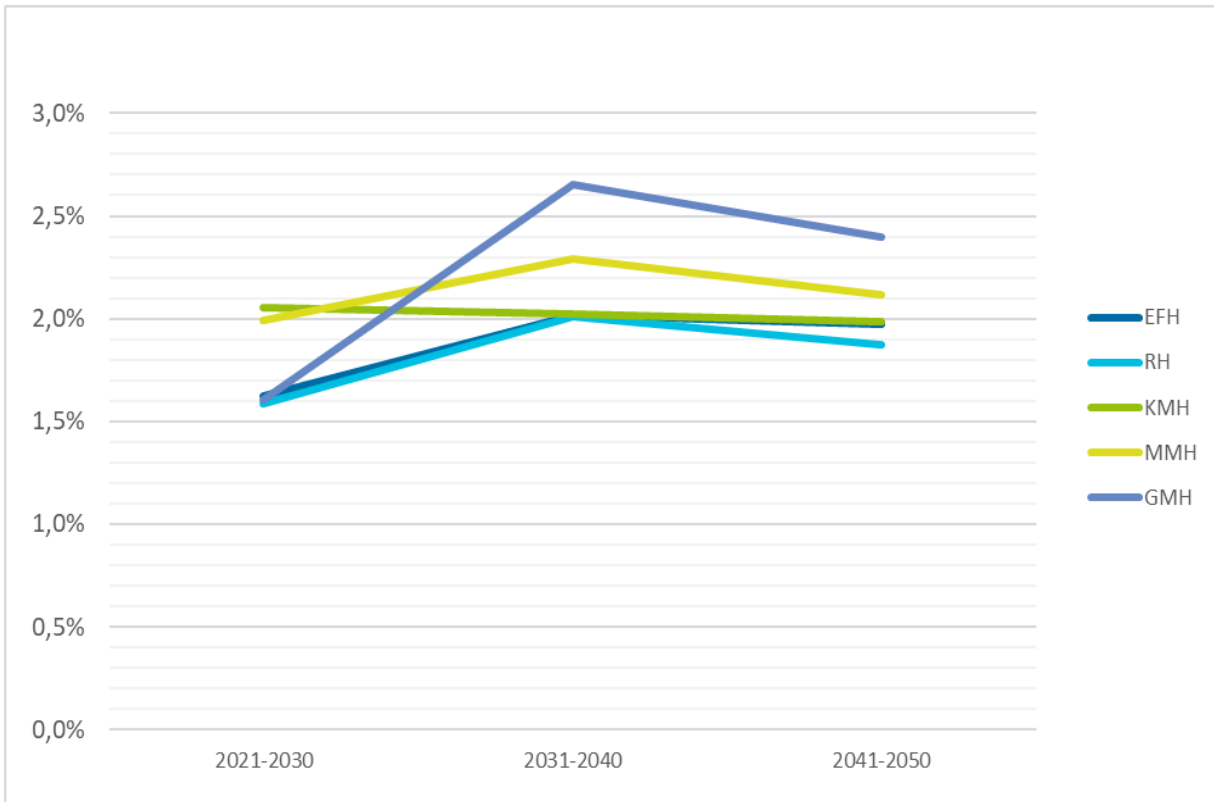


Gebäudekategorien: NWG: Nichtwohgebäude; GMH: Große Mehrfamilienhäuser, MMH: Mittlere Mehrfamilienhäuser, KMH: Kleine Mehrfamilienhäuser, RH: Reihenhäusern, EFH: Ein- und Zweifamilienhäuser

Quelle: IREES

Die Sanierungsrate beträgt im Durchschnitt 1,9 % im Zeitraum 2030 bis 2050. Abbildung 6-2 zeigt die Entwicklung der Sanierungsrate nach den Dekaden für die verschiedenen Gebäudekategorien im Wohngebäudebereich.

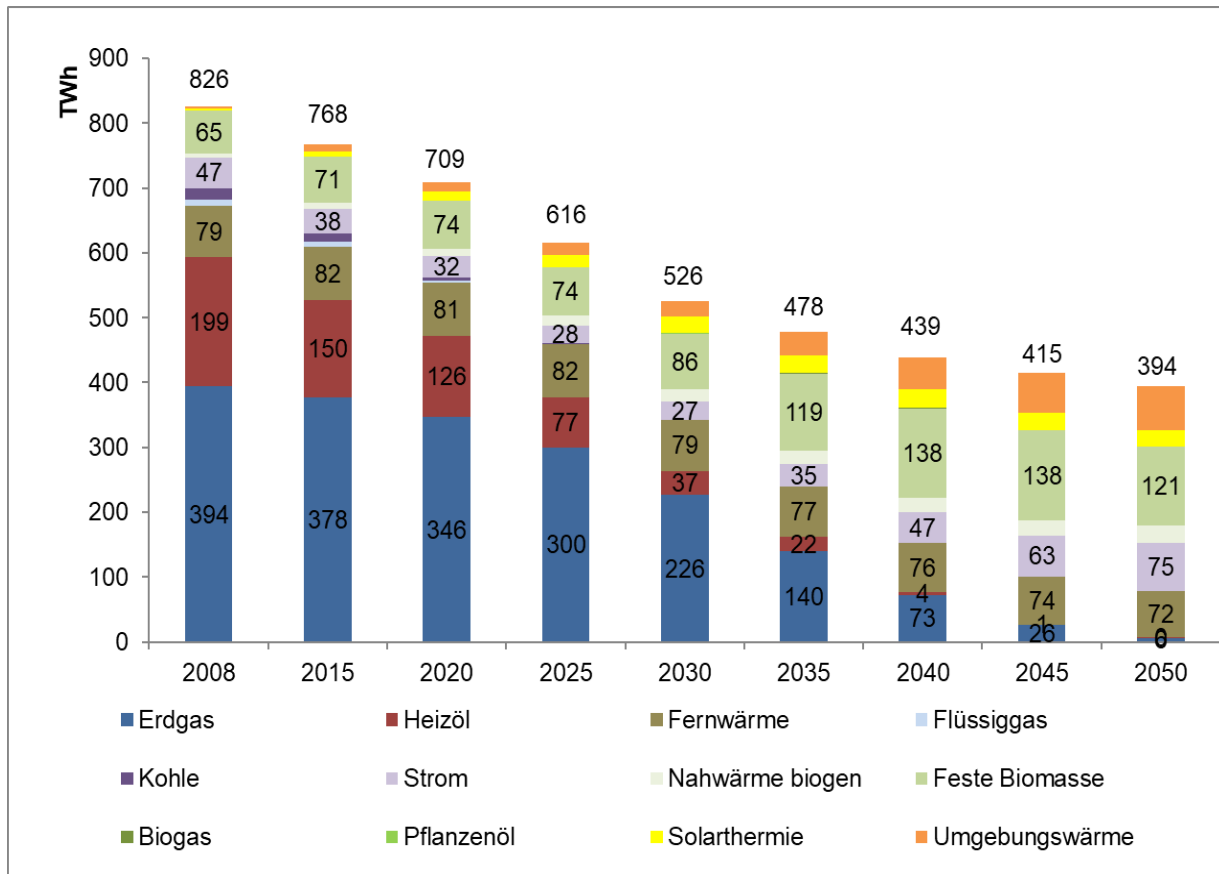
Abbildung 6-2: Sanierungsrate im Wohngebäudebereich



Quelle: IREES

Abbildung 6-3 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudebereich bis 2050 nach Energieträgern. Der Endenergieverbrauch sinkt insgesamt auf 394 TWh. Davon werden 123 TWh durch Wärmepumpen bereitgestellt (Umweltwärme und Stromeinsatz), 121 TWh durch feste Biomasse²² überwiegend in Zentralheizungskesseln und 26 TWh durch Solarthermie. Die Wärmebereitstellung durch Fernwärme sinkt absolut auf 72 TWh. Durch den insgesamt höheren Rückgang beim Wärmebedarf nimmt die Bedeutung relativ jedoch zu. Der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung im Gebäudebereich steigt damit auf 18 % im Jahr 2050. Im Jahr 2050 verbleibt noch ein Rest Gasversorgung von rund 6 TWh, der über erneuerbare Brennstoffe gedeckt werden muss.

²² Der vergleichsweise hohe Einsatz von fester Biomasse ergibt sich aus anderen Restriktionen in der Konzeption dieses Szenarios: Dazu gehören eine nicht zu hoch angesetzte Sanierungsrate, eine Beschränkung synthetischer Brennstoffe sowie eine Begrenzung der Stromnachfrage, die sich auf die mögliche Menge an Wärmepumpen auswirkt.

Abbildung 6-3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser

Quelle: IREES

6.2. Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

6.2.1. Annahmen und Parameter

Der Gerätebestand wird hier über die geschätzte Entwicklung der Ausstattungsraten ermittelt, die mit der angenommenen Anzahl an Haushalten (siehe Kapitel 6.1.1.1) multipliziert wird. Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wird bei großen elektrischen Haushaltsgeräten, mit Ausnahme von Wäschetrockner und Spülmaschinen, nur noch von geringfügig steigenden oder konstanten Ausstattungsraten ausgegangen. Überwiegend wird die Bestandsänderung an großen Geräten in den kommenden Jahren durch Ersatzbeschaffungen bestimmt. Für IKT-Endgeräte wird hingegen im Wesentlichen mit weiter steigenden Ausstattungsraten gerechnet. Dies gilt insbesondere für Computer, Set-top-Boxen und Router, bei denen noch deutliche Zuwächse zu erwarten sind. Bei denen dieses Verbrauchssegment der IKT-Endgeräte dominierenden Fernsehern wird bei der heute schon hohen Ausstattungsrate von rund 1,5 TV-Geräten pro Haushalt in Deutschland nur noch ein geringfügiger Anstieg angenommen. Insgesamt sind IKT-Endgeräte diejenige Verbrauchergruppe, bei der die Änderung der Ausstattungsraten mit den größten Unsicherheiten verbunden ist, aufgrund kurzer Reinvestitionszyklen zwischen 4 und 8 Jahren und einer hohen Dynamik in der Entwicklung neuer Energieanwendungen.

Bei der Anzahl an Beleuchtungspunkten pro Wohneinheit wird nur mit einem leichten Anstieg gerechnet. Schwierig zu bestimmen ist aufgrund der unzureichenden Datenlage der heutige und

zukünftige Bestand an Klimageräten in privaten Haushalten. Die Abschätzung erfolgt hier in Anlehnung an die EuP Preparatory Studies (2008a) zu Raumklimageräten in privaten Haushalten und eine darauf aufbauende Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt (2010)). Die Ausstattungsraten der privaten Haushalte mit elektrischen Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimaanlage basieren auf Grundlage der regelmäßigen Veröffentlichungen des ZVEI und weiterer Studien (Barthel et al. (2010), Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V. (BITKOM) (2008), EuP Preparatory Studies Lot 10 (2008), Fraunhofer IZM (Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration), Fraunhofer ISI (Institut für System- und Innovationsforschung) (2009), Gesellschaft für Konsumforschung (GfK) (2002-2010), ZVEI (2006-2009), Statistisches Bundesamt (StBA) (2010), StBA (2014a), Fraunhofer IZM (2015), Van Holsteijn en Kemna B.V. et al. (2014)).

Der spezifische Stromverbrauch der einzelnen Gerätekategorien, der Beleuchtung und Klimaanlage wird durch die jeweiligen Nutzungszeiten in den verschiedenen Betriebszuständen, die Verteilung der Anteile der Energieeffizienzklassen an den Geräteverkäufen sowie die spezifische Leistungsaufnahme in den verschiedenen Betriebszuständen bestimmt. Letztere wiederum wird insbesondere durch die jeweiligen Anforderungen an Mindesteffizienzstandards durch die Ökodesign-Richtlinie bestimmt. Auch die Anteile der Energieeffizienzklassen an den Geräteverkäufen werden zumindest am unteren Rand durch die Anforderungen der Ökodesign-Richtlinie beschränkt, wodurch weniger effiziente Klassen zunehmend nicht mehr auf den Markt gebracht werden dürfen.

Im KS-Ele-Szenario wird mit einer weiteren Verstärkung der Marktdynamik bei der Entwicklung der Geräte-, Beleuchtungs- und Klimaanlageverkäufe nach Effizienzklassen gerechnet. Dies schließt auch die Einführung einer 'Neuen Klasse' ein, die schneller am Markt verfügbar ist, als dies bei einer reinen Weiterführung des historischen Trends der Fall wäre. Sie steht stellvertretend für effizientere, bisher noch nicht definierte Effizienzklassen. Darüber hinaus wird im KS-Ele angenommen, dass die Konsumenten wesentlich sensibler auf Labelling von effizienten Produkten reagieren, bzw. dass die Minimierung der Lebenszykluskosten bei der Kaufentscheidung einen höheren Stellenwert einnimmt. Quellen, die für die Schätzung der spezifischen Verbräuche herangezogen werden sind: GfK (2010), Umweltbundesamt (2010), ErP Preparatory Studies (2007a), ErP Preparatory Studies (2007b), ErP Preparatory Studies (2007c), ErP Preparatory Studies (2008a), ErP Preparatory Studies (2008b), ErP Preparatory Studies (2008c), ErP Preparatory Studies (2008d), ErP Preparatory Studies (2008e), ErP Preparatory Studies (2009), Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI (2009), Olonschek, M., Holsten, A., & Kropp, J.P. (2011), Prognos (2007), Prognos & EWI (2006), Prognos 2009.

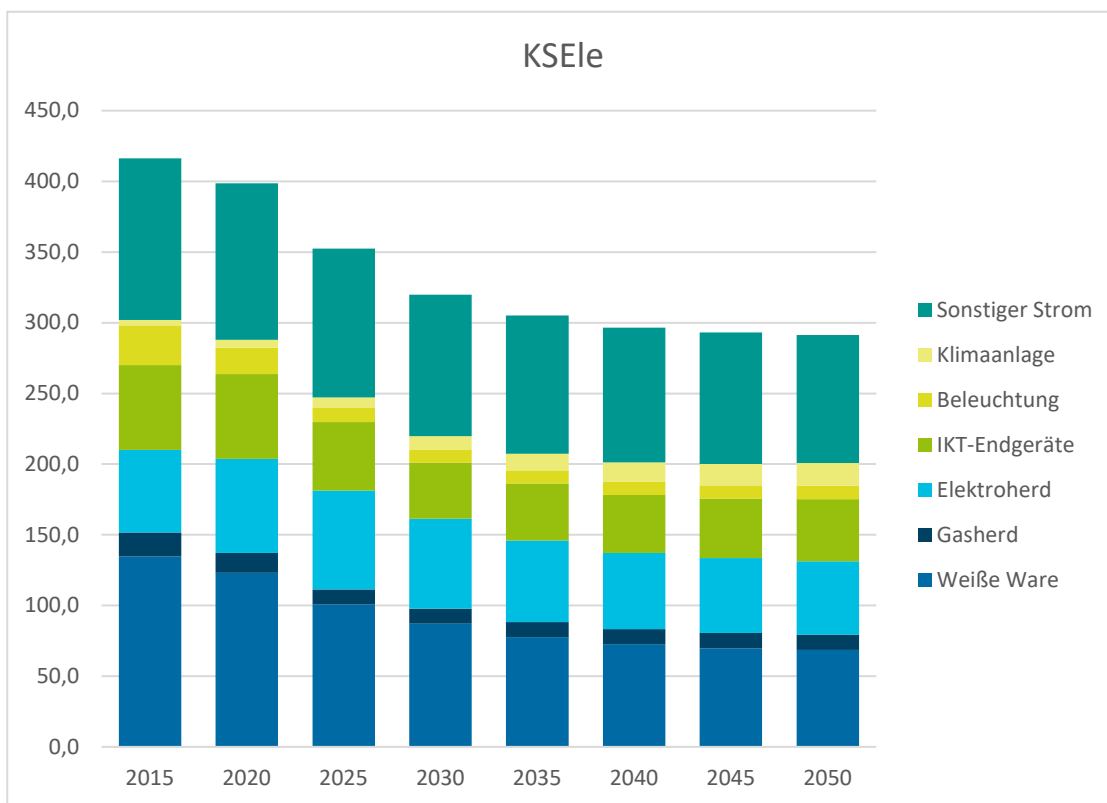
Die Nutzungszeiten in den verschiedenen Betriebszuständen sind vor allem für die IKT-Geräte relevant. Hier wird überwiegend auf die Annahmen in Fraunhofer IZM, Borderstep Institut 2015 zurückgegriffen. Für die meisten IKT-Geräte wird dabei von weiter steigenden Nutzungszeiten ausgegangen. Dies führt zu einer teilweisen Kompensation technischer Effizienzverbesserungen der Geräte und zu einem entsprechend geringeren Rückgang – oder sogar Anstieg – des spezifischen Stromverbrauchs. Den gleichen Effekt haben Trends wie größere Monitore und eine erhöhte Leistungsfähigkeit der Geräte (direkter Rebound-Effekt).

Bei der Beleuchtung ist der deutliche Rückgang des spezifischen Verbrauchs darauf zurückzuführen, dass neben den Glühlampen aufgrund der Vorschriften unter der Ökodesign-Richtlinie zukünftig auch Halogen- und Leuchtstofflampen weitestgehend aus dem Markt gehen werden. Langfristig verdrängen LED-Lampen die anderen Technologien.

6.2.2. Ergebnisse

Der erwartete Stromverbrauch von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im KS-Ele-Szenario für die einzelnen Anwendungsbereiche ist in Abbildung 6-4 und Tabelle 6-3 dargestellt. Dabei sinkt die Energienachfrage insgesamt um 30 % gegenüber 2015 auf ein Niveau von 291,4 PJ (80,8 TWh) im Jahr 2050. Die größten Verbrauchsminderungen sind dabei in den Anwendungsgruppen „Beleuchtung (-66 %) und „Weiße Ware“ (-49 %) zu verzeichnen. Im KS-Ele wird dabei von einer vergleichsweise frühen Verbreitung von effizienten Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimageräten im Bestand ausgegangen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario von zusätzlichen Effizienzklassen ausgegangen wurde und sich die Haushaltsbewohner*innen im Falle einer Ersatz- oder Neuinvestition nahezu immer für die beste verfügbare Anwendung entscheiden. Des Weiteren wird im KS-Ele ein Bewusstseinswandel unterstellt, der dazu führt, dass die Entscheidungsträger*innen wesentlich sensibler auf das Labelling von Geräten bei der Kaufentscheidung reagieren. Im Zuge dieses Bewusstseinswandels wurde zudem von einer niedrigeren Ausstattung der Haushalte mit Geräten ausgegangen.

Abbildung 6-4: Energienachfrage im KS-Ele nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2015-2050



Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Tabelle 6-3: Energienachfrage im KS-Ele nach Anwendungsgruppen für den Zeitraum 2015-2050

	2015	2020	2030	2040	2050
	PJ				
Weiße Ware	134.6	123.0	87.0	72.6	68.5

Strom	134.6	123.0	87.0	72.6	68.5
Kochen	75.5	80.8	74.4	64.6	62.8
Strom	58.5	66.6	63.7	54.0	51.8
Erdgas	17.0	14.2	10.7	10.6	11.0
IKT-Endgeräte	59.9	59.8	39.5	40.9	43.8
Strom	59.9	59.8	39.5	40.9	43.8
Beleuchtung	28.1	18.7	9.1	9.4	9.4
Strom	28.1	18.7	9.1	9.4	9.4
Klimatisierung	3.7	5.6	9.8	13.8	16.2
Strom	3.7	5.6	9.8	13.8	16.2
Sonstige	114.4	110.7	100.1	95.2	90.6
Strom	114.4	110.7	100.1	95.2	90.6
Gesamtenergieverbrauch	416.2	398.6	319.9	296.5	291.4
Ggü 2015		-17.6	-96.3	-119.7	-124.8
Ggü 2015 [%]		-4.2	-23.1	-28.8	-30.0

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

6.3. Geräte und Prozesse im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

6.3.1. Annahmen und Parameter

Das Szenario KS-Ele folgt in der Ausgestaltung und den Annahmen dem Szenario "Klimaschutzszenario 95" der 2. Modellierungsrunde. Das Szenario nimmt eine beschleunigte Diffusion von Effizienztechniken an. Dies könnte durch finanzielle Anreize, aber auch ordnungsrechtliche Vorgaben geschehen.

6.3.2. Ergebnisse

Das KS-Ele zeigen sich beim Strombedarf kurzfristig deutliche Einsparungen, die langfristig allerdings zum Teil durch eine zunehmende Elektrifizierung kompensiert werden. Die Effizienzgewinne finden besonders in den Bereichen Beleuchtung sowie Lüftung und Klimatisierung statt. Beim Brennstoffbedarf zeigt sich ein deutlicher Wechsel, sodass bis zum Jahr 2050 der Großteil auf Erneuerbare Energien umgestellt ist.

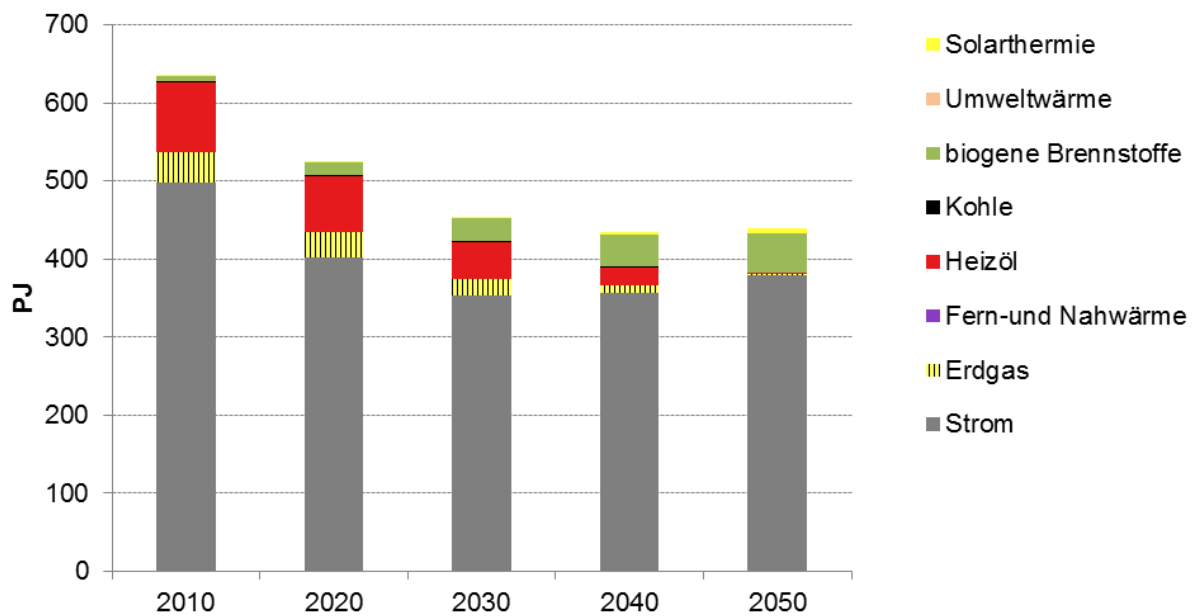
Tabelle 6-4: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im KS-Ele nach Energieträgern

Energieträger	2020	2030	2040	2050
	PJ			
Strom	403	354	357	380
Erdgas	32	21	10	1
Fern-und Nahwärme	0	0	0	0
Heizöl	72	48	23	2

Kohle	1	1	1	0
biogene Brennstoffe	16	30	40	49
Umweltwärme	0	0	0	0
Solarthermie	0	2	4	7
Summe	525	455	436	440
Veränderung ggü. 2020	0	-175	-194	-190
prozentuale Veränderung ggü. 2010	0%	-28%	-31%	-30%

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 6-5: Endenergiebedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im KS-Ele nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 6-5: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse nach Wirtschaftszweigen im KS-Ele

Wirtschaftszweig	2020	2030	2040	2050	2050/2020
	TWh				
Handel; Reparatur Fahrzeugen	28,6	23,0	22,5	24,2	-15%

Gastgewerbe	8,6	7,6	8,0	8,4	-2%
Verkehr und Lagerei, IuK	6,9	5,9	5,8	6,0	-12%
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	2,7	2,5	2,6	2,6	-3%
Gesundheits- und Sozialwesen	7,7	7,8	8,0	8,8	14%
Erziehung und Unterricht	5,3	4,7	4,3	4,2	-20%
Öff. Verwaltung, Verteidigung;	5,1	4,5	4,1	4,1	-20%
Sonstige Wirtschaftszweige	14,5	12,6	12,8	13,0	-10%
Summe bottom-up	79,5	68,6	67,9	71,5	-10%
Summe kalibriert	111,9	98,4	99,2	105,7	-6%

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 6-6: Strombedarf im Sektor GHD – Geräte und Prozesse im KS-Ele nach Anwendungen

Anwendung	2020	2030	2040	2050	2050/2010
	TWh				
Innenraumbeleuchtung	26,4	18,7	16,9	15,6	-41%
Straßenbeleuchtung	3,6	3,1	2,8	2,7	-24%
IKT Büro	2,7	3,3	4,0	4,8	76%
Rechenzentren und Server	7,6	9,1	11,2	14,3	88%
Lüftung und Klimatisierung	3,5	3,2	3,4	3,5	1%
Aufzüge	2,1	2,1	2,0	2,1	-1%
Weitere Gebäudestromverbraucher	11,8	9,1	8,5	8,7	-26%
Kochen (gewerblich)	5,7	5,5	5,4	5,5	-3%
Waschen (gewerblich)	2,3	2,4	2,5	2,6	12%
Gewerbliche Kühl- und Gefriergeräte	13,7	12,1	11,1	11,6	-15%
Summe	79,5	68,6	67,9	71,5	-10%
Summe kalibriert	111,9	98,4	99,2	105,7	-6%

Quelle: Eigene Berechnungen

6.4. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Gebäudesektor

Im Bereich der Wärmenachfrage und Wärmeversorgung ist die wesentliche Strategie zur Zielerreichung der schnelle Ausstieg aus den fossilen Brennstoffen in der Wärmeversorgung und eine höhere Dynamik bei der energetischen Sanierung.

- Für Wärmeversorgung ist dabei insbesondere das im Szenario angenommene Neuinstallationsverbot für Heizölkessel und Erdgaskessel zu nennen. Da Erdgaskessel jedoch noch bis 2034 installiert werden dürfen, reicht dies nicht aus, um die fossilen Wärmeerzeuger vollständig aus dem Bestand zu verdrängen. Die Wärme aus dem Restbestand an Gaskesseln in 2050 muss so über erneuerbare Brennstoffe bereitgestellt werden oder durch eine Austauschpflicht im Bestand adressiert werden. Ein früheres Verbot von nicht zielkonformen Wärmerversorgungstechnologien wäre somit notwendig, sofern der Energieträger nicht durch erneuerbare Brennstoffe dekarbonisiert wird.
- Ein weiteres wichtiges zusätzliches Instrument stellt die CO₂-Bepreisung dar, die die Diffusion von EE-Wärme in den Markt begünstigt und damit die Vorraussetzung für die Markttransformation darstellt.
- Der zweite wesentliche Punkt ist die Erhöhung der Sanierungsaktivität und Sanierungstiefe. Für die Modellierung wird angenommen, dass die ordnungsrechtlichen Vorgaben nicht nur für Neubauten, sondern auch für Bestandsgebäude verschärft werden. Die geförderten Sanierungsmaßnahmen (KfW-Effizienzhäuser) werden entsprechend in den Anforderungen ebenfalls angehoben. Es wird ersichtlich, dass trotz einer im Modell unterstellten Reduzierung um 60 % ggü. 2008 in 2050 ein signifikanter Heizwärmebedarf übrig bleibt (vgl. Abb. 6-1), so dass der neben der Reduzierung der Umstieg auf erneuerbare Energien essentiell ist.

Die Entwicklung der Energienachfrage für Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung wird im Wesentlichen durch folgende energiepolitischen Maßnahmen beeinflusst:

- Mindesteffizienz-Standards für Produkte basierend auf der Ökodesign-Richtlinie
- Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung zur Bereitstellung von zusätzlichen Informationen im Rahmen der Kaufentscheidung basierend auf der Labelling-Richtlinie

Die wirksamste Politikmaßnahme im Bereich der Privaten Haushalte sind Mindesteffizienz-Standards für Produkte. Deren große Wirkung ist auf eine Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie für alle Produkte auf Basis der Durchführungsmaßnahme zurückzuführen. Die Ausgestaltung der Ökodesign-Richtlinie im KS-Ele-Szenario ist sehr ambitioniert und führt zu einem frühen Umstieg auf Geräte in den neuen Effizienzklassen. Dies ermöglicht die Massenanfertigung der Geräte in den neuen Effizienzklassen und damit eine Vergünstigung der zu erwartenden Kosten. In der modellbasierten Analyse lässt sich dies explizit über Markteintritts- und Marktaustrittszeitpunkte von Effizienzklassen sowie deren Kosten abbilden. Die Energieverbrauchskennzeichnungen führen dazu, dass die Konsument*innen im KS-Ele sensibel auf Labelling von effizienten Produkten reagieren. Die Auswirkung der Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung auf die Energienachfrage wird über die Preissensitivität von Entscheidungsträgern abgebildet.

7. Das Szenario für den Sektor Industrie

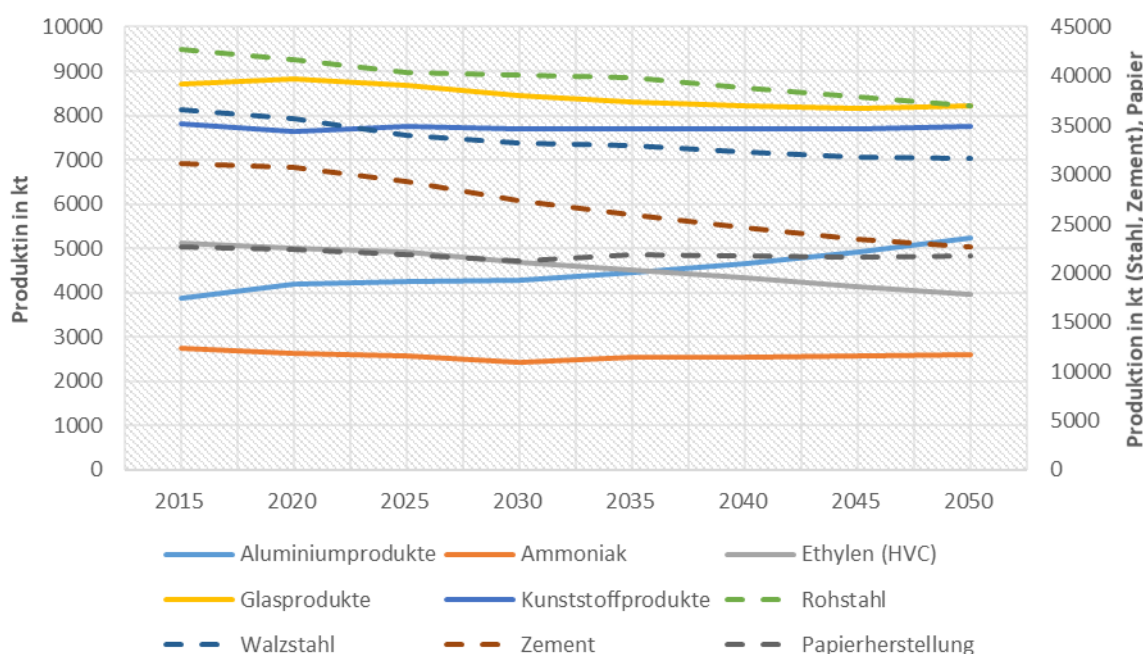
7.1. Energieverbrauch (ohne KWK)

7.1.1. Annahmen und Parameter

7.1.1.1. Rahmendaten

Unter den Rahmendaten sind die maßgeblichen Einflussgrößen auf den industriellen Energieverbrauch und CO₂-Emissionen die industrielle Produktion, die Wertschöpfung sowie die Anzahl der Beschäftigten. Diese fließen exogen in die Modellierung ein. Im Folgenden sind die entsprechenden Annahmen bis zum Jahr 2050 dargestellt.

Abbildung 7-1: Entwicklung der Produktion ausgewählter Produktgruppen



Quellen: Quellen des Jahres 2015: Chemie: Statistisches Bundesamt (2012), UNFCCC; Statistisches Bundesamt; Kunststoffverarbeitung: Fraunhofer ICT und Fraunhofer ISI (2010), Umweltbundesamt (UBA) 2016

Abbildung 7-1 zeigt die Entwicklung der Produktionsmenge für die wichtigsten Produktgruppen. Ausgehend von empirischen Werten im Jahr 2015 werden Pfade fortgeschrieben, welche die Entwicklung von Wertschöpfung und Materialeffizienz berücksichtigen. Die Entwicklung ist in vielen Bereichen von geringen Änderungen geprägt. Es wird daher grundsätzlich davon ausgegangen, dass die den hier abgebildeten Prozessen nachgelagerte Wertschöpfung weitgehend unbeeinflusst ist.

Tabelle 7-1 zeigt die Entwicklung der Bruttowertschöpfung für die einzelnen Subsektoren der Industrie. Für die gesamte Industrie wird ein jährliches mittleres Wachstum von 1 % angenommen; die Subsektoren entwickeln sich jedoch unterschiedlich. Relativ hohes Wachstum findet mit 1,2 bis 1,6 % in den Branchen Maschinenbau, Fahrzeugbau und dem sonstigen verarbeitenden Gewerbe statt. Die energieintensiven Branchen der Grundstoffindustrie wachsen kaum bzw. stagnieren. Dieser strukturelle Wandel führt bereits ohne technische Verbesserungen dazu, dass sich Bruttowertschöpfung und Energieverbrauch sowie THG-Emissionen entkoppeln, bzw. dass die

gesamte Wertschöpfung schneller steigt als der Energieverbrauch. Bedingung hierfür ist eine relevante Steigerung der Materialeffizienz in den weiterverarbeitenden Branchen, die den Bedarf an Grundstoffen reduziert. Im Modell wird die Entwicklung der Wertschöpfung verwendet, um die nicht durch Prozesse direkt abgebildete Energienachfrage relativ zum Basisjahr zu skalieren. Entsprechend wirkt sie stärker auf nicht-energieintensive Industrien (Maschinenbau, Fahrzeugbau, sonstiges verarbeitendes Gewerbe).

Tabelle 7-1: Entwicklung der Bruttowertschöpfung des Industriesektors nach Subsektoren in allen Szenarien in Mrd. Euro₂₀₁₀

Subsektor	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR 2050/2015
Bergbau	1,4	1,1	0,7	0,5	0,4	-3,5 %
Ernährung und Tabak	56,5	57,3	58,0	59,0	60,9	0,2 %
Papiergewerbe	9,5	9,6	9,6	9,7	9,9	0,1 %
Grundstoffchemie	24,1	25,2	27,4	29,3	31,9	0,8 %
Sonst. chemische Industrie	29,2	30,9	34,3	37,4	41,3	1,0 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	23,5	25,1	28,3	31,3	34,7	1,1 %
Glas und Keramik	5,5	5,5	5,3	5,2	5,2	-0,1 %
Steine und Erden	7,1	7,1	6,9	6,8	6,8	-0,1 %
Metallerzeugung	6,9	6,7	6,7	6,7	6,9	0,0 %
NE-Metalle, -gießereien	9,4	9,2	9,1	9,1	9,5	0,0 %
Metallbearbeitung	42,1	43,9	46,9	49,9	53,8	0,7 %
Maschinenbau	71,9	79,0	93,9	108,7	125,2	1,6 %
Fahrzeugbau	103,6	111,7	126,4	140,5	156,7	1,2 %
Sonst. verarb. Gewerbe	95,9	103,3	118,4	133,3	150,4	1,3 %
Summe	486,5	515,7	572,1	627,4	693,8	1,0 %

Quelle: StBA 2014b, FORECAST

Tabelle 7-2 zeigt die Annahmen zur Entwicklung der Erwerbstätigen. Hier zeigen sich entsprechende deutliche Unterschiede je Branche. Modelliertechisch relevant ist dabei lediglich die Entwicklung relativ zum Basiswert 2015, da an diese der Flächen- und Raumwärmebedarf angepasst wird.

Tabelle 7-2: Entwicklung der Erwerbstätigen des Industriesektors nach Subsektoren in allen Szenarien [1000 Erwerbstätige]

Subsektor	2015	2020	2030	2040	2050	CAGR2050/2015
Bergbau	21	17	10	6	5	-4,3 %
Ernährung und Tabak	546	542	497	447	413	-0,8 %
Papiergewerbe	120	111	91	74	61	-1,9 %
Grundstoffchemie	165	160	145	129	117	-1,0 %
Sonst. chemische Industrie	279	274	250	223	205	-0,9 %
Gummi- u. Kunststoffwaren	382	379	353	320	296	-0,7 %
Glas und Keramik	83	75	59	47	39	-2,2 %
Steine und Erden	100	91	72	57	47	-2,2 %
Metallerzeugung	74	68	57	48	42	-1,6 %

NE-Metalle, -gießereien	136	126	106	88	77	-1,6 %
Metallbearbeitung	669	659	606	548	509	-0,8 %
Maschinenbau	618	625	604	567	539	-0,4 %
Fahrzeugbau	937	928	850	770	713	-0,8 %
Sonst. verarb. Gewerbe	1479	1427	1273	1125	1017	-1,1 %
Summe	5608	5483	4974	4449	4079	-0,9 %

Quelle: FORECAST

7.1.1.2. Szenariogestaltung

Im Folgenden sind die zentralen Annahmen hinter dem KS-Ele-Szenario dargestellt. Diese Annahmen hinsichtlich verschiedener Vermeidungshebel bestimmen das Ambitionsniveau des Szenarios maßgeblich mit.

Diese Vermeidungshebel lassen sich in fünf Kategorien zusammenfassen:

1. **Verbesserung der Energieeffizienz bestehender Verfahren:** Optimierung bestehender Produktionsverfahren durch inkrementelle Verbesserungen wie z. B. interne Abwärmenutzung
2. **Brennstoffwechsel: Inkrementeller Wechsel auf CO₂-arme Energieträger,** z. B. von Kohle zu Biomasse oder von Gas zu Strom in bestehenden Prozessen
3. **Innovative CO₂-arme Produktionsprozesse:** Disruptive Innovationen, die einen Austausch von bestehenden Produktionsverfahren erfordern
4. **Verstärkte Kreislaufwirtschaft:** Recycling von Materialien auf allen Ebenen der Wertschöpfung
5. **Materialeffizienz entlang der Wertschöpfungskette:** CO₂-effizienter Einsatz von Materialien entlang der Wertschöpfungskette (Wiederverwendung von Produkten, Verlängerung der Lebensdauer oder bedarfsgerechte Verwendung)

Jeder dieser Punkte adressiert einen anderen Aspekt der Energienachfrage: Materialeffizienz beeinflusst die Nachfrage nach Grundstoffprodukten wie Stahl durch sparsamere Verwendung in Endprodukten. Energieeffizienz reduziert den Energiebedarf der Produktion. Recycling verlagert die Produktion verstärkt zu Sekundärrouten, die in der Regel in beiden Effizienzaspekten den Primärrouten überlegen sind. Brennstoffwechsel reduziert die Emissionsintensität der Produktion. Innovative Produktionsprozesse, die oft emissionsneutral ausgerichtet sind, können bekannte Verfahren ab- und sonst schwer auflösbare Abhängigkeiten von fossilen Energieträgern auflösen. In KS-Ele wird davon ausgegangen, dass wertgleiche Wirtschaftsleistungen erbracht werden. Das bedeutet, dass erhöhte Materialeffizienz zwar die absoluten Produktionsmengen einiger Prozesse senkt und Prozessverschiebungen stattfinden, sich dies aber nicht auf die Gesamtwertschöpfung auswirkt. Dies kann durch Verschiebung zu höherwertigen Produkten geschehen. Die Annahmen hinsichtlich dieser Vermeidungshebel sind in Tabelle 7-3 zusammengefasst.

Tabelle 7-3: Übersicht Szenario-Annahmen für den Industriesektor

Ausgangspunkt 2015		KS-Ele (Vergleich zu 2015)
Energieeffizienz	<i>Aktuelle Politikinstrumente</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Ambitionierte Umsetzung aktueller Politikinstrumente</i> • <i>Diffusion von Effizienztechniken durch höhere Risikobereitschaft der Unternehmen</i> • <i>Mindeststandards Ökodesign auf BVT-Niveau</i> • <i>Innovative Effizienztechniken verfügbar (> TRL 5)</i>
Brennstoffwechsel	<i>Moderater preisgetriebener Wechsel von Öl/Kohle zu Gas/Biomasse (wie historisch beobachtet)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Förderung Biomasse und PtH ab 2025</i> • <i>Ausweitung CO₂-Preis auf Nicht-ETS-Sektor</i> • <i>Kein Neubau fossiler Dampferzeugung ab 2025</i> • <i>Unternehmen antizipieren CO₂-Preis in 5 Jahren und berücksichtigen ihn bei Investitionsentscheidungen</i>
CCS	<i>Kein CCS</i>	<i>Kein CCS</i>
Innovative CO₂-arme Prozesse	<i>Keine (FuE bzw. Pilot- und Demonstrationsanlagen in Planung)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Innovationen (>TRL 4) relevant verfügbar ab ~2030; bis 2050 Marktpotenzial nahezu 100 % erschlossen</i> • <i>Starker Einsatz von Biomasse, Strom und Wasserstoff in innovativen Prozessen</i>
Recycling und Kreislauf	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Elektrostahl: 30 % (2015)</i> • <i>Sekundäraluminium: 54 %</i> • <i>Altpapier: 77 %</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Elektrostahl auf Basis Stahlschrott: 30 % -> 60 %</i> • <i>Sekundäraluminium: 54 % -> 58 %</i> • <i>Altpapier: 77 % -> 86 %</i> • <i>Kunststoffrecycling: -30 % bis 2050</i>
Materialeffizienz und -substitution	<i>Klinkerfaktor: 0,75</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Klinkerfaktor: 0,75 -> 0,6</i> • <i>Bedarfsreduktion durch Materialeffizienz 2050: ~10 % (Stahl, Zement, Behälterglas, Papier, Kunststoffe)</i> • <i>Reduktion Fleisch-, Milch-, Kunststoff- und Kalkbedarf</i>

Quelle: eigene Annahmen

In der Ausgangssituation werden bestehende Politikinstrumente (Emissionshandel, Programme zur Förderung der Energieeffizienz), Trends der Materialeffizienz (Reduzierung Klinkerfaktor bei der Zementherstellung) und Recycling berücksichtigt (geringe Steigerung Recyclingquote Stahl, Alu, Papier). Ein *gezielter* Wechsel zu emissionsarmen Energieträgern wird zunächst (wie beobachtet) nicht unterstellt. Elektrothermische Systeme spielen aufgrund der im Startjahr vorhandenen Energieträgerpreisverhältnisse nur in Nischen eine Rolle. Die konventionellen, auf fossilen Energieträgern basierenden Produktionsprozesse dominieren, und neue CO₂-arme Produktionsprozesse sind nicht marktverfügbar. Diese Ausgangssituation wird durch die Szenarioannahmen modifiziert.

Teile der im KS-Ele-Szenario als Ergänzung zur Ausgangssituation eingeführten Rahmenbedingungen (z.B. ein Förderrahmen für innovative Produktionsverfahren) sind während der Erstellung dieses Berichtes umgesetzt oder angekündigt worden. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dürfte die Realität also irgendwo zwischen der beschriebenen "Ausgangssituation" und KS-Ele-Szenario liegen. Ob die Maßnahmen in Umfang, Ambition und Ausstattung den im Szenario benötigten Voraussetzungen entsprechen, wurde nicht geprüft.

Im **KS-Ele-Szenario** wird die Diffusion von Effizienztechnologien deutlich beschleunigt. Zum einen geschieht dies durch eine veränderte Risikobereitschaft der Entscheidungsträger*innen, abgebildet in einer Erhöhung der maximal akzeptierten Amortisationszeit²³. Zum anderen bewirkt die Ausweitung der CO₂-Bepreisung auf Nicht-ETS-Sektoren zusammen mit einem höheren Preis (Anstieg auf 200 Euro/tCO₂ im Jahr 2050) ein höheres wirtschaftliches Potenzial der verfügbaren Effizienzmaßnahmen. Weiterhin wird angenommen, dass Unternehmen den CO₂-Preis bei der Investitionsentscheidung für 5 Jahre im Voraus korrekt antizipieren.

Auch die Materialeffizienz in den nachgelagerten Wertschöpfungsschritten steigt. Insbesondere Grundstoffe werden effizienter eingesetzt, was zu einer Bedarfsreduktion um etwa 10 % führt. Dies betrifft die energieintensiven Grundstoffe Stahl, Zement, Kunststoffe, Behälterglas und Papier. Die Nutzung von Sekundärrouten bei der Aluminium- (58 %), insbesondere aber Stahl- (60 %) und Papierproduktion (86 %) steigen an und erreichen technische Grenzen durch Verunreinigung (z. B. durch Kupferanteile (Daehn et al. 2017)). Der Brennstoffwechsel zu emissionsarmen bzw. -neutralen Energieträgern wie Biomasse und Strom wird durch den erhöhten CO₂-Preis allgemein, und durch *entschlossene* Subventionierung von elektrisch betriebenen Prozesswärmeanlagen ab 2025 im Speziellen gefördert. Dies ist im Szenario so ausgestaltet, dass der durch die Energieträgerpreise bedingte Kostennachteil dieser Systeme gegenüber fossilen Anlagen kompensiert wird. Zusätzlich wird ab 2025 der Neubau fossil betriebener Prozesswärmeanlagen verboten. Dies betrifft aufgrund der durch die Förderung veränderten Attraktivität der Technologien nur noch Nischenanwendungen. Diese wären aufgrund ihrer langen Lebensdauer anderenfalls im Jahr 2050 zu einem relevanten Teil noch im Betrieb.

Ab 2030 werden in KS-Ele innovative Produktionsprozesse im kommerziellen Maßstab für Stahl, Zement und in der Chemie verfügbar. Diese basieren mit Ausnahme von Zement²⁴ auf der Substitution von fossilen Energieträgern durch Wasserstoff (Wasserstoff-Direktreduktion von Eisenerz, Synthesegasherstellung aus Wasserstoff für Ammoniak, Ethylenherstellung aus Methanol und Ethanol, Methanolherstellung aus Biomasse) oder dem direkten Einsatz erneuerbaren Stroms (Glasschmelze) und verdrängen die konventionellen Produktionsprozesse bis 2050.

Im Folgenden werden die entsprechenden Annahmen nach den oben genannten fünf Technologiebereichen detaillierter dargestellt.

7.1.1.3. Annahmen zur Energieeffizienz

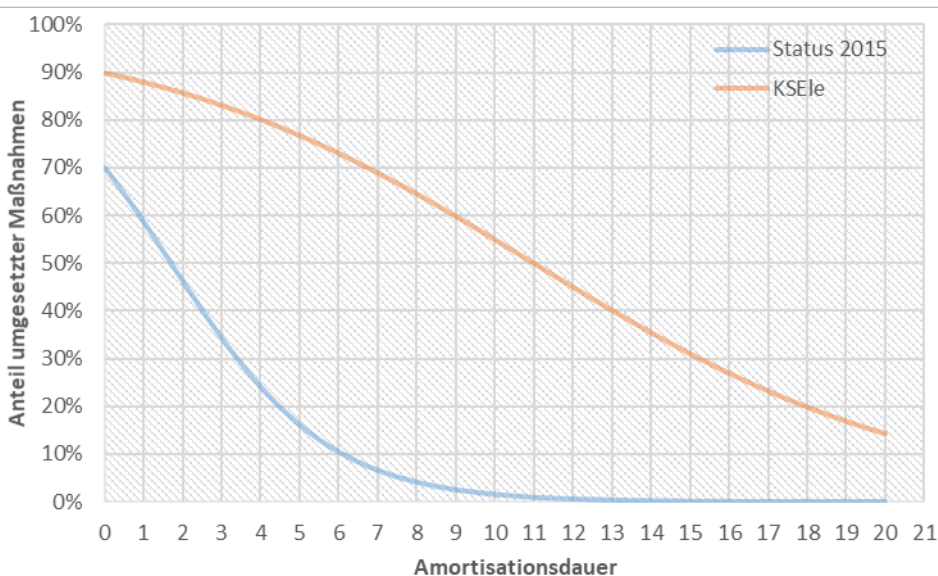
Für die Diffusion von Effizienztechniken in Querschnitts- sowie Prozesstechniken und damit für die Geschwindigkeit des Effizienzfortschritts ist die Risikobewertung der Unternehmen entscheidend. Beobachtungen des Investitionsverhaltens legen nahe, dass die Amortisationsdauer dabei eine zentrale Rolle spielt. Zu diesem Bewertungsinstrument ist anzumerken, dass es nicht in erster Linie die Wirtschaftlichkeit einer Investition, sondern einen Risikowert darstellt. Unternehmen sehen häufig von einer Effizienz-Investition ab, wenn die Amortisationsdauer mehr als zwei bis drei Jahre beträgt. Bei typischen Lebensdauern von industriellen Anlagen von 10 bis 20 Jahren und mehr (je nach Typ der Anlage) werden dadurch viele wirtschaftliche Maßnahmen nicht umgesetzt.

²³ Dies kann durch Politikmaßnahmen unterstützt werden. Diese wurden aber nicht explizit modelliert. Es handelt sich hier also um eine exogene Modellannahme.

²⁴ Neue Zementarten adressieren überwiegend Prozessemissionen, der mittlere Klinkerfaktor sinkt auf 0,6 t_{klinker}/t_{Zement}.

Obgleich viele Unternehmen nur in Einsparoptionen mit einer Amortisationszeit von maximal zwei bis drei Jahren investieren, so ist die Spannweite recht groß und hängt von verschiedenen Faktoren ab. Um diese Beobachtung im Modell abzubilden, wird für die Investition in einzelne Einsparoptionen eine Verteilung abhängig von der Amortisationszeit hinterlegt. Diese ist in Abbildung 7-2 als kumulative Verteilung dargestellt; dabei wird jeder Amortisationsdauer (Abszisse) jener Anteil der Unternehmen (Ordinate) zugeordnet, die eine positive Investitionsentscheidung treffen. Während die Steigung vorwiegend monetäre Hemmnisse der Investition abbildet, bildet die Differenz des Startwertes (bei einer Amortisationsdauer von null Jahren) nicht-monetäre Hemmnisse wie z. B. mangelnde Informationen ab. Entsprechend werden in der (nicht als Szenario ausdefinierten) Ausgangssituation nur gut 30 % der Einsparoptionen mit einer Amortisationsdauer von 3 Jahren umgesetzt, während es im KS-Ele etwa 85 % sind. Folglich spiegeln die Annahmen eine Überwindung der meisten Hemmnisse wider, wozu ein umfangreicher Mix an verschiedensten Politikinstrumenten (u. a. Zuschüsse, Energiemanagement, zinsvergünstigte Darlehen²⁵) notwendig sind, die allgemein das Risiko einer Investition in energieeffiziente Anlagen senken. Insbesondere werden auch Maßnahmen mit einer sehr hohen (> 10 Jahre) Amortisationszeit umgesetzt²⁶.

Abbildung 7-2: Annahmen zu Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen



Quelle: eigene Annahmen

7.1.1.4. Annahmen zum Brennstoffwechsel

Brennstoffwechsel ist im Modell FORECAST auf zwei unterschiedliche Arten abgebildet: Eine endogene Modellierung der Investitionsentscheidung in Industrieöfen und Warmwasser- und Dampferzeugung sowie eine exogen festgelegte Diffusion von neuen Produktionsprozessen (z.B. , die auf bestimmte Energieträger aus verfahrenstechnischen Gründen angewiesen sind. Im

²⁵ Diese Maßnahmen wurden nicht explizit modelliert sondern ihre zu erreichende Wirkung angenommen.

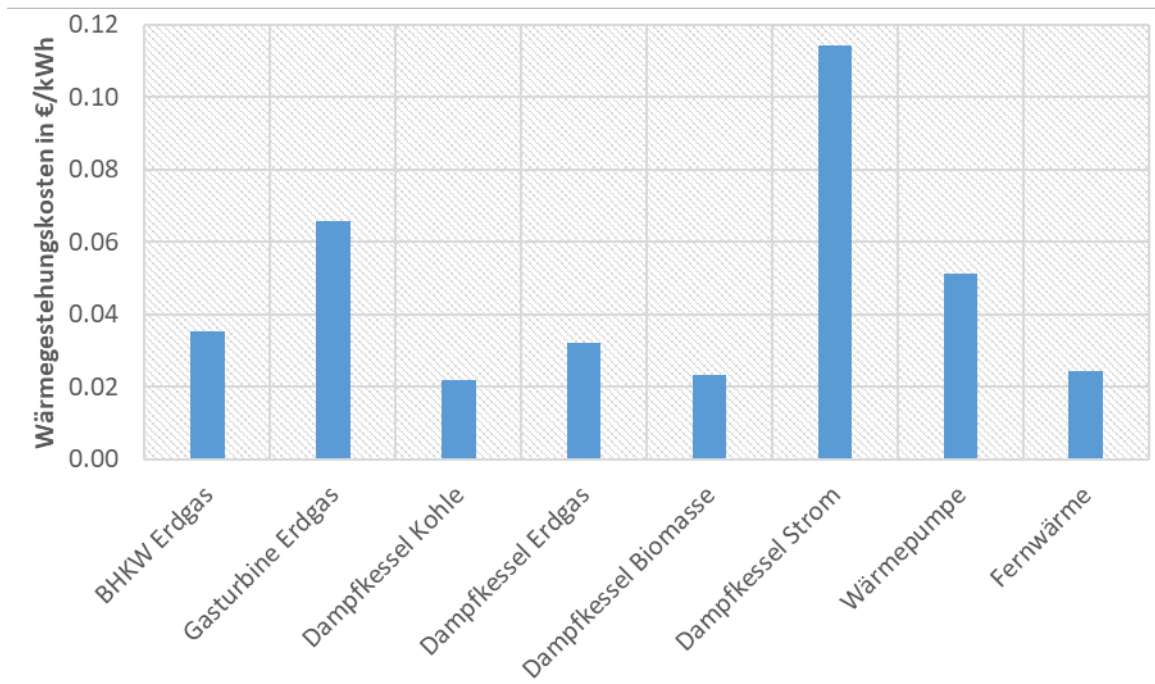
²⁶ Es werden nur wirtschaftliche Maßnahmen berücksichtigt.

Folgendes wird der erste Fall beschrieben, während der zweite Fall unter der Überschrift "Innovative CO₂-arme Prozesse" beschrieben wird.

Die Simulation der Warmwasser- und Dampferzeugung nimmt an, dass Anlagen nach dem Ablauf ihrer Lebensdauer ausgetauscht werden. Zu diesem Anlass kann ein Wechsel zu anderen Energieträgern durchgeführt werden, wenn die damit verbundenen Technologien wirtschaftlich attraktiv sind. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind die als Szenarioannahmen hinterlegten politisch induzierten Kostenbestandteile (Subventionen, CO₂-Preise) ein maßgeblicher Einflussfaktor. Gleichzeitig erlangt der Zeitpunkt der Investition Relevanz, da eine im Jahr 2020 installierte Anlage bis 2050 im Bestand verbleiben kann, auch wenn sie unter den dann vorherrschenden Bedingungen nicht neu installiert werden würde.

Die Rahmenbedingungen, unter denen dieser Brennstoffwechsel stattfindet, sind in Abbildung 7-3 dargestellt²⁷. Als maßgebliches Entscheidungskriterium werden die Gesamtkosten des zur Deckung des Wärmebedarfes nötigen Systems herangezogen. Obschon im Modell die Heterogenität der Industrie berücksichtigt ist und dadurch auch teure Systeme installiert werden können, erlangen die wirtschaftlichsten Anlagen die höchsten Marktanteile. Die Ausgangslage der Wirtschaftlichkeitsbewertung (angegeben als Wärmegestehungskosten in EURct/kWh) im Jahr 2015 ist in Abbildung 7-3 dargestellt. Die günstigsten Technologien sind kohle- und biomassegefeuerte Dampfkessel sowie Fernwärme (2 bis 4 EURct/kWh). Gas als Brennstoff erscheint teurer. Allerdings wurde beobachtet, dass Gas gegenüber Kohle unternehmensseitig vorteilhaft bewertet wird (Rehfeldt et al. 2019). Dies wird im Modell berücksichtigt, so dass Gasturbinen und gasgefeuerte Dampfkessel trotz ihres Kostennachteiles hohe Marktanteile aufweisen. Tatsächlich ist Erdgas sogar der bei Weitem meistverwendete Energieträger, was auf seine einfache Verwendbarkeit und Verfügbarkeit zurückzuführen ist. Fernwärme und Wärmepumpen sind technologisch auf Temperaturbereiche unter oder um 100 °C (zukünftig ansteigend auf 150 °C) begrenzt und decken daher nur einen geringen Teil der Heißwasser- und Dampfnachfrage ab. Strombetriebene Dampfkessel sind nicht wirtschaftlich und spielen 2015 keine Rolle.

²⁷ Teile dieser Erläuterungen überschneiden sich mit der Darstellung der Ergebnisse. Da allerdings die Förderhöhe für strombasierte Technologien mit Blick auf die Zielerreichung so gewählt wurde, dass sie eine konkurrenzfähige Option darstellen, werden die entstehenden Erzeugungskosten als Annahme gewertet.

Abbildung 7-3: Wärmegestehungskosten für Dampf und Warmwasser 2015

Quelle: Fraunhofer ISI

Bis 2030 und 2050 ändert sich dieses Bild grundlegend. In KS-Ele findet nach 2025 kein Neubau fossiler Dampferzeugungsanlagen mehr statt²⁸. Hinzu kommt eine *entschlossene* Subventionierung strombasierter Wärmeerzeugung ab 2025, um den Bedarf an Biomasse zu reduzieren. Die Kombination dieser Maßnahmen macht strombasierte Dampfkessel bis 2030 zur wirtschaftlichen Option.

Zum Verständnis ist hier wichtig, dass die Konkurrenz ab 2030 nicht mehr zwischen erdgas- und strombasierten Anlagen stattfindet. Vielmehr bildet Biomasse für Neuanlagen die Referenz, an der sich strombasierte Anlagen messen müssen. Da der Biomassepreis aber höchst unsicher ist, können die notwendigen Subventionen, um Strom als Energieträger zur Dampferzeugung attraktiv zu machen, stark von den hier modellierten abweichen.

Warum die Subventionierung von strombasierten Technologien so und in dieser Höhe notwendig ist, wird im Vergleich der Kostenkomponenten deutlich (Abbildung 7-4)²⁹. Auf den ersten Blick ist zu erkennen, dass die CO₂- und Brennstoffkosten (bzw. Stromkosten für strombetriebene Anlagen) die Kostenstruktur fast ausschließlich bestimmen. Eine Ausnahme bilden Dampfturbinen, bei denen die Investitionen stärker ins Gewicht fallen. Energie- und CO₂-Kosten machen bei strombetriebenen

²⁸ Der Neubaustopp wurde aus modelltechnischen Gründen umgesetzt, da die sonst benötigten Preissignale, z. B. ein erhöhter CO₂-Preis, sehr stark werden müssten. Grundlage des Szenarios ist hier, dass keine oder nur extrem geringfügig neue fossile Anlagen im Zeitraum 2025 bis 2030 in Betrieb genommen werden. Denn diese wären zum Teil auch 2050 noch im Bestand. Dazu bestünde die Alternative einer Zwangsstillegung ab 2040, um eine ähnlich geringe fossile Nutzung in 2050 zu erreichen.

²⁹ Durch die Mittelung der verschiedenen Anlagen insbesondere über Größenklassen sind die Zahlenwerte indikativ zu verstehen; Relevanz haben in diesen Darstellungen die Verhältnisse zwischen den Komponenten. Die Verhältnisse der Technologien untereinander können durch Unterschiede der Anlagengrößen verschoben sein, orientieren sich aber an den Darstellungen der Wärmegestehungskosten.

Dampfkesseln über 90 % der Gesamtkosten aus. Durch die Subventionen ab 2025³⁰ werden diese kompensiert, gleichzeitig steigen die Kosten fossiler Technologien durch steigende CO₂-Bepreisung. Damit wird auch ohne Neubaustopp fossile Erzeugung vergleichsweise teuer, KWK-Anlagen können aber (bei vergleichsweise hohen Strompreisen) attraktiv bleiben³¹. Strombetriebene Dampfkessel werden erst mit dem Erreichen des entsprechenden Förderniveaus attraktiv. Biomassegefeuerte Dampfkessel bleiben durch relativ niedrige Biomassepreise auch bei steigender Nutzung attraktiv und wären nach 2030 auch ohne Förderung die günstigste Technologie. FORECAST berücksichtigt für Biomasse allerdings keine Rückkopplung zwischen Verbrauch und Energieträgerpreis. Stattdessen wird in einem iterativen Prozess bei der Szenarioerstellung darauf geachtet, festgelegte Potenzialgrenzen (siehe 4.2) nicht zu überschreiten. Daher können steigende Biomassepreise die notwendige Subventionshöhe für strombasierte Technologien reduzieren. Dies ist im Modell nicht abgebildet.

Zusammenfassend sind drei Erkenntnisse aus den abgebildeten Zusammenhängen zu ziehen:

1. Die Energiekosten dominieren den Betrieb von Prozesswärmeanlagen; strombasierte Prozesswärmeerzeugung ist dadurch nicht attraktiv.
2. Ein marktbasierendes Umstellen von fossil betriebenen auf strombasierte Anlagen *kann* durch eine Angleichung der Kosten von beiden Seiten (Verteuerung der fossilen und Subventionierung strombasierter Technologien) gelingen.
3. Aber die notwendige Geschwindigkeit der Transformation des Industriesektors erfordert, dass *keine* (nicht nur weniger) fossile Anlagen gebaut werden. Ein Neubaustopp ist, unabhängig von der konkreten Ausgestaltung, dafür die direkteste Lösung³².

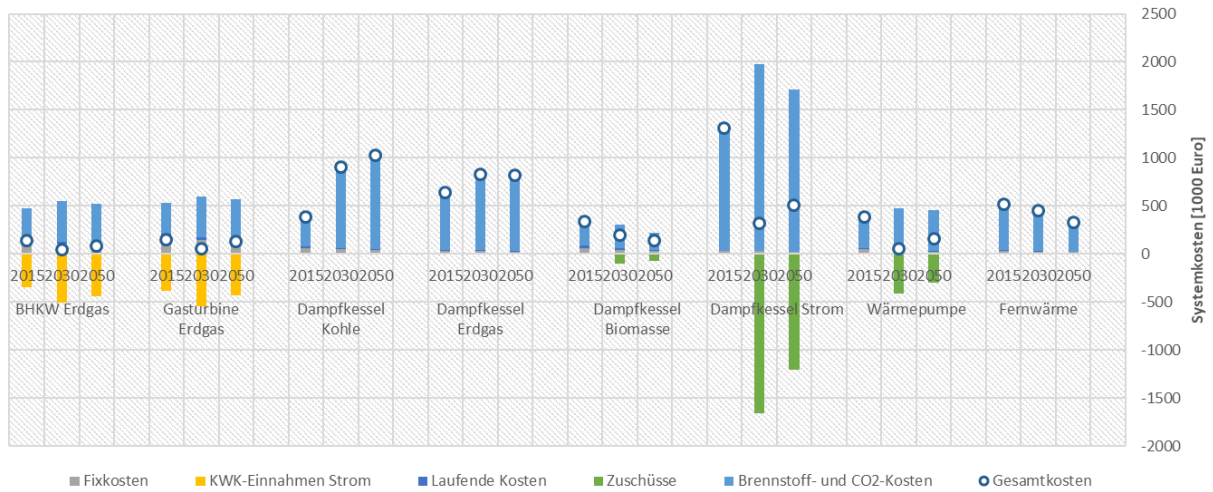
Das KS-Ele Szenario wurde für den Bereich der Prozesswärmeerzeugung anhand dieser Annahmen entwickelt.

³⁰ Mit dem Begriff "Subvention" werden im Modell abstrakt umgesetzte Maßnahmen zur Angleichung der Energiekosten bezeichnet. Mit welchem politischen Instrument dies geschieht, ist nicht festgelegt. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bereits beschlossene (z.B. Dekarbonisierungsprogramm) oder in der Diskussion befindliche Maßnahmen (z.B. Neuordnung der Strompreiskomponenten) können dazu einen Beitrag leisten. Die Annahmen des KS-Ele-Szenarios gehen allerdings im Umfang und Ambition über bereits beschlossene Maßnahmen hinaus.

³¹ Dies hängt jedoch stark von der Betriebsweise ab. Diese wird insbesondere durch Fördersysteme und den Rechtsrahmen bestimmt, was in dieser Modellierung nicht detailliert untersucht wurde.

³² Alternativ wäre die Annahme eines Austausches von Bestandsanlagen deutlich vor Ende ihrer technischen Lebensdauer möglich; zum Beispiel durch Erlöschen der Betriebserlaubnis zu einem bestimmten Zeitpunkt. Dies können im Sinne der Zielerreichung gleichwertige Pfade sein – bezüglich des THG-Budgets allerdings nicht.

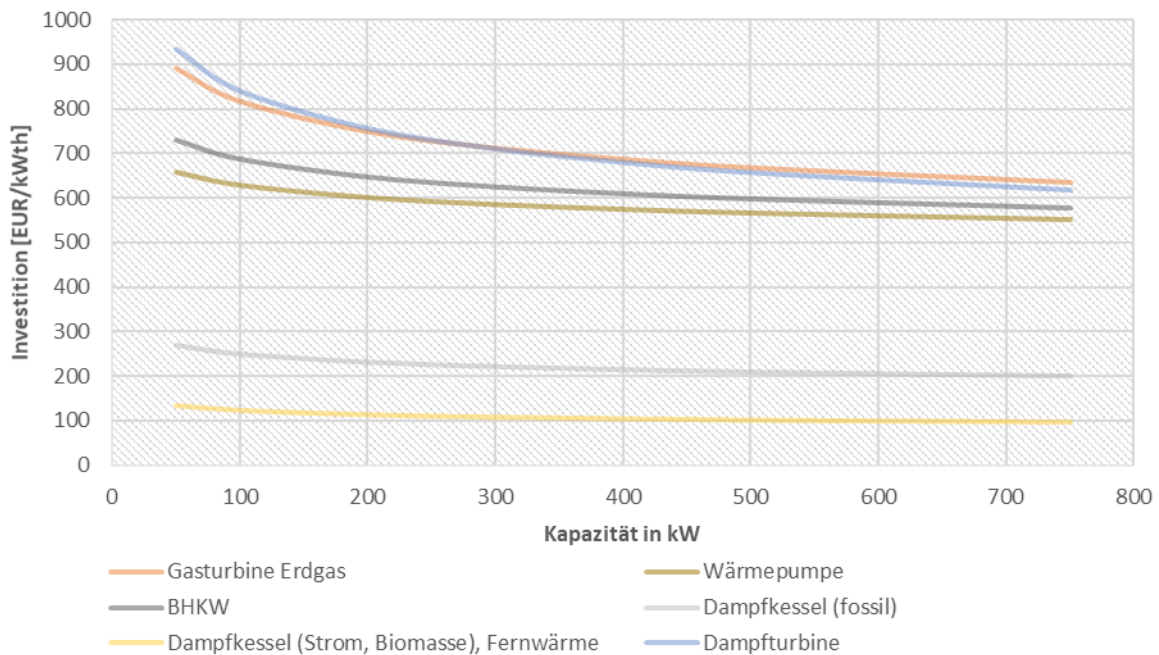
Abbildung 7-4: Kostenkomponenten der mittleren Systemkosten zur Erzeugung von Prozesswärme 2015, 2030 und 2050



Quelle: Fraunhofer ISI

Die spezifischen Investitionen in die Erzeugungstechnologien sind dabei größenabhängig degressiv (Abbildung 7-5) und nähern sich ab etwa 1 MW Kapazität einem festen Wert an. Dabei wird auch das bereits zuvor zu beobachtende Gefälle der Investitionsintensität zwischen KWK- und Nicht-KWK-Technologien deutlich.

Abbildung 7-5: Spezifische Investitionen über der Anlagengröße



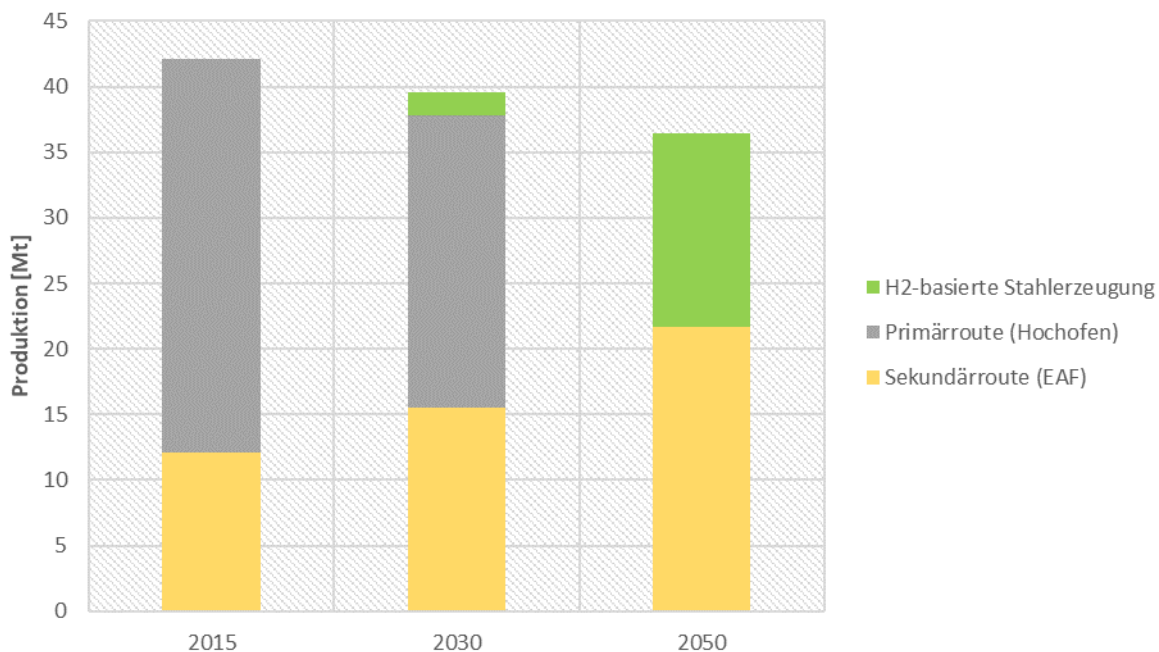
Quelle: Fraunhofer ISI

7.1.1.5. Annahmen zum Wechsel auf CO₂-arme Prozesse

Ein wichtiges Instrument zur Reduktion der THG-Emissionen ist im untersuchten Szenario der Einsatz von innovativen Produktionsverfahren, d. h. Verfahren, die sich heute noch nicht auf dem Markt befinden. Hierzu zählen auch Prozesse auf Basis von Strom oder Wasserstoff. Sie werden dort notwendig eingesetzt, wo Energie- und Materialeffizienz sowie Brennstoffwechsel in bestehenden Prozessen aufgrund technischer Bedingungen an ihre Grenzen stoßen. Dies betrifft insbesondere die Chemie-, Stahl-, und Zementindustrie.

In der **Stahlindustrie** ist die Abkehr vom Hochofen notwendig, um den nicht substituierbaren Koksanteil der Energieträgerzufuhr zu vermeiden. Dazu werden im KS-Ele zwei innovative Verfahrensrouten betrachtet: die Erzeugung von Roheisen in der wasserstoffbasierten Direktreduktion (H₂-DRI) mit anschließender Stahlherstellung im Elektro-Lichtbogenofen (EAF) und die Erzeugung von Rohstahl im Wasserstoff-Plasmaofen (Abbildung 7-6). Beide innovativen Prozesse setzen Wasserstoff als Reduktionsmittel und Energieträger ein. Neben dem Strombedarf für dessen Herstellung mittels Elektrolyse entsteht (vergleichsweise geringer) Strombedarf für Hilfsaggregate wie Pumpen, Ventilatoren oder andere mechanische Anwendungen³³.

Abbildung 7-6: Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Stahlherstellung



Quelle: Fraunhofer ISI

In der **Chemieindustrie** wird bereits in den konventionellen Prozessen Wasserstoff in Form von Synthesegas eingesetzt, um Ammoniak und Methanol zu erzeugen. Das Synthesegas wird allerdings aus wirtschaftlichen Gründen zum überwiegenden Teil aus Erdgas gewonnen, welches

³³ Im Fall des Plasmaofens ist dies auch von der Art der Plasmaerhitzung abhängig. Allerdings befindet sich diese Technologie auf einem deutlich geringeren TRL (Technology Readiness Level, Maß für die Technologiereife). Daher wird die H₂-Direktreduktion als vielversprechendere Lösung angesehen.

auch für die nötige Energiezufuhr (etwa 20 % des Einsatzes) sorgt. In KS-Ele werden die Prozesse der Ammoniak-, Methanol- und Ethylenherstellung auf innovative, nicht-fossile Verfahren umgestellt (Abbildung 7-7). Schlüsseltechnologien sind dabei die CO₂-neutrale Wasserstoffherstellung über Elektrolyse von Wasser (für Ethylen, Methanol und Ammoniak) sowie die Ethanolherstellung aus Biomasse für Ethylen (Bazzanella und Ausfelder 2017).

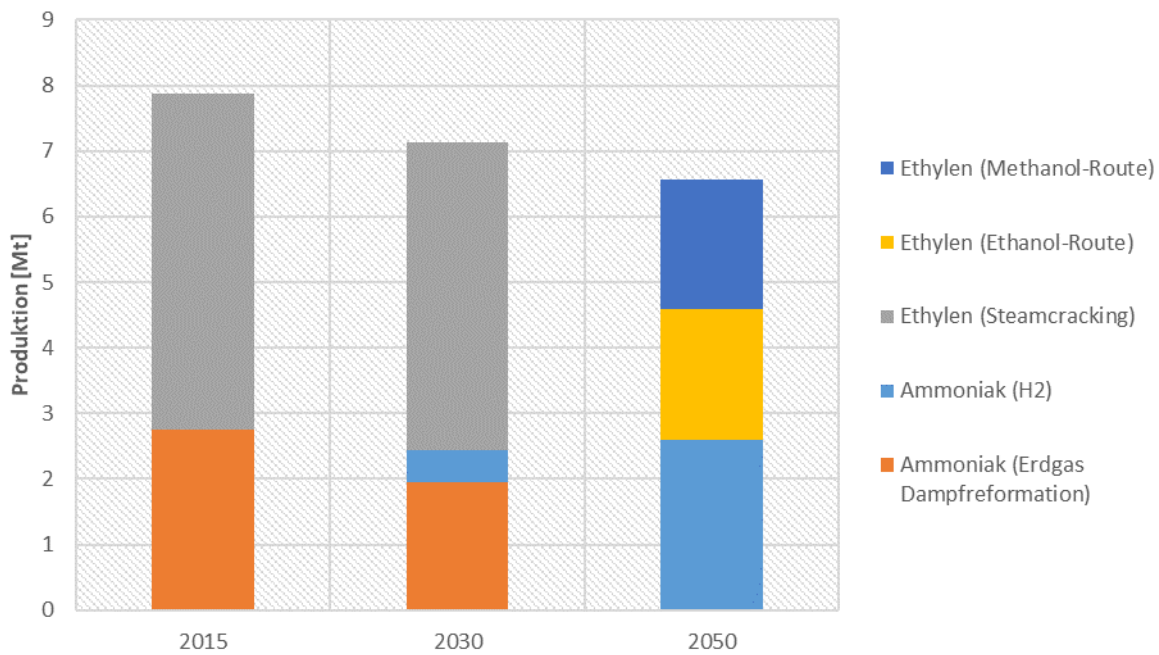
Ammoniak (Summenformel NH₃) besteht aus Stickstoff und Wasserstoff, daher liegt die wasserstoffbasierte Herstellung nahe. Die strombasierte Wasserstoffherstellung konnte sich aus wirtschaftlichen Gründen bislang nicht gegen die Dampfreformierung von Erdgas durchsetzen. Das KS-Ele geht davon aus, dass dies ab 2030³⁴ gelingt und Wasserstoff dann emissionsfrei für die Ammoniakproduktion eingesetzt werden kann. Anschließende Verarbeitungsstufen nach der Synthesegasherstellung sind nicht von diesem Prozesswechsel betroffen³⁵.

Ähnliches gilt für die Methanolherstellung, da auch hier ein aus Erdgas reformiertes Synthesegas eingesetzt wird. Dieses enthält aber, entsprechend des Zielproduktes (Strukturformel CH₃OH) einen definierten Kohlenstoffanteil. Dieser muss bei der Bereitstellung von Wasserstoff über Elektrolyse anderweitig eingebracht werden. In KS-Ele steigt die Methanolproduktion stark an, da es als ein Zwischenprodukt der innovativen Herstellung von Ethylen (Summenformel C₂H₄), Propylen (Summenformel C₃H₆) und weiteren Olefinen (zusammen auch als ‚high value chemicals‘ (HVC) bezeichnet) stark ausgeweitete Verwendung findet. Dabei wird Methanol verkettet und entwässert. Eine Alternative hierzu ist die ethanolbasierte (und damit auf Biomasse angewiesene) Ethylenproduktion, die auf Entwässerung von Ethanol (Strukturformel C₂H₅OH) setzt. Für beide Verfahren der Ethylenproduktion gilt, dass die jeweiligen Einzeltechnologien grundsätzlich technisch bekannt und verfügbar sind, sich aber derzeit im Zusammenspiel wirtschaftlich nicht gegen konventionelle Verfahren durchsetzen können. In KS-Ele wird bis 2050 die gesamte konventionelle Produktion durch die innovativen Prozesse ersetzt, wobei die Methanolroute (Wasserstoff) und die Ethanolroute (Biomasse) den Markt hälftig aufteilen (siehe zur Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse 4.2 und 7.1.2.3). Dies wurde angenommen, da mit derzeitigen Informationen keine Aussage zur Konkurrenzfähigkeit der Technologien untereinander getroffen werden kann. Es ist davon auszugehen, dass diese maßgeblich durch das Marktumfeld (auch anderer Nachfragesektoren) bestimmt wird.

³⁴ Für das Erreichen ambitionierterer Klimaziele, wie sie 2021 im neuen KSG beschlossen wurden, sind frühere und schnellere Markteinführungen dieses und anderer innovativer Produktionsverfahren hilfreich. Insbesondere können sie das notwendige Ambitionsniveau anderer Bereiche senken. Die Annahmen des KS-Ele sind nicht auf einen frühest-möglichen Markteintritt ausgelegt.

³⁵ Zu berücksichtigen ist die Verwendung von im konventionellen Verfahren entstehendem CO₂ in der Harnstoffproduktion, die einen großen Teil der sonst direkt klimawirksamen Emissionen zeitweilig (bis zur Verwendung als Dünger) bindet. Diese benötigt eine andere Kohlenstoffquelle.

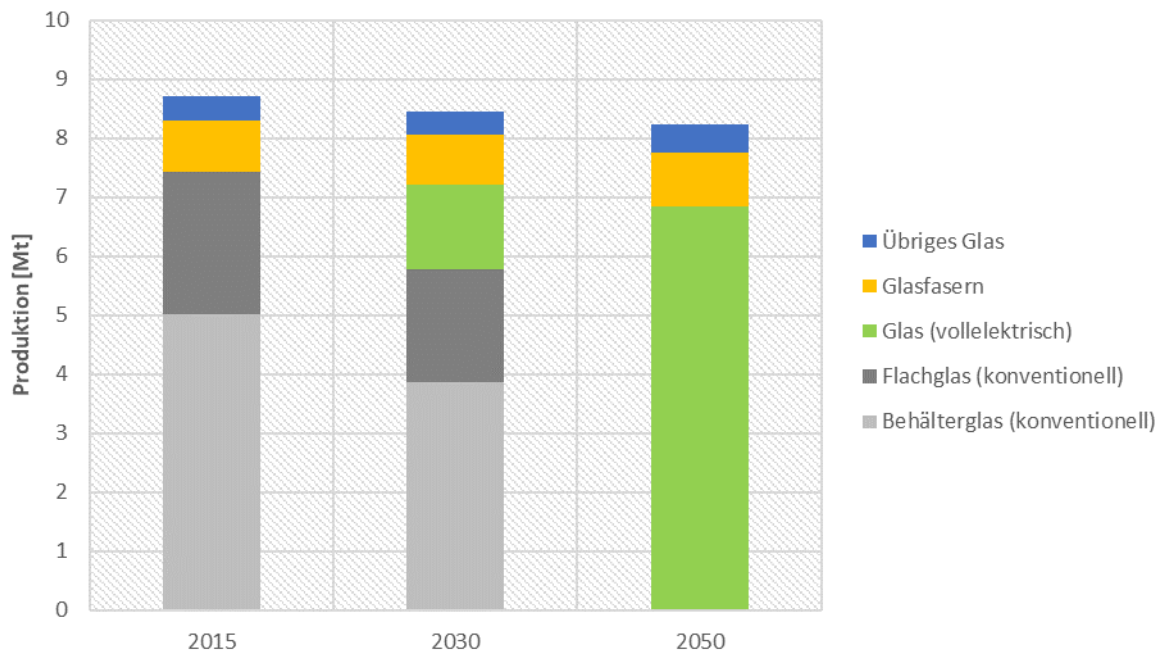
Abbildung 7-7: Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Chemieindustrie



Quelle: Fraunhofer ISI

In der **Glasindustrie** wird in KS-Ele die Umstellung der Energieversorgung vom dominierenden Erdgas auf Elektrizität als attraktivste und technisch naheliegendste Option zur Emissionsvermeidung gesehen. Die Nutzung elektrischer Zusatzheizungen ist verbreitet, und auch vollelektrische Öfen sind unter bestimmten Umständen (für Flachglas nur außerhalb Deutschlands) bereits konkurrenzfähig (Schmitz et al. 2011). Gründe dafür sind neben höherer Energieeffizienz elektrischer Glasöfen zusätzliche Vorteile, die die Produktivität, Materialeffizienz und Produktqualität steigern können (Hibscher et al. 2005; Stormont 2009; Stormont 2010). Hauptgrund für eine noch sehr geringe Verbreitung sind hohe Preisdifferenzen zwischen Erdgas und Strom. Als Folge werden vollelektrische Öfen nur in kleinen Kapazitäten verwendet, z. B. für Spezialglas. In KS-Ele wird davon ausgegangen, dass vollelektrische Öfen auch für Flachglas konkurrenzfähig und in größeren Kapazitäten verfügbar werden. Bis 2050 wird die gesamte konventionelle Erzeugung von Flach- und Behälterglas auf vollelektrische Öfen umgestellt (Abbildung 7-8).

Abbildung 7-8: Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Glasherstellung



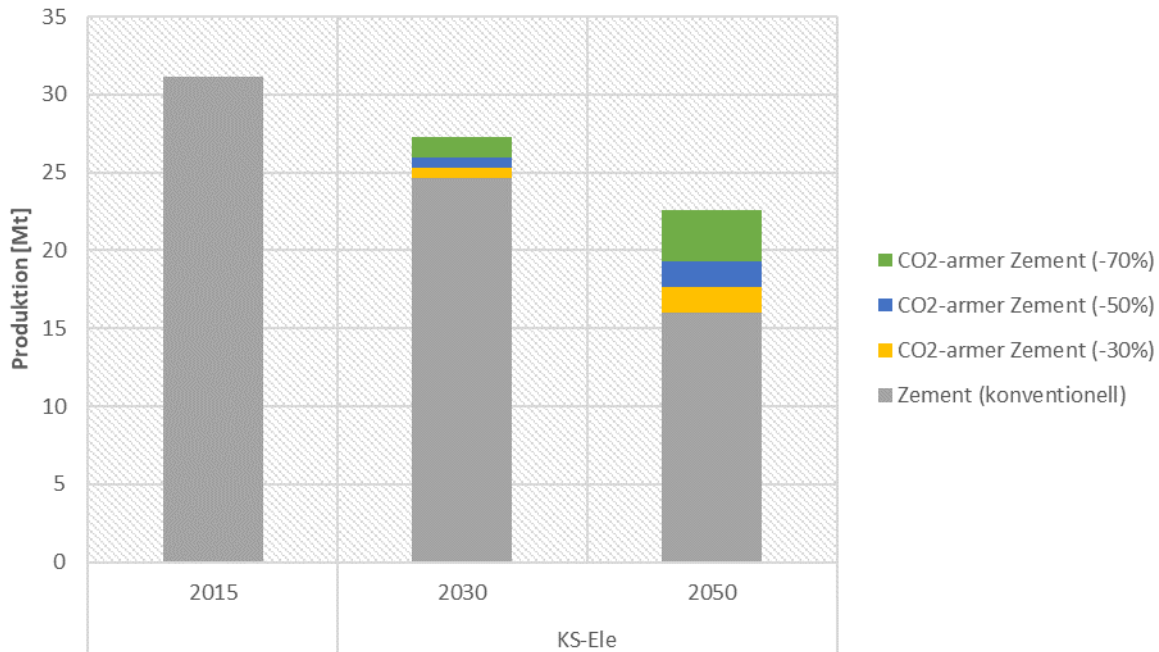
Quelle: Fraunhofer ISI

In der **Zementindustrie** stellt die hohe Emissionsintensität durch prozessbedingte Emissionen eine große Herausforderung dar. Pro produzierter Tonne Klinker werden aus dem Rohmaterial 0,53 t CO₂ ausgetrieben. Diese Emissionen sind in den heute durchgeführten Prozessen nicht vermeidbar. In Drehrohröfen wird Calciumcarbonat (Summenformel CaCO₃) mit weiteren Stoffen bei hohen Temperaturen gebrannt. Dabei wird CO₂ abgeschieden, um die mengenmäßig größte Phase Calciumoxid (CaO) zu erzeugen. Eine weitere Emissionsquelle ist der Einsatz fossiler Brenn- oder fossil-basierter Abfallstoffe zur Erreichung der hohen Prozesstemperatur. Das Ziel der innovativen Prozesse ist daher mehrteilig: Reduktion des Kalksteineinsatzes bei gleichbleibender Produktqualität zur Reduktion prozessbedingter Emissionen; Reduktion der Prozesstemperatur und damit des Energieeinsatzes und die Nutzbarmachung emissionsarmer Brennstoffe.

In KS-Ele werden hierfür drei Prozesse mit unterschiedlichen Einsparpotenzialen modelliert: Ein Bindemittel mit reduziertem Kalksteinanteil und leicht reduzierter Prozesstemperatur, die Einsparungen von 30 % und die Umsetzbarkeit in bestehenden Anlagen verspricht; ein weiteres Bindemittel mit stark reduziertem Kalksteinanteil und deutlich reduzierter Prozesstemperatur; allerdings in neuen Anlagen, mit 50 % Emissionsreduktion; sowie eine Kombination aus Bindemittel und Weiterverarbeitung, die in der Zementproduktion 30 %, durch Rekarbonisierung während der Betonaushärtung bis zu 70 % Emissionsreduktion verspricht. All diese Innovationen zielen auf den Markt der hochwertigen Portlandzemente und weisen jeweils Eigenschaften auf, die ihren Einsatz limitieren. Daher wird in KS-Ele davon ausgegangen, dass ausschließlich Portlandzement mit den neuen Verfahren erzeugt wird. Deren Marktanteil ist damit auf 30 % der Zementproduktion begrenzt (Abbildung 7-9). Somit wird 2050 lediglich noch Mischzement im konventionellen Verfahren hergestellt. Die energie- und emissionsintensive Klinkerherstellung wird deutlich reduziert, indem der Klinkeranteil im Mischzement sinkt. Insgesamt verringert sich die konventionelle Klinkerproduktion im Vergleich zu 2015 bis 2050 auf 16 Mt. Die Bedeutung einer weiteren Option

zur Adressierung prozessbedingter Emissionen aus der Zementherstellung – die Abscheidung und Nutzung von CO₂ (CCU) – wird im folgenden Abschnitt (7.1.1.6) im Rahmen der stofflichen Nutzung in einer wasserstoffbasierten Chemieindustrie diskutiert.

Abbildung 7-9: Entwicklung der Produktionsmengen ausgewählter Prozesse der Zementherstellung



Quelle: Fraunhofer ISI

7.1.1.6. Annahmen zur Transformation der rohstofflichen Nutzung (Feedstock)

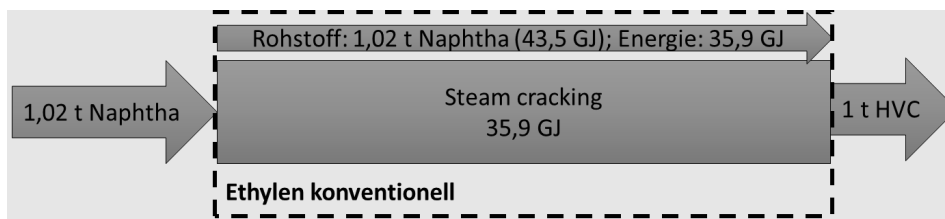
Zusätzlich zur energetischen Nutzung von Brennstoffen benötigen einige Prozesse Energieträger als Rohstoff („Feedstock“). Diese Unterscheidung ist wichtig, weil die stoffliche Nutzung im Allgemeinen weniger flexibel als die energetische ist. Besonders relevant ist dies in der chemischen Industrie, die Erdgas (Ammoniak- und Methanolproduktion) und Naphtha (Ethylenproduktion) als Feedstock einsetzt. Diese fossilen Energieträger bedingen einen großen Teil der mit diesen Prozessen verbundenen THG-Emissionen. In den oben beschriebenen innovativen Prozessen werden Erdgas und Naphtha durch Wasserstoff und Biomasse ersetzt. Dabei sind verschiedene Abgrenzungen der Teilprozesse möglich. Dargestellt sind die im Modell eingesetzten Definitionen (gestrichelt umrandete Kästen). Datengrundlage der innovativen Prozesse ist (Bazzanella und Ausfelder 2017).

Wasserstoff wird auch in der Stahlindustrie in innovativen Prozessen eingesetzt. Dort wird er allerdings, analog zur Koks- und Kohlenutzung im Hochofen (oder der Erdgas- und Kohlenutzung in DRI-Prozessen) als Strombedarf seiner Herstellung in den jeweiligen Prozessen, nicht als Rohstoff definiert.

Eine zentrale Frage ist dabei, welche Teilprozesse noch dem Industrie- und welche dem Umwandlungssektor zugeordnet werden. So ist in der konventionellen Produktion von Ethylen (Abbildung 7-10) die Naphtha-Erzeugung den Raffinerien (Umwandlungssektor) angegliedert. Naphtha ist Rohstoff der Industrie. Lediglich der (beträchtliche) Energiebedarf der

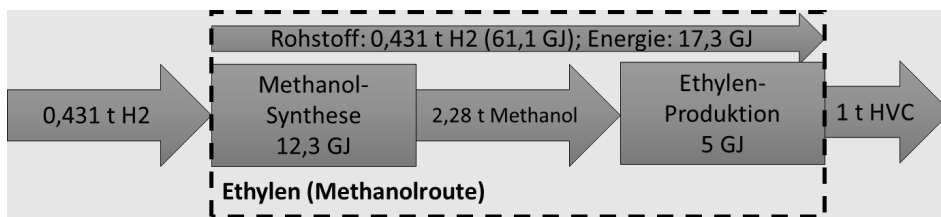
Weiterverarbeitung zu Ethylen fällt in der Industrie (gemäß Definitionen der Energiebilanz) an. Analog zu diesen Definitionen könnte Wasserstoff als lieferbarer Rohstoff betrachtet werden. Damit wäre seine Erzeugung in den Umwandlungssektor ausgelagert. Da die Produktion von Wasserstoff über Elektrolyse aber relevante Strommengen benötigt, würde beim Wechsel von konventioneller zu wasserstoffbasierter Ethylenherstellung (Abbildung 7-11) ein bedeutender Teil der Endenergienachfrage des Industriesektors in die Umwandlung verschoben werden³⁶. Das würde die Vergleichbarkeit der Routen erschweren. Daher wurde für die chemische Industrie angenommen, dass die Wasserstoffproduktion über Elektrolyse als industrieller Prozess (Abbildung 7-13) etabliert wird. Dabei wird ein fester Wirkungsgrad von 70 % angenommen. Der entstehende Strombedarf wird im Industriesektor bilanziert,³⁷ wobei sich die Produktionsmenge am Bedarf für wasserstoffbasierte Ammoniak-, Methanol- und Ethylenherstellung orientiert. Im Ergebnis muss dennoch beim Vergleich der Routen sowohl die energetische als auch stoffliche Nutzung berücksichtigt werden.

Abbildung 7-10: Prozessmodell konventionelle Ethylenherzeugung (basierend auf HVC)



Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 7-11: Prozessmodell Methanolroute der Ethylenherzeugung



Quelle: Fraunhofer ISI

Eine vergleichbare Frage lässt sich bei der Ethanolroute des Ethylens (Abbildung 7-12) stellen. Da Ethanol allerdings in der Industrie lediglich für diesen abgrenzbaren Prozess in szenariorelevanter Menge weiterverwendet wird, wurde entschieden, die Ethanolproduktion in die Route zu integrieren. Auch hier wäre eine Auslagerung des Teilprozesses der Ethanolproduktion gleichbedeutend mit einer Energieverlagerung zwischen Sektoren.

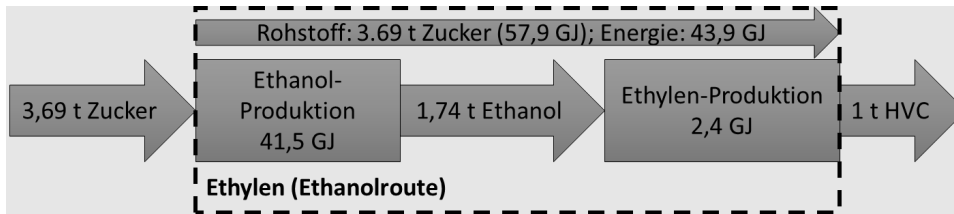
Ein Vergleich der so definierten Routen zeigt einen Gesamtenergiebedarf innerhalb der Systemgrenze zwischen knapp 80 GJ (konventionell und Methanolroute) und gut 100 GJ

³⁶ Denn bei der wasserstoffbasierten Ethylenproduktion ist der größte Teil des Energiebedarfes bereits mit der Wasserstoffelektrolyse abgedeckt. Das aufwändige Aufspalten der längerkettigen Naphtha-Moleküle der konventionellen Route entfällt. Stattdessen werden kleine Moleküle (H_2) zu größeren (Ethylen: C_2H_4) zusammengesetzt. Das ist energetisch deutlich weniger aufwändig.

³⁷ Für die Modellierung des Industriesektors im Industriemodell, wird die Wasserstoffherstellung als Teil der Industrie modelliert. Da aber die Wasserstoffelektrolyse gleichzeitig eine wichtige Flexibilitätsoption für die Modellierung des Stromsektors darstellt, wurde dem Stromsektor direkt die Wasserstoffnachfrage übergeben. Die Passfähigkeit zwischen den Modellen wird über das Integrationsmodell sichergestellt. Siehe auch Kapitel 14.1.

(Ethanolroute). Die deutlich geringere Effizienz der Ethanolroute ist in den aufwändigen Verfahrensschritten zur Ethanolkonzentration begründet, die den Energiebedarf der Ethanolproduktion dominieren³⁸. Es ist dabei aber zu beachten, dass bei diesem Vergleich bei Methanolroute und konventioneller Herstellung verlustbehaftete Verfahrensschritte ausgeklammert sind (z. B. Elektrolyse mit 70 % Effizienz und Raffinerie mit aufgrund des Produktmixes hier nicht zuordenbarer Effizienz).

Abbildung 7-12: Prozessmodell Ethanolroute der Ethylenherzeugung



Quelle: Fraunhofer ISI

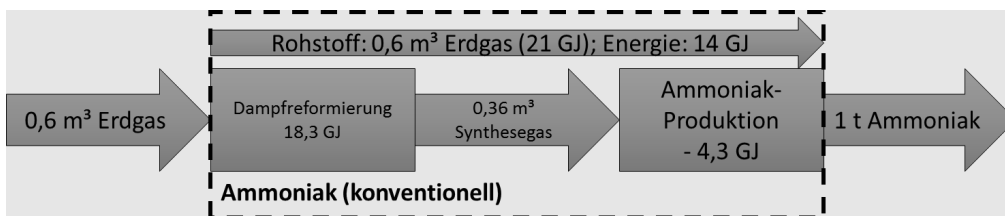
Abbildung 7-13: Prozessmodell Wasserstoffproduktion über Elektrolyse



Quellen: Fraunhofer ISI

Die am Beispiel der Ethylenherstellung diskutierte Herausforderung der Rohstoffbilanzierung setzt sich bei der Ammoniakherstellung fort. Erdgas wird als Rohstoff aus dem Erzeugungssektor übernommen und mit hohem Energiebedarf zu Synthesegas weiterverarbeitet (Abbildung 7-14). Dem steht ein vergleichsweise geringer Energiebedarf in der wasserstoffbasierten Erzeugung (Abbildung 7-15) entgegen, der sich auf die Luftzerlegung zur Gewinnung von Stickstoff und die Kompression des Synthesegases auf Betriebsdruck beschränkt.

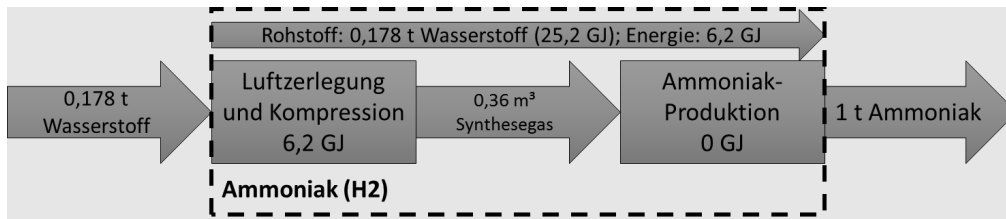
Abbildung 7-14: Prozessmodell konventionelle Ammoniakherzeugung



Quelle: Fraunhofer ISI

³⁸ Berücksichtigt man den Energieeinsatz in diesem Schritt (41,5 GJ + 57,9 GJ Rohstoff) und das Produkt (1,74 t Ethanol entsprechen 46,6 GJ), ergibt sich eine Umwandlungseffizienz von 47 % (gegenüber etwa 62 % bei der Methanolroute).

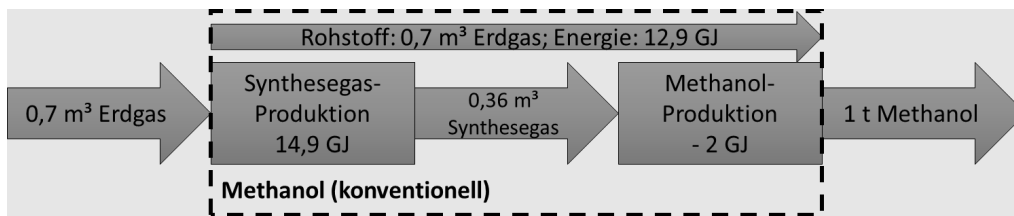
Abbildung 7-15: Prozessmodell wasserstoffbasierte Ammoniakherzeugung



Quelle: Fraunhofer ISI

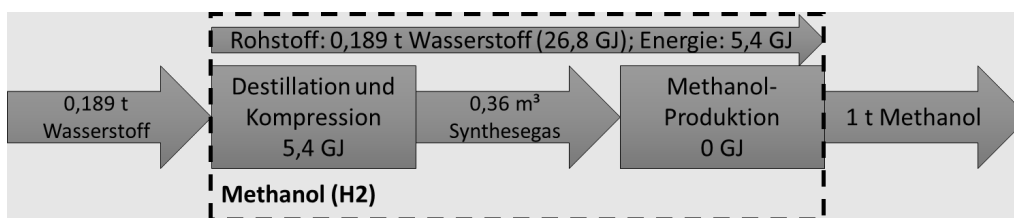
Berücksichtigt man die definierten Prozessschritte, ergibt sich für beide Prozesse ein Energiebedarf etwas über 30 GJ. In der letzten Verarbeitungsstufe, die beiden Prozessen gemein ist, dem Haber-Bosch-Verfahren, ist durch Wärmeintegration in der konventionellen Herstellung ein Export von Dampf möglich. Auch in der wasserstoffbasierten Herstellung ergibt sich stöchiometrisch ein Energieüberschuss. Ob dieser nutzbar ist, ist aber nicht klar. Analog zur Ammoniakherstellung verläuft die Methanolherstellung (Abbildung 7-16, Abbildung 7-17). Das Synthesegas ist durch die stoffliche Nutzung des Kohlenstoffes anders zusammengesetzt und der letzte Verfahrensschritt stellt sich anders dar. Der energetisch relevante Teilprozess der Synthesegasherstellung ist aber in beiden Prozessen vergleichbar.

Abbildung 7-16: Prozessmodell konventionelle Methanolherstellung



Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 7-17: Prozessmodell wasserstoffbasierte Methanolherstellung



Quelle: Fraunhofer ISI

Insgesamt ist in KS-Ele nicht nur ein Technologie- sondern vor allem ein Rohstoffwechsel mit der Einführung der innovativen Herstellungsverfahren von Ammoniak, Ethylen und Methanol verbunden. Naphtha und Erdgas werden damit in der chemischen Industrie als Rohstoff bedeutungslos und durch strombasierten Wasserstoff und Biomasse ersetzt. Im Rahmen der definierten Prozessgrenzen sind vergleichbare Energiebedarfe³⁹ zu beobachten. Ein wichtiges neues Element

³⁹ Eine Bewertung des Primärenergiebedarfes lag außerhalb des Umfangs dieses Vorhabens, ist aber eine weitere empfehlenswerte Analyseebene.

des Energiesystems ist die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyseure, die die Raffinerien als Umwandlungsschritt in der Ethylenherstellung ablösen.

In den wasserstoffbasierten Produktionsrouten wird Kohlenstoff als weiterer Rohstoff benötigt. Dieser wird bislang durch fossile Brennstoffe (Naphtha, Erdgas) mitgeliefert. Da diese im Szenario KS-Ele ersetzt werden, wird Kohlenstoff zu einem Wertstoff, der über CCU (CO₂-Abscheidung und Nutzung) bereitgestellt werden kann. Mögliche Kohlenstoff-Quellen sind schwer vermeidbare prozessbedingte Emissionen aus der Zement- und Kalkherstellung (siehe 7.1.1.5) sowie Direktabscheidung aus der Luft. Letztere hätte den Vorteil einer (mindestens) automatischen Klimaneutralität, unabhängig vom Endverbleib des Kohlenstoffs. Die Nutzung von prozessbedingten CO₂-Emissionen würde Abscheidetechnologien sowie eine Transportinfrastruktur erfordern. Zudem müsste der Verbleib des Kohlenstoffs nachvollzogen und letztlich ein Kreislaufsystem etabliert werden, welches diese dauerhaft einschließt. Es wäre in einem solchen Szenario nicht auszuschließen, dass die Nutzung (CCU) mit einer Speicherung (CCS) ergänzt werden muss, wenn etwa der Kunststoffkreislauf die Emissionen nicht vollständig aufnehmen kann⁴⁰. Die Nutzung von Biomasse kann dabei helfen, diese Kohlenstoffbilanz auszubalancieren.

In beiden Fällen wandelt sich Kohlenstoff (bzw. CO₂) vom Abfallprodukt zum Wertstoff und das System steht vor einer Ver- statt Entsorgungsherausforderung. Am Beispiel der Chemie wird so besonders deutlich, was sich durch die wachsende Bedeutung von Recycling und Materialkreisläufen auch in anderen Sektoren zeigt: Dass das Schließen von Wertschöpfungskreisläufen nicht nur im Kampf gegen die Klimakrise eine hohe Bedeutung hat, sondern auch neue Geschäftsmodelle und wirtschaftliche Aktivitäten ermöglicht, welche zuvor durch die billige Verfügbarkeit von Rohstoffen und Energieträgern unterdrückt wurden.

7.1.1.7. Annahmen zu Recycling und Kreislauf

Veränderungen beim Recycling werden exogen über die Produktionsentwicklung auf Prozessebene vorgegeben. Dafür sind sowohl die Primär- als auch Sekundärrouten als eigenständige Prozesse mit Produktionsmengen und technischen Daten berücksichtigt.

Für die Produktion von Stahl über die Sekundärroute (aus Stahlschrott) sind Annahmen zur Schrottqualität entscheidend. Maßgeblich ist dabei der Kupfergehalt des Stahlschrottes. Dieser kann mit heute verfügbaren Technologien bis zu 4 % betragen. Da Kupfer während des Schmelzprozesses nicht von Stahl getrennt wird, beeinträchtigt er, wenn durch Schrott eingetragen, die Festigkeitseigenschaften des Produktes. Dies schränkt seine Verwendbarkeit auf Baustähle (z. B. Bewehrungsstahl) ein. Hochfeste Stähle, wie sie in der Maschinenbau- und Automobilbranche verwendet werden, können so nicht oder nur begrenzt erzeugt werden. In KS-Ele wird davon ausgegangen, dass verbesserte Recyclingmethoden eingesetzt werden, die einen erhöhten Sekundärstahlanteil ohne Verwendungsbeschränkungen ermöglichen. Dadurch wird auch die insgesamt zur Verfügung stehende Menge erhöht.

Das Recycling von Aluminium erhöht sich in KS-Ele geringfügig. Dies ist auch mit der steigenden Gesamtproduktion zu begründen. Die Produktionsmenge in der Sekundärerzeugung steigt zwischen 2015 und 2050 um 25 %.

⁴⁰ Im Rahmen des Projektes "Langfristszenarien III" wurde dieses Konzept quantitativ näher untersucht. Unter den dort getroffenen Annahmen wäre eine auf CCU-basierende Kohlenstoffversorgung der Grundstoffchemie (Olefinproduktion) darstellbar. Siehe auch: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/industrie.php>

Die Sekundärproduktion von Kupfer verbleibt absolut auf konstantem Niveau, steigt relativ zur Primärroute aber leicht an.

Der Einsatz von Recyclingfasern in der Papierindustrie steigt in allen Szenarien an, in KS-Ele bis an die Grenze des aus heutiger Sicht technisch Machbaren. Die Faserlänge und -qualität begrenzt dabei die Verwendung von Recyclingfasern für hochwertige Papiersorten.

Die Recyclingquote bei der Zinkherstellung reduziert sich durch einen Aufwuchs der Primärherstellung leicht.

7.1.1.8. Annahmen zur Nachfragereduktion durch Materialeffizienz der nachgelagerten Sektoren

Durch Materialeffizienz und Suffizienz bzw. Verschiebung von Verbrauchsmustern sinkt die Nachfrage nach einigen Grundstoffen in KS-Ele deutlich (Tabelle 7-4).

Tabelle 7-4: Zusammenfassung der Annahmen zur Materialeffizienz und Nachfrageänderungen

Sektor	Prozess	Rückgang Produktion	Kommentar
Stahlerzeugung	-	10 %	Nachfragereduktion: Effizientere Produktverwendung und Materialsubstitution, z. B. in der Automobilindustrie
Nicht-Eisen Metalle	-	3-5 %	Nachfragereduktion; ausgenommen Kupfer (steigender Bedarf elektrische Leiter für z. B. Motoren kompensiert Effizienzfortschritt)
Papiergewerbe	Papier	10 %	Nachfragereduktion: Trend zu papierlosen Anwendungen
Nicht-metallische Mineralstoffe	Behälterglas	10 %	Nachfragereduktion durch Materialeffizienz in der Produktgestaltung
Nicht-metallische Mineralstoffe	Zement mahlen	10 %	Nachfragereduktion durch Materialeffizienz in der Bauwirtschaft
Nicht-metallische Mineralstoffe	Kalkherstellung	30 %	Starker Rückgang, da große Abnehmer entfallen: Hochofen (~ 50 % Anteil), Rauchgasentschwefelung (~ 20 %)
Grundstoffchemie	Ammoniak	24 %	Nachfragereduktion Mineraldünger (Präzisionslandbau, verbesserte Stickstoffaufnahme)
Grundstoffchemie	Ethylen	30 %	
Grundstoffchemie	Kunststoffe	30 %	Nachfragereduktion Massenkunststoffe (z. B. Verpackungen)
Ernährungsgewerbe	Molkerei	40 %	Weniger Milchkühe
Ernährungsgewerbe	Fleischverarbeitung	40 %	Verringerter Fleischkonsum (oder nur weniger Export; weniger Abfall?)

Quelle: Annahmen Fraunhofer ISI

7.1.2. Ergebnisse

7.1.2.1. Vorbemerkung

Die Ergebnisse der Prozessfeuerung und Wärmeerzeuger der Industrie werden in drei Themen unterteilt dargestellt: Emissionen, Endenergiebedarf und Details zur Plausibilisierung. Die Basis der Ergebnispräsentation und der Modellrechnung dieser Teilmengen sind dabei die Energiebilanzen der AGEB, die im Startjahr der Rechnung als Kalibrierungsgrundlage dienen. Es ist zu beachten, dass für die Präsentation der Gesamtergebnisse eine andere Grundlage gewählt wird als für die nachstehenden sektoralen Ergebnisse. Erstere sind auf das ZSE (auf die Emissionen ausgerichtete Bilanz), Letztere auf AGEB (auf Energiebedarf ausgerichtete Bilanz) basiert. Einzelne Datenpunkte sind daher nicht auf allen Detailebenen miteinander vergleichbar. Dieses Vorgehen wurde gewählt, um der sektorübergreifenden Betrachtung das höhere Detailniveau (Energieträger, Subsektoren) der Energiebilanzen beiseite zu stellen und die Stärken der Modellierung voll auszunutzen. Für beide Bezugssysteme (ZSE und AGEB) gilt, dass die in der jeweiligen Statistik hinterlegten Werte des Basisjahres 2015 vom Modell abgebildet werden.

Für das Basisjahr lassen sich die Differenzen dieser Bezugssysteme angeben. In Tabelle 7-5 sind die relativen und absoluten Abweichungen der in ZSE dokumentierten Energieträgerverbräuche von den AGEB-Zahlen dargestellt. Es ist festzustellen, dass die Systeme in Summe zwar gut übereinstimmen, über die Energieträgerverteilung allerdings zum Teil große Uneinigkeit herrscht. Insbesondere die unterschiedliche Zuteilung von sonstigen Gasen, Müll und Öl ist auffällig. Diese machen allerdings auch nur einen kleinen Teil der Gesamtnachfrage aus⁴¹; die stark genutzten Energieträger Strom, Erdgas, Steinkohle und Fernwärme sind mit geringen Abweichungen belegt. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass die Skalierung von AGEB auf ZSE für die Darstellung der Gesamtergebnisse die Schlussfolgerungen des Industriesektors nicht maßgeblich beeinflusst. Im weiteren Verlauf der sektoralen Ergebnisdarstellungen wird die Wärmeerzeugung durch Industrie-KWK einbezogen. Die damit erfasste zusätzliche Energiemenge beträgt 2015 knapp 100 TWh (Tabelle 7-5, "AGEB 1"), darin überwiegend Erdgas und Biomasse. Die in diesem Kapitel gewählte Darstellung ist somit direkt mit den Veröffentlichungen der AGEB kompatibel.

Tabelle 7-5: Abweichung der Bezugssysteme AGEB und ZSE (2015)

	AGEB 1	AGEB 2 (o. Ind.-KWK)	ZSE	AGEB 2 - ZSE	(AGEB 2-ZSE)/ZSE
	TWh				-
Braunkohle	19	19	15	4	28,8 %
Steinkohle	102	97	94	3	3,4 %
Öl	15	9	18	-10	-52,8 %
Erdgas	218	160	168	-8	-4,7 %
Gichtgas	25	25	25	-1	-2,3 %
Kokerei-/Stadtgas	12	12	9	2	25,9 %
Sonstige Gase	0	0	10	-10	-100,0 %
Müll	19	15	10	6	61,6 %
(Feste) Biomasse	30	6	6	1	9,8 %
Strom	225	225	229	-4	-1,6 %

⁴¹ Und ihre Bedeutung schwindet bis 2050 weiter, wie im Folgenden gezeigt wird.

Fernwärme	48	48	48	0	-0,4 %
SUMME	715	616	632	-16	-2,5 %

Quelle: Fraunhofer ISI

Die Ergebnisdarstellung folgt dabei dem Schema: Endenergie (Energieträger), Endenergie (Subsektoren), Emissionen. Abschließend erfolgt eine Plausibilisierung der Ergebnisse anhand ausgewählter Anwendungen bzw. Technologiebereiche, die die Effekte der modellierten Maßnahmen verdeutlichen.

7.1.2.2. Überblick

Abbildung 7-18 gibt einen Überblick der resultierenden Energienachfrage im KS-Ele. Diese beinhaltet den Endenergieverbrauch nach AGEb und den rohstofflichen Einsatz von Energieträgern für die Herstellung von Ammoniak, Methanol und Ethylen (Feedstock).

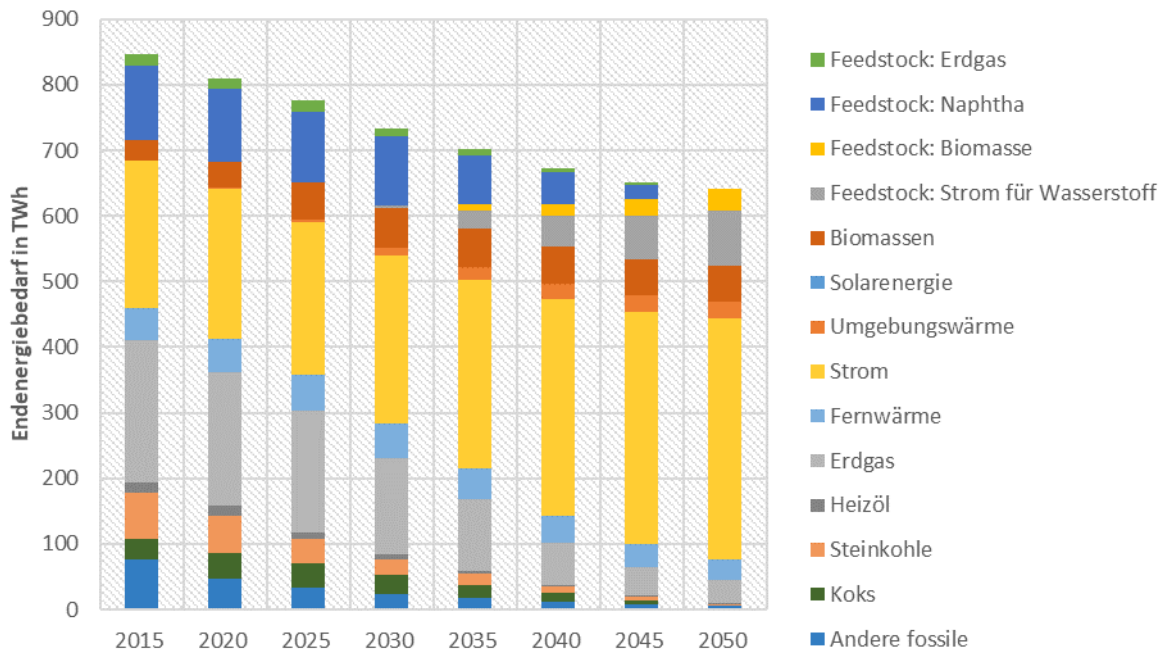
Der Endenergiebedarf sinkt in Summe deutlich um 27 % von 2015 bis 2050 (ohne Feedstock). Hauptgründe sind der Fortschritt bei der Energieeffizienz, die Umstellung auf häufig effizientere elektrische Verfahren, aber auch deutliche Fortschritte bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.

Im KS-Ele zeigt sich bis 2050 ein grundlegender Wandel und fossile Energieträger werden weitestgehend zurückgedrängt. Fossile Brennstoffe machen 2050 noch 7 % der Endenergie aus (45 TWh). Erdgas verliert seine dominante Stellung bereits bis 2030, es bleibt aber mit 35 TWh noch eine Restmenge in 2050 im System. Diese könnte mit frühzeitigem Austausch von Anlagen weiter reduziert oder durch synthetisches CO₂-freies Gas ersetzt werden.

Die Stromnutzung steigt von 225 TWh auf 453 TWh (367 TWh ohne Feedstock). Davon entfallen etwa 150 TWh auf die Erzeugung des benötigten Wasserstoffs, aber auch die direkte Elektrifizierung der Prozesswärme spielt eine wichtige Rolle. Z.B. in der Glasherstellung und über alle Industriebranchen hinweg bei der Erzeugung von Prozessdampf. Der umfassende Einsatz von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Prozesswärme auf vergleichsweise niedrigem Temperaturniveau (<150°C) trägt auch geringfügig zum Anstieg der Stromnachfrage bei, zeigt sich aber vor allem in der Nutzung von Umgebungswärme (26 TWh).

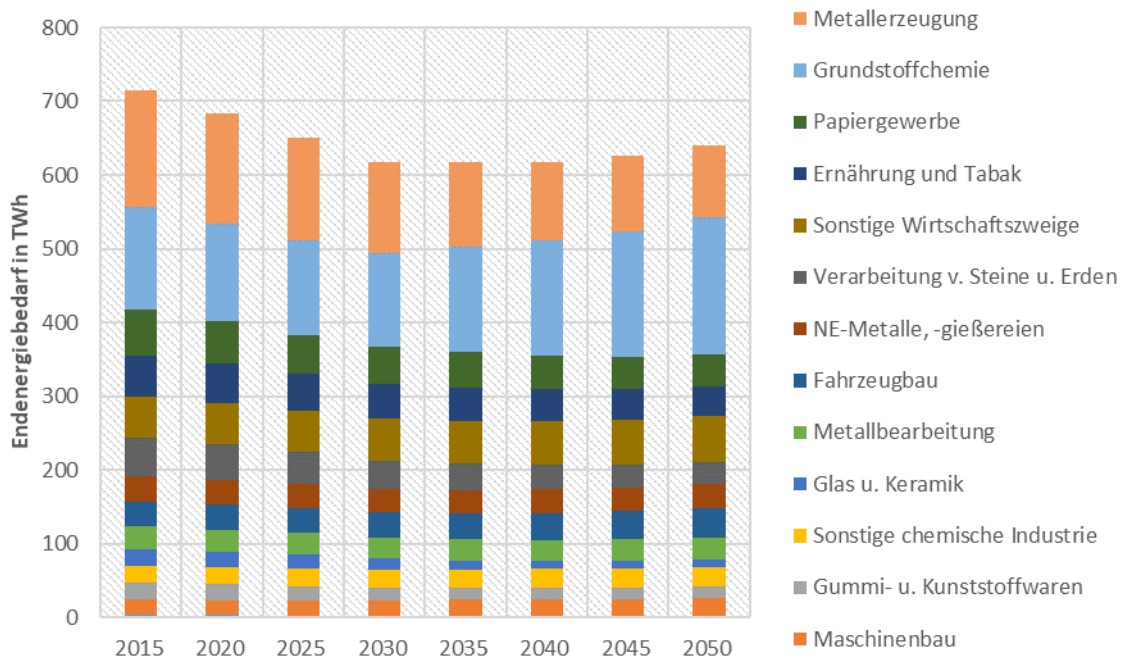
Der Einsatz von Biomasse steigt deutlich von heute 30 TWh auf etwa 85 TWh in 2050. Davon entfallen gut 32 TWh auf den rohstofflichen Einsatz (Feedstock) für die Ethylen-Herstellung. Die verbleibenden Mengen werden für die Erzeugung von Prozesswärme genutzt. Der Einsatz von Biomasse führt dazu, dass weniger Strom und Wasserstoff benötigt werden.

Abbildung 7-18: Endenergiebedarf nach Energieträgern (mit Feedstock, AGEB)



Quelle: Fraunhofer ISI

Nach Subsektoren aufgeschlüsselt wird deutlich, dass insbesondere in der Stahlherstellung (- 60 TWh) und Verarbeitung von Steinen und Erden (- 20 TWh) der Endenergiebedarf sinkt. In der Chemieindustrie steigt er hingegen um etwa 50 TWh an. Beide Entwicklungen sind auf die Verschiebung zwischen Prozessen (siehe auch Verschiebung durch Wasserstoffnutzung in 7.1.1) zurückzuführen, außerdem auf den stärkeren Einsatz von Sekundärrouten und verstärkte Materialeffizienz (Abbildung 7-19).

Abbildung 7-19: Endenergiebedarf nach Subsektoren (ohne Feedstock, AGEB)

Quelle: Fraunhofer ISI

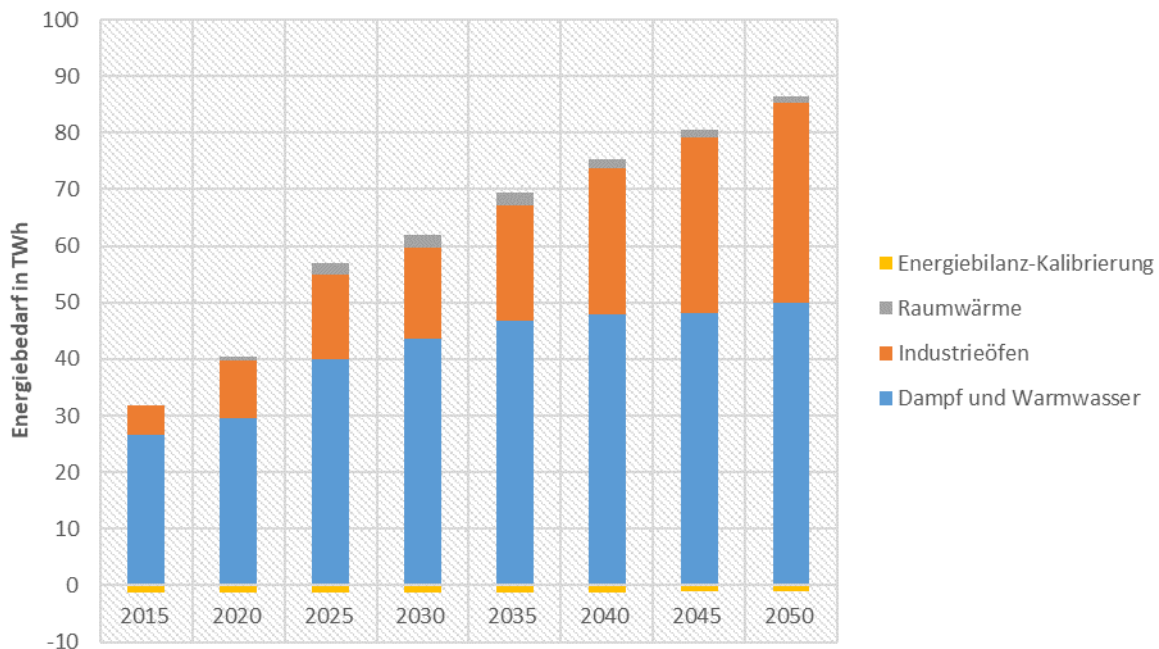
7.1.2.3. Einsatz von Biomasse

Der Biomassebedarf steigt im Modellierungszeitraum von etwa 30 TWh auf 85 TWh (Abbildung 7-20). Die konventionellen Anwendungen zur Prozesswärmebereitstellung weisen ein moderates Wachstum auf mit dem größten relativen Anstieg im Bereich der Hochtemperaturanwendungen, insbesondere der Grundstoffchemie und der Mineralienverarbeitung. Darin enthalten ist die Verwendung als Rohstoff (Feedstock) für Ethanol, das als Zwischenprodukt für die Erzeugung von Ethylen Verwendung findet (ergänzend zur Methanolroute der Ethylenproduktion). Diese Anwendung benötigt in KS-Ele 2050 jährlich 32 TWh⁴².

Die relevante Nutzung von Biomasse in der Industrie bedeutet, dass neben den heute bereits genutzten Mengen – weit überwiegend aus Produktionsreststoffen – zusätzliche Quellen von Biomasse genutzt werden müssten. Die Verfügbarkeit von entsprechenden nachhaltigen Mengen ist allerdings durchaus fraglich und es ist damit zu rechnen, dass starke Konkurrenz um die tatsächlich verfügbare Biomasse – gerade auch mit anderen Sektoren – ausgelöst wird. Aufgrund der Preisstruktur der Energieträger in der Industrie würde Biomasse dadurch unattraktiver. Festzuhalten ist, dass die Industrie für ihre Energieversorgung nicht auf Biomasse angewiesen ist und daher bei begrenzten Potentialen eher auf andere Energieträger – vorrangig Strom – wechseln kann. Dies würde theoretisch die gesamte in KS-Ele enthaltene Biomassenachfrage betreffen (85 TWh).

⁴² Die Ethanolroute der Ethylenherstellung ist aber grundsätzlich, abgesehen vom Rohstoff, mit der Methanolroute austauschbar: das erzeugte Endprodukt ist vergleichbar. Daher besteht auch hier Verschiebepotenzial zwischen Biomasse und erneuerbarem Strom (für die Wasserstoffproduktion).

Abbildung 7-20: Biomassebedarf nach Anwendungsbereich (AGEB-Definition)



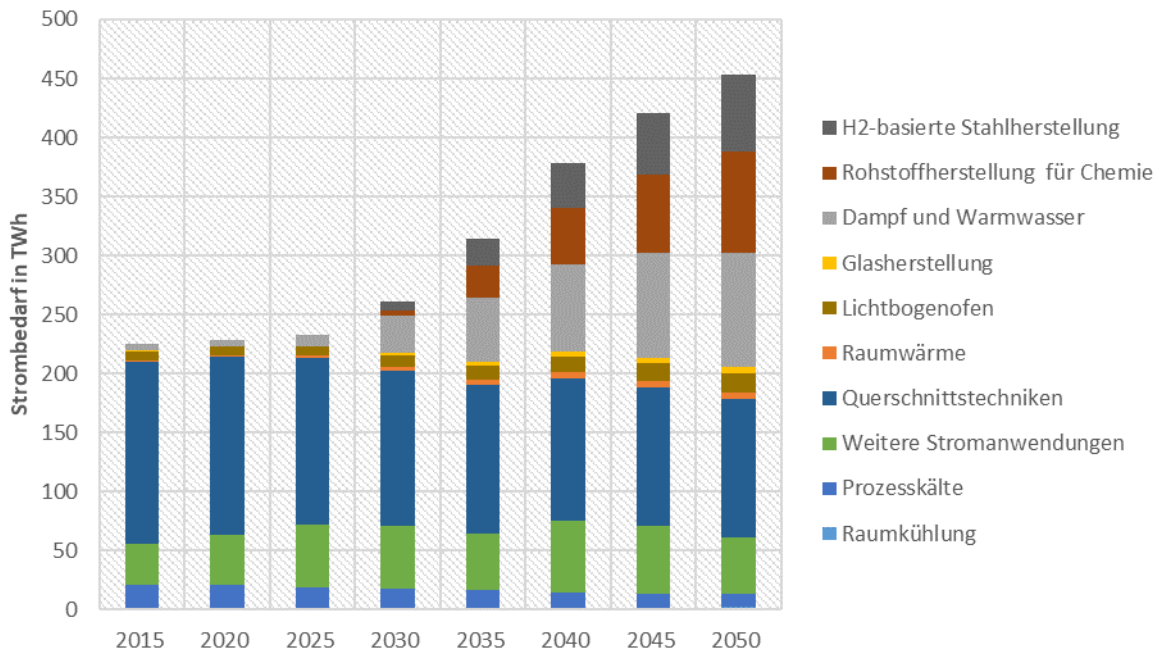
Quelle: Fraunhofer ISI

7.1.2.4. Einsatz von Strom und Wasserstoff

Der industrielle Strombedarf durchläuft im Modellierungszeitraum einen grundlegenden Wandel. 2015 begründen die Querschnittstechnologien – vorwiegend zur Bereitstellung von mechanischer Energie – mit 155 TWh noch den Großteil des Strombedarfs (Abbildung 7-21). Ergänzt werden sie durch die weiteren klassischen Anwendungen Prozess- und Raumkälte, Raumwärme sowie weitere Nicht-Prozesswärmeanwendungen wie Elektrolyse zu 211 TWh. Bis 2050 sinkt dieser Block auf 184 TWh, wobei Effizienzgewinne bei den Querschnittstechnologien die Hauptrolle spielen. Diese Entwicklung wird durch neue Verbraucher bzw. eine starke Zunahme in bis dahin geringfügigen Anwendungen (Prozesswärmeerzeugung) umgedreht. Der gesamte Strombedarf steigt so bis 2050 in KS-Ele auf 453 TWh, wovon die maßgeblichen neuen Verbraucher Dampferzeugung (97 TWh), Rohstoffherzeugung für die Chemieindustrie (86 TWh) und wasserstoffbasierte Stahlerzeugung (65 TWh) sind⁴³.

⁴³ Im Vergleich zu anderen aktuellen Studien befindet sich dieser Strombedarf im unteren bis mittleren Bereich. Dies ist auf die angenommene Nutzung von Biomasse (85 TWh) zurückzuführen, die sowohl Strom als Energieträger als auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff (als Rohstoff) reduziert, sowie auf verbleibende Mengen von Erdgas (35 TWh). Zum Vergleich: In der Studie Klimaneutrales Deutschland (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität) wird –unter starker Biomassenutzung (186 TWh) – ein Strombedarf von knapp 380 TWh errechnet. In den Langfristszenarien III (<https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>) wird unter Verzicht auf Nutzung von Biomasse in der Industrie 2050 ein Strombedarf (inklusive Rohstoffherzeugung) von 625 TWh (inklusive Strombedarf für Wasserstoffherzeugung) errechnet. In den Langfristszenarien III ist allerdings das Ambitionsniveau der Industrie auch höher.

Abbildung 7-21: Strombedarf nach Anwendungsbereich inkl. Feedstock (AGEB-Definition)



Quelle: Fraunhofer ISI

Die Wasserstoffnutzung in innovativen Prozessen der Stahl- und Chemieindustrie macht also einen großen Teil der zusätzlichen Stromnachfrage aus. In KS-Ele werden im Jahr 2050 bis zu 105 TWh Wasserstoff genutzt (Tabelle 7-6)⁴⁴. Für die Umwandlung wird eine gleichbleibende Elektrolyseeffizienz von 70 % angenommen. Die benötigte Strommenge zur Erzeugung kann daher, je nach Annahmen zu Fortschritten der Elektrolysetechnik, geringer sein. Es ist zu beachten, dass der Wasserstoffbedarf ohne die deutliche Steigerung der Sekundärroute bei der Stahlherstellung sowie den Einsatz von Biomasse als Rohstoff für die Ethylenherstellung in etwa doppelt so hoch wäre. Fortschritte bei Materialeffizienz senken die H₂-Nachfrage weiter.

Tabelle 7-6: Wasserstoffnutzung nach Anwendung [TWh H2]

Produkt	2030	2035	2040	2045	2050
Ammoniak (H2)	2,4	5,0	7,5	10,1	12,7
Ethylen u. Methanol	0,9	13,7	25,6	36,7	47,2
Stahl	5,0	16,0	26,3	36,2	45,5
Summe	8,3	34,6	59,4	82,9	105,4

Quelle: Fraunhofer ISI

7.1.2.5. Diffusion von Energieeffizienztechniken

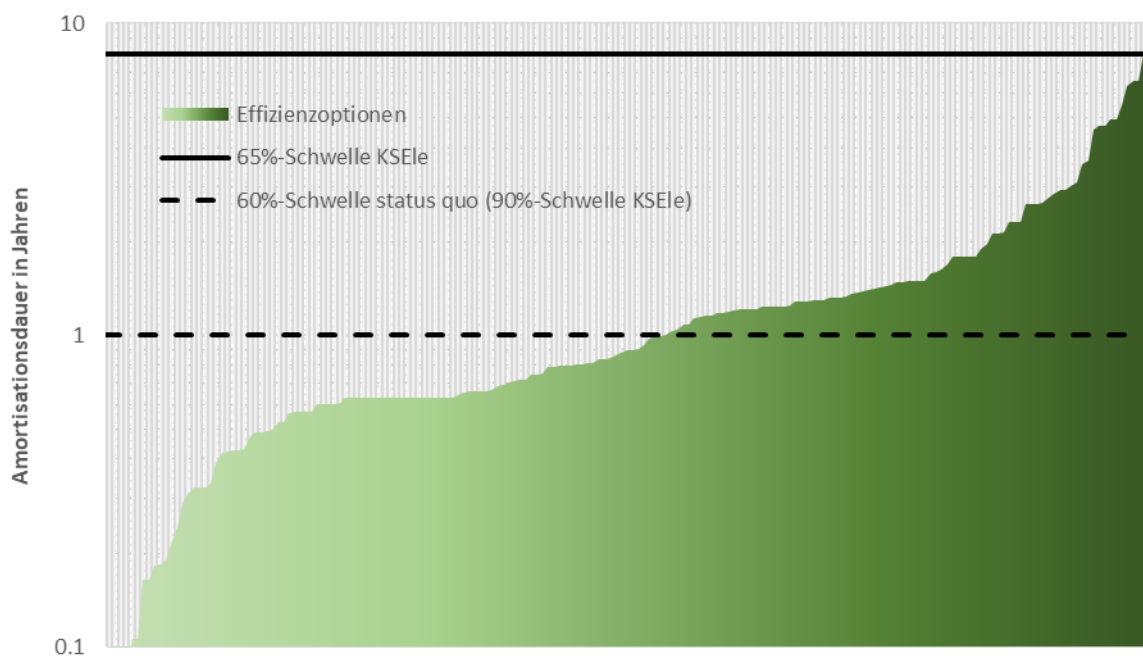
Die Diffusion von Energieeffizienztechnologien ist als Investition an das Risikomaß Amortisationsdauer gekoppelt (siehe 7.1.1). Dabei bedeuten hohe Amortisationsdauern ein erhöhtes Risiko (z. B. weil sich die Unternehmensstruktur zwischenzeitlich geändert hat und die geplanten

⁴⁴ Zu beachten: Es wird ausschließlich der Rohstoffbedarf der angegebenen chemischen Prozesse berücksichtigt. Hinzu kommt theoretischer Wasserstoffbedarf von hier nicht abgebildeten chemischen Prozessen, für die zum Zeitpunkt der Modellrechnung noch keine Umstellungskonzepte vorlagen. Der *gesamte* (2050 dann nicht-fossil zu deckende) Rohstoffbedarf belief sich 2015 auf 267 TWh (AGEB) und könnte bis 2050 auf 180 TWh sinken.

Rückflüsse aus der Investition nicht mehr wie geplant stattfinden). Dementsprechend behindern hohe Amortisationsdauern die Diffusion einer Technologie in den Markt. Es ist zu beachten, dass im Modell grundsätzlich *nur wirtschaftliche* Technologien betrachtet werden. Deren Amortisationsdauer ist dementsprechend größer null, aber kleiner als ihre technische Lebensdauer. Im Status Quo der Modellierung werden Investitionen in Energieeffizienztechnologien mit einer Wahrscheinlichkeit von 60 % realisiert, wenn ihre Amortisationsdauer unter einem Jahr liegt. In KS-Ele beträgt diese Schwelle etwa 8 Jahre (siehe 7.1.1).

Was dies für die zur Verfügung stehenden Technologien bedeutet, ist in Abbildung 7-22 dargestellt. Darin sind die Effizienzoptionen auf der Abszisse in Anlehnung an eine Kostenkurve geordnet aufgereiht (allerdings nicht nach Einsparpotenzial skaliert). Auf der Ordinate ist ihre jeweilige Amortisationsdauer *logarithmisch* aufgetragen. Ergänzend sind Geraden eingetragen, die 60%-Investitionsschwelle im Status Quo (gleichzeitig etwa die 90%-Schwelle in KS-Ele) und die 65%-Schwelle in KS-Ele darstellen. Für jede dieser Schwellen gilt, dass die vollständig darunter liegenden Effizienzoptionen mit der angegebenen Wahrscheinlichkeit (bzw. dem angegebenen Diffusionsgrad) umgesetzt werden. Im Ergebnis werden so in KS-Ele weitaus mehr Effizienzoptionen tatsächlich umgesetzt.

Abbildung 7-22: Einfluss der Risikobereitschaft auf die Diffusion von Energieeffizienztechnologien industrieller Prozesse



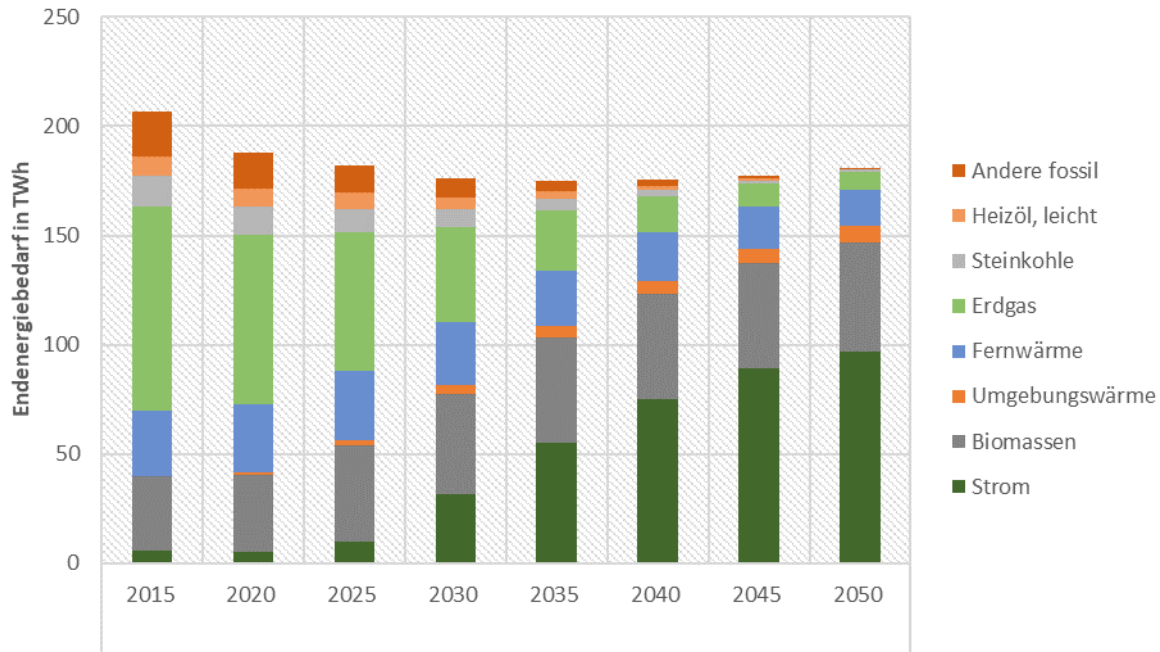
Quelle: Fraunhofer ISI

7.1.2.6. Brennstoffwechsel in der Dampferzeugung

Der durch die *entschlossene* Förderung von strombetriebenen Dampf- und Warmwassererzeugern unterstützte Brennstoffwechsel ist in Abbildung 7-23 dargestellt. Die dort abgebildete Energiemenge beinhaltet ausschließlich die Prozesswärmenachfrage in Form von Dampf und Warmwasser bis 500 °C. Bis 2050 verbleiben in diesem Bereich in KS-Ele von 122 TWh in 2015 noch 10 TWh fossile Erzeugung, davon 8,5 TWh aus Erdgas. Der Hauptteil wird über Strom (knapp 100 TWh),

verschiedene Biomassen, überwiegend fest (50 TWh), Umgebungswärme (7 TWh) und Fernwärme (17 TWh, beide auf niedrigem Temperaturniveau bis 100 °C) bereitgestellt bzw. erzeugt.

Abbildung 7-23: Brennstoffwechsel der Dampf- und Warmwassererzeugung

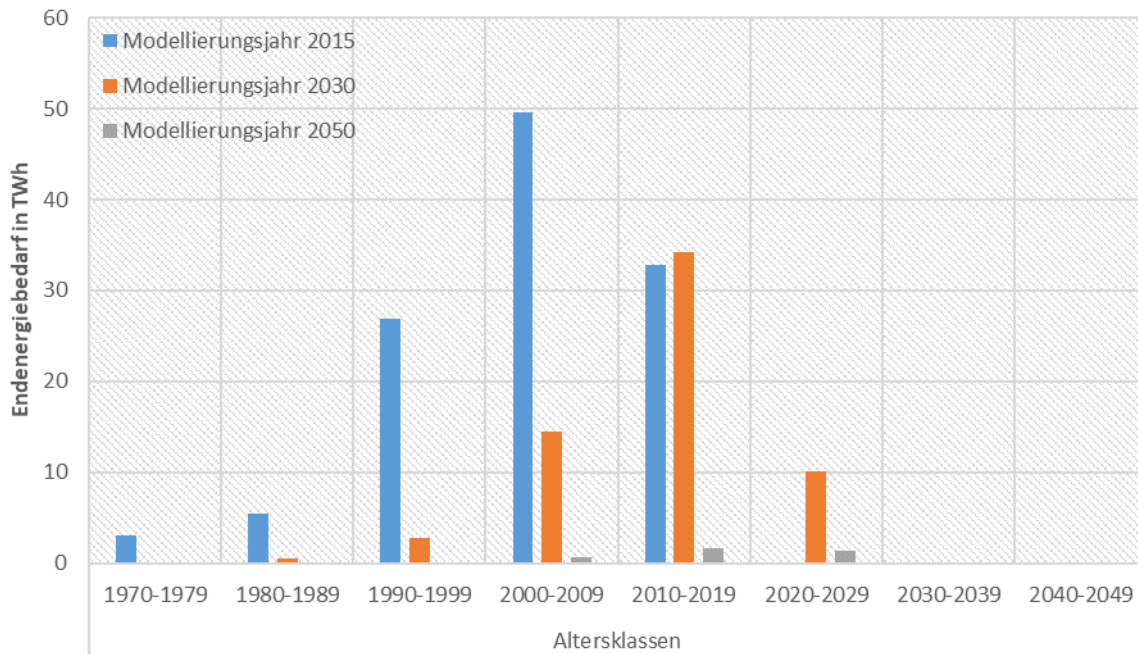


Quelle: Fraunhofer ISI

Ein wichtiger Baustein zur Erklärung dieser Ergebnisse ist die **Altersstruktur** der Anlagen. Abbildung 7-24 zeigt die **Altersstruktur der fossilen Erzeugung** mit Altersklassen auf der Abszisse. Auf der Ordinate ist die im Bestand vorhandene Energiemenge abgetragen. Die verschiedenfarbigen Balken geben das Modellierungsjahr an. Ein Ablesebeispiel: Im Modellierungsjahr 2030 (orange Balken) werden noch etwa 15 TWh Endenergie über fossile Anlagen aus der Altersklasse (der Spanne der Errichtungsjahre) 2000-2009 bereitgestellt. In KS-Ele werden ab 2025 keine fossilen Anlagen mehr gebaut (geringer Bestand in Alterskohorte 2020-2029). In 2050 verbleiben nur geringfügig fossile Anlagen aus den Errichtungsjahren 2000-2025 im Bestand. Damit wird deutlich, dass ein früher Stopp des Neubaus fossiler Prozesswärmeanlagen notwendig⁴⁵ ist, um 2050 die energiebedingten Emissionen aus diesem Technologiebereich zu senken.

⁴⁵ Alternativ können fossile Anlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer ersetzt werden. Maßgeblich ist der tatsächliche Bestand im Zieljahr.

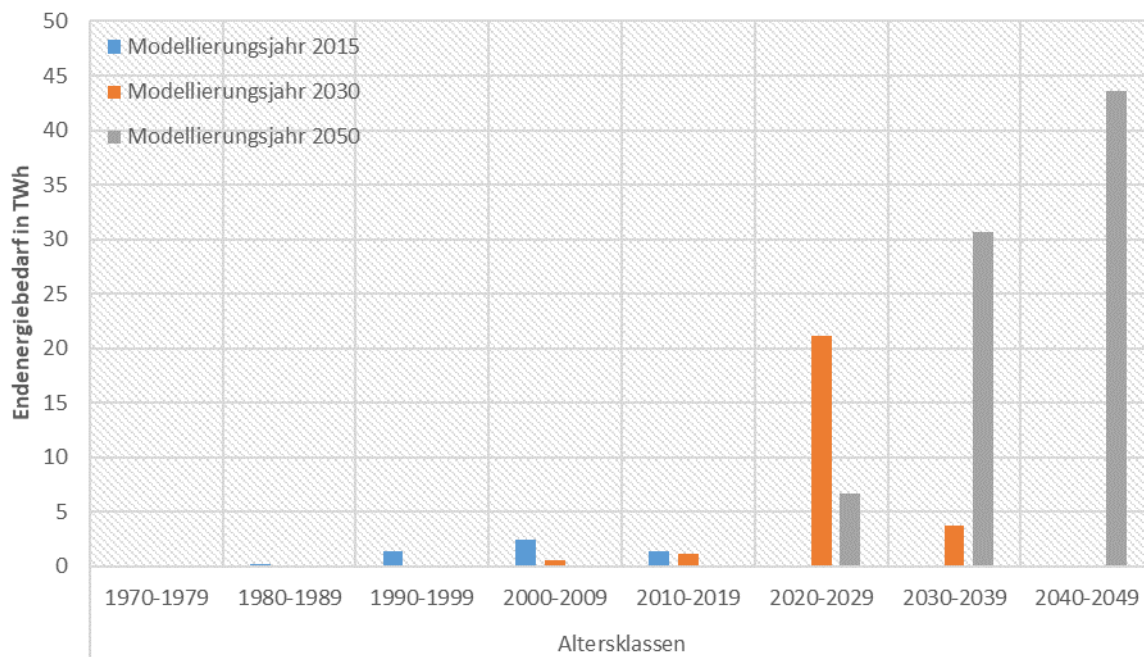
Abbildung 7-24: Altersstruktur fossil befeuerter Anlagen zur Erzeugung von Dampf und Warmwasser



Quelle: Fraunhofer ISI

Für **strombasierte Dampf- und Heißwasserwärmebereitstellung** sieht dies anders aus (Abbildung 7-25). Während in 2015 nur geringfügig (in Summe 6 TWh) strombetriebener Anlagen im Bestand vorhanden sind, steigt die Nutzung bis 2030, davon zu einem großen Teil ab 2025, auf 27 TWh an. 2050 befinden sich von den ersten errichteten Anlagen (2020-2029) noch 7 TWh im Bestand, der Großteil ist 20 Jahre und jünger (2030-2039 mit 31 TWh und 2040-2049 mit 44 TWh).

Abbildung 7-25: Altersstruktur strombetriebener Anlagen zur Erzeugung von Dampf und Warmwasser



Quelle: Fraunhofer ISI

7.2. Industriekraftwerke

7.2.1. Methodik, Annahmen und Parameter

Der Modellierungsansatz ist, zunächst sämtliche Kraftwerke mit den gesamten Strom- und Wärmenachfragen insgesamt zu modellieren und anschließend die Brennstoffeinsätze in einem Top-down-Ansatz auf die vier für das Treibhausgasinventar relevanten Quellgruppen aufzuteilen:

- CRF 1.A.1.a Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung beinhaltet alle öffentlichen Kraftwerke,
- CRF 1.A.b Mineralö Raffinerien beinhaltet Raffineriekraftwerke
- CRF 1.A.1.c Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger beinhaltet sonstige Kraftwerke der Energiewirtschaft
- CRF 1.A.2 Verarbeitende Industrie beinhaltet alle Industriekraftwerke außerhalb der Energiewirtschaft.

In diese Aufteilung fließen unter anderem Daten zur Fernwärme- und industriellen KWK-Nachfrage, aber auch die Entwicklung wichtiger industrieller Aktivitäten wie Stahlerzeugung, Raffinerieaktivität und Herstellung von Kohlenprodukten (Koks und Brikett) ein. Die Aufteilung erfolgt dabei brennstoffscharf, sodass sich entsprechende Verschiebungen zwischen einzelnen Brennstoffen, wie beispielsweise ein Wechsel von Kohle auf Grund von höheren CO₂-Preisen hin zu Erdgas, nicht nur bei den öffentlichen Kraftwerken, sondern auch bei allen vier Kraftwerkskategorien entsprechend der Bedeutung der jeweiligen Brennstoffe auswirken können. Die entscheidende Nebenbedingung für die Industriekraftwerke ist, dass die im Industriemodell FORECAST berechnete Wärme-Eigenerzeugung aus KWK-Anlagen gedeckt wird.

Wichtige spezifische Treiber sind für die Entwicklung der Industriekraftwerke (IKW) die KWK-Wärmeerzeugung zur Eigenversorgung der Industrie sowie der aus der Stahlerzeugung resultierende Gichtgaseinsatz in IKW. Für die Steigerung des Biomasseeinsatzes und Einsatzes von Müll wurden entsprechende Parameter aus dem FORECAST abgeleitet. Des Weiteren wirken sich die Annahmen Maßnahmen im Kraftwerkssektor (Kapitel 8.1), auch auf die Brennstoffeinsätze der Industriekraftwerke aus.

Aufgrund des gewählten Modellierungsansatzes sind individuelle Kraftwerkskapazitäten der Industrie kein relevanter Parameter und sind daher hier nicht angeben.

7.2.2. Ergebnisse

Da die Industriekraftwerke mit dem PowerFlex-Modell mitsamt allen anderen Kraftwerken modelliert wurden, sind auch die Ergebnisse in Kapitel 8.1.2 dargestellt. Insbesondere ist die Entwicklung der Emissionen im KS-Ele der Industriekraftwerken in Tabelle 8-10 und Tabelle 8-11 enthalten und wird dort im Kontext der Emissionen aller Kraftwerkskategorien dargestellt.

7.3. Industrieprozesse und Produktverwendung (CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen)

7.3.1. Annahmen und Parameter

Die Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung sind eng mit den energetischen Emissionen verzahnt, siehe daher auch das Kapitel 7.1. Insbesondere die dort in Abbildung 7-1 dargestellten Produktionsmengen industrieller Güter sind eine wesentliche Grundlage für die Modellierung der CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung.

Bei der Zementherstellung (CRF 2.A.1) wird ein sukzessiver Wechsel zu Zementsorten mit spezifisch niedrigerem CO₂-Ausstoß („low carbon cement“) angenommen. Darüber hinaus wird ein bis 2050 steigender Anteil von solchem Zement angenommen, bei dem bei der Herstellung nur so viel CO₂ freigesetzt wird, wie hinterher beim Abbinden wieder aus der Luft aufgenommen wird und der daher potenziell als CO₂-neutral zu betrachten ist („recarbonating cement“).

Bei der Ammoniakherstellung (CRF 2.B.1) wird im KS-Ele eine bis 2050 vollständige Umstellung der Herstellung des benötigten Wasserstoffs von Dampfreformierung auf Elektrolyse unterstellt.

In The European Chemical Industry Council (CEFIC) 2013 wird angegeben, dass für neue Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure (CRF 2.B.2) ein Emissionsfaktor von 0,1 bis 0,4 kg N₂O / t Salpetersäure erzielt werden kann. Im ambitionierten KS-Ele wurde angenommen, dass neue Anlagen nur noch einen Emissionsfaktor von 0,1 kg/t aufweisen und bis 2050 auch alle Bestandsanlagen auf diesen Standard umgerüstet werden. Analog wird im KS-Ele auch für die Adipinsäureherstellung (CRF 2.B.3) eine entsprechende Reduktion des N₂O-Emissionsfaktors bis 2050 angenommen.

Die Petrochemie (CRF 2.B.8) umfasst viele verschiedene Prozesse. Wichtig sind hierbei insbesondere die Methanol- und die Ethylenherstellung, die bisher hauptsächlich aus fossilen Energieträgern als stofflichen Rohstoffen hergestellt werden. Im KS-Ele wird, wie auch bei der Ammoniakherstellung, die Dampfreformierung zunehmend durch Elektrolyse ersetzt, um den benötigten Wasserstoff bereitzustellen. Methanol basierend auf Elektrolysewasserstoff gewinnt als Zwischenprodukt an Bedeutung, unter anderem zur Herstellung von Ethylen. Ebenfalls wird neu im KS-Ele Ethylen auch teilweise über das Zwischenprodukt Ethanol hergestellt. Ethanol auf Basis von biogener Glukose kann so fossile Rohstoffe ersetzen.

Bei der Eisen- und Stahlerzeugung (CRF 2.C.1) wird im KS-Ele die Hochofenroute durch zwei innovative Verfahrensrouten mit Wasserstoff als Reduktionsmittel ersetzt: die Erzeugung von Roheisen in der Direktreduktion (DRI) mit anschließender Stahlherstellung im Elektro-Lichtbogenofen (EAF) und die Erzeugung von Rohstahl im Wasserstoff-Plasmaofen.

Darüber hinaus sind dem Sektor Industrieprozesse und Produktverwendung eine Vielzahl jeweils für sich kleiner Emissionsquellen zugeordnet, die jede für sich eher unbedeutend ist, in Summe aber doch auch eine relevante Emissionsminderung bringen.

- Für die Schmiermittel (CRF 2.D.1) wird der Verbrauch an fossilen, biogenen und synthetischen Flüssigkraftstoffen im Verkehr als Aktivitätsgröße für den Schmiermittelverbrauch verwendet. Somit führt ein reduzierter Kraftstoffverbrauch auch zu reduzierten Schmiermittelemissionen.
- Die Emissionen aus Paraffinwachsen (CRF 2.D.2) werden laut NIR (Umweltbundesamt (UBA) 2017a) durch die Verbrennung von Kerzen aus fossilem Paraffinwachsen dominiert. Kerzen werden einerseits als Stimmungslichter, andererseits als Wärmequellen (Teelichter) genutzt. Da

eine Vielzahl an Alternativen existieren (z.B. Kerzen auf Pflanzenöl und Bienenwachs, LED-Leuchten mit Flackerlicht, elektrische Teewärmer), wurde für das KS-Ele angenommen, dass sich der Verbrauch an Paraffinkerzen bis 2050 um 90 % reduziert.

- Für die Emissionen aus Lösemitteln (CRF 2.D.3.a) wurde der zwischen 1990 und 2015 beobachtete Emissionsrückgang bis 2050 fortgeschrieben.
- Für die Emissionen aus der selektiven katalytischen Reduktion (SCR) mittels Harnstofflösung („AdBlue“) in dieselbetriebenen Kraftfahrzeugen (CRF 2.D.3.d.1) wurde ein bis 2025 ansteigender Emissionstrend modelliert, der die steigende Marktdurchdringung abbildet. Für die Folgejahre wurde der Harnstoffeinsatz entsprechend dem Absatz an Dieselmotoren (fossil, biogen und synthetisch) abgebildet.
- Für die Emissionen aus der Verwendung von Lachgas als Narkosemittel (2.G.3) wurde der durch einen Wechsel zu anderen Narkosemitteln zwischen 1990 und 2015 beobachtete Emissionsrückgang bis 2050 fortgeschrieben.

Diese Beispiele zeigen, dass auch in vermeintlichen Bagatellbereichen Emissionen reduziert werden können, um der Treibhausgasneutralität näher zu kommen. Sonstige Emissionen aus 2.D und 2.G wurden als konstant fortgeschrieben.

7.3.2. Ergebnisse

In der Vergangenheit sanken die Kohlendioxid-, Methan- und Lachgasemissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung bereits um 46 % von 83 Mt CO₂e im Jahr 1990 auf 46 Mt CO₂e im Jahr 2015. Bis 2050 werden diese Emissionen im Szenario KS-Ele auf knapp 13 Mt CO₂e und somit um fast 85 % gegenüber dem Jahr 1990 sinken.⁴⁶

Die mineralische Industrie (CRF 2.A) konnte ihre Emissionen in der Vergangenheit um 18 % von 23 Mt CO₂e im Jahr 1990 auf knapp 19 Mt CO₂e im Jahr 2015 senken. Mit Abstand wichtigste Emissionsquelle ist hier die Zementklinkerproduktion gefolgt von der Kalkherstellung. Glas-, Keramik- und Sodaherstellung haben im Vergleich dazu eine untergeordnete Bedeutung. Bis zum Jahr 2050 werden die Emissionen der mineralischen Industrie auf unter 9 Mt CO₂e sinken, wobei hier der Wechsel zu emissionsarmen („low carbon cement“) oder netto-emissionsfreiem Zement („recarbonating cement“) den mit Abstand größten Beitrag zur Emissionsreduktion leistet.

Im Jahr 1990 hatte die chemische Industrie (CRF 2.B) mit 30 Mt CO₂e den größten Anteil an den CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung. Bis zum Jahr 2015 konnten diese Emissionen um 77 % auf knapp 7 Mt CO₂e reduziert werden. Besonders bedeutsam waren hier die Rückgänge der N₂O-Emissionen aus der Salpetersäure- und Adipinsäureproduktion. Im KS-Ele kommen bis 2050 die wichtigsten Emissionsreduktionen der Chemieindustrie aus der Umstellung der Wasserstoffbasis von Dampfreformierung auf Elektrolysewasserstoff (insbesondere bei der Ammoniakherstellung) sowie aus der weiteren Reduktion der Lachgasemissionen in der Salpetersäure- und Adipinsäureproduktion.

Die zweitbedeutendste Branche in Bezug auf CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung im Jahr 1990 war die Metallproduktion (CRF 2.C) mit gut 25 Mt

⁴⁶ Da Förderinstrumente und Technologien teilweise früher zur Verfügung stehen als angenommen, könnten die Einsparungen nach heutigem Stand höher ausfallen.

CO₂e. Hier sanken die Emissionen bis zum Jahr 2015 um 28 % auf knapp 18 Mt CO₂e. Dominiert wird dieser Bereich heute von den Emissionen aus der Eisen- und Stahlproduktion und dabei insbesondere aus der Oxygenstahlproduktion im Hochofen. Durch Umstellung der Stahlproduktion auf wasserstoffbasierte Verfahren können die Emissionen der Stahlerzeugung fast vollständig vermieden werden. Damit leistet allein die Stahlindustrie etwa die Hälfte der gesamten Reduktion der CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung zwischen dem Ausgangsjahr 2015 und dem Zieljahr 2050. Bis zum Jahr 2050 werden die Emissionen aus der Metallproduktion auf unter 2 Mt CO₂e und damit um 93 % gegenüber 1990 sinken. Die Produktion anderer Metalle trägt dazu nur zu kleinen Teilen bei. Die Aluminium- und die Zinkproduktion haben im KS-Ele aufgrund höherer Produktionsniveaus sogar leicht ansteigende Emissionen.

Die Emissionen aus der nichtenergetischen Verwendung von Brennstoffen und aus Lösemitteln (CRF 2.D) sanken von gut 3 Mt CO₂e im Jahr 1990 um etwa ein Viertel auf gut 2 Mt CO₂e. Ursache war hier vor allem ein deutlicher Rückgang der Emissionen aus Lösemittelverwendung. Im KS-Ele werden die Emissionen aus nichtenergetischer Verwendung von Brennstoffen und aus Lösemitteln weiter sinken und 2050 nur noch weniger als 1 Mt CO₂e betragen und damit um 83 % niedriger als 1990 sein. Hier überlagern sich die Entwicklungen von Schmiermitteln, Lösemitteln, Paraffinwachsen und die AdBlue-Verwendung.

Die CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus sonstiger Produktherstellung und -verwendung (CRF 2.G) sanken von 2 Mt CO₂e im Jahr 1990 bereits um 81 % auf unter 1 Mt CO₂e. Im Jahr 2050 sind diese Emissionen 97 % niedriger als 1990 und daher in Tabelle 7-7 kaum mehr darstellbar.

Tabelle 7-7: CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung, 1990–2050

	1990	2015	2030	2040	2050
	Mt CO ₂ e				
CO₂-Emissionen					
Mineralische Industrie (2.A)	22,8	18,7	14,3	11,1	8,5
<i>Zement (2.A.1)</i>	<i>15,1</i>	<i>12,4</i>	<i>8,8</i>	<i>6,5</i>	<i>4,8</i>
<i>Kalk (2.A.2)</i>	<i>6,0</i>	<i>5,0</i>	<i>4,3</i>	<i>3,8</i>	<i>3,2</i>
<i>Glas (2.A.3)</i>	<i>0,8</i>	<i>0,9</i>	<i>0,7</i>	<i>0,4</i>	<i>0,1</i>
<i>Keramik (2.A.4.a)</i>	<i>0,5</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,2</i>
<i>Sonstige Sodaverwendung (2.A.4.b)</i>	<i>0,3</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
Chemische Industrie (2.B)	8,1	5,6	4,3	3,0	1,6
<i>Ammoniak (2.B.1)</i>	<i>6,0</i>	<i>4,1</i>	<i>2,9</i>	<i>1,5</i>	<i>0,0</i>

<i>Carbid (2.B.5)</i>	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Soda (2.B.7)</i>	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>Petrochemie & Industrieruß (2.B.8)</i>	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1
Metallproduktion (2.C)	25,1	17,9	8,6	4,7	1,6
<i>Eisen & Stahl (2.C.1)</i>	22,8	16,7	7,5	3,5	0,4
<i>Ferrolegierungen (2.C.2)</i>	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Aluminium (2.C.3)</i>	1,0	0,7	0,7	0,8	0,8
<i>Blei (2.C.5)</i>	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Zink (2.C.6)</i>	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3
Nichtenergetische Verwendung (2.D)	3,3	2,5	1,6	1,0	0,6
<i>Schmiermittel (2.D.1)</i>	0,5	0,6	0,4	0,2	0,1
<i>Paraffinwachse (2.D.2)</i>	0,2	0,6	0,4	0,2	0,1
<i>Lösemittel (2.D.3.a)</i>	2,6	1,2	0,8	0,6	0,4
<i>AdBlue (2.D.3.d.1)</i>	NA	0,1	0,2	0,1	0,0
CO ₂ -Emissionen gesamt	59,3	44,7	28,8	19,8	12,4
CH₄-Emissionen					
CH ₄ -Emissionen gesamt	0,4	0,5	0,5	0,4	0,3
N₂O-Emissionen					
Chemische Industrie (2.B)	21,6	0,8	0,6	0,4	0,2
<i>Ammoniak (2.B.1)</i>	NA	NA	NA	NA	NA
<i>Salpetersäure (2.B.2)</i>	3,3	0,5	0,4	0,3	0,1

<i>Adipinsäure (2.B.3)</i>	18,1	0,3	0,2	0,1	0,0
<i>Caprolactam, Glyoxal- & Glyoxalsäure (2.B.4)</i>	0,2	NA,NO,IE	IE,NA,NO	IE,NA,NO	IE,NA,NO
Metallproduktion (2.C)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nichtenergetische Verwendung (2.D)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Produktherstellung- & verwendung (2.G)	2,0	0,4	0,1	0,1	0,0
N ₂ O-Emissionen gesamt	23,6	1,2	0,7	0,5	0,2
CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen					
Industrieprozesse gesamt	83,3	46,4	30,1	20,6	12,9
<i>ggü. 1990</i>	0,0%	-44,3%	-63,9%	-75,2%	-84,5%

Anmerkung: Werte 0,0 bedeuten, dass Emissionen existieren, diese aber kleiner als 0,05 Mt CO₂e sind. Nicht vorkommende Emissionen sind durch sog. Notation Keys (NA: Not applicable, NO: not occurring, IE: included elsewhere) dargestellt.

Quelle: 1990–2015:(Umweltbundesamt (UBA) 2017b); 2030–2050: Berechnungen des Öko-Instituts und Fraunhofer ISI

7.4. Industrieprozesse und Produktverwendung (Fluorierte Treibhausgase)

7.4.1. Annahmen und Parameter

Im Detail werden im KS-Ele die F-Gas-Emissionen der einzelnen Inventarkategorien wie folgt modelliert:

Die HFKW-Emissionen aus Kälte- und Klimaanlage, Schaumherstellung, Feuerlöschanlagen, Aerosolen und medizinischen Dosiersprays werden basierend auf den in Gschrey et al. (2015) anwendungsspezifisch entwickelten Nachfrageszenarien und Vermeidungsoptionen modelliert. Dabei wird anwendungsspezifisch anhand der spezifischen Vermeidungskosten berücksichtigt, für welche Anlagenbetreiber angesichts der durch den EU-Phase-down induzierten Knappheit und Verteuerung des HFKW-Angebots ein Umstieg auf HFKW-freie Anlagen zu erwarten ist und in welchen Anwendungssektoren weiterhin eine Nachfrage nach HFKW – und damit zeitversetzt auch HFKW-Emissionen – zu erwarten ist. Außerdem wird gemäß Verordnung (EU) Nr. 517/2014 die Ausnahme vom HFKW-Phase-down für medizinische Dosiersprays ab 2018 sowie das Verbot für Feuerlöschanlagen mit HFKW-23 ab 2016 berücksichtigt. In Kälte- und Klimaanlage werden FKW nur in sehr geringem Umfang eingesetzt. Diese Emissionen werden konstant fortgeschrieben.

Für HFKW-Emissionen aus *ORC-Anlagen* (*Organic Rankine Cycle – die Haupteinsatzbereiche von ORC-Anlagen sind Geothermie-Anlagen und die Abwärmenutzung von (Heiz-)Kraftwerken und Biogas-Anlagen*) wird angesichts des angenommenen starken Zuwachses dieser Anlagen insbesondere im geothermischen Bereich bis 2020 ein starkes Wachstum an Emissionen angenommen, danach aber unter der Wirkung der HFKW-Angebotsverknappung unter dem EU-Phase-down ein vermehrter Umstieg auf HFKW-freie Alternativen und eine Stagnation der Emissionen bis 2030. FKW-Emissionen aus *ORC-Anlagen* werden wie in den letzten Inventarjahren nicht mehr angenommen.

HFKW-Emissionen aus der *Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen* liegen nicht im Anwendungsbereich des HFKW-Phase-down und werden wie auch entsprechende FKW- und SF₆-Emissionen konstant von 2015 fortgeschrieben.

Die FKW-Emissionen aus der *Produktion von Primäraluminium* werden proportional zur angenommenen Produktionsentwicklung modelliert. Dabei werden die spezifischen Emissionen von 2014 konstant fortgeschrieben. Für SF₆-Emissionen aus *Magnesium-Gießereien* werden angesichts des ab 2018 geltenden spezifischen Verwendungsverbots von SF₆ gemäß EU-Verordnung (EU) Nr. 517/2014 ab 2020 keine Emissionen mehr angenommen. Ein zumindest teilweise zu erwartender Ersatz von SF₆ (GWP 22.800) durch HFKW-134a (GWP 1.430) ist in der HFKW-Projektion berücksichtigt: Für die HFKW-Emissionen aus *Magnesium-Gießereien*⁴⁷ und die Anwendung von SF₆ als Reinigungsgas in Aluminium-Gießereien wird hier in Anlehnung an Gschrey und Schwarz (2011) eine jährliche Produktions- und Emissionssteigerung von 1 % angenommen.

Die SF₆-Emissionen aus *elektrischen Anlagen*, aus *Tracergasanwendungen*, aus der Produktion von *optischen Glasfasern* und aus der *Photovoltaikproduktion* werden konstant von 2015 fortgeschrieben. Ebenfalls werden die SF₆-, FKW-, NF₃- und HFKW-Emissionen aus der *Halbleiterproduktion*⁴⁸ konstant fortgeschrieben, wie auch die FKW- und NF₃-Emissionen aus der Photovoltaik-Industrie.

Für Emission aus mit SF₆ befüllten *Autoreifen* wird angenommen, dass das seit 2007 geltende Verbot gemäß Verordnungen (EU) Nr. 842/2006 und Nr. 517/2014 vollständig umgesetzt wurde und deshalb ab 2015 keine Emissionen mehr entstehen. Eine Emissionsprojektion für SF₆ aus *Schallschutzfenstern* wurde aus Gschrey und Schwarz (2011) übernommen, der Effekt des in der EU-F-Gas-Verordnung erlassenen Verwendungsverbotes ab 2008/2009 wird auf Basis derselben Studie berechnet.

Die im Inventar aus Vertraulichkeitsgründen für eine „nicht spezifizierte Mischung“ von F-Gasen berichteten Emissionen beinhalten neben HFKW-Lösemittelmmissionen FKW- und SF₆-Emissionen aus Radaranlagen, Schweißen, medizinischen und kosmetischen Anwendungen sowie in der Vergangenheit Sportschuhen. Diese Emissionen wurden konstant fortgeschrieben.

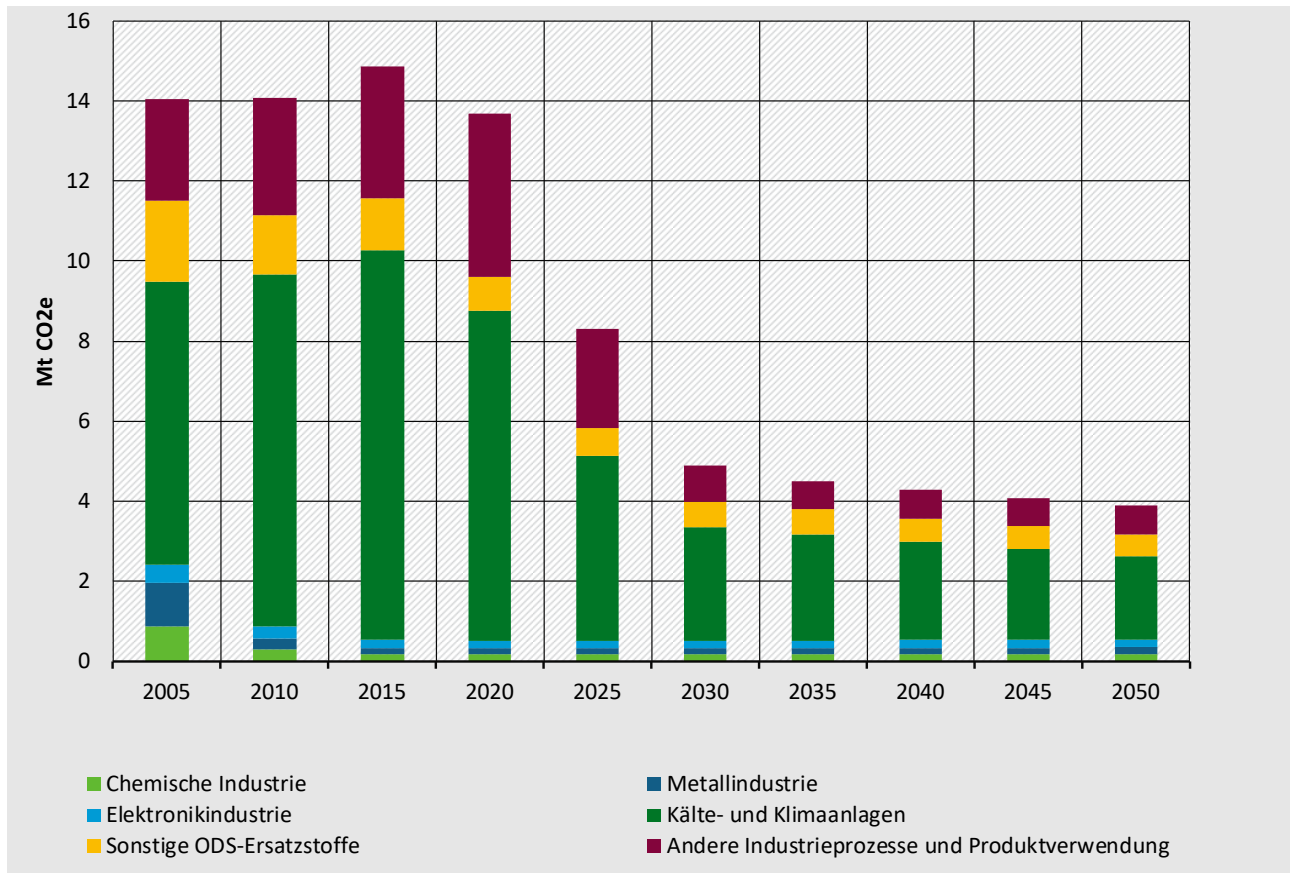
⁴⁷ Hier dient das Gas HFKW-134a als emissionsmindernder Ersatz für das ca. 15-fach stärker treibhausgaswirksame Gas SF₆, welches laut Verordnung (EU) Nr. 517/2014 ab 2018 für diesen Anwendungsbereich verboten ist.

⁴⁸ Der Einsatz von HFKW in der Halbleiterproduktion ist gemäß Verordnung (EU) Nr. 517/2014 vom HFKW-Phase-down ausgenommen.

7.4.2. Ergebnisse

Mit dem beschriebenen methodischen Ansatz ergibt sich für das Referenzszenario die in Abbildung 7-26 gezeigte Emissionsentwicklung für fluorierte Treibhausgase (F-Gase).

Abbildung 7-26: Entwicklung der Emissionen von F-Gasen im KS-Ele nach Quellgruppen, 2005-2050



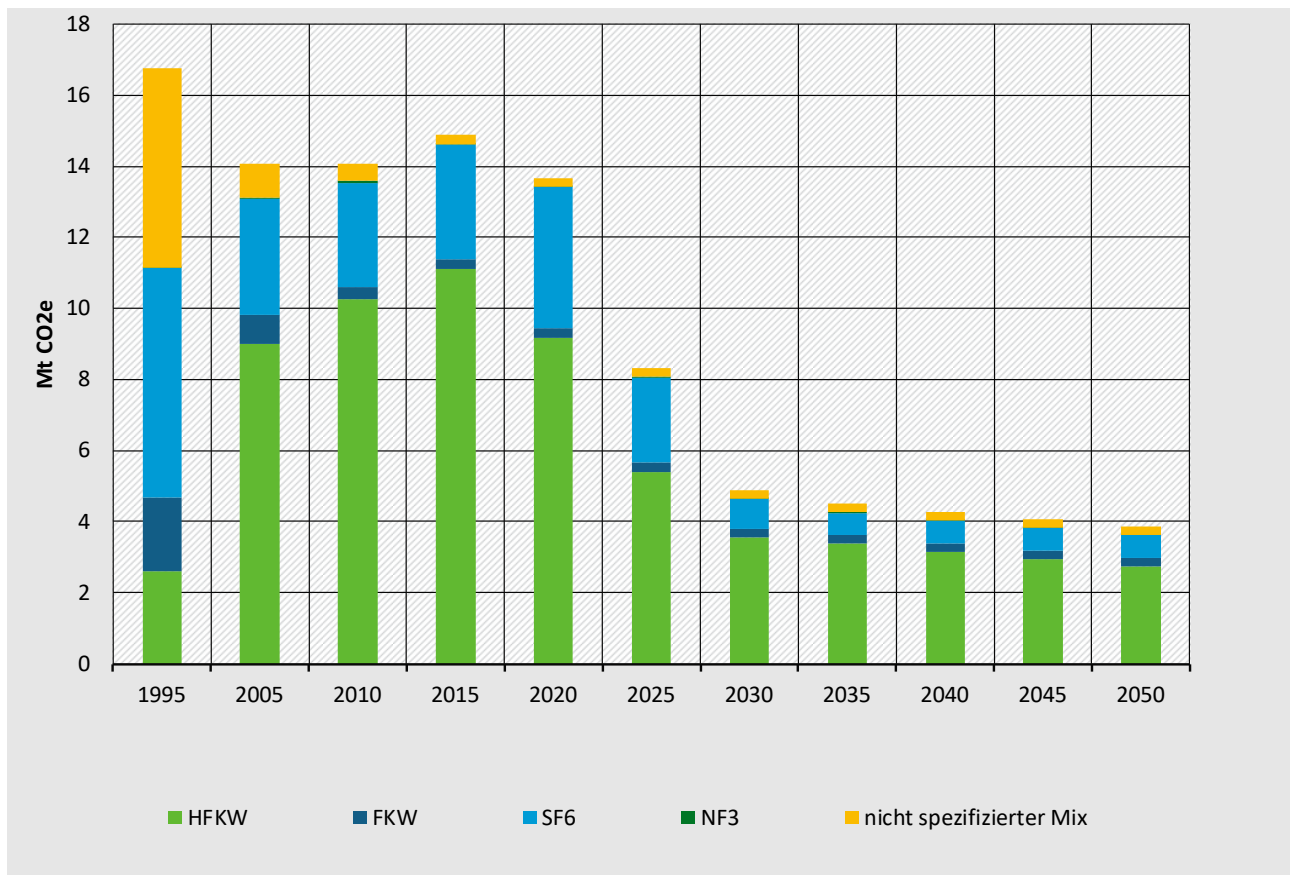
Anmerkung: ODS: unter dem Montreal-Protokoll adressierte ozonabbauende Stoffe (ozone depleting substances). Einsatzfelder von HFKW als „sonstige“ (d. h. über Kälte- und Klimaanlage hinaus) ODS-Ersatzstoffe sind vor allem Schaumproduktion, Feuerlöschanlagen, medizinische Inhalationssprays und andere Aerosole. Emissionen aus „anderen“ Industrieprozessen und Produktanwendung sind bis 2025 dominiert von SF₆-Emissionen aus in der Vergangenheit verbauten Schallschutzfenstern

Quelle: 2005 - 2015:(Umweltbundesamt (UBA) 2017b); 2020 - 2050: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Summe der Emissionen der fluorierten Treibhausgase (F-Gase) ist von 2005 bis 2015 auf 6 % über das Niveau von 2005 angestiegen. Ursache waren stetig steigende HFKW-Emissionen von Kälte- und Klimaanlage sowie SF₆-Emissionen aus alten Schallschutzfenstern bei sinkenden SF₆- und FKW-Emissionen aus der Produktion von fluorierten Chemikalien und der Metallindustrie (Magnesium und Aluminium) sowie sinkenden HFKW-Emissionen aus der Schaumproduktion. Nach 2015 fallen die F-Gas-Emissionen im KS-Ele bis 2030 deutlich auf 35 % des Niveaus von 2005 und sinken bis 2050 weiter leicht auf 28 % des Niveaus von 2005. Ursachen dieser Emissionsreduktion sind vor allem die angesichts MAC-Richtlinie und EU-Phase-down stark sinkenden HFKW-Emissionen aus Kälte- und Klimaanlage sowie das Auslaufen der SF₆-Emissionen aus in der Vergangenheit verbauten Schallschutzfenstern, deren Neuinstallation schon seit 2008 verboten ist.

Eine Darstellung der Emissionsentwicklung im Referenzszenario für fluorierte Treibhausgase (F-Gase differenziert nach Gasgruppen) wird in Abbildung 7-27 gezeigt.

Abbildung 7-27: Entwicklung der Emissionen von F-Gasen im KS-Ele nach Gasgruppen



Quelle: 2005 - 2015:(Umweltbundesamt (UBA) 2017b); 2020 - 2050: Berechnungen des Öko-Instituts

Bis zum Jahr 2030 sinken die Emissionen im KS-Ele auf ca. 5 Mt CO_{2e}. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 70 % gegenüber 1995, dem Basisjahr für F-Gas-Emissionen unter dem Kyoto-Protokoll bzw. 65 % gegenüber 2005. Im Jahr 2020 liegen die Emissionen im KS-Ele bei knapp 14 Mt CO_{2e}, was einem Rückgang von 18 % im Vergleich zum Jahr 1995 entspricht.

Betrachtet man die einzelnen Gasgruppen, ist zu erkennen, dass die Emissionen im Jahr 2030 bis 2050 nur für FKW, SF₆ und den nicht spezifizierten Mix niedriger als 1995 liegen. Die in 1995 besonders relevanten Emissionen des ‚nicht spezifizierten Mixes‘ sind allerdings laut (UBA 2018) im wesentlichen HFKW-Emissionen aus der fluorchemischen Industrie, so dass inklusive der HFKW im vertraulichen ‚nicht spezifizierten Mix‘ die HFKW-Emissionen 2030 bis 2050 auch unterhalb von 1995 liegen.

Die Zeit zwischen 1995 und 2015 war von einer starken Zunahme der HFKW-Verwendung und HFKW-Emissionen bei gleichzeitigem Rückgang der Emissionen an FKW und SF₆ geprägt. Bis 2030 sind vor allem für HFKW und SF₆ deutliche Emissionsreduktionen zu erwarten. NF₃-Emissionen spielen im Vergleich zu den anderen fluorierten Treibhausgasen quantitativ keine Rolle. Die HFKW-Emissionen machen seit 2005 mit etwa 70 % den Großteil an den Gesamtemissionen aus.

Haupttreiber für die zukünftige Entwicklung der F-Gas-Emissionen in Deutschland sind zum einen die EU-weite Mengenbeschränkung im Einsatz von HFKW und zum anderen die fortlaufende Wirkung des ebenfalls EU-weiten Verbotes, SF₆ in Schallschutzfenstern einzusetzen.

7.5. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Industriesektor

Das KS-Ele zeigt für den Industriesektor eine ambitionierte Transformation, welche die THG-Emissionen des Sektors bis 2050 um 90% ggü. 1990 senkt. Das Sektorziel 2030 aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz wird mit gesamten THG-Emissionen von 108 Mt CO₂e eingehalten und sogar übererfüllt. Die verbleibenden Emissionen im Jahr 2050 sind zum größeren Teil (17 Mt CO₂e) durch Industrieprozesse und Produktverwendung verursacht, zum kleineren Teil (11 Mt CO₂e) sind dies verbrennungsbedingte Emissionen. Eine weitere Reduktion der Emissionen wäre möglich, indem CCS oder CCU z.B. in der Zementindustrie eingesetzt werden oder das verbleibende Erdgas angebotsseitig durch PtG oder Wasserstoff ersetzt würde.

Das Szenario KS-Ele nutzt eine große Bandbreite an Vermeidungsstrategien und verlangt in vielen Bereichen eine Neugestaltung des regulatorischen Rahmens.

- Der Einsatz von Wasserstoff ist eine Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung der Stahl-, Methanol- und Ethylenproduktion. Es werden allein für diese Produkte über 100 TWh Wasserstoff eingesetzt. Ohne die ambitionierten Annahmen zu Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft sowie den in dieser Studie verbleibender Nutzung von Biomasse und Erdgas⁴⁹ ist mit deutlich höherem Bedarf zu rechnen. Für die Methanolproduktion wird entsprechend Kohlenstoff als Rohstoff benötigt (z.B. aus Luftabscheidung oder Industrieprozessen). Hierfür sind große strategische Investitionen nötig, Anschluss an neue Wasserstoff-Infrastruktur sowie insbesondere eine Lösung für die im Vergleich zur fossilen Technik deutlich höheren Brennstoffkosten. Hier kann eine Kombination aus CO₂-Preis und CO₂-Differenzverträgen für Schlüsseltechniken den nötigen Rahmen bieten. Grüne Leitmärkte können den Instrumentenmix ergänzen, indem sie eine Nachfrage für CO₂-neutrale Produkte schaffen.
- Die direkte Elektrifizierung der Dampferzeugung und einzelner Industrieöfen führt zu einem zusätzlichen Strombedarf von über 100 TWh in 2050. Der frühzeitige Einsatz von Elektrodenkesseln als Standardtechnik bereits vor dem Jahr 2030 kann gelingen, wenn ihr Betrieb in Konkurrenz zu Erdgaskesseln wirtschaftlich möglich ist. Hierfür sind die Energiekosten ausschlaggebend. Zunächst können Elektrodenkessel in hybriden Systemen mit fossilen KWK-Anlagen oder Kesseln betrieben werden. Ob durch wirtschaftliche Anreize oder Ordnungsrecht erreicht, sollte ein Neubau fossiler Anlagen bereits in diesem Jahrzehnt verhindert werden. Auch der schnellere Austausch von Bestandsanlagen kann notwendig werden.
- KS-Ele zeigt zusätzlich einen deutlichen Anstieg beim Einsatz von Biomasse als Rohstoff für die Ethylenherstellung sowie als Brennstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme. Eine verringerte Biomassenutzung wäre über einen Anstieg des Einsatzes von Strom und Wasserstoff möglich und aufgrund der stark begrenzten Verfügbarkeit nachhaltig

⁴⁹ Sowohl die Nutzung von Biomasse als auch Reste fossiler Energieträger ist nach – im Vergleich zu Projektbeginn – aktuellem Diskussionsstand nicht vertretbar. In erster Näherung muss deren Beitrag zum Endenergiebedarf durch Wasserstoff (teilweise durch direkte Stromnutzung) ersetzt werden, wodurch der hier dargestellte Wasserstoffbedarf etwa verdoppelt wird. Hinzu kommen Verwendungen als Rohstoff in der Chemie, die in dieser Untersuchung nicht enthalten sind.

produzierter Biomasse auch anzustreben. Die durch das begrenzte Potential an nachhaltiger Biomasse und der Konkurrenz der Nachfragesektoren entstehende Preisdynamik ist aktuell nicht absehbar. Es ist möglich, dass der Industriesektor ein nachrangiger Biomasseverbraucher sein wird, da er zur Zeit vor allem günstig verfügbare Reststoffe nutzt. Dieser Preisvorteil gegenüber anderen Energieträgern ist für eine erweiterte Biomassenutzung voraussichtlich nicht gegeben, so dass Sektoren mit weniger technisch verfügbaren Alternativen und dadurch höherer Zahlungsbereitschaft – insbesondere der Verkehr – vermutlich Vorrang haben werden.

- Die effiziente Materialverwendung nimmt in allen Bereichen deutlich zu, was zu einem Rückgang der Produktionsmengen führt. Hierdurch wird der Bedarf an Wasserstoff und Strom gedämpft. Mögliche Instrumente reichen von einer Produktkennzeichnung über die Berücksichtigung der kumulierten THG-Emissionen bei Gebäudeneubau und -Sanierung bis hin zu einer Einpreisung der CO₂-Kosten in Zwischen- und Endprodukte.
- Der Anteil der Sekundärroute nimmt bei wichtigen Grundstoffen deutlich zu. Besonders Stahl, aber auch Kunststoffe sind hier zu nennen. Nötig sind unter anderem bessere Logistik- und Sortierverfahren, um die Verfügbarkeit an hochwertigen Sekundärressourcen zu erhöhen. Grüne Leitmärkte, aber auch Quoten können je nach Produktgruppe effektive Instrumente sein.
- Der Fortschritt bei der Energieeffizienz ist besonders in den Bereichen der Querschnittstechniken (Motorsysteme, Dampfverteilung) ambitioniert und verlangt eine sehr konsequente Ausgestaltung bestehender, sowie gezielte Ergänzung durch weitere Instrumente, um Lücken zu schließen.
- Haupttreiber für den Bereich der fluorierten Treibhausgase ist die EU-F-Gase-Verordnung mit ihren spezifischen Anwendungsverböten und dem HFKW-Phase-Down.

Langfristig sollte der CO₂-Preis das zentrale Instrument sein, um den Unternehmen die Transformation zur CO₂-neutralen Produktion zu ermöglichen. Allein kann er aber nicht die notwendigen Signale setzen. Ein Mindestpreispfad kann Unsicherheiten reduzieren, Orientierung bieten und so bereits frühzeitig Investitionen in CO₂-neutrale Verfahren attraktiv machen. In den kommenden 10 Jahren – wenn der CO₂-Preis vielen CO₂-neutralen Verfahren noch keinen konkurrenzfähigen Betrieb ermöglicht – sind weitere Instrumente nötig, um die Transformation anzustoßen und frühzeitig Investitionen auf industriellem Niveau zu ermöglichen. Dazu können CO₂-Differenzverträge zählen⁵⁰, aber auch grüne Leitmärkte. Eine besondere Herausforderung sind für viele CO₂-neutrale Produktionsverfahren die im Vergleich zur fossilen Alternative deutlich höheren laufenden Kosten. Geringere Strompreise würden daher die Wirksamkeit der anderen Maßnahmen erhöhen.

Der mögliche Instrumentenmix aus CO₂-Preis (ETS und non-ETS) sowie CO₂-Differenzverträgen und grünen Leitmärkten müsste entsprechend ausgestaltet werden, um Unternehmen die konkurrenzfähige Produktion in internationalen Märkten zu ermöglichen und Carbon Leakage zu vermeiden.

⁵⁰ Ein entsprechendes Förderprogramm zu *Carbon Contracts for Difference* ist im Bundesumweltministerium in Vorbereitung (BMU 2021).

8. Das Szenario für den Sektor Energiewirtschaft

8.1. Stromerzeugung und gekoppelte Wärmeerzeugung

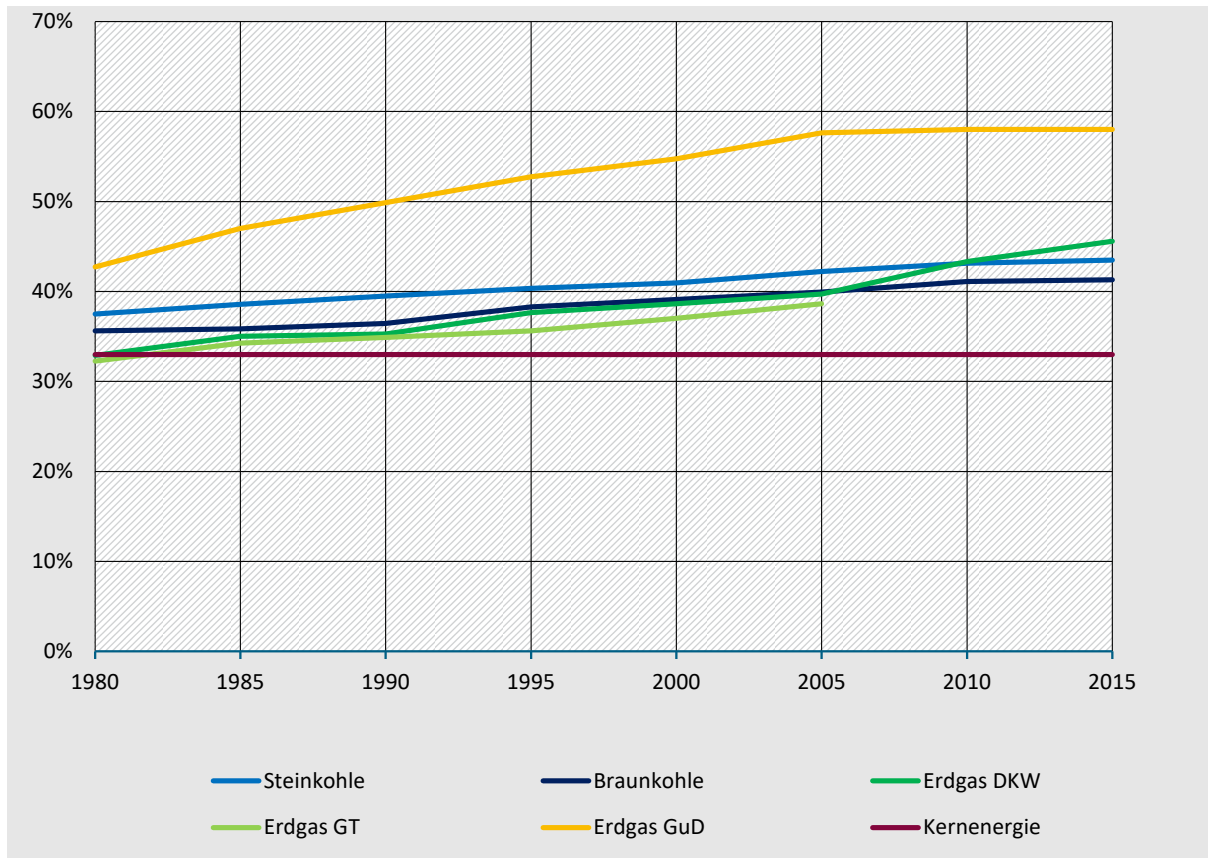
8.1.1. Annahmen und Parameter

Auch wenn das Basisjahr insgesamt im Projekt 2015 ist, werden für die Parametrisierung des Kraftwerksparks in Anlehnung an Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2019 auch neuere Informationen verwendet. Als Datengrundlage dienen hauptsächlich Kraftwerklisten der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018).⁵¹ Stilllegungsanzeigen der Bundesnetzagentur werden berücksichtigt. In Einzelfällen werden Kraftwerken längere oder kürzere Lebensdauern zugeordnet, wenn entsprechende Informationen vorliegen.

Die Nutzungsgrade der Bestandskraftwerke sind in Abbildung 8-1 dargestellt. Dabei berücksichtigen diese – anders als der Wirkungsgrad, der eine Kenngröße unter optimalen Bedingungen darstellt – einen durchschnittlichen Anlagenbetrieb über ein Jahr und somit zusätzlichen Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb und für An- und Abfahrten.

⁵¹ Die Annahmen wurden im Einzelfall durch zusätzliche Angaben aus Wikipedia und Pressemitteilungen im Internet ergänzt. Vom DIW wurden Angaben zu Kraftwerkstechnologien übernommen (DIW 2014). Für kleine KWK-Anlagen wurden die installierten Leistungen durch eigene Auswertungen auf Basis der BHKW-Datenbank des Öko-Instituts ergänzt.

Abbildung 8-1: Nutzungsgrade von Bestandskraftwerken (Kondensations-Kraftwerke und Kondensations-Scheiben der KWK-Anlagen) nach Inbetriebnahmejahr



Quelle: Annahmen und Berechnungen des Öko-Institut

KWK-Anlagen werden mit dem KWK-Modul im PowerFlex-Modell abgebildet:

Das KWK-Kraftwerk wird in eine KWK-Scheibe und eine Kondensations-Scheibe aufgeteilt. Der elektrische Wirkungsgrad der KWK-Scheibe (Wirkungsgrad bei Wärmeauskopplung) ist dabei niedriger als der elektrische Wirkungsgrad der Kondensations-Scheibe (Wirkungsgrad ohne Wärmeauskopplung), um den Stromverlust durch Wärmeauskopplung zu berücksichtigen.⁵²

In der Modellierung werden die in Tabelle 8-1 aufgeführten Parameter für die KWK-Scheiben der Kraftwerke verwendet. Für die Bestandsanlagen wurden die elektrischen Wirkungsgrade der KWK-Scheiben aus der Statistik für 2016 abgeleitet.

⁵² Je nach Kraftwerkstechnik ist das Verhältnis von Stromproduktion zu Wärmeproduktion in einer KWK-Anlage konstant, wie bei Gegendruckanlagen, oder variabel wie bei Entnahmedampfturbinen. Bei den Bestandsanlagen ist diese Information soweit verfügbar im Modell hinterlegt. Bei Anlagen mit variablem Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion, hängt der elektrische Wirkungsgrad davon ab, wieviel Wärme ausgekoppelt wird. Dies wird im Modell über die Parametrisierung eines reinen Kondensations-Anteils (Kondensations-Scheibe) und eines reinen KWK-Anteils (KWK-Scheibe) mit jeweils unterschiedlichen Wirkungsgraden abgebildet.

Tabelle 8-1: Parameter der KWK-Scheiben

	Elektrischer Wirkungsgrad der KWK-Scheibe	Gesamtnutzungsgrad der KWK-Scheibe
Steinkohle	21 %	80 %
Braunkohle	18 %	79 %
Erdgas - Dampfturbine	18 %	76 %
Erdgas - Gasturbine	27 %	76 %
Erdgas - GuD	34 %	76 %
Erdgas - BHKW	33 %	85 %
Biogas	38 %	79 %

Quelle: Eigene Annahmen, basierend auf Destatis 2016b und Destatis 2016a

Die in Tabelle 8-1 angegebenen Wirkungsgrade für KWK-Anlagen beziehen sich auf den elektrischen Wirkungsgrad der KWK-Scheibe bei voller Wärmeauskopplung. Da bei Entnahme-Kondensations-Kraftwerken unterschiedliche Betriebszustände (mit unterschiedlicher Wärmeauskopplung) möglich sind, unterscheidet sich der zum jeweiligen Zeitpunkt im Modell relevante elektrische Wirkungsgrad der Gesamtanlage (Kondensations- und KWK-Scheibe) von den hier angegebenen Werten.

Wie in Abschnitt 3.2.4.1 beschrieben, kann über die Stilllegung von Kondensations-Kraftwerken modellendogen entschieden werden. In der hier vorgelegten Modellierung werden die Stützjahre 2025 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten betrachtet. Für das Stützjahr 2025 wird die Stilllegung von Kohlekraftwerken entsprechend dem Kohleausstiegsfahrplan bzw. der Überführung in die Sicherheitsbereitschaft vorgegeben. Für Braunkohlekraftwerke ergibt sich damit ein anlagenscharfer Ausstiegsfahrplan. Für Steinkohlekraftwerke wird aus einer Mischung aus Stilllegungsanzeigen und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen dem Modell ebenfalls exogen vorgegeben, welche Anlagen 2025 außer Betrieb gehen.

Im Jahr 2030 wird darüber hinaus das modellendogene Stilllegungskalkül verwendet, das weitere Kapazitäten stilllegt, wenn ihr Betrieb unwirtschaftlich wird, um sicherzustellen, dass sich die verbleibenden Kraftwerke mit den gegebenen Bedingungen am Markt behaupten können. Ab 2035 werden alle Kohle- und Ölkraftwerke im Sinne eines hier berechneten Klimaschutzszenarios stillgelegt. Gaskraftwerke werden nach 40 Jahren Lebensdauer stillgelegt. Eine zusätzliche marktgetriebene Stilllegung wird ab 2035 nicht mehr betrachtet, da die verbliebenen Erdgaskapazitäten im System bleiben sollen, um nach und nach auch für die Rückverstromung von Wasserstoff zur Verfügung zu stehen.

Die Laufzeit der Kernkraftwerke in Deutschland entspricht dem im AtG 2011 vorgesehenen Ausstiegsfahrplan.

Der Neubau von Kraftwerken im Szenariohorizont wird der Modellierung vorgegeben. Dies sind zum einen Kraftwerke, die sich bereits heute in einem fortgeschrittenen Planungs- oder Baustadium

befinden.⁵³ Zum anderen sind dies Kraftwerke, von denen davon ausgegangen werden kann, dass sie im Rahmen des hier betrachteten Klimaschutzszenarios errichtet werden.

Für Erdgas-KWK-Anlagen wird der folgende Zubau berücksichtigt:

Tabelle 8-2: Zubau von Erdgas-KWK-Anlagen in MW⁵⁴

2017-2020	2021-2025	2026-2030	2030-2035
1.283	3.799	3.481	3.300

Quelle: eigene Annahmen

Die Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien ist in Tabelle 8-3 dargestellt. Bis 2020 ist die historische Entwicklung abgebildet. Dabei ist, wie eingangs erwähnt, zu berücksichtigen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im hier betrachteten Zielszenario die aktuellen Beschlüsse der Bundesregierung zum Klimaschutzgesetz, zum EEG und zum Wind-auf-See-Gesetz nicht berücksichtigt – es handelt sich demnach ausschließlich um beispielhafte Ausbaupfade zum Erreichen eines Ziel der Treibhausgasneutralität 2050 unter den zuvor genannten Randbedingungen.

Der angenommene Bruttozubau für **Windenergie an Land** steigt bis 2025 auf 4 GW pro Jahr, bis 2030 auf jährliche 5 GW und beträgt ab 2035 konstant 6,5 GW pro Jahr. Zusammen mit der hinterlegten Altersstruktur von Bestandsanlagen ergeben sich damit installierte Leistungen von 76 GW im Jahr 2030, 106 GW im Jahr 2040 und 132 GW im Jahr 2050.

Die **Windenergie auf See** steigert ihre installierte Leistung bis 2030 auf 20 GW, was den aktuellen Ausbauzielen der Bundesregierung entspricht.⁵⁵ 2040 beträgt die installierte Leistung 34 GW. Zum Vergleich: Mit Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes⁵⁶ Ende 2020 wurde für das Jahr 2040 sogar ein Ziel von 40 GW formuliert. 2050 steigt die installierte Leistung im KS-Ele auf 58 GW. Dazu ist ab 2021 bis 2030 ein jährlicher Bruttozubau von 1,2 GW notwendig. Bis 2035 steigt der hier angenommene jährliche Zubau auf 2 GW, bis 2040 auf 3 GW und ab 2045 auf 3,7 GW.

Für **Photovoltaik** wird eine Zunahme der installierten Leistung auf 101 GW 2030, 200 GW 2040 und 335 GW 2050 angenommen. Dazu ist eine Steigerung des jährlichen Bruttozubaus auf 4 GW 2025, auf 9 GW 2030, auf 14 GW 2035 und auf 16 GW ab 2040 notwendig.

Wie in Tabelle 8-3 dargestellt, bleibt die Leistung von Wasserkraftwerken⁵⁷ sowie Biomassekraftwerken⁵⁸ im Zeitverlauf etwa konstant, die Leistung von Biogaskraftwerken⁵⁹ geht leicht zurück. Geothermie steigert ihre Leistung im Verhältnis zu den heutigen Werten erheblich, bleibt aber dennoch im Vergleich zu den anderen Technologien auf einem niedrigen Niveau.

⁵³ Für das Steinkohle-Kraftwerk Datteln wird eine Fertigstellung bis zum Jahr 2021 unterstellt.

⁵⁴ Enthalten sind hier bereits bekannte Neubauprojekte in Herne, Wolfsburg, Marzahn, Lichterfelde, Berlin, Chemnitz, Mainz, Cottbus, Leipzig, München und Frankfurt.

⁵⁵ BMWi 2020a.

⁵⁶ BMWi 2020b.

⁵⁷ Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

⁵⁸ Feste und flüssige Biomasse

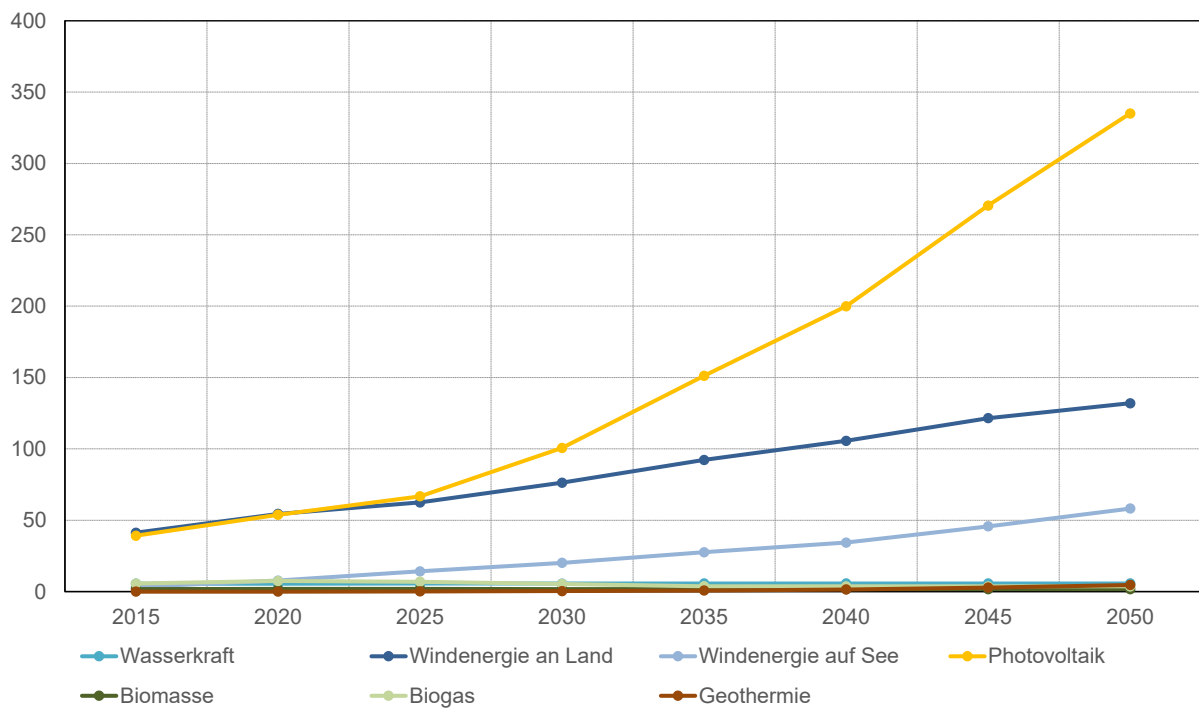
⁵⁹ Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas

Tabelle 8-3: Installierte Leistung erneuerbarer Energien (GW)

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wasserkraft	5,59	5,61	5,66	5,68	5,71	5,71	5,71	5,71
Windenergie an Land	41,30	54,42	62,54	76,34	92,29	105,70	121,50	132,00
Windenergie auf See	3,28	7,75	14,20	20,16	27,60	34,37	45,70	58,20
Photovoltaik	39,22	53,85	66,78	100,69	151,25	199,93	270,50	335,00
Biomasse	1,82	1,86	1,94	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
Biogas	5,64	7,45	6,95	5,44	3,77	3,70	3,69	3,68
Geothermie	0,03	0,05	0,15	0,35	0,75	1,55	2,85	4,65

Quelle: BMWi und AGEE-Stat 2021; eigene Annahmen

Abbildung 8-2: Installierte Leistung erneuerbarer Energien bis 2050



Quelle: : BMWi und AGEE-Stat 2021; eigene Annahme

Die Volllaststunden für die fluktuierenden erneuerbaren Energien werden bis 2035 wie im Projektionsbericht 2019⁶⁰ angesetzt und bis 2050 fortgeschrieben, wie in Tabelle 8-4 dargestellt. Für Wind auf See wird eine Steigerung der Volllaststunden in Anlehnung an Fraunhofer IWES 2017 angesetzt.

Tabelle 8-4: Volllaststunden zur Berechnung des Dargebots erneuerbarer Energien

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wasser	3.734	3.734	3.734	3.734	3.734	3.734
Windenergie an Land	1.888	1.936	2.033	2.033	2.033	2.033
Windenergie auf See	4.030	4.032	4.036	4.244	4.452	4.660
Photovoltaik	875	903	918	918	918	918

⁶⁰ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2019.

Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2019, für Wind auf See 2050: Fraunhofer IWES 2017

Für das Dargebot an erneuerbaren Energien wird aus den installierten Leistungen für jede Technologie die maximal mögliche Stromproduktion berechnet. Die tatsächliche im Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex ermittelte Stromerzeugung erneuerbarer Energien kann durch Abregelung geringfügig davon abweichen.

Die Stromerzeugung aus Müll wird durch die im Szenariohorizont in Müllverbrennungsanlagen und EBS-Heizkraftwerken zu entsorgende Müllmenge bestimmt. Diese ist in Tabelle 8-5 als Primärenergieeinsatz dargestellt.

Tabelle 8-5: Primärenergieeinsatz von Müll (Industriemüll, Siedlungsabfälle, Klärschlamm)

		2016	2025	2030	2035	2040	2045	2050
gesamt	PJ	317	301	291	282	277	272	267
fossil	PJ	192	181	174	150	130	112	95
biogen	PJ	125	120	117	132	147	160	172
davon Klärschlamm	PJ	4,3	6,3	7,3	8,4	9,4	10,5	11,5
Anteil biogen	%	39,3 %	39,9 %	40,2 %	46,7 %	53,1 %	58,9 %	64,3 %

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) 2016; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2016, eigene Annahmen

Dabei liegen die folgenden Annahmen zugrunde:

Industriemüll: Aufgrund der zurückgehenden Produktionsmengen in der Industrie und dem zunehmenden Anteil an Recycling wird davon ausgegangen, dass die Gesamtmengen ab 2030 bis 2050 kontinuierlich um insgesamt um 20 % zurückgehen werden.

Aufgrund der zunehmenden Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen in der Industrie wird davon ausgegangen, dass sich die Verteilung von fossil zu biogen ab 2030 bis 2050 kontinuierlich umkehrt. Das heißt, im Endzustand 2050 wird noch 20 % der Energie fossil sein und 80 % biogen.

Siedlungsmüll: Bioabfälle werden 2025 aufgrund der Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetzes zur getrennten Erfassung und Verwertung von Bioabfällen immer stärker getrennt gesammelt und daher weniger in Kraftwerken verbrannt. Es wird hier angenommen, dass sich bis 2030 die Menge des biogenen Abfalls für die Verbrennung um 2 Mt reduziert.

Klärschlamm (der hier ebenfalls zum biogenen Abfall zählt) geht wegen schärferer Grenzwerte in der Landwirtschaft zunehmend in die Verbrennung statt wie früher in die landwirtschaftliche Nutzung.

Für den fossilen Abfall wird angenommen, dass bis 2030 eine Reduktion der in die Verbrennung gelangenden Gewerbeabfälle und Verpackungsabfälle um ebenfalls 2 Mt stattfindet. Der biogene Anteil der Energie aus der Siedlungsabfallverbrennung zwischen 2030 und 2050 steigt auf 70 %, weil zunehmend fossile Kunststoffe durch biogene ersetzt werden. Die vollständige Umstellung auf regenerative Kohlenstoffquellen in Deutschland schlägt nicht 1:1 durch, da der Großteil der Kunststoffprodukte importiert wird. Verlauf ist linear.

Die Stromimporte oder -exporte werden modellendogen ermittelt. Die Annahmen für die konventionellen Kraftwerkskapazitäten, erneuerbare Stromerzeugung und Nachfrageentwicklung im europäischen Ausland basieren auf den Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber,

die im Rahmen des TYNDP 2018 erstellt wurden (ENTSO-E 2017). Dabei wurde auf das „Best Estimate“-Szenario für 2020 und das „Sustainable Transition“-Szenario für 2030 abgestellt. Für die Zwischenjahre wurden die Werte interpoliert. Ab dem Jahr 2040 wurden die Szenarien am 100%RES-Szenario des Projekts e-Highway2050 (Andersky et al. 2016) angelehnt. Das Gesamtszenario für die konventionellen Kraftwerkskapazitäten, erneuerbare Stromerzeugung und Nachfrageentwicklung im europäischen Ausland wurde in Ritter et al. 2019 entwickelt und untersucht.

Bezüglich des Netzausbaus mit den europäischen Nachbarländern wurden ab 2025 die Netzkapazitäten zwischen den europäischen Ländern aus den genannten Szenarien in (ENTSO-E 2017) zu Grunde gelegt.

8.1.2. Ergebnisse

Im Szenario KS-Ele soll der Stromsektor definitionsgemäß im Jahr 2050⁶¹ möglichst wenig Treibhausgase emittieren. Dementsprechend werden fossile Kraftwerkskapazitäten weitgehend stillgelegt und erneuerbare Kapazitäten und Speicher bis zu einem Niveau von annähernd regenerativer Vollversorgung ausgebaut.

Tabelle 8-6 und Abbildung 8-3 zeigen die Entwicklung der installierten Nettoleistung im Szenario KS-Ele bis 2050. Der Kernenergieausstieg ist 2022 vollzogen. Die Braunkohleleistung sinkt bis 2030 auf 6,7 GW. Die Steinkohleleistung verringert sich noch schneller, auf 4,7 GW im Jahr 2030. Im Jahr 2035 sind alle Kohlekraftwerke ausgeschaltet. Die Kapazität von Gaskraftwerken sinkt trotz des in Abschnitt 8.1.1 dargestellten Neubaus auf 21 GW im Jahr 2050. Ab 2035 wird Wasserstoff in Erdgaskraftwerken mitverbrannt. Im Jahr 2050 wird kein fossiles Erdgas mehr in der Stromerzeugung eingesetzt, so dass alle dann noch in Betrieb befindlichen Gaskraftwerke in der Lage sind, Wasserstoff zu verbrennen.

Mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien steigt auch die Notwendigkeit von Backup-Kraftwerken, die nur in wenigen Stunden des Jahres laufen und dann hohe Leistungen zur Verfügung stellen. Diese Kraftwerke – typischerweise Gasturbinen – werden ebenfalls mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben, aber wegen ihrer eigenen Betriebscharakteristik hier getrennt von den sonstigen Gaskraftwerken (bei denen es sich um GuD-Anlagen, Kombikraftwerke, Blockheizkraftwerke, oder bestehende Gasturbinen handeln kann) ausgewiesen. Die Leistung der Backup-Gasturbinen steigt von 4 GW 2030 über 31 GW 2035 auf ihren Maximalwert von 51 GW 2040. Danach sinkt der Bedarf an Backup-Kapazitäten in der Modellierung wieder, 2045 beträgt er noch 42 GW und 2050 27 GW⁶².

Die installierte Leistung von Müllkraftwerken⁶³, sowie von Kraftwerken, die Gichtgas und Kokereigas verbrennen, bleibt im Zeitverlauf konstant. Ölkraftwerke werden bis 2035 abgeschaltet. Die Leistung

⁶¹ Die neueren politischen Ziele, mit denen auch eine Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 angestrebt wird, sind in der Entwicklung des Szenarios nicht mehr eingeflossen.

⁶² Angegeben ist hier der Bedarf an Backup-Kraftwerken, der ab der 10. Stunde mit dem höchsten Backup-Einsatz aufgetreten ist. Das heißt, es gab in der Modellierung des jeweiligen Jahres 9 Stunden mit noch höherem Abruf der Backup-Leistung im Modell. Da die Modellierung jedoch die Flexibilität des Systems insbesondere in weiter entfernten Jahren für sehr selten im Jahr auftretende Knappheiten eher unterschätzt, und es in der Realität für diese 9 Stunden des Jahres auch andere Lösungen (z. B. größere Lastverschiebung, Flexibilität in den Nachbarländern) gäbe, als noch mehr Gasturbinen zu bauen, wird als etwas robustere Schätzung des Bedarfs der Wert der 10. Stunde angegeben. Je flexibler das (europäische) Stromsystem sein wird, desto niedriger kann dieser Wert ausfallen.

⁶³ Müllkraftwerke verbrennen sowohl fossilen als auch biogenen Abfall.

der sonstigen Kraftwerke (Raffineriegas und sonstige Energieträger) geht bis 2050 auf 0,2 GW zurück.

Die Pumpspeicherkapazitäten bleiben in etwa konstant. Im Gegensatz dazu nimmt die Bedeutung von Batteriespeichern stark zu. Ihre Leistung beträgt 2 GW im Jahr 2030, 11 GW im Jahr 2040 und 47 GW im Jahr 2050.⁶⁴

Insgesamt ergibt sich durch den dominierenden Anteil erneuerbarer Energien eine installierte Leistung von 650 GW im Jahr 2050.

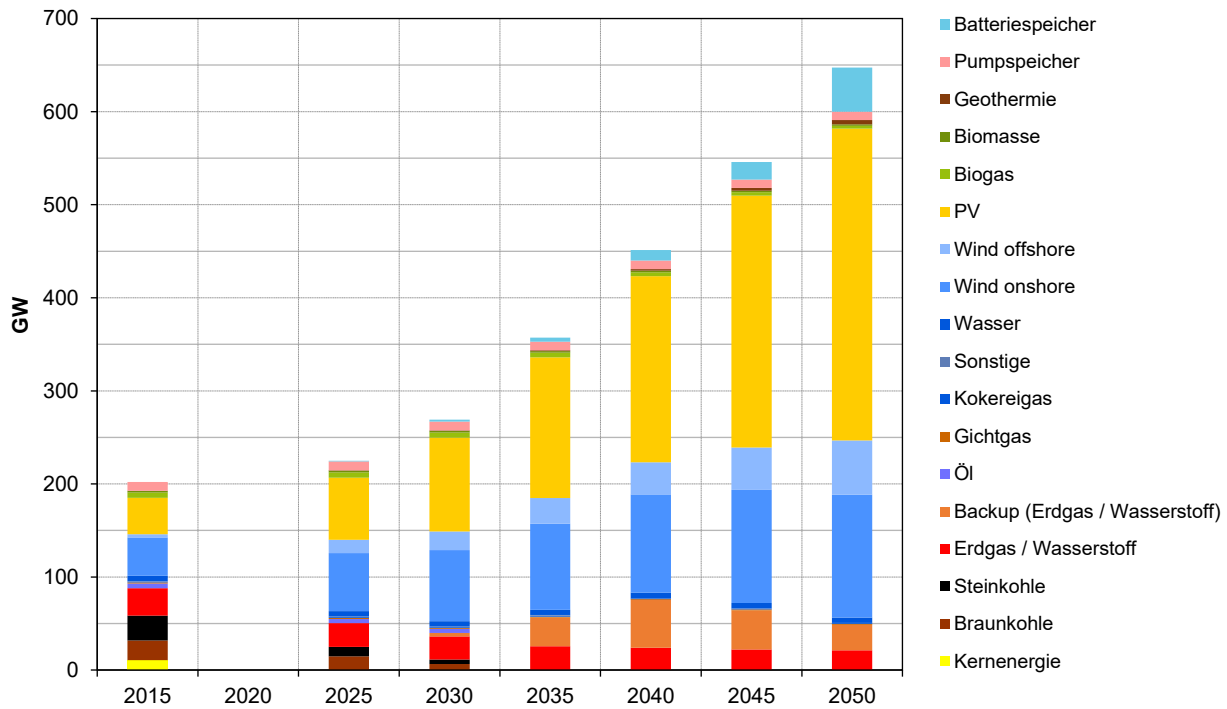
Tabelle 8-6: Installierte Nettoleistung von 2015 bis 2050 in GW

	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,0	14,9	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	26,8	10,0	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas / Wasserstoff	29,4	25,7	24,8	25,7	24,1	22,2	21,4
Backup (Erdgas / Wasserstoff)		0,0	3,7	30,8	51,1	41,9	27,2
Müll	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Öl	5,1	4,4	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Gichtgas	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Kokereigas	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sonstige Energieträger	0,6	0,7	0,7	0,7	0,2	0,2	0,2
Wasser	5,6	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Wind onshore	41,3	62,5	76,3	92,3	105,7	121,5	132,0
Wind offshore	3,3	14,2	20,2	27,6	34,4	45,7	58,2
PV	39,2	66,8	100,7	151,2	199,9	270,5	335,0
Biogas	5,6	5,8	5,6	5,0	4,3	3,6	2,9
Biomasse	1,8	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Geothermie	0,0	0,2	0,4	0,8	1,6	2,9	4,7
Pumpspeicher	9,6	9,6	9,6	9,3	9,3	8,9	8,9
Batteriespeicher		0,7	2,0	4,5	11,3	19,0	47,4
Summe	205	227	272	360	454	548	650

Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018, eigene Annahmen und Berechnungen

⁶⁴ Die Speicherkapazität der Batteriespeicher in MWh entspricht in etwa dem 2,25-fachen der installierten Leistung. Für die Summe aller Batteriespeicher ergeben sich ca. 2025: 1.600 MWh, 2030: 4.400 MWh, 2035: 10.100 MWh, 2040: 25.500 MWh, 2045: 42.500 MWh und 2050: 106.400 MWh.

Abbildung 8-3: Installierte Nettoleistung von 2015 bis 2050 in GW



Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018, eigene Annahmen und Berechnungen

Tabelle 8-7 und Abbildung 8-4 zeigen die Nettostromerzeugung nach Brennstoffen für die Jahre 2015 bis 2050. Kernkraftwerke produzieren 2025 keinen Strom mehr. Die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken sinkt bis 2030 auf 34 TWh, Steinkohlekraftwerke produzieren nur noch 9 TWh. Ab 2035 findet keine Kohleverstromung mehr statt.

Die Stromerzeugung aus Erdgas steigt bis 2030 auf 122 TWh, sinkt 2035 zwischenzeitlich auf 101 TWh, nimmt dann 2040 nochmal auf 122 TWh zu und sinkt bis 2050 auf Null. Bei der Entwicklung der Erdgasstromerzeugung ergibt sich aus dem Zusammenspiel der Rahmenbedingungen zu Stromnachfrage, dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem europäischen Strommarkt ein interessanter Effekt: zwischen 2035 und 2040 steigen die Stromnachfrage und die Erzeugung erneuerbarer Energien beide um ungefähr 100 TWh an, wobei die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sogar noch etwas stärker steigt als die Nachfrage. Allerdings sinken gleichzeitig die Nettoimporte von Strom aus den europäischen Nachbarländern von 64 TWh auf 28 TWh. Dies wird 2040 von einem verstärkten Einsatz der Erdgaskraftwerke kompensiert. Dieser halbiert sich bis 2045 wieder. Für das Jahr 2050 wird dem Modell als exogene Nebenbedingung vorgegeben, dass Stromerzeugung aus fossilem Erdgas nicht mehr möglich ist.

Die Sonstigen (Öl, Gichtgas, Kokereigas und sonstige Energieträger) nehmen bis 2050 auf 8 TWh ab.

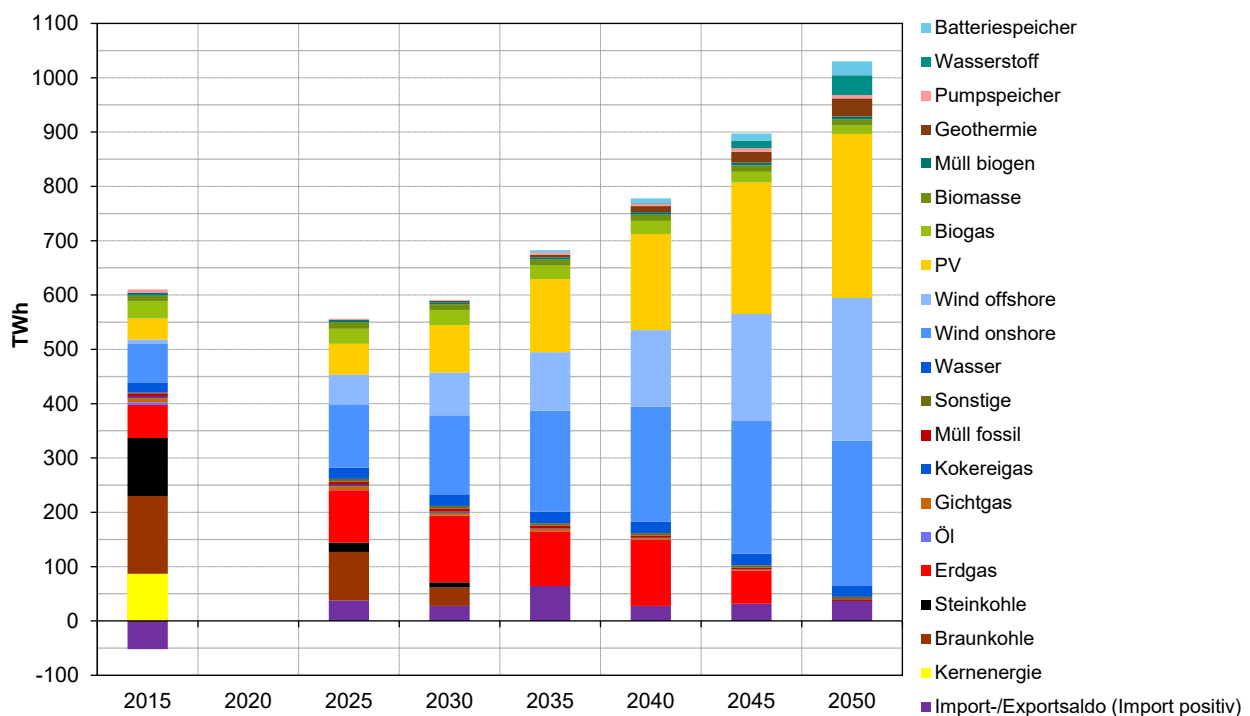
Tabelle 8-7: Nettostromerzeugung nach Energieträgern von 2015 bis 2050 in TWh

	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kernenergie	87	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	143	89	34	0	0	0	0
Steinkohle	107	17	9	0	0	0	0

	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas	61	96	122	101	122	61	0
Sonstige	23	21	18	15	12	10	8
Öl	5	0,3	0,4	0	0	0	0
Gichtgas	8	7	6	4	3	1	0
Kokereigas	2	2	2	1	1	0	0
Müll fossil	7	6	6	5	4	4	3
Sonstige Energieträger	1	5	5	5	5	4	4
Erneuerbare	184	294	377	494	602	761	918
Wasser	19	21	21	21	21	21	21
Wind onshore	71	116	146	186	211	244	266
Wind offshore	8	55	79	108	141	197	263
PV	39	57	87	134	177	242	302
Biogas	32	28	27	25	24	20	16
Biomasse	10	12	11	11	12	12	11
Geothermie	0,1	1	2	5	11	20	33
Müll biogen	6	4	4	4	5	5	6
Summe	604	517	561	610	736	832	925
Stromerzeugung aus Speichern	6	2	2	9	14	33	68
Pumpspeicher	6	1	1	4	5	6	6
Batteriespeicher		1	1	4	8	13	26
Wasserstoff		0	0	0	1	14	37
Summe	610	519	563	618	750	866	994
Import-/Exportsaldo (Import positiv)	-52	38	28	64	28	32	37
Summe mit Import-/Exportsaldo	558	556	591	682	778	897	1030

Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen

Abbildung 8-4: Nettostromerzeugung nach Energieträgern von 2015 bis 2050 in TWh



Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen

Bis 2050 wird die Stromerzeugung auf eine fast komplette erneuerbare Vollversorgung umgestellt. Die einzigen fossilen Brennstoffe (fossiler Müll, sonstige Energieträger) werden aus Gründen der möglichst effizienten Entsorgung in Kraftwerken verfeuert, nicht weil sie zur Stromerzeugung nötig wären. Tabelle 8-8 zeigt die Werte für die Bruttostromerzeugung. Hier werden auch die Anteile erneuerbarer Energien bezogen auf verschiedene Grundgesamtheiten dargestellt. Bezogen auf die Summe des inländisch erzeugten Stroms ohne die Stromerzeugung aus Speichern stellen erneuerbare Energien einen Anteil von 99 % im Jahr 2050.

Eine zunehmend wichtige Rolle spielen Speicher. Zusätzlich zur traditionellen Technologie der Pumpspeicherkraftwerke werden Batteriespeicher und Wasserstoff genutzt. Insgesamt kommen im Jahr 2050 knapp 70 TWh aus Stromspeichern, davon 6 TWh aus Pumpspeichern, 26 TWh aus Batteriespeichern und 37 TWh aus rückverstromtem Wasserstoff. Die Teilmenge des Wasserstoffs, die in diesem Szenario zur Stromerzeugung eingesetzt wird, wird komplett in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt. Es handelt sich also um sogenannten „grünen“ Wasserstoff.

Tabelle 8-9 zeigt den jährlichen Stromverbrauch der verschiedenen Speichertechnologien. Im Jahr 2050 sind dies 154 TWh, davon allein 118 TWh für die Herstellung von Wasserstoff per Elektrolyse. Die Rückverstromung von Wasserstoff ergibt also mit 37 TWh, nur ca. 30 % des zuvor eingesetzten Stroms. Batteriespeicher sind im Vergleich deutlich effizienter, allerdings in ihrer intersaisonalen Langzeitspeicherfähigkeit begrenzt.

Um die Stromversorgung in allen Stunden zu gewährleisten, ist auch die zeitliche Flexibilisierung von Teilen der Last notwendig. Neben dem zeitlich flexiblen Nachfrageprofil der Speicher wird davon ausgegangen, dass weitere Stromnachfrager ihre Last zumindest in bestimmten technischen Grenzen zwischen Stunden verschieben können. Dazu gehören Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Heizstäbe, sowie Anwendungen in der Chemie-, Papier- und Zementindustrie, die im Modell entsprechend als flexible Verbraucher parametrisiert sind.

Zur Stromversorgung in Deutschland tragen in allen Stützjahren auch Stromimporte aus dem europäischen Ausland bei. Dies liegt an dem sehr ambitionierten Klimaschutzpfad, den auch andere europäische Länder in diesem Szenario einschlagen. So sorgt eine insgesamt niedrige Nachfrage im europäischen Ausland in Kombination mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien dafür, dass in vielen Stunden des Jahres der Strom im europäischen Ausland kostengünstiger hergestellt werden kann als in Deutschland, so dass es zu marktgetriebenen Importen kommt.

Tabelle 8-8: Bruttostromerzeugung von 2015 bis 2050 in TWh

	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kernenergie	92	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	154	96	37	0	0	0	0
Steinkohle	118	19	10	0	0	0	0
Erdgas	63	100	127	104	126	63	0
Sonstige	31	23	21	17	14	11	9
Öl	6	0,3	0,4	0	0	0	0
Gichtgas	8	8	6	4	3	1	0
Kokereigas	3	2	2	1	1	0	0
Müll fossil	7	7	7	6	5	4	4
Sonstige Energieträger	8	6	5	5	5	5	5
Erneuerbare	187	297	381	499	609	772	933

	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Wasser</i>	19	21	21	22	22	22	22
<i>Wind onshore</i>	71	117	146	186	212	245	267
<i>Wind offshore</i>	8	55	79	108	142	197	264
<i>PV</i>	39	57	87	134	177	242	302
<i>Biogas</i>	33	29	28	25	25	21	16
<i>Biomasse</i>	11	13	12	12	12	12	12
<i>Geothermie</i>	0,1	1	3	6	14	27	44
<i>Müll biogen</i>	6	5	5	5	6	6	7
Summe inländische Erzeugung ohne Speicher	645	535	575	620	749	846	941
Stromerzeugung aus Speichern							
<i>Pumpspeicher</i>	6	1	1	4	5	6	6
<i>Batteriespeicher</i>	0	1	1	4	8	13	26
<i>Wasserstoff</i>	0	0	0	0	1	15	38
Bruttostromerzeugung	651	536	577	629	764	880	1011
Import-/Exportsaldo (Import positiv)	-52	38	28	64	28	32	37
Bruttostromverbrauch	599	574	605	693	791	912	1048
Anteil Erneuerbare an der Bruttostromerzeugung	29 %	55 %	66 %	79 %	80 %	88 %	92 %
Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch	31 %	52 %	63 %	72 %	77 %	85 %	89 %
Anteil Erneuerbare an inländischer Erzeugung ohne Strom aus Speichern	29 %	56 %	66 %	80 %	81 %	91 %	99 %

Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen

Tabelle 8-9: Stromverbrauch verschiedener Stromspeicher in TWh

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
H₂-Herstellung nur Rückverstromung	0	0	0	3	48	118
Batterien	1	1	5	9	14	27
PSW	2	1	6	7	9	8
Summe Stromverbrauch für Speicher	2	3	11	19	70	154

Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen

Tabelle 8-10 zeigt die resultierende Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke. Im Jahr 2030 ist mit Emissionen von noch gut 140 Mt CO₂e eine Minderung von 69,2 % gegenüber 1990 erreicht. Davon machen CO₂-Emissionen mit 137 Mt den größten Anteil aus (97 % aller Emissionen).

Bis 2050 sinken die Emissionen auf 11 Mt CO₂e, das entspricht einer Minderung von 97,6 % gegenüber 1990. Davon macht CO₂ mit gut 9 Mt immer noch den größten Anteil aus, er beträgt jetzt allerdings nur noch 84 % der Gesamtemissionen. Mit 1,2 Mt stellen auch CH₄-Emissionen immerhin 11 % aller Emissionen dar, die restlichen 5 % entfallen auf N₂O. Der relative Anteil der CH₄- und N₂O-Emissionen steigt im Szenarioverlauf, da diese Emissionen auch bei der Verbrennung biogener Energieträger anfallen.

Tabelle 8-10: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 in Mt CO₂e

	1990	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO₂-Emissionen	455,5	353,8	198,9	136,8	74,3	78,7	43,1	9,3
Öffentliche Kraftwerke ^a	323,7	292,5	150,8	98,8	48,4	60,1	31,5	7,0
Raffineriekraftwerke	9,6	5,0	3,6	2,6	1,7	1,1	0,5	0,0
Übrige KW der Energiewirtschaft	53,7	3,8	1,3	0,8	0,3	0,1	0,1	0,0
Industriekraftwerke	68,5	52,4	43,2	34,6	23,9	17,4	11,0	2,3
CH₄-Emissionen	0,3	2,7	2,9	3,4	3,0	3,5	2,4	1,2
N₂O-Emissionen	3,5	2,8	1,8	1,3	0,8	0,8	0,7	0,5
Emissionen der Kraftwerke	459,3	359,3	203,7	141,4	78,1	83,1	46,1	11,1
ggü. 1990	0,0 %	-21,8 %	-55,7 %	-69,2 %	-83,0 %	-81,9 %	-90,0 %	-97,6 %

Anmerkung: ^a Inklusive CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung (REA)

Quelle: 1990 - 2015:(UBA 2017a); 2025 - 2050: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 8-11 stellt die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft einerseits und der Industriekraftwerke andererseits dar. Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung verschwinden nach 2030 die Braun- und Steinkohleemissionen. Bis 2035 sinken die Emissionen der Erdgaskraftwerke, sie steigen aber zwischenzeitlich bis 2040 noch einmal an, was an dem beschriebenen Zusammenspiel aus Nachfrageentwicklung, Ausbau erneuerbarer Energien und Entwicklung des europäischen Strommarkts liegt, das dazu führt, dass die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken von 2035 bis 2040 noch einmal ansteigt. Gleichzeitig spielt die Verbrennung von Wasserstoff in den Erdgaskraftwerken 2040 noch keine so große Rolle wie 10 Jahre später.

2050 gibt es dann weder aus Kraftwerken der Energiewirtschaft noch aus Industriekraftwerken noch Emissionen aus fossilem Erdgas. Durch den Umstieg von der Hochofenroute auf alternative Stahlerzeugungsprozesse reduzieren sich auch die Emissionen aus der Gichtgasverstromung bis 2050 auf null. Der verbleibende Rest an fossilen CO₂-Emissionen aus Kraftwerken stammt aus der Müllverbrennung, die aber auch gegenüber dem Ausgangsniveau deutlich reduziert wird.

Tabelle 8-11: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke zwischen 1990 und 2050 in Mio. t

	1990	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kraftwerke der Energiewirtschaft	380,0	297,9	153,4	100,7	49,6	60,8	31,9	7,0
Braunkohle	225,7	161,6	95,7	35,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	119,1	100,4	16,4	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	17,0	20,0	30,2	45,8	40,0	52,9	24,4	0,0
Gichtgas	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile inkl. Müll	15,0	16,0	11,0	11,1	9,5	7,9	7,4	7,0
Industriekraftwerke	68,5	52,4	43,2	34,6	23,9	17,4	11,0	2,3
Braunkohle	16,7	2,8	2,2	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	14,5	2,7	2,1	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	15,4	18,1	13,8	10,7	8,0	5,7	4,1	0,0
Gichtgas	12,9	18,8	18,8	15,0	11,1	7,2	3,5	0,0
Sonstige Fossile inkl. Müll	8,9	9,9	6,4	5,6	4,8	4,5	3,4	2,3
Summe	448,5	350,3	196,6	135,3	73,5	78,2	42,9	9,3

Anmerkung: Ohne CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung (REA)

Quelle: 1990 - 2015:(UBA 2017a); 2025 - 2050: Berechnungen des Öko-Instituts

8.2. Übrige Energieerzeuger der Energiewirtschaft

8.2.1. Annahmen und Parameter

Im KS-Ele wurde der Ausbau mehrerer erneuerbarer Technologien zur Bereitstellung netzgebundener Wärme sowie die Nutzung von industriellen Abwärmepotenzialen angenommen (Tabelle 8-12).

Tabelle 8-12: Annahmen zum Ausbau alternativer Technologien zur Bereitstellung netzgebundener Wärme im KS-Ele

Technologie	Größe	Einheit	2020	2030	2040	2050
Elektrodenkessel	Installierte Leistung	GW	0,5	2,0	8,0	24,0
Solarthermie	Installierte Leistung	GW	1,1	4,4	17,5	35,0
Tiefengeothermie	Einspeisung	PJ	3,3	7,5	11,7	15,8
Großwärmepumpen	Einspeisung	PJ	1,9	7,6	30,5	79,2
Abwärme	Potenzial (TN 2050)	PJ	8,5	22,2	39,3	59,2

Quelle: Zusammenstellung Öko-Institut basierend auf Jochum et al. (2017) und eigenen Annahmen

Die installierte Leistung der Elektrodenkessel von 24 GW im Jahr 2050 liegt im Bereich der Annahmen der Vorgängerstudie (Öko-Institut und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) 2015), in der 13,5 GW im KS 80 und 32 GW im KS 95 unterstellt waren. Die unterstellte Ausbaurrate impliziert eine Verdopplung der installierten Leistung alle fünf Jahre zwischen 2020 und 2040. Dieses exponentielle Wachstum geht 2040 in ein lineares Wachstum über, die Wachstumsrate im Zeitraum 2040 bis 2050 beträgt 1,6 GW/a.

Für Solarthermie wird davon ausgegangen, dass diese im Jahr 2050 einen Anteil von bis zu 30 % der Nachfrage nach netzgebundener Wärme decken kann (Jochum et al. 2017). Darauf basierend wurde eine solarthermische Leistung von 35 GW ermittelt. Das Potenzial für Großwärmepumpen wurde Jochum et al. (2017) entnommen, wobei dieses Potenzial alleine aus Abwasserwärmepumpen besteht, also als konservativ anzusehen ist, da auch andere Wärmequellen möglich sind. Ebenso wurde das Potenzial für Tiefengeothermie aus Jochum et al. (2017) entnommen. Für Solarthermie wurde eine Wachstumsrate von 15 % pro Jahr bis zum Jahr 2040 und ein lineares Wachstum von 1,7 GW/a zwischen 2040 und 2050 angenommen. Für Großwärmepumpen wurde ein Wachstum von 7 % pro Jahr angenommen, für den Ausbau der Tiefengeothermie hingegen ein lineares Wachstum.

Das Potenzial zur Abwärmenutzung wurde im Industriemodell bestimmt.

Weiterhin wurde in begrenztem Maße eine Umstellung von bisher mit Erdgas betriebenen Energieerzeugern auf Wasserstoff angenommen.

Ergebnisse

Die Energieverbräuche der übrigen Energieerzeuger im KS-Ele sind in Tabelle 8-13 und Tabelle 8-14 zusammengefasst. Der Energieeinsatz der Heizwerke steigt im Szenarienzeitraum stark an. Einerseits wird in der Industrie und bei den Gebäuden ein relevanter Anteil des bisherigen Einsatzes fossiler Brennstoffe zur Deckung der Wärmenachfrage durch Fernwärme und andere Formen netzgebundener Wärme substituiert. Gleichzeitig werden bei den Kraftwerken KWK-Anlagen in deutlichem Umfang stillgelegt. In Folge muss deutlich mehr ungekoppelte Wärme bereitgestellt

werden. Zum einen werden fossile Brennstoffe (bedeutend hier insbesondere Erdgas, das 2015 etwa den halben Brennstoffeinsatz deckte) teilweise durch feste Biomasse und ab 2040 auch durch Wasserstoff substituiert. Zum anderen kommen neue Wärmequellen ins System: Wichtigste Wärmequelle ist 2050 Solarthermie, aber auch Wärmepumpen und Geothermie spielen eine Rolle. Ebenso werden Abwärmeeinheiten der Industrie an die Fernwärmenetze angeschlossen. Strom spielt eine Rolle einerseits als Antriebsenergie für Wärmepumpen und andererseits auch zur direkten Wärmeerzeugung mittels Elektrodenkesseln.

Bedingt durch den starken Rückgang des Mineralölverbrauchs insgesamt sinkt die Aktivität der Raffinerien. Entsprechend nimmt ihr Energieverbrauch von 2015 bis 2050 um rund 99 % ab. Der verbleibende Energiebedarf der Raffineriewärmeerzeuger wird hauptsächlich durch im Raffinationsprozess entstehendes Raffineriegas und Strom, aber auch durch kleine Anteile netzgebundener Wärme und Wasserstoff gedeckt. Im Verkehr werden Mineralölprodukte durch synthetische Brennstoffe ersetzt. Zudem wird in der Industrie und der Energiewirtschaft im Jahr 2050 Wasserstoff in einem großen Umfang eingesetzt. Dies führt zu einem Stromverbrauch in Höhe von 995 PJ bzw. 277 TWh.

Im übrigen Umwandlungssektor geht vor allem der Verbrauch an fossilen Energieträgern zurück, unter anderem durch die sinkende Nachfrage nach Koks (in der Stahlherstellung) und Briketts. Auch der Strombedarf in diesem Sektor ist rückläufig. Somit reduziert sich der Energieverbrauch im übrigen Umwandlungssektor zwischen 2015 und 2050 um ca. 74 %.

Im selben Zeitraum nimmt der Energiebedarf entsprechend der insgesamt rückläufigen Gasnachfrage der Verdichterstationen im Gastransportnetz um rund 70 % ab. Zudem wird bis 2050 auf Wasserstoff als Brennstoff in allen Verdichterstationen umgestellt.

Insgesamt steigt der Energieverbrauch der übrigen Energieerzeuger zwischen 2015 und 2050 stark an, die Mehrverbräuche durch Verlagerung hin zu netzgebundener Wärme und synthetischen Brennstoffen können nur zu einem vergleichsweise kleinen Teil durch Verbrauchsrückgänge in anderen Bereichen der übrigen Energieerzeuger der Energiewirtschaft kompensiert werden.

Tabelle 8-13: Energieverbräuche der übrigen Energiewirtschaft im KS-Ele (Teil 1: Heizwerke, Raffinerien und Herstellung synthetischer Kraftstoffe)

Sektor	1990	2015	2030	2040	2050
	PJ				
Heizwerke					
Braunkohlen	89	3	2	0	0
Steinkohlen	13	15	5	0	0
Öl	16	4	0	0	0
Erdgas	39	90	118	58	0
Kokerei-/Stadtgas	4	1	0	0	0
Müll	4	25	15	11	5
Biogas	0	5	5	5	5
(Feste) Biomasse	4	35	35	50	46
Abwärme	0	0	22	39	59
Wasserstoff	0	0	0	2	37
Wärmepumpen	0	0	20	40	79
Geothermie	0	1	8	12	16
Solarthermie	0	0	19	74	139
Strom	0	0	8	30	39
Heizwerke gesamt	169	178	255	321	424
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>-5,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>43,4%</i>	<i>80,5%</i>	<i>138,5%</i>
Raffinerien					
Öl	46	26	16	7	0
Raffineriegas	101	138	82	37	1
Erdgas	9	39	23	10	0
Kokerei-/Stadtgas	6	1	1	0	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0
Fern- und Nahwärme	3	4	2	1	0
Strom	25	22	13	6	1
Raffinerien gesamt	190	230	137	62	2
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>-17,6%</i>	<i>0,0%</i>	<i>-40,4%</i>	<i>-73,0%</i>	<i>-99,3%</i>
Herstellung synthetischer Brennstoffe					
Strom	0	0	39	268	995
PtG/PtL-Herstellung	0	0	39	268	995
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-14: Energieverbräuche der übrigen Energiewirtschaft im KS-Ele (Teil 2: Übriger Umwandlungssektor, Pipelineverdichter und Gesamt)

Sektor	1990	2015	2030	2040	2050
	PJ				
Übriger Umwandlungssektor					
Braunkohlen	2	7	0	0	0
Öl	8	3	1	0	0
Erdgas	41	5	2	0	0
Gichtgas	20	18	13	6	0
Kokerei-/Stadtgas	39	7	5	3	0
Biogas	10	20	22	22	16
(Feste) Biomasse	0	6	6	6	6
Fern- und Nahwärme	13	8	2	0	0
Strom	69	26	12	5	4
Übriger Umwandlungssektor gesamt	215	101	64	42	26
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>113,1%</i>	<i>0,0%</i>	<i>-36,7%</i>	<i>-58,6%</i>	<i>-74,3%</i>
Pipelineverdichter					
Erdgas	19	22	23	13	0
Wasserstoff	0	0	0	3	7
Pipelineverdichter gesamt	19	22	23	16	7
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>-11,1%</i>	<i>0,0%</i>	<i>3,1%</i>	<i>-25,8%</i>	<i>-69,0%</i>
Übrige Energiewirtschaft gesamt	594	531	518	710	1.454
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>11,8%</i>	<i>0,0%</i>	<i>-2,5%</i>	<i>33,6%</i>	<i>173,7%</i>

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), eigene Berechnungen Öko-Institut

8.3. Diffuse Emissionen der Energiewirtschaft

8.3.1. Annahmen und Parameter

Neben dem nachfragegetriebenen Aufkommen für die verschiedenen Energieträger wurden die folgenden Aspekte berücksichtigt:

- Für den Emissionsbeitrag aus dem aktiven Steinkohlebergbau ist die Entwicklung der Fördermenge entscheidend. Hier wurde in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die Förderung in deutschen Bergwerken zum Jahr 2018 aufgrund des Endes der Subventionierung entsprechend § 1 Abs. 1 Steinkohlefinanzierungsgesetz (SteinkohleFinG) (Deutscher Bundestag 2015) vollständig eingestellt wurde. Anschließend verbleiben geringe Emissionen aus der Nachnutzungsphase.
- Für die Förderung von Erdöl in Deutschland wurde auf die Energiereferenzprognose (Prognos, EWI, GWS 2014) zurückgegriffen. Für die inländische Erdgasförderung wurden auf die bis zum Jahr 2028 reichende Prognose im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018 (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas 2018) zurückgegriffen und der dortige Trend extrapoliert. Ab 2035 wird kein Erdöl und ab 2040 wird kein Erdgas mehr gefördert. Implizit wird sowohl bei Erdöl als auch bei Erdgas unterstellt, dass Veränderungen in den Verbrauchsniveaus ausschließlich Veränderungen bei den Erdöl- und Erdgasimporten zur Folge haben.

8. Für das Erdgastransportnetz wurde vom Stand von 2016 ausgegangen, wobei die im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018 (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas 2018) aufgeführten Projekte zum Neubau von Erdgastransportleitungen bis 2026 berücksichtigt wurden. Wegen deutlich sinkender Erdgasverbräuche wurde angenommen, dass das Erdgastransportnetz zwischen 2030 und 2050 um 25 % zurückgebaut wird. Das Erdgasverteilnetz wurde bis zum Jahr 2030 als konstant fortgeschrieben. Ebenso wie beim Transportnetz wurde angenommen, dass aufgrund deutlich geringerer Erdgasverbräuche auch ein Rückbau des Verteilnetzes erfolgt. Zusätzlich wurde angenommen, dass die verbleibenden Verteilnetze modernisiert werden und der durchschnittliche Emissionsfaktor bis 2050 auf ein Viertel sinkt.⁶⁵

Darüber hinaus bilden vor allem die Mengengerüste für die Kohle-, Öl- und Gasnachfrage die zentralen Bestimmungsgrößen für die flüchtigen Emissionen des Energiesektors. Tabelle 8-15 gibt einen Überblick über die verwendeten Aktivitätsraten für die einzelnen Quellgruppen.

Tabelle 8-15: Relevante Quellgruppen für diffuse Emissionen aus Brennstoffen sowie in der Modellierung verwendete Aktivitätsraten

CRF	Bezeichnung laut NIR	Verwendete Aktivitätsrate
1.B.1.a.i.1	Aktiver Steinkohlenuntertagebau	Steinkohleförderung
1.B.1.a.i.2	Steinkohlenuntertagebau Nachbetrieb	Fortschreibung
1.B.1.a.i.3	Stillgelegter Steinkohlenuntertagebau	Fortschreibung
1.B.1.a.ii	Braunkohlentagebau	Primärenergieverbrauch Braunkohle
1.B.1.b	Kohleumwandlung	Rohstahlproduktion als Treibergröße für Koksbedarf
1.B.2.a.1	Ölexploration ⁶⁶	Förderprognose Erdöl und Erdgas
1.B.2.a.2	Ölförderung	Förderprognose Erdöl
1.B.2.a.3	Öltransport	Produktion Raffinerien
1.B.2.a.4	Ölraffination	Produktion Raffinerien
1.B.2.a.5	Ölverteilung	Produktion Raffinerien
1.B.2.b.2	Gasförderung	Förderprognose Erdgas
1.B.2.b.3	Gasverarbeitung	Förderprognose Erdgas
1.B.2.b.4	Gastransport	Siehe Text
1.B.2.b.5	Gasverteilung	Siehe Text
1.B.2.b.6	Gasverbrauch	Primärenergieverbrauch Erdgas
1.B.2.c.1	Abfackelung und Belüftung von Öl	Produktion Raffinerien
1.B.2.c.2	Abfackelung und Belüftung von Gas	Primärenergieverbrauch Erdgas

⁶⁵ Bei den Verteilnetzen gibt es eine große Spannweite der Emissionsfaktoren je nach eingesetztem Leitungsmaterial. So weist der NIR für Rohrleitungen im Niederdrucknetz Emissionsfaktoren von 445 kg/km für Graugussleitungen, 372 kg/km für Leitungen aus Stahl und duktilem Guss, aber nur 51 kg/km für Kunststoffleitungen aus (Umweltbundesamt (UBA) 2017a). Entsprechend große Unterschiede gibt es auch bei Mittel- und Hochdruckleitungen.

⁶⁶ Entgegen ihrer Bezeichnung enthält die Quellgruppe CRF 1.B.2.a.1 in Deutschland nicht nur die Exploration nach Erdöl sondern auch nach Erdgas.

Quelle: Darstellung Öko-Institut

8.3.2. Ergebnisse

Die diffusen Emissionen aus der Energiewirtschaft nahmen zwischen 1990 und 2015 bereits um knapp 72 % ab und nehmen im Szenarienzeitraum zwischen 2015 und 2050 um weitere rund 88 % ab und liegen dann um knapp 97 % niedriger als 1990. Die dann noch verbleibenden Emissionen sind vor allem auf das noch verbleibende Gasnetz zurückzuführen sowie zu einem kleinen Teil auf stillgelegte Steinkohleuntertagebaue.

Tabelle 8-16: Diffuse Emissionen aus Brennstoffen im KS-Ele

	1990	2015	2030	2040	2050
	Mt CO ₂ e				
CO₂-Emissionen					
Kohlenbergbau (1.B.1.a)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Koksproduktion (1.B.1.b)	1,8	0,7	0,5	0,3	0,0
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0
Gasförderung-, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	1,4	1,2	0,4	0,0	0,0
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,5	0,4	0,2	0,1	0,0
CO₂-Emissionen gesamt	4,1	2,6	1,4	0,5	0,0
CH₄-Emissionen					
Kohlenbergbau (1.B.1.a)	25,5	3,0	0,1	0,1	0,1
Koksproduktion (1.B.1.b)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Ölförderung, -verarbeitung & -transport (1.B.2.a)	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0
Gasförderung-, -verarbeitung & -transport (1.B.2.b)	7,9	4,8	4,2	2,6	1,1
Abfackelung & Entlüftung (1.B.2.c)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH₄-Emissionen gesamt	33,9	8,2	4,5	2,8	1,2
N₂O-Emissionen					
N₂O-Emissionen gesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen					
Diffuse Emissionen gesamt	38,0	10,7	5,9	3,3	1,3
<i>ggü. 1990</i>	<i>0,0%</i>	<i>-71,8%</i>	<i>-84,6%</i>	<i>-91,3%</i>	<i>-96,7%</i>

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut

8.4. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor Energiewirtschaft

Bei der Stromerzeugung⁶⁷ sind sechs Maßnahmen entscheidend:

- Der schnelle Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Photovoltaik-Anlagen auf ein Niveau von regenerativer Vollversorgung im Zielzustand.
- Ein reglementierter Ausstieg aus fossilen Energieträgern: Dazu gehört in einem ersten, wichtigen Schritt der Kohleausstieg, der im Szenario KS-Ele bereits kurz nach 2030

⁶⁷ Verbrauchsreduzierende Maßnahmen betreffen die Modellierung der Nachfragesektoren und sind dort dargestellt

vollzogen ist, sowie der Ausstieg aus Öl und später auch aus fossilem Erdgas in der Stromerzeugung.

- Die Umrüstung der verbleibenden Erdgaskraftwerke auf Verbrennung von Wasserstoff.
- Der Aufbau von Speichertechnologien, dazu gehören sowohl chemische Speicher wie Wasserstoff als auch Batteriespeicher.
- Die zeitliche Flexibilisierung von Teilen der Nachfrage, um den Verbrauch besser an die zeitliche Struktur der erneuerbaren Erzeugung anzupassen und so Abregelungs- und Speicherverluste zu minimieren.
- Eine gute Integration des europäischen Strommarkts mit entsprechendem Netzausbau, um nicht nur zeitliche, sondern auch räumliche Flexibilität zu gewährleisten.

Neben der Umstellung der Stromerzeugung stellt im Sektor Energiewirtschaft die Umstellung der netzgebundenen Wärmeversorgung auf erneuerbare Energieträger eine zentrale Maßnahme dar. Da die zur Verfügung stehende Biomasse begrenzt ist, können die fossilen Brennstoffe nicht einfach durch biogene Brennstoffe ersetzt werden. Entscheidend ist es, alternativen Technologien wie Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen, die heute in der Fernwärmeversorgung nur eine Nischenrolle haben, zu ihrem Durchbruch zu verhelfen. Dazu gehört auch, die Potenziale der Abwärmenutzung zu heben.

9. Das Szenario für den Sektor Abfallwirtschaft

9.1. Annahmen und Parameter

Die biologischen Emissionen des Abfallsektors, die nach der Inventarkategorisierung unter dem Abfallsektor berichtet werden, stammen zu einem Großteil (80%) aus den Methanemissionen der Deponierung. Neben den Emissionen aus der Deponierung sind die CH₄- und N₂O-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung (Kompostierung und Abfallvergärung) und die CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Abwasserbehandlung mit jeweils 10% weitere Emissionsquellen. CO₂-Emissionen bei der Abfallbehandlung sind biogenen Ursprungs und werden daher als biogene CO₂-Emissionen im Inventar nicht berücksichtigt.

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Abfallsektor werden folgende Annahmen getroffen:

Emissionen aus der Deponierung von Abfällen:

- Ausweitung der Deponiebelüftung
 - 2023–2031: Beginn der Deponiebelüftung auf 7 Deponien jährlich mit Minderungen von über 50.000 t CO₂eq/a
 - 2032–2041: Beginn der Deponiebelüftung auf 3 Deponien jährlich mit Minderungen von über 50.000 t CO₂eq/a
- Ausweitung der optimierten Gaserfassung
- Biologische Abfallbehandlung:
- Technisches Potenzial durch Optimierung der Anlagen, Reduktion der Methan-Leckage, aktive Belüftung bei der Kompostierung
- Erhöhung der zu verwertenden Abfallmengen durch Steigerung der getrennten Erfassung nach Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetzes
- Steigerung des biologischen Abfallanteils in Vergärungsanlagen von heute knapp 40% auf 60% im Jahr 2050, der Rest wird weiterhin kompostiert
- Halbierung der Lebensmittelabfälle bis 2050 von heute ca. 95 kg⁶⁸ (Schmidt et al. 2019) 47 kg/Einwohner/Jahr
- Emissionen aus der Abwasserbehandlung:
- Einwohnerspezifische Entwicklung der Abwassermengen,
- Reduktion der Proteinaufnahme durch verringerten Konsum tierischer Produkte

⁶⁸ Die durchschnittlichen Lebensmittelabfälle liegen bei 75 kg/Einwohner/Jahr in den Haushalten, hinzu kommen ca. 20 kg/Einwohner/Jahr aus der Außer-Haus Verpflegung.

9.2. Ergebnisse

Entwicklung der Emissionen

Gegenüber 2015 sinken die Methan-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 83% (siehe Tabelle 9-1). Die größte Reduktion findet im Bereich der Emissionen aus der Deponierung statt. Dies lässt sich vor allem auf das Ausgasen der noch verbliebenen Reste der abbaubaren Bestandteile von unvorbehandelten Abfällen zurückführen, die vor 2005 deponiert wurden. Seit 2005 besteht ein Ablagerungsverbot für unvorbehandelte organische Abfälle, wodurch kaum noch neue Emissionen aus den seit 2005 abgelagerten Abfällen entstehen. Das Methanbildungspotenzial aus den Alt-Deponien kann durch Deponiebelüftungsmaßnahmen reduziert werden. Ebenso kann die bestehende Gaserfassung auf den Deponien noch weiter optimiert werden und damit weitere Emissionen aus der Ablagerung von Abfällen auf Deponien vermieden werden. Weitere Emissionsreduktion treten im Bereich der biologischen Abfallbehandlung auf. Hier spielt vor allem die technische Optimierung und ein gutes Anlagenmanagement der Abfallvergärungsanlagen eine Rolle. Durch die Verringerung von CH₄-Leckage und der geschlossenen Lagerung der Gärreste werden Methan-Emissionen eingespart. Im Bereich der Abwasserbehandlung und der sonstigen Abfallbehandlung werden keine wesentlichen Einsparpotenziale angenommen und berücksichtigt.

Tabelle 9-1: Entwicklung der CH₄-Emissionen

	2015	2020	2030	2040	2050
	CH ₄ in Mio. t CO ₂ eq.				
Ablagerung von Abfällen auf Deponierung	9,0	6,5	3,0	1,3	0,6
Biologische Abfallbehandlung	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5
Abwasserbehandlung	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Sonstiges	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Gesamt	10,4	7,8	4,2	2,4	1,7
Rückgang ggü. 2015		-25%	-60%	-77%	-83%

Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

Bei den N₂O-Emissionen ist das Reduktionspotenzial geringer als bei den CH₄-Emissionen. Bis zum Jahr 2050 sinken sie um rund 50% gegenüber 2015 (siehe Tabelle 9-2). Den größten Effekt hat die Emissionsminderung im Bereich der Abwasserbehandlung. Durch die Reduktion der Proteinaufnahme durch eine Verringerung des Konsums tierischer Produkte und die Anpassung an die empfohlenen Werte der FAO von 50 g/Person/Tag reduziert sich die Stickstoffmenge im Abwasser. Damit sinken auch die N₂O-Emissionen aus der Abwasserbehandlung. Im Bereich der biologischen Abfallbehandlung kommen zwei gegenläufige Effekte zusammen. Einerseits steigt grundsätzlich die getrennte Erfassung der biologischen Siedlungsabfälle, andererseits verringern sich die Lebensmittelabfälle, so dass die Abfallmengen kaum ansteigen. Durch ein optimiertes Anlagenmanagement und die Abdeckung der Gärrestelager lassen sich die Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung weiter reduzieren.

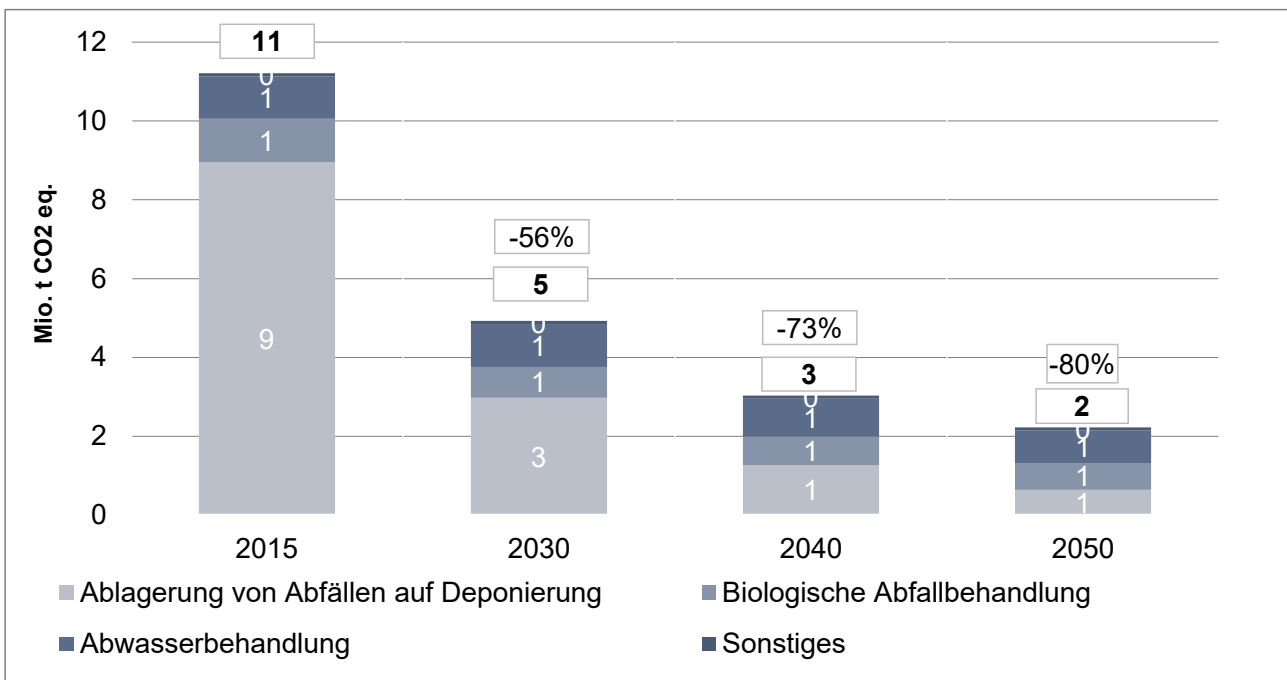
Tabelle 9-2: Entwicklung der N₂O-Emissionen

	2015	2020	2030	2040	2050
	N ₂ O in Mio. t CO ₂ eq.				
Ablagerung von Abfällen auf Deponierung	-	-	-	-	-
Biologische Abfallbehandlung	0,33	0,28	0,23	0,21	0,18
Abwasserbehandlung	0,45	0,46	0,46	0,34	0,22
Sonstiges	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07
Gesamt	0,85	0,74	0,69	0,55	0,41
Rückgang ggü. 2015		-13%	-20%	-36%	-52%

Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

Die Gesamtemissionen des Abfallsektors sinken gegenüber 2015 bis zum Jahr 2050 um rund 80% (siehe Abbildung 9-1). Schon bis zum Jahr 2030 werden die Emissionen um 56% reduziert. Mit 8 Mio. t CO₂eq. hat der Rückgang der Emissionen aus der Ablagerung von Abfällen auf Deponien die größte Minderungswirkung. In den anderen Bereichen liegen die Minderungen bei unter einer halben Million Tonnen.

Abbildung 9-1: Entwicklung der Emissionen des Abfallsektors



Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

9.3. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor Abfallwirtschaft

Wesentliche Maßnahmen zur Reduktion der biologisch bedingten Emissionen aus dem Abfallsektor wurden bereits eingeleitet. Dazu zählen vor allem das Ablagerungsverbot von organischen Abfällen auf Deponien, aber auch die Anschlusspflicht der häuslichen Abwässer an die öffentliche Kanalisation, womit die Emissionen aus dem Abwasserbereich wesentlich verringert werden konnten.

Weitere Emissionsreduktionen im Abfallsektor sind über technische Maßnahmen wie die Deponiebelüftung, die optimierte Gaserfassung sowie eine Verbesserung und Optimierung von Kompostierungs- und Bioabfallvergärungsanlagen möglich. Welches zusätzliche technische Vermeidungspotenzial im Bereich der Emissionen aus der Abwasserbehandlung liegt, wurde im Rahmen dieser Arbeiten nicht berücksichtigt, sollte zukünftig aber geprüft werden.

Neben den technischen Minderungsoptionen können aber auch Maßnahmen die mit einer Verhaltensänderung einhergehen, zu einer Emissionsreduktion im Abfallsektor beitragen. Dazu zählt vor allem die Reduktion der Lebensmittelabfälle. Fallen weniger Lebensmittelabfälle an, müssen weniger Abfälle behandelt werden und es kommt zu einer Einsparung von CH₄- und N₂O-Emissionen aus der biologischen Abfallbehandlung. Gleichzeitig können auch in anderen Sektoren entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Lebensmittel weitere Emissionen eingespart werden, wenn entsprechend weniger produziert, transportiert, verpackt und gelagert werden muss.

Weitere Einsparungen sind mit einem geringeren Konsum von tierischen Produkten verbunden. Geht die derzeit hohe Proteinversorgung zurück, sinkt dadurch der Stickstoffgehalt der Abwässer und es werden geringere N₂O-Emissionen gebildet. Es ergeben sich also Emissionsreduktionen sowohl im Landwirtschaftssektor als auch im Abfallsektor.

10. Das Szenario für den Sektor Landwirtschaft

10.1. Landwirtschaftliche Böden und Nutztierhaltung

10.1.1. Annahmen und Parameter

Entscheidend für die Entwicklung der Emissionen des Landwirtschaftssektors ist der Umfang der Tierhaltung. Neben den hohen Emissionen (Methan und Lachgas) aus der Tierhaltung selbst, ist vor allem die Flächenbelegung für die Futtererzeugung und der Stickstoffbedarf der Futterpflanzen relevant.

Zur Berechnung der Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor werden im KS-Ele folgende Annahmen getroffen.

Konsum tierischer Produkte

Grundannahme des Szenarios für die Landwirtschaft bilden die Annahmen zur Entwicklung des inländischen Konsums und des Exports tierischer Lebensmittel. Zur Erreichung der Klimaneutralität ist nach heutigem Kenntnisstand ein deutlich reduzierter Verzehr tierischer Produkte unabdingbar.⁶⁹ Aus diesem Grund orientiert sich der inländische Fleisch- und Milchkonsum im Szenario an den Ernährungsempfehlungen der Planetary Health Diet der EAT Lancet COMMISSION⁷⁰. Während die Empfehlungen der Eat Lancet Commission im Bereich des Fleischkonsums in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie die Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE), liegt vor allem die Empfehlung für Milchprodukte wesentlich unterhalb der Empfehlungen der DGE⁷¹ (vgl. Tabelle 10-1). Während gegenüber der DGE Empfehlung der heutige Milchkonsum zwischen dem Minimum und dem Maximum liegt, müsste sich der aktuelle Milchkonsum bei Umsetzung der Planetary Health Diet knapp halbieren (Max) bzw. um bis zu 70% sinken (Mean).

Tabelle 10-1: Ernährungsempfehlungen und aktueller Verzehr

		2020	Deutsche Gesellschaft für Ernährung		E at Lancet Commission Planetary Health Diet		Abweichung ggü. DGE	
			Min.	Max.	Mean	Max.	Mean versus Min	Max versus Max
Konsum tierische Produkte		Verzehr						
Rind	kg/Person/a	9,8	-	-	2,6	5,1		
Schwein	kg/Person/a	32,8	-	-	2,6	5,1		
Geflügel	kg/Person/a	13,3	-	-	10,6	21,2		
Sonstiges	kg/Person/a	1,4	-	-	-	-		
Gesamt Fleischkonsum	kg/Person/a	57,3	15,6	31,2	15,7	31,4	1%	1%
Gesamt Milchäquivalente	kg/Person/a	327	271	414	91,3	182,5	-66%	-56%

Anmerkung: Die Werte MEAN in der Planetary Health Diet entsprechen dem Mittelwert aus der maximal empfehlenden Menge und der veganen Ernährung.

Quelle: BLE 2020, DGE, (Willett et al. 2019)

Im Vergleich zum heutigen Konsum in Deutschland weichen die Empfehlungen der Planetary Health Diet vor allem für den Konsum von Geflügel und Schweinefleisch stark ab. Um die historischen nationalen Ernährungsgewohnheiten besser zu berücksichtigen, wurde daher der Konsum von Schweine- und Geflügelfleisch angepasst. Der in Tabelle 10-1 dargestellte Gesamtkonsum von

⁶⁹ Oppermann et al. 2020, Clark et al. 2020.

⁷⁰ Willett et al. 2019.

⁷¹ Da in Deutschland die Produktion von Rindfleisch stark an die Milchproduktion gekoppelt ist, ist die Empfehlung der Eat Commission für Rindfleisch und Milchkonsum aber wesentlich konsistenter.

Schwein- und Geflügelfleisch in Höhe von 26,3 kg/Person/Jahr wird bis zum Jahr 2050 zu 50% durch Schweinefleisch und zu 50% von Geflügelfleisch gedeckt. (siehe Tabelle 10-2). Es kann bereits heute eine leichte Verringerung der Fleischnachfrage beobachtet werden. Der Verzehr von Milchprodukten (Milchäquivalente) ist bisher stark vom Käse getrieben und geht bisher nicht zurück. Für beide Produktgruppen ist ein linearer Minderungspfad (ohne Brüche) auf das Niveau der EAT Lancet Studie angenommen worden.

Tabelle 10-2: Annahmen zur Entwicklung des Fleisch- und Milchkonsum im KS-Ele

	IST	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	kg/Person/a						
Rind	10	9	8	8	7	6	5
Schwein	36	32	28	24	21	17	13
Geflügel	12	13	13	13	13	13	13
Sonstiges	1	1	1	1	1	1	1
Gesamt Fleischkonsum	60	55	51	46	42	37	33
Gesamt Milchäquivalente	333	308	283	258	233	208	183

Quelle: BLE 2020, Eigene Berechnung auf Basis (Willett et al. 2019)

Die Selbstversorgungsgrade liegen für alle Produktgruppen im Jahr 2050 bei ca. 100%. Das bedeutet, dass vor allem für Schweinefleisch und Milch der Export im Szenario linear verringert wird.

Tabelle 10-3: Annahmen zur Entwicklung des Fleisch- und Milchkonsum im KS-Ele

Annahme zum Außenhandel	2017	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Rind	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
Schwein	120%	117%	114%	110%	107%	103%	100%
Geflügel	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Milch gesamt	113%	111%	109%	106%	104%	102%	100%

Quelle: BLE 2020, eigene Annahmen

Landwirtschaftliche Produktion

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick für die Entwicklung wichtiger Parameter der landwirtschaftlichen Produktion.

Tabelle 10-4: Annahmen für Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

	IST	2030	2050
Entwicklung Landwirtschaftliche Nutzfläche		Auf Basis LULUCF Model	
Entwicklung landwirtschaftliche Nutzung organischer Böden		Auf Basis LULUCF Model	
Flächenanteil Ökolandbau	10%	20%	30%
Anteil Tiere in ökologischer Haltung an Großvieheinheiten (GVE)	6%	6%	20%
Flächenanteil ökologische Vorrangflächen auf Ackerland	3%	6%	10%
Wirtschaftsdüngervergärung	10-21%	50%	90% Schweine und Geflügel, 75% Milchkühe, 70% sonstige Rinder
N-Wirksamkeit Wirtschaftsdünger	DÜV 2020	DüV 2020	Flüssig: +10% ggü. DüV 2020 Festmist: +5% ggü. DüV 2020
Abdeckung Wirtschaftsdüngerlager		Ja	Ja
Stickstoffreduzierte Fütterung	Nein	Ja	Ja
Ertragsentwicklung		Standarderträge aus DüV 2017	Erträge aus Hohertragsjahr 2014
Ertragsentwicklung im Ökolandbau		-40% ggü. konventionell	
Entwicklung Milchleistung in kg/a	Konv. 8.200 Öko: 7.400	Konventionell 8.800 Öko: 7.500	Konventionell 8.800 Öko: 7.600

Quelle: Eigene Annahmen

10.1.2. Ergebnisse

10.1.2.1. Aktivitätsdaten in der Landwirtschaft

Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche

Die landwirtschaftliche Nutzfläche sinkt bis zum Jahr 2050 um ca. 1 Million Hektar. Ca. die Hälfte des Rückgangs lässt sich auf die Wiedervernässung organischer Böden zurückführen. Die restlichen 0,5 Mio. ha werden im Laufe der nächsten 30 Jahren für den Ausbau der Verkehrsinfrastruktur und die Ausweitung von Siedlungen gebraucht. Etwa die Hälfte der Moorböden bleibt auch nach der Wiedervernässung weiterhin in Nutzung und wird als Paludikultur z.B. als Nassweide oder für die Bereitstellung von energetischer und stofflicher Biomasse genutzt.

Tabelle 10-5: Entwicklung der landwirtschaftlichen Nutzfläche (LF)

	heute	2030	2050
	Mio. ha		
Acker mineralisch	11,4	11,2	11,0
Ackerland organisch	0,3	0,2	0,07
Grünland mineralisch	3,8	3,8	3,7
Grünland organisch	0,9	0,6	0,25
Paludikulturen	-	0,09	0,5
Gesamt LF	16,7	16,1	15,7

Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

Entwicklung der Tierbestände

Basierend auf den oben genannten Annahmen zu Ernährung und Außenhandel und der zu Grunde gelegten Bevölkerungsentwicklung wurde die Entwicklung der Tierbestände berechnet. Durch die Reduktion des Fleisch- und Milchkonsums und den Rückgang der Exporte bis 2050 sinken die Tierzahlen ggü. 2015 um 56% (siehe Tabelle 10-6). Die Reduktion für die einzelnen Tiergruppen fällt unterschiedlich stark aus. Während der Geflügelbestand in etwa auf dem Niveau von 2015 bleibt, sinkt der Schweinebestand um ca. 71%. Der Bestand der Milchkühe reduziert sich bei zunehmender Milchleistung um knapp 60%, während die sonstigen Rinderbestände um 53% abnehmen.

Tabelle 10-6: Entwicklung der Tierbestände im KS-Ele

Tiere	1990	2015	2020	2030	2040	2050	2050 ggü. 2015
	1000 Stk.						
Milchkühe	6.355	4.285	4.012	3.046	2.389	1.757	-59%
Rinder	13.133	8.351	7.628	6.748	5.328	3.924	-53%
Schweine	26.502	22.979	21.737	17.020	11.493	6.635	-71%
Geflügel	113.879	174.827	176.698	176.912	175.747	174.627	0%
	in GVE						
Gesamt	16.322	11.713	10.948	9.019	7.033	5.155	
Reduktion ggü. 2015			-7%	-23%	-40%	-56%	

Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

Entwicklung der Futterflächen

Mit der Reduktion der Tierbestände geht auch eine Reduktion der benötigten Futterfläche einher. Damit werden zusätzliche Flächen frei, die zukünftig für die pflanzliche Ernährung zur Verfügung stehen, aber auch Flächen, die ökologische Leistungen für den Klimaschutz und den Arten- und Umweltschutz erbringen. Angesichts des gewählten linearen Minderungspfads, sind die Tierbestände bereits gegenüber dem Jahr 2020 rückläufig. Bis zum Jahr 2030 werden daher ca. 2 Mio. ha Futterfläche weniger benötigt, bis zum Jahr 2050 werden insgesamt 3,3 Mio. ha Futterfläche für andere Nutzungen frei. Während 2050 ca. 1,2 Mio. ha weniger Grünland als heute genutzt werden, beträgt der Rückgang der Ackerfutterfläche 2,2 Mio. ha. Der relativ geringe Rückgang des

Grünlandfutters lässt sich vor allem mit der Ausweitung der ökologisch gehaltenen Wiederkäuer und einer Ausweitung der grünlandbasierten Fütterung in der konventionellen Rinderhaltung begründen. Angesichts von ca. 900.000 ha Grünland auf Moorstandorten, wird der Großteil des freiwerdenden Grünlands für die Wiedervernässung benötigt. Gleichzeitig haben gerade Extensivierungs- und Artenschutzmaßnahmen im Grünland eine besonders hohe Wirkung für den Erhalt der Artenvielfalt.⁷² Neben der Wiedervernässung von organischen Böden, werden weitere Flächen für die Ausweitung der ökologischen Vorrangflächen benötigt.

Tabelle 10-7: Entwicklung der Futterflächen

	2020	2030	2050
	Mio. ha		
Acker	6,1	4,8	3,9
Grünland	4,3	3,6	3,1
Gesamt	10,4	8,4	7,1
Frei werdende Futterflächen für eine andere Nutzung		+2,0	+3,3

Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

Entwicklung der Stickstoffeinsätze

Auf Grundlage der Annahmen zur Nachfrage nach Futterpflanzen und Marktfrüchten ergibt sich die Flächenbelegung mit Ackerbaukulturen und die Grünlandnutzung. Der Stickstoffbedarf wird auf Basis der Annahmen zu Ertragsniveaus ermittelt. Die Deckung des Stickstoffbedarfs erfolgt durch den Einsatz von Mineraldünger, tierischen und pflanzlichen Wirtschaftsdüngern (z.B. vergorene bzw. unvergorene Gülle, Festmist, Energiepflanzen Gärreste). In Abhängigkeit von den anfallenden Wirtschaftsdüngern in Rückkopplung mit der Tierhaltung und der entsprechenden Wirtschaftsdüngerwirksamkeit resultiert der Mineraldüngereinsatz für den verbleibenden Stickstoffbedarf. Der Ökolandbau bezieht den Stickstoff ausschließlich aus Zwischenfrucht- und Leguminosenanbau sowie dem Einsatz von organischem Wirtschaftsdünger. Der Einsatz von Mineraldünger ist im Ökolandbau verboten.

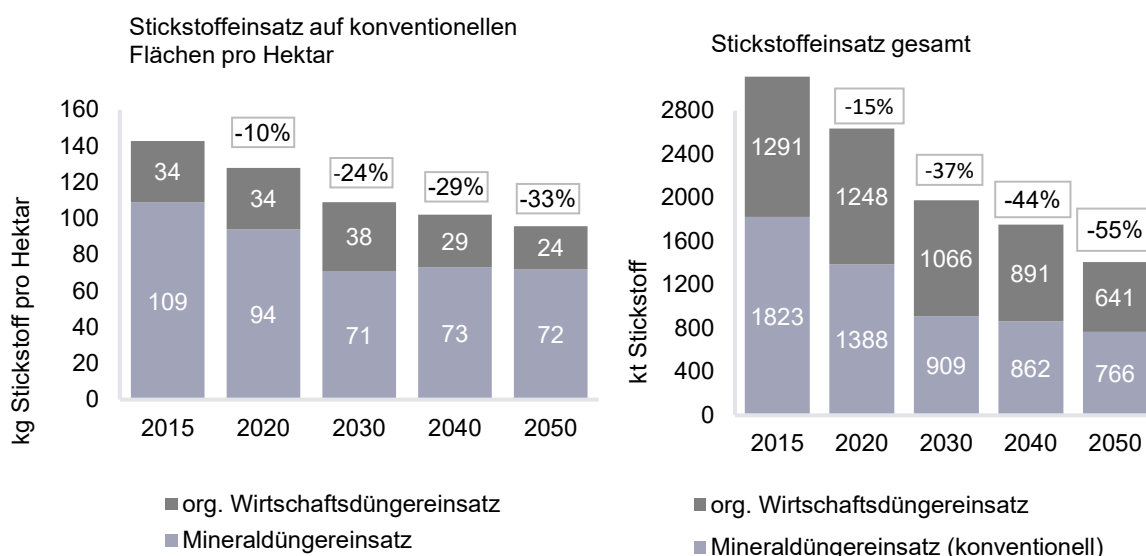
Bis zum Jahr 2050 wird der Stickstoffeinsatz auf den konventionellen Flächen um 33% ggü. 2015 reduziert (siehe Abbildung 10-1). Dies liegt vor allem an der verbesserten Ausnutzung des Stickstoffgehalts der Wirtschaftsdünger durch eine Verringerung der Stickstoffverluste in Stall und Lager, aber auch am Einsatz emissionsarmer Ausbringungstechnologien und der Reduktion der Ausbringungsmenge pro Hektar, die damit besser von den Pflanzen aufgenommen werden kann. Mindestens 30% der Reduktion lassen sich auf die Verringerung des Stickstoffbedarfs des Grünlands zurückführen. Gegenüber der Ackernutzung wird die Grünlandfläche bei rückläufigen Tierbeständen nicht mit einer neuen Nutzung belegt, sondern es wird auf der verbleibenden Fläche weniger intensiv produziert. Freiwerdende Futterfläche auf Ackerfläche wird teilweise für die Ausweitung der Nahrungsmittelproduktion für die pflanzliche Ernährung genutzt, wofür wiederum z.B. im Gemüseanbau ein hoher Stickstoffeinsatz erforderlich ist. Gleichzeitig steigt aber durch die Ausweitung der ökologischen Vorrangflächen, der Ausweitung des Leguminosenanbaus und der Zunahme von Agroforstsystemen der Anteil der ungedüngten Flächen bzw. der Flächen mit

⁷² Oppermann et al. 2020.

geringem Stickstoffbedarf. Dadurch lässt sich auch im konventionellen Landbau eine weitere Reduktion der Stickstoffeinsätze erzielen.

Der Gesamtstickstoffeinsatz sinkt wesentlich stärker als der Stickstoffeinsatz auf der konventionellen Fläche. Neben der effizienteren Ausnutzung und den extensiveren Kulturarten lässt sich das vor allem auf die rückläufige landwirtschaftliche Nutzfläche (siehe Abbildung 10-1) und die Ausweitung des Ökolandbaus auf 30% der Landwirtschaftsfläche zurückführen. Insgesamt sinkt der Gesamtstickstoffeinsatz (aus Mineraldünger und organischem und pflanzlichem Wirtschaftsdünger) bis 2050 ggü. 2015 um 55%.

Abbildung 10-1: Entwicklung des Stickstoffeinsatzes im KSele



Anmerkung: Der organische Wirtschaftsdünger beinhaltet die ausgebrachten Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung und die anfallenden Gärreste aus der Vergärung von Energiepflanzen

Quelle: UNFCCC (2017), Eigene Berechnungen

Energiebedingte Emissionen

Die Energieverbräuche der Landwirtschaft wurden nicht eigenständig modelliert, sondern als Teil von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) modelliert. Da die Emissionen aus Brennstoffeinsätzen der Landwirtschaft im Klimaschutzplan 2050 im Sektor Landwirtschaft bilanziert werden, wurde der auf die Landwirtschaft entfallende Anteil von GHD abgezogen.

10.1.2.2. Emissionen in der Landwirtschaft

Entwicklung der Lachgas -Emissionen der landwirtschaftlich genutzten Böden

Gegenüber 2015 sinken die Lachgas (N₂O)-Emissionen aus den landwirtschaftlich genutzten Böden bis zum Jahr 2050 um 54%. Ein großer Teil der Reduktion ist auf den Rückgang der Tierbestände und damit auf die Verringerung des Stickstoffbedarfs zum Anbau von Futterpflanzen zurückzuführen. Entscheidend ist dabei, dass ein Teil dieser Flächen anschließend ungedüngt bzw. sehr extensiv gedüngt wird, da diese aus der Produktion genommen werden (ökologische Vorrangflächen, Wiedervernässung) oder mit Kulturen für die stoffliche und energetische Nutzung bestellt werden, die gegenüber den herkömmlichen Ackerkulturen sehr viel weniger Stickstoff benötigen (Anbau holziger Biomasse als Agroforstsysteme und Paludikulturen auf Moorstandorten).

Dadurch verringern sich die Emissionen aus dem Mineraldüngereinsatz und aus der Wirtschaftsdüngerausbringung, aber auch die indirekten Emissionen sinken. Letztere resultieren aus Ammoniakemissionen aus den Ställen und der Wirtschaftsdüngerlagerung und -ausbringung. Die Emissionen aus den Ernteresten bleiben in etwa konstant. Zwar sind diese im Jahr 2030 auf Grund der Ausweitung des Ökolandbaus mit geringeren Erträgen etwas geringer, doch erhöhen sie sich 2040, 2050 wieder durch die Annahmen zur Ertragssteigerung. Weitere Minderungen lassen sich im Bereich des Wirtschaftsdüngermanagements im Stall und Lager durch einen Rückgang der Tierbestände und die Abdeckung der Lager, aber auch im Bereich der Energiepflanzen-Lagerung durch einen Rückgang des Energiepflanzeneinsatzes und gasdichte Lager erzielen. Durch die Wiedervernässung der organischen Böden können die N₂O-Emissionen weitestgehend reduziert werden.

Tabelle 10-8: Entwicklung der Lachgas-Emissionen der Landwirtschaft im KS-Ele

	2015	2020	2030	2040	2050
	N ₂ O in Mio. t CO ₂ eq.				
Mineraldüngerausbringung	8,5	6,5	4,3	4,0	3,6
Wirtschaftsdünger Stall und Lager	3,8	2,9	2,0	1,5	1,0
Wirtschaftsdüngerausbringung und Weide	6,0	5,8	4,9	4,0	3,2
Erntereste	2,8	2,8	2,6	2,7	2,7
Organische Böden	2,8	2,6	1,9	1,3	0,6
Energiepflanzen, Klärschlamm	1,8	1,7	1,4	1,2	0,7
Indirekte Emissionen	5,7	4,9	3,8	3,4	2,8
Energiebedingte Emissionen	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Gesamt	31,6	27,2	20,8	18,2	14,7
Rückgang ggü. 2015		-14%	-34%	-42%	-54%

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut

Entwicklung der Methanemissionen

Im Bereich der Methan-Emissionen, wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion von rund 60% ggü. 2015 erzielt. Der Rückgang der Wiederkäuerbestände und die damit einhergehende Reduktion der CH₄-Emissionen aus der Verdauung hat dabei den größten Einfluss. Neben dem Rückgang der Tierbestände führt die Vergärung der Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und die gasdichte Abdeckung der Lager zu zusätzlichen Emissionsminderungen.

Tabelle 10-9: Entwicklung der Methan-Emissionen der Landwirtschaft im KS-Ele

	2015	2020	2030	2040	2050
	CH ₄ in Mio. t CO ₂ eq.				
Verdauung Wiederkäuer	24,8	24,6	20,0	15,9	11,8
Wirtschaftsdüngermanagement	6,2	5,6	2,9	1,7	0,7
Sonstige	1,3	1,3	0,8	0,4	0,1
Energiebedingte Emissionen	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1
Gesamt	32,7	31,6	24,0	18,2	12,6
Rückgang ggü. 2015		-3%	-27%	-44%	-61%

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut

Entwicklung der Kohlendioxid-Emissionen

Im Bereich der Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen stammen die meisten Einsparungen aus dem verringerten Brennstoffeinsatz⁷³. Bis zum Jahr 2050 lassen sich die CO₂-Emissionen um 65% ggü. 2015 reduzieren. Dies ist vor allem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Steigerung der Energieeffizienz zurückzuführen. Im Bereich der CO₂-Emissionen aus der Kalkung ist nur ein geringer Rückgang zu verzeichnen, der sich auf den Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzfläche zurückführen lässt. In Bezug auf die Ausbringung pro Hektar bleibt die Kalkung auf dem heutigen Niveau. Die CO₂-Emissionen aus der Harnstoffausbringung sinken durch den generellen Rückgang der Mineraldüngerausbringung und durch einen Switch zu anderen Düngerarten (z.B. Kalkammonsalpeter, andere Einnährstoffdünger).

Tabelle 10-10: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Landwirtschaft im KS-Ele

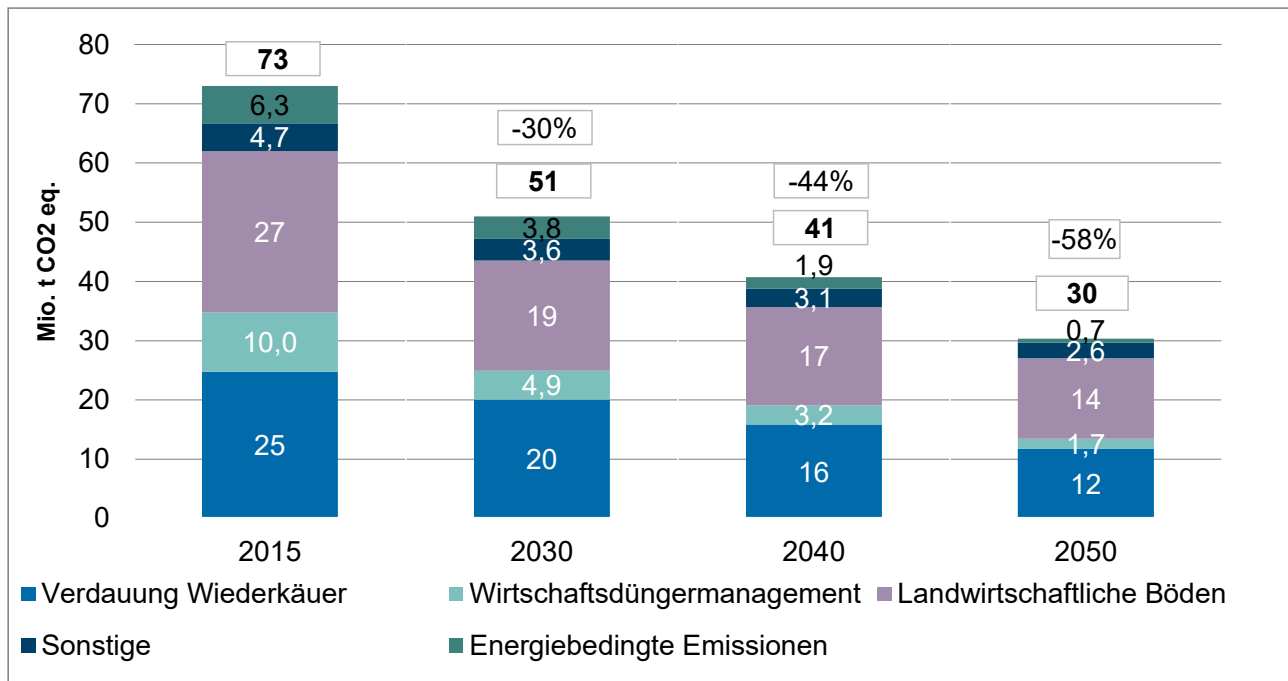
	2015	2020	2030	2040	2050
	CO ₂ in Mio. t CO ₂ eq.				
Kalkung	2,2	2,3	2,2	2,2	2,1
Harnstoffausbringung	0,9	0,7	0,4	0,4	0,4
Energiebedingte Emissionen	5,8	5,6	3,5	1,8	0,6
Gesamt	8,9	8,6	6,2	4,4	3,1
Rückgang ggü. 2015		-3%	-30%	-50%	-65%

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut

Entwicklung der Gesamtemissionen

Bis zum Jahr 2050 sinken die Gesamtemissionen aus dem Landwirtschaftssektor gegenüber 2015 um 58% auf 30,3 Mio. t CO₂e. Dabei stammt der größte Beitrag aus dem Rückgang der Tierhaltung (CH₄ aus der Verdauung und Wirtschaftsdüngermanagement), um 21 Mio. t CO₂e von 35 Mio. t im Jahr 2015 auf 13,7 Mio. t im Jahr 2050. Bis zum Jahr 2030 lässt sich bereits eine Reduktion von 10 Mio. t ggü. 2015 erzielen. Die Reduktion der Lachgasemissionen, die überwiegend auf dem Stickstoffeinsatz in die landwirtschaftlichen Böden zurückzuführen sind, sinken bis 2050 um 14 Mio. t CO₂e, während bis zum Jahr 2030 bereits eine Reduktion von 9 Mio. t CO₂e erzielt wird. Auch hier lässt sich ein Großteil der Emissionsreduktion auf den Rückgang der Tierbestände und die damit verbundene Reduktion des Stickstoffeinsatzes für die Tierfutterproduktion zurückführen.

⁷³ Nach der Zuordnung des Klimaschutzgesetzes werden im Landwirtschaftssektor auch die Emissionen aus der Wärmenutzung wie z.B. die Beheizung der Gewächshäuser, der Ställe und die Trocknungsanlagen berücksichtigt. Neben der Wärmenutzung werden auch die Emissionen aus dem Kraftstoffeinsatz der landwirtschaftlichen Nutzfahrzeuge hier berichtet.

Abbildung 10-2: Entwicklung der Treibhausgase des Landwirtschaftssektors

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut

10.2. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor Landwirtschaft

Größter Treiber für die Emissionsreduktionen im Landwirtschaftssektor ist die Entwicklung der Tierbestände. Neben der Reduktion der direkten Emissionen aus der Tierhaltung (Methan-Emissionen aus der Verdauung, N₂O und CH₄ Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger) ist die Reduktion der Stickstoffeinsätze zur Erzeugung des Tierfutters ebenso relevant. Auch durch freiwerdende Futterflächen besteht weiteres Potenzial zur Emissionsreduktion. Damit lassen sich vor allem die Emissionen aus den landwirtschaftlich genutzten organischen Böden reduzieren, die durch einen Rückgang der Tierbestände auf diesen Flächen für eine Wiedervernässung zur Verfügung stehen. Werden Futterflächen auf mineralischen Böden frei, können sie für den Anbau extensiverer Kulturarten genutzt werden.

Die Schlüsselmaßnahmen für den Klimaschutz in der Landwirtschaftssektor sind die folgenden:

- Festlegung einer nationalen Tierbestandsobergrenze im Einklang mit klimafreundlichen Ernährungsempfehlung (z.B. Planetary Health Diet)
- Einführung regionaler Tierbestandshöhen, wobei für Regionen mit organischen Böden gesonderte Vorgaben notwendig sind, um deren Wiedervernässung zu ermöglichen.
- Optimierte Stickstoffnutzung durch Vermeidung von Stickstoffverlusten in Luft und Wasser (Abdeckung der Lager, emissionsarme Ausbringungstechnologien, zielgenaue Ausbringung von optimalen Mengen und obligatorische Hoftorbilanzen mit Sanktionierung bei Überschreiten der maximal zulässlichen Salden durch eine Verschärfung der Stoffstrombilanzverordnung)

- Ausnutzung der verfügbaren technischen Minderungsoptionen wie bspw. Vergärung von im Stall anfallenden Wirtschaftsdüngern, Abdeckung der Lager, stickstoffoptimierte Fütterung etc.

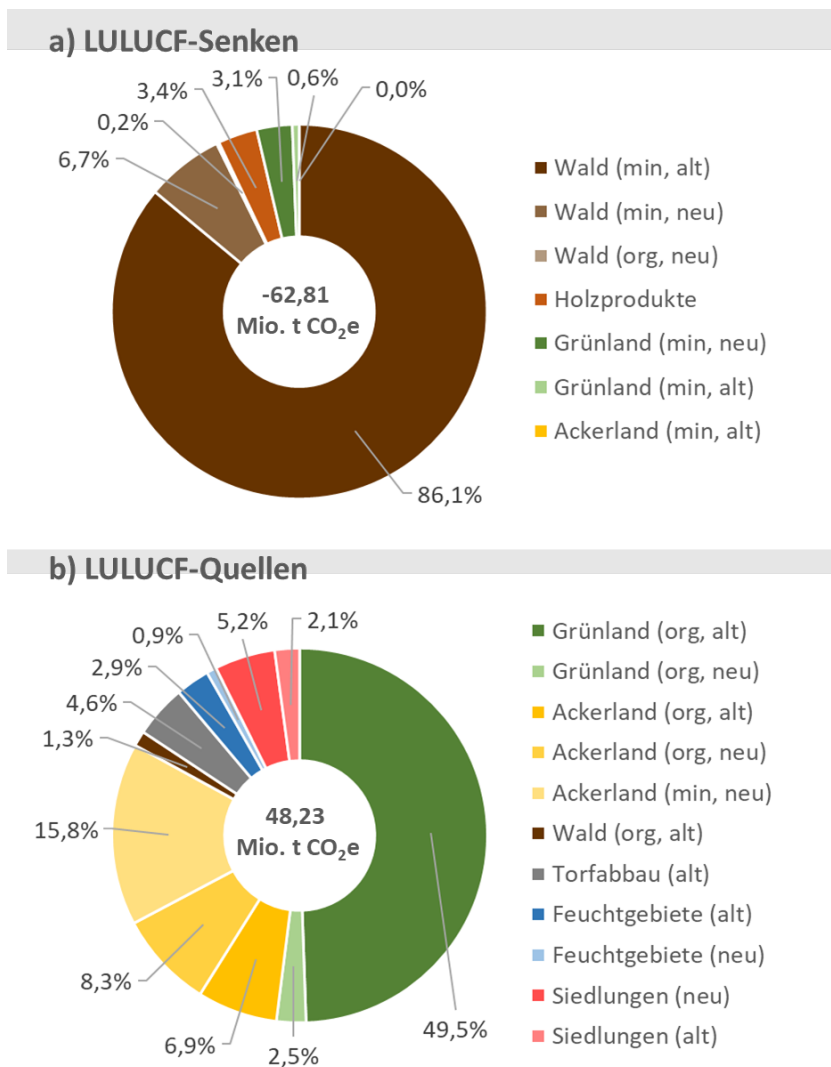
Zur Umsetzung dieser Maßnahmen müssen bestehende Instrumente erweitert und verschärft werden. Zur Reduktion der Tierbestände kann kurz- bis mittelfristig eine zielgerichteten Förderpolitik wie z.B. eine Flächenentlastungsprämien zur Abstockung von Tierbeständen in Moorregionen oder die Bindung der Agrarzahlung an maximale Tierbestandsdichte pro Betrieb beitragen. Daneben sollte auch das Ordnungsrecht eine Rolle spielen. Langfristig könnten aber auch Instrumente wie ein Emissionshandel oder eine THG-Bepreisung relevant werden.

Ohne eine deutliche Änderung der Ernährungsgewohnheiten und eine verringerte Nachfrage nach tierischen Produkten, ist die Reduktion der Emissionen im Landwirtschaftssektor unerreichbar. Neben den weichen Instrumenten wie Bildung, Information und Anreizen werden vor allem im Bereich der Verbraucherlenkung auch Preissignale eine wesentliche Rolle spielen müssen. Dazu zählen neben der Erhöhung der Mehrwertsteuer auf tierische Produkte auch die Einführung einer Treibhausgasbepreisung auf Lebensmittel. In diesem Rahmen muss auch über eine soziale Abfederung nachgedacht werden.

11. Das Szenario für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

Der Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF-Sektor) bildet flächenbezogene Emissionen inklusive Holzprodukte in Deutschland ab. In Summe war der LULUCF-Sektor im Jahr 2015 mit -14,6 Mt CO₂e, die festgelegt wurden, eine Senke. Einige Flächentypen zeigen eine Senkenleistung in Summe von 62,8 Mt CO₂e (Abbildung 11-1a), woran der Waldfläche ein Anteil von über 90 % zukommt.

Abbildung 11-1: Senken und Quellen im LULUCF-Sektor im Jahr 2015



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von UNFCCC (2017).

Demgegenüber stehen Emissionen auf anderen Flächen in Höhe von 48,2 Mt CO₂e (Abbildung 11-1b). An diesen Emissionen hatte die landwirtschaftliche Nutzung einen überwiegenden Anteil. So stammen zwei Drittel der Emissionen von trockengelegten, landwirtschaftlich genutzten Moorstandort (52 % von Grünland auf organischen Böden und 15,2 % von Ackerland auf organischen Böden). Bei neu angelegtem Ackerland auf mineralischen Böden nehmen die

Emissionen einen Anteil von 15,8 % ein.⁷⁴ Mit 4,6 % der Emissionen im LULUCF-Sektor kommt ebenfalls der Torfabbaufäche eine Bedeutung zu.

11.1. Annahmen und Parameter

Als Grundannahme werden in FABio-Land die historischen Flächenänderungen und Emissionsfaktoren bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben. Um im LULUCF-Sektor eine Minderung der THG-Emissionen bzw. eine Steigerung der Senkenleistung zu erreichen, sind vor allem Flächentypen relevant, die als Quelle oder als Senke in Erscheinung treten (vgl. Abbildung 11-1). So wird durch die folgenden Maßnahmen die Fortschreibung gezielt verändert:

- Vernässung entwässerter Moorstandorte (organischer Böden): Acker- und Grünlandflächen auf organischen Böden werden bis zum Jahr 2030 zu 30 % und bis zum Jahr 2050 zu 70 % vernässt. Die Flächen werden in der Bilanzierung als Feuchtgebiete geführt. Als Nutzung der vernässten Flächen wird angenommen:
 - 2030: 40 % mit extensiver Grünlandnutzung, 30 % als Paludikultur, 30 % ohne Nutzung
 - 2050: 10 % mit extensiver Grünlandnutzung, 30 % als Paludikultur, 60 % ohne Nutzung.
- Effekte der Extremjahre 2018 bis 2020 werden für die Entwicklung der lebenden Biomasse der Waldfläche und der Holzeinschlag berücksichtigt. Ab dem Jahr 2023 wird eine mittlere Schadenssituation angenommen. Dies entspricht einer Schadenssituation, die um den Faktor 1,5 höher liegt als in den Jahren 2002 bis 2017. Im Jahr 2023 wird ein Holzeinschlag von 72,1 Mio. m³ (Mittelwert der Jahre 2008-2017; 6,6 m³/ha) angenommen. Diese Einschlagsintensität wird für die Folgejahre fortgeschrieben. (siehe Details in Kap.3.2.6.2).
- Grünlanderhalt: Es wird angenommen, dass die Netto-Umwandlung von Grünland zu Ackerland Null beträgt. Dies entspricht einer Fortschreibung der aktuellen Greening-Regeln.
- Einstellung des Torfabbaus: Es wird angenommen, dass der Torfabbau in Deutschland bis zum Jahr 2030 eingestellt wird. Die Torfabbaufächen werden wiedervernässt (Nutzungsmuster wie bei organischen Böden, s. o.).
- Verringerung neuer Siedlungsfläche: Die Neu-Inanspruchnahme von Flächen für Siedlungen (Gebäude, Infrastruktur) wird bis zum Jahr 2030 auf 30 ha/Tag reduziert. Dieser Wert sinkt bis zum Jahr 2050 auf 15 ha/Tag. Diese Flächenraten beziehen sich auf die direkt versiegelte Fläche.

Änderungen des Humuserhalts im Ackerland, die z. B. durch veränderte Fruchtfolgen oder eine Verringerung der Strohentnahme erreicht werden können (siehe Maßnahmen im Klimaschutzprogramm), können in der Modellierung nicht abgebildet werden, da hier noch Forschungsbedarf besteht (Osterburg 2019).

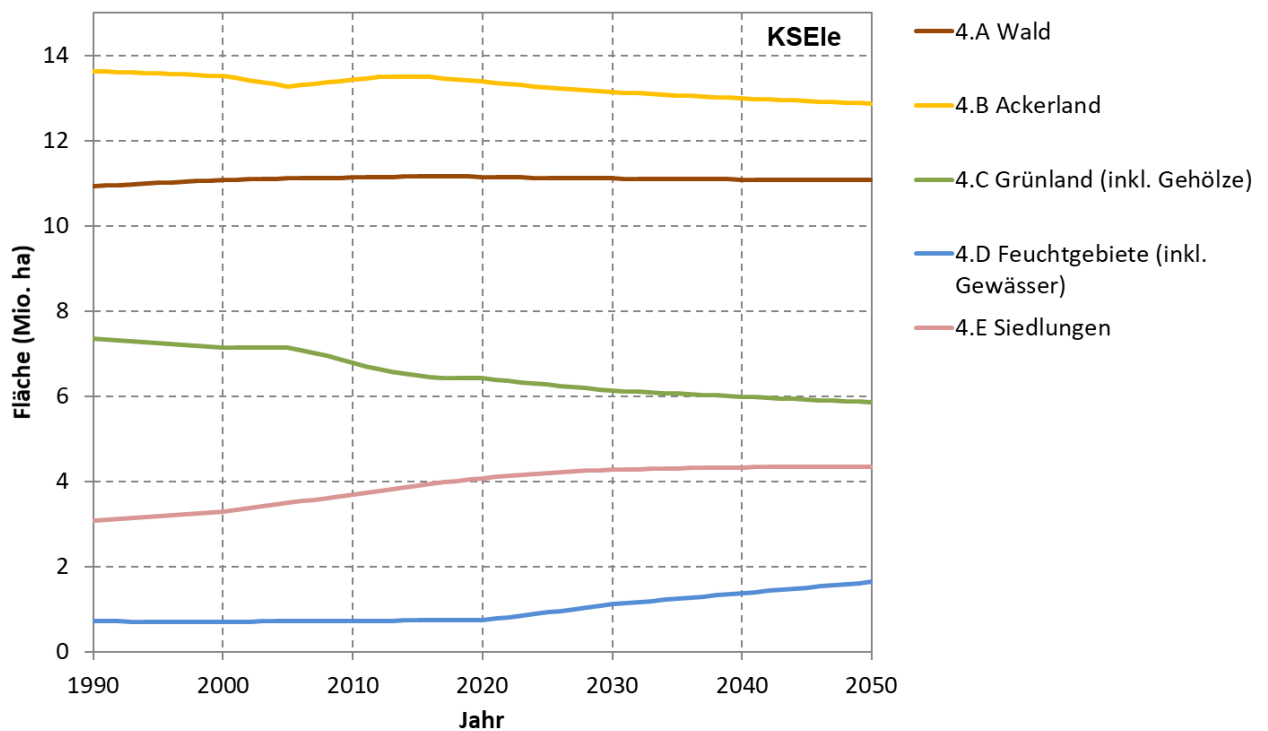
11.2. Ergebnisse

Die in Kap. 11.1 beschriebenen Maßnahmen wirken sich auf die Flächenbelegung und die zugehörigen Emissionen aus. Die Siedlungsfläche nimmt im Szenario KS-Ele kontinuierlich bis zum

⁷⁴ Im LULUCF-Sektor wird unterschieden zwischen organischen Böden (Moore, Moorfolgeböden, Anmoore) und mineralischen Böden.

Jahr 2030 zu und stabilisiert sich im Jahr 2050 bei einem Wert von über 4,3 Mio. ha (Abbildung 11-2). Acker- und Grünlandflächen nehmen bis 2050 deutlich ab. Zum einen werden Flächenanteile in Siedlungsflächen umgewandelt. Zum anderen werden Acker- und Grünlandflächen auf organischen Böden wiedervernässt und in Feuchtgebiete überführt. Entsprechend steigt die Fläche der Feuchtgebiete bis im Jahr 2050 auf einen Wert von gut 1,6 Mio. ha an. Die Waldfläche bleibt weitestgehend konstant, da im Szenario KS-Ele nur geringe Anteile der Waldfläche zu Siedlungsflächen werden und eine Wiedervernässung von Waldflächen auf organischen Böden nicht modelliert wird (siehe Abbildung 11-2).

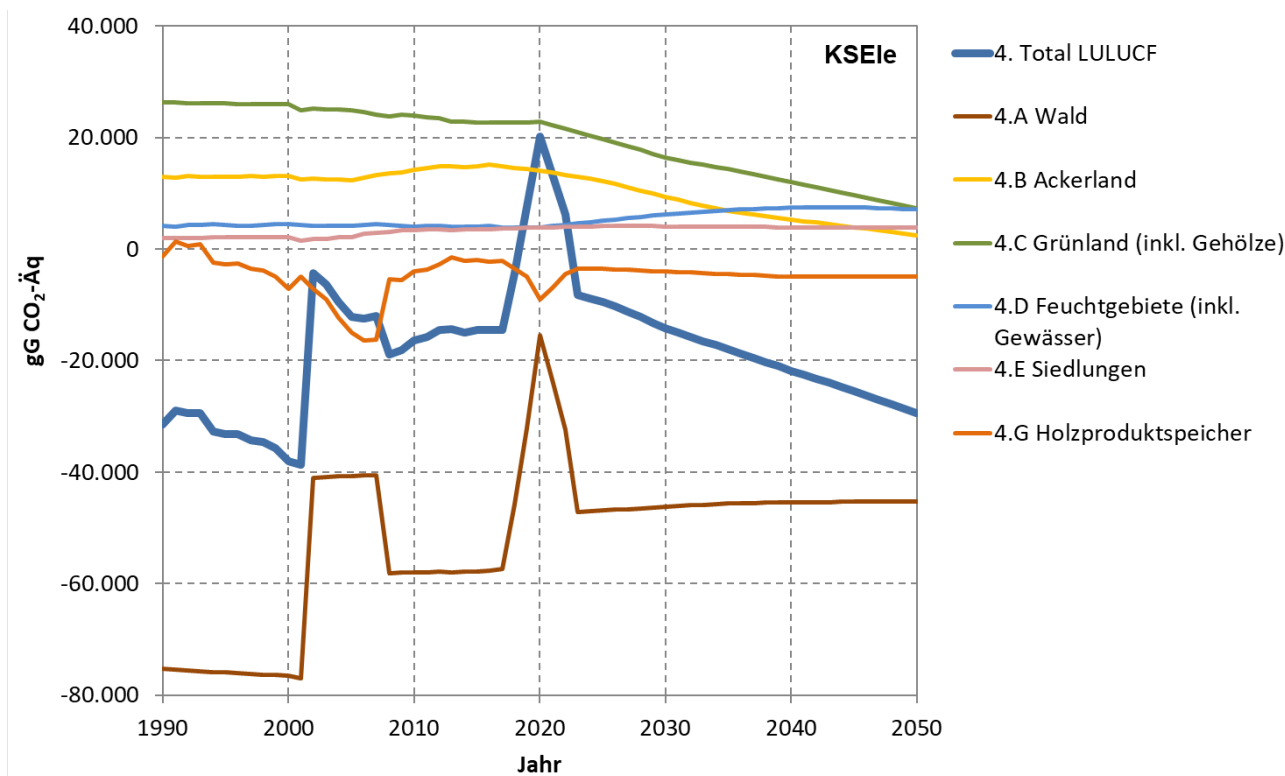
Abbildung 11-2: Flächenänderungen der LULUCF-Flächentypen im Szenario KS-Ele von 1990 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen in FABio-Land.

Diese Flächenänderung ist direkt verbunden mit einer deutlichen Veränderung der THG-Emissionen. Die Emissionen aus Acker- und Grünland nehmen bis zum Jahr 2050 signifikant ab, da die bewirtschaftete Fläche auf organischen Böden mit hohen spezifischen THG-Emissionen deutlich reduziert wird (Abbildung 11-3, Tabelle 11-1). Hingegen steigen die Emissionen der Feuchtgebiete, da die nun wiedervernässten Flächen – je nach Vernässungsintensität (Wasserstufe) und Nutzung (z. B. Paludikulturen) – noch Emissionen aufweisen. Auf der Waldfläche wird im Zuge der Extremjahre 2018 bis 2020 ein starker Einbruch der Senkenleistung abgebildet. Ab dem Jahr 2023 stellt sich – unter den getroffenen Annahmen in Kap. 3.2.6.2 – eine Senkenleistung der Waldfläche von ca. -45 Mio. t CO₂-Äq pro Jahr ein. Die angenommenen Holzentnahme liegt dabei bei ca. 72 Mio. m³. (Abbildung 11-3, Tabelle 11-1). Bei diesem Ergebnis ist zu berücksichtigen, dass diese Fortschreibung der Waldsenke mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Sollten z.B. natürliche Störungen im Mittel höher ausfallen, kann eine dauerhafte Abnahme der Senkenleistung der Waldfläche um bis zu 20 Mio. t CO₂-Äq auftreten. Sollten Schadereignisse im Mittel weniger häufig auftreten, kann die Senkenleistung der Waldfläche sich auch um bis zu 10 Mio. t CO₂-Äq erhöhen.

Abbildung 11-3: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Szenario KS-Ele von 1990 bis 2050



Quelle: Eigene Berechnungen in FABio-Land.

Tabelle 11-1: LULUCF-bedingte THG-Emissionen im Szenario KS-Ele von 2015 bis 2050

KSEle	2015	2020	2030	2040	2050
	Mt CO ₂ e				
4.A Wald	-57,8	-15,4	-46,2	-45,4	-45,2
4.B Ackerland	14,9	14,1	9,3	5,3	2,5
4.C Grünland (inkl. Gehölze)	22,7	22,8	16,4	12,0	7,3
4.D Feuchtgebiete (inkl. Gewässer)	4,1	3,9	6,2	7,4	7,1
4.E Siedlungen	3,4	3,8	4,1	3,9	3,9
4.G Holzproduktspeicher	-2,0	-9,0	-4,0	-5,0	-5,0
4. Total LULUCF	-14,7	20,2	-14,2	-21,8	-29,4

Quelle: Eigene Berechnungen in FABio-Land.

Mit dem Szenario KS-Ele wird erreicht, dass der LULUCF-Sektor in 2030 und darüber hinaus eine Senke darstellt. Gegenüber dem Jahr 1990 liegt im Jahr 2050 die Senkenleistung des LULUCF-Sektors um ca. -6 % niedriger. Gegenüber den Vergleichsjahren 2005 und 2015 wird aber eine deutliche THG-Minderung erreicht (Tabelle 11-1 und Tabelle 11-2). Eine ausführliche Zusammenstellung der THG-Emissionen im LULUCF-Sektor differenziert nach CO₂, CH₄ und N₂O findet sich in Tabelle 11-2.

Tabelle 11-2: LULUCF-bedingte THG-Emissionen nach Gasen im Szenario KS-Ele

	1990	2005	2015	2020	2030	2040	2050
	Mt CO ₂ e						
CO ₂ -Emissionen	-33,0	-13,7	-16,3	18,8	-15,7	-23,2	-30,8
CH ₄ -Emissionen	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9
N ₂ O-Emissionen	0,8	0,7	0,9	0,5	0,6	0,4	0,4
Summe CO ₂ +CH ₄ +N ₂ O	-31,3	-12,1	-14,6	20,2	-14,2	-21,8	-29,4
Veränderung ab 1990 in %		-61,5	-53,4	-164,5	-54,6	-30,3	-6,0
Veränderung ab 2005 in %			20,9	-267,6	17,8	80,9	144,1

Quelle: Eigene Berechnungen in FABio-Land.

11.3. Schlüsselinstrumente und -maßnahmen im Sektor LULUCF

Bereits im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung werden die in Abschnitt 11.1 angeführten Maßnahmen zum Teil adressiert (siehe Bewertung im Szenario KSP_r (Jan 2020), Harthan et al. 2020). An dieser Stelle werden die dort angeführten Maßnahmen benannt und um weitere Maßnahmen ergänzt, die zum Erreichen der THG-Minderung im LULUCF-Sektor im Szenario KS-Ele zielführend sind.

Schutz von Moorböden

Bundesländer mit hohen Flächenanteilen an organischen Böden haben bereits Moorschutzprogramme aufgestellt. Die Finanzierung von Moorschutzprojekten ist bereits über den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) möglich. Laut Klimaschutzprogramm 2030 soll unter der 1. Säule der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) der GLÖZ⁷⁵-Standard ambitioniert ausgestaltet werden, um den Schutz von Moorböden zu erreichen.

Reduktion des Torfabbaus

Der Torfabbau selbst unterliegt dem Bergbaurecht und den damit verbundenen langfristigen Konzessionen. Es ist zielführend, die Nachfrage nach Torf und damit indirekt den Torfabbau im In- und/oder Ausland zu reduzieren. Zum einen ist es sinnvoll, die Erforschung und Entwicklung von Torfersatzstoffen inklusive Anbau von entsprechenden Substraten sowie deren Verarbeitung und Anwendung zu fördern. Zum anderen bedarf es Informationskampagnen und Schulungsangebote, um die gewerblichen und privaten Nutzer*innen mit dem Einsatz von Torfersatzstoffen vertraut zu machen. Auch ein Verbot der Torfnutzung (z. B. 50 % für gewerbliche Nutzung und 100 % für private Nutzung bis 2030) kann ein mögliches ordnungsrechtliches Instrument sein.

Erhalt von Dauergrünland

Der Erhalt von Dauergrünland wird seit 2015 in Deutschland weitestgehend erreicht. Dabei haben sich Maßnahmen und Instrumente im Rahmen der Greening-Auflagen unter der GAP als sehr erfolgreich erwiesen. Dieser Schutz sollte in der nächsten GAP-Periode aufrechterhalten werden.

⁷⁵ GLÖZ = Standard zum guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand landwirtschaftlicher Flächen.

Erhöhung der Waldsenke

Über die Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes“ (GAK) können Maßnahmen gefördert werden, die eine Entwicklung von klimatoleranten Mischwäldern unterstützen und helfen, die Folgen im Wald durch Extremwetterereignisse (z. B. Eindämmen von Käferkalamitäten, Wiederaufforstung von Schadholzflächen) zu bewältigen. Insbesondere können aber klimawirksame Vertragsnaturschutz-Maßnahmen (Verbesserung des Kohlenstoff-Speichers im Wald, Struktureichtum des Waldes) die Senkenleistung der Waldfläche erhalten bzw. erhöhen.

Reduktion der Inanspruchnahme von Flächen für Siedlungen

Die Reduktion der Flächeninanspruchnahme für Siedlungen steht in einem komplexen rechtlichen Umfeld des Baugesetzes und des Raumplanungsrechts auf Bundes-, Länder- und kommunaler Ebene. Mögliche Instrumente sind z. B. Begründungs- oder Rechtfertigungspflicht der Länder bei der Inanspruchnahme der Freiraumflächen, Flächenkontingentierung für die Inanspruchnahme von Freiflächen und der Handel mit Flächenkontingenten, eine vorrangige Innenbereichsentwicklung und eine Genehmigungspflicht für Bebauungspläne im Außenbereich (vgl. Brandt et al. 2003, Penn-Bressel et al. 2003, Köck et al. 2007).

12. Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

12.1. Methodik, Annahmen und Parameter

In den Primärenergieverbrauch gehen sämtliche inländisch geförderten bzw. geernteten Primärenergieträger, korrigiert um das Handelsbilanzsaldo dieser Energieträger ein. Ebenso gehen die Nettoimporte an Sekundärenergieträgern in den Primärenergieverbrauch ein. Dabei ist es unerheblich, ob die Energieträger energetisch oder stofflich (z.B. in der Chemieindustrie) verwendet werden. Beispiele von Primärenergieträgern sind Kohle, Rohöl, Erdgas und Biomasse, Beispiele von Sekundärenergieträgern sind Koks, Benzin, synthetische Brennstoffe und Strom.

Hinsichtlich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs gibt es systematische Verzerrungen durch die verschiedenen Konventionen der Energiestatistik. So wird die Kernenergie nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen v.a. erneuerbare Energieträger, abgesehen von Strom aus Geothermie (hier erfolgt die primärenergieseitige Bewertung mit dem Faktor 10) und Biomasse, mit einem hypothetischen Wirkungsgrad von 100 % in die Primärenergiebilanz eingehen.⁷⁶ Tendenziell sinkt somit der PEV aufgrund der unterschiedlichen primärenergieseitigen Bewertung der nicht-fossilen Energieträger. Im Primärenergieverbrauch im Sinne der deutschen Energiestatistik, die diesem Bericht zugrunde liegt, ist der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern enthalten. In der Energiestatistik wird aber bisher nur der nichtenergetische Verbrauch von fossilen Energieträgern, nicht aber der nichtenergetische Verbrauch von Biomasse berichtet. Daher kann für das KS-Ele nur der *zusätzliche* nichtenergetische Verbrauch von Biomasse berichtet werden, der durch Ersatz fossiler Rohstoffe entsteht.

Die im Folgenden dargestellte Bilanz des Primärenergieverbrauchs (PEV) wurde mit Hilfe eines Modells generiert, das dem Schema der Energiebilanzen folgt.⁷⁷ Entsprechend der Methodik der Energiebilanz werden für die Herstellung von Biokraftstoffen keine Umwandlungsverluste berücksichtigt, der Endenergieverbrauch ist hier also identisch zum Primärenergieverbrauch.

Da inländisch erzeugter Strom sowie inländisch erzeugte strombasierte synthetische Brennstoffe (Wasserstoff, Methan, PtL-Kraftstoffe) bereits im Umwandlungseinsatz zur Stromerzeugung enthalten sind, werden in den Primärenergiebilanzen nur der Stromaußenhandelsaldo (Import-Export-Saldo) sowie der importierte Anteil der synthetischen Brennstoffe ausgewiesen. Synthetische Brennstoffe werden entsprechend des erneuerbaren Anteils am Bruttostromverbrauch im jeweiligen Jahr als erneuerbar bewertet.

⁷⁶ Auch der Stromaußenhandelsaldo wird primärenergieseitig mit einem Wirkungsgrad von 100 % bewertet.

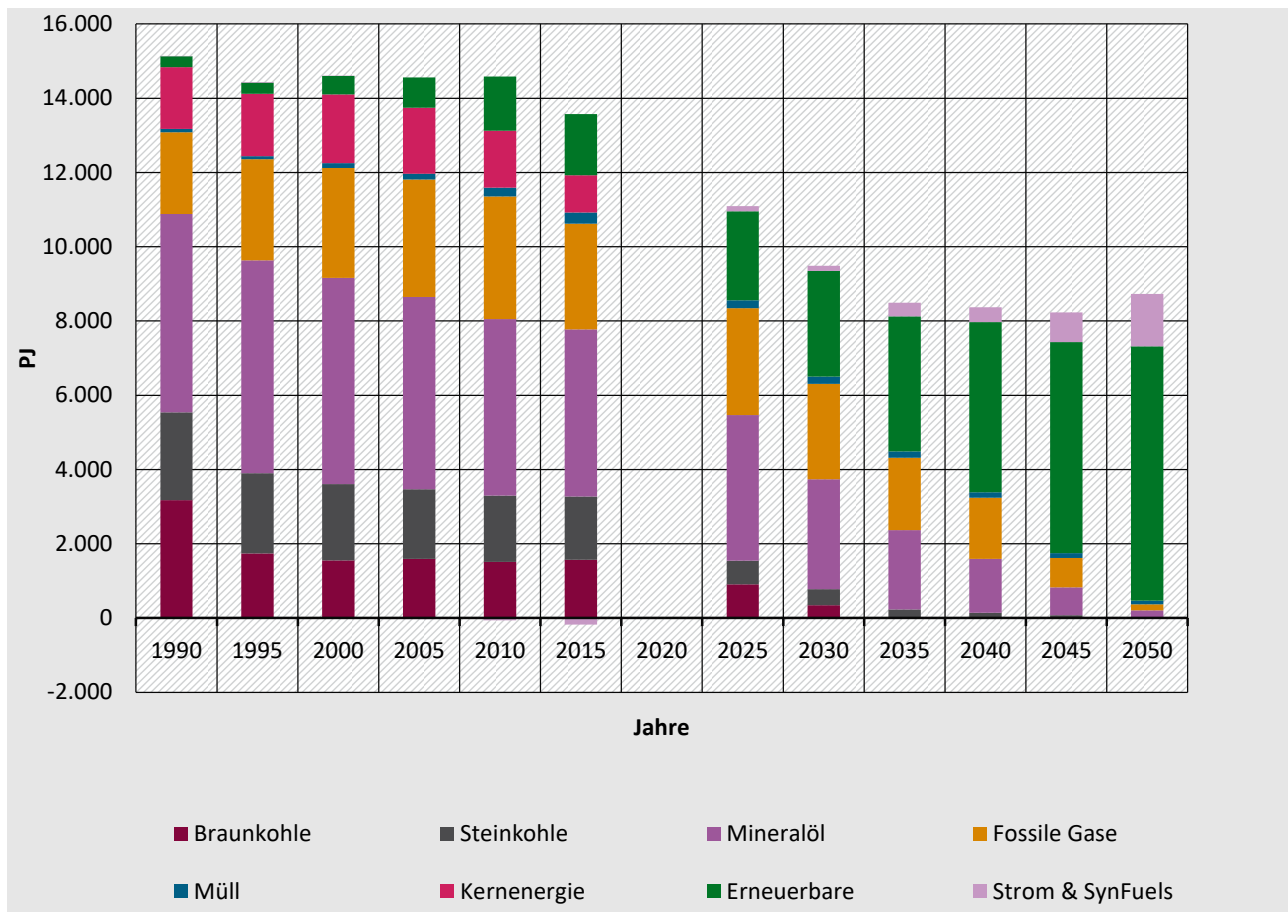
⁷⁷ Um die Vergleichbarkeit mit dem Mengengerüst für die Emissionsermittlung zu ermöglichen, ist auf die folgenden Unterschiede zwischen der Systematik der Emissionsinventarisierung und der Systematik der Energiebilanzen hinzuweisen: Erstens wird in der Systematik der Energiebilanz beim Endenergieeinsatz der gesamte Energiebedarf des Flugverkehrs, also auch des internationalen Flugverkehrs bilanziert. Dagegen wird der internationale Seeverkehr weder beim Endenergieeinsatz noch beim Primärenergieverbrauch (im Inland), sondern bei den Hochseebunkerungen erfasst. Bei der Emissionsinventarisierung werden dagegen der internationale Luft- und Seeverkehr nur nachrichtlich ausgewiesen. Zweitens errechnet sich in der Systematik der Energiebilanz der Endenergiebedarf des Verarbeitenden Gewerbes und des Übrigen Bergbaus (im Folgenden: Industrie) aus dem direkten Endenergieeinsatz in der Industrie sowie dem der Wärmeerzeugung zuzurechnenden Brennstoffeinsatz in den industriellen Heizkraftwerken. Für die Emissionsermittlung werden dem Sektor Industrie aber die gesamten Energieeinsätze in Industriekraftwerken zugerechnet.

Um eine möglichst umfassende Vergleichbarkeit der Energiedaten zu gewährleisten wurden für die Ermittlung der Energiebedarfsdaten die nachstehenden Konventionen getroffen: Der Energieverbrauch des internationalen Seeverkehrs wird bei der Primärenergiebetrachtung nicht berücksichtigt. Der Energieverbrauch sowohl des nationalen als auch des internationalen Luftverkehrs wird dagegen bei der Primärenergieermittlung voll berücksichtigt.

12.2. Ergebnisse

Im KS-Ele sinkt der Primärenergieverbrauch von 14.522 PJ im Jahr 2008 um knapp 40 % auf 8.732 PJ im Jahr 2050. Dabei verschiebt sich die Struktur des Primärenergieverbrauchs deutlich in Richtung erneuerbare Energieträger, wie Abbildung 12-1 und Tabelle 12-1 zeigen.

Abbildung 12-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im KS-Ele



Quelle: AGEb, CRF, Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Der Verbrauch fossiler Energieträger nimmt zwischen 2008 und 2050 deutlich ab. Die verbleibenden sehr geringen Kohlenverbräuche liegen um mehr als 99 % niedriger als 2008. Auch der Verbrauch von Mineralölen und fossilen Gasen nimmt von 2008 bis 2050 stark ab; die Reduktionen betragen 96 % bzw. 95 %. Der Einsatz von (fossilem) Abfall als Energieträger hingegen sinkt nur um 50 %. Insgesamt reduziert sich der fossile Anteil (einschließlich Abfall) am Primärenergieverbrauch von 81 % im Jahr 2008 auf etwa 5 % im Jahr 2050. Kernenergie hatte 2008 einen Anteil von 11 % am Primärenergieverbrauch. Aufgrund des gesetzlichen Ausstiegs aus der kommerziellen Kernenergienutzung geht der Einsatz der Kernenergie nach 2022 auf null zurück.

Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern nimmt der Anteil aller erneuerbarer Energieträger von 2008 bis 2050 zu. Ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch steigt von gut 8 % im Jahr 2008 auf über 92 % im Jahr 2050. Windenergie wird im Jahr 2050 mit einem Anteil von 22 % zur wichtigsten Primärenergie. Zweitwichtigster Primärenergie wird Geothermie und Umweltwärme mit

einem Anteil von 21 %, wobei dieser hohe Anteil teilweise ein statistisches Artefakt ist.⁷⁸ Biomasse deckt im KS-Ele einen Anteil von gut 19 % am Primärenergieverbrauch und Solarenergie einen Anteil von 15 %. Der Anteil von Wasserkraft am PEV bleibt auch im Jahr 2050 bei unter 1 %. Der Import synthetischer Brennstoffe deckt im Szenariojahr 2050 knapp 15 % des Primärenergieverbrauchs.

Der Stromaustauschsaldo wandelt sich von einem Exportüberschuss in den historischen Jahren in einen Importüberschuss in den Szenarijahren. Im Jahr 2050 deckt der Stromimport weniger als 2 % des Primärenergieverbrauchs.

Tabelle 12-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im KS-Ele

Energieträger	2008	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ							
Braunkohle	1.566	1.566	906	350	5	3	2	1
Steinkohle	1.823	1.709	636	428	228	143	72	12
Mineralöl	4.968	4.499	3.922	2.960	2.134	1.445	754	196
Fossile Gase	3.219	2.846	2.883	2.569	1.949	1.655	795	159
Abfall	198	305	209	198	169	147	124	103
Kernenergie	1.623	1.001	0	0	0	0	0	0
Biomasse	938	1.082	1.308	1.335	1.526	1.707	1.746	1.702
Windenergie	146	285	617	811	1.060	1.272	1.592	1.910
Wasserkraft	73	68	77	77	78	78	78	78
Solarenergie	31	167	280	429	622	814	1.079	1.318
Geothermie und Umweltwärme	17	41	118	196	356	707	1.194	1.840
Stromhandelssaldo	-81	-174	136	100	231	100	114	132
Synthetische Kraftstoffe	0	0	0	33	132	301	683	1.280
PEV gesamt	14.522	13.397	11.091	9.484	8.491	8.370	8.232	8.732
Änderung ggü. 2008	0,0%	-7,7%	-23,6%	-34,7%	-41,5%	-42,4%	-43,3%	-39,9%
Erneuerbarer Anteil	8,3%	12,3%	21,6%	30,2%	44,0%	57,5%	76,4%	92,3%

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Mit der Veränderung der Struktur des Primärenergieverbrauchs gehen auch deutliche Veränderungen der Nettoimporte⁷⁹ von Energieträgern einher. Insgesamt reduzieren sich die Nettoimporte zwischen 2008 und 2050 um 83 %. Im Jahr 2008 decken Nettoimporte 72 % des Primärenergieverbrauchs. Da im KS-Ele keine Energieautarkie angestrebt wurde, werden im Jahr 2050 noch 20 % des Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt.

⁷⁸ Durch den von der Energiestatistik festgelegten Wirkungsgrad von 10 % führt die Bruttostromerzeugung von 43,8 TWh zu einem Primärenergieverbrauch von 438 TWh = 1.578 PJ. Die verbleibenden 262 PJ an Geothermie und Umweltwärme dienen zur Wärmebereitstellung und sind daher mit einem Primärenergiewirkungsgrad von 100 % bewertet. Zum Vergleich: Die Bruttostromerzeugung an Windenergie geht mit 100 % Wirkungsgrad ein. Somit entsprechen 569 TWh Windstromerzeugung auch 569 TWh = 1.910 PJ Primärenergie. Würde Strom aus Geothermie primärenergieseitig wie Strom aus Wasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik behandelt werden, so läge der Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 bei nur 7.312 PJ und somit um knapp 50 % niedriger als 2008.

⁷⁹ Nettoimporte hier definiert als Saldo aus Importen und Exporten.

Tabelle 12-2: Entwicklung der Nettoimporte im KS-Ele

Energieträger	2008	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ							
Braunkohle	-22	-40	0	0	0	0	0	0
Steinkohle	1.298	1.529	636	428	228	143	72	12
Mineralöl	4.910	4.534	3.895	2.947	2.134	1.445	754	196
Fossile Gase	2.663	2.463	2.675	2.431	1.879	1.655	795	159
Abfall	0	0	0	0	0	0	0	0
Kernenergie	1.623	1.001	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	-22	158	151	271	396	455	410
Strom	-81	-174	136	100	231	100	114	132
Synthetische Kraftstoffe	0	0	0	7	39	123	302	861
Nettoimporte gesamt	10.391	9.290	7.500	6.063	4.782	3.861	2.491	1.771
<i>Änderung ggü. 2008</i>	<i>0,0%</i>	<i>-10,6%</i>	<i>-27,8%</i>	<i>-41,7%</i>	<i>-54,0%</i>	<i>-62,8%</i>	<i>-76,0%</i>	<i>-83,0%</i>
<i>Erneuerbarer Anteil</i>	<i>0,0%</i>	<i>-0,2%</i>	<i>2,1%</i>	<i>2,6%</i>	<i>6,3%</i>	<i>12,7%</i>	<i>28,9%</i>	<i>69,3%</i>

Anmerkung: Negative Werte stellen Nettoexporte dar.

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Der Nettoimport von Kohlen reduziert sich um 99 %, der von Mineralöl um 96 % und der von fossilen Gasen (insbesondere Erdgas) um 94 %. Die Reduktionen der Nettoimporte von Mineralöl und fossilen Gasen sind etwas geringer als die Reduktionen der entsprechenden Primärenergieverbräuche, da im KS-Ele ein kompletter Ausstieg aus der inländischen Öl- und Erdgasförderung angenommen wurde. Im Jahr 2008 hatten die fossilen Energieträger einen Anteil von 85 % an den Nettoimporten, im Jahr 2050 des KS-Ele nur noch 21 %. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung entfällt folglich auch der Import von nuklearen Brennstoffen.

Da im KS-Ele die Nachfrage nach Bioenergie deutlich über der inländisch produzierbaren Biomasse liegt, muss zusätzlich Biomasse importiert werden. Der Anteil der Biomasse an den gesamten Nettoimporten im Jahr 2050 beträgt etwa 23 %. Zwischen 2003 und 2015 war Deutschland durchgehend Nettoexporteur von Strom. Dieser Stromexport entspricht etwa 1 % des Primärenergieverbrauchs. Im KS-Ele dreht sich dies um und Deutschland wird zum Nettostromimporteur. Im Jahr 2050 machen die Stromimporte etwa 7 % der gesamten Nettoimporte aus. In etwa exponentiell zwischen 2030 und 2050 wachsend sind die Nettoimporte von synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Im Jahr 2050 entfallen knapp die Hälfte der Nettoimporte auf synthetische Kraft- und Brennstoffe, wobei hier alle Arten (Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoffe) zusammengefasst sind.

Zusammenfassend zeigt sich, dass trotz einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs zwischen 2008 und 2050 um 40 % dennoch ein Fünftel des Primärenergieverbrauchs importiert werden muss, da im KS-Ele nicht ausreichend erneuerbare Energien inländisch zur Verfügung stehen. Die Importe von Biomasse und synthetischen Brennstoffen ist teilweise gegeneinander austauschbar. Niedrigere Biomasseimporte würden zu höheren Importen an synthetischen Brennstoffen führen und vice versa. Zudem sind beide Fragen miteinander gekoppelt, da die synthetischen Brennstoffe eine Kohlenstoffquelle brauchen. Neben prozessbedingten CO₂-Strömen oder Direct Air Capture (DAC) kommt hier auch wieder die Biomasse in Frage.

12.3. Energetischer Einsatz von Biomasse

In Tabelle 3-1 ist der energetische Einsatz von Biomasse nach KSG-Sektoren aufgeschlüsselt. Zwischen 1990 und 2015 hat sich dieser fast verfünffacht. Im KS-Ele erhöht sich die Biomassenutzung bis 2050 noch einmal um 57 %, wozu aber auch die ab 2035 einsetzende zusätzliche stoffliche Nutzung zum Ersatz von fossilen Rohstoffen in der Industrie zählt.

Der Biomasseeinsatz in der Energiewirtschaft hat sich zwischen 1990 und 2015 verzehnfacht und wurde dadurch zum größten Nutzer von Biomasse. Im KS-Ele wird der Biomasseeinsatz in der Energiewirtschaft noch bis auf ein Maximum im Jahr 2040 ansteigen, um anschließend wieder etwas zurückzugehen. Im Jahr 2050 des KS-Ele ist der Biomasseeinsatz der Energiewirtschaft noch um 9 % höher als 2015.

Der Biomasseeinsatz in der Industrie hat sich zwischen 1990 und 2015 mehr als verdreifacht und wird sich im KS-Ele noch einmal verdoppeln, wobei ein relevanter Anteil hiervon zur effizienten Erzeugung von Strom und Wärme in industriellen KWK-Anlagen genutzt wird.

Der Gebäudesektor hatte im Jahr 1990 den mit Abstand größten Anteil an der Biomassenutzung, bis 2015 wurde die Biomassenutzung mehr als verdoppelt. Da der Einsatz im Gebäudesektor im KS-Ele noch einmal um den Faktor 2,5 steigt, hat der Gebäudesektor im Jahr 2050 wieder den größten Anteil.

Im Jahr 1990 spielten biogene Kraftstoffe noch keine Rolle im Verkehr. Durch die Beimischung von Biokraftstoffen in konventionelle Benzin- und Dieselkraftstoffe hat der Verkehr im Jahr 2015 einen Anteil von knapp 10 % an der gesamten energetischen Biomassenutzung. Im KS-Ele wird der Einsatz von Biomasse im Verkehr bis 2050 um über 40 % reduziert.

Deutlich rückläufig ist der Biomasseeinsatz in der Landwirtschaft. Er entspricht im Jahr 2050 nur noch einem Bruchteil der historischen Nutzung, was insbesondere auf die anteilig in der Landwirtschaft verbuchten und im KS-Ele stark rückläufigen Biogasanlagen zurückzuführen ist.

Tabelle 12-3: Entwicklung der Biomassenutzung nach KSG-Sektoren

	1990	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ							
Energiewirtschaft	50	506	551	565	563	642	625	553
Industrie	50	163	220	215	247	250	260	325
Gebäude	113	251	361	430	580	672	689	639
Verkehr	0	105	128	84	73	61	75	62
LaWi	10	56	48	42	28	15	2	2
Zusätz. stoffliche Nutzung	0	0	0	0	35	67	95	122
Summe	223	1.082	1.308	1.335	1.526	1.707	1.746	1.702
Inländische Produktion	226	1.104	1.150	1.184	1.255	1.311	1.292	1.292
Nettoimport	-3	-22	158	151	271	396	455	410

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

13. Entwicklung des Endenergieverbrauchs

13.1. Methodik, Annahmen und Parameter

Energiebilanz und Nationales Treibhausgasinventar verwenden unterschiedliche Abgrenzungen der einzelnen Sektoren. Die folgende Tabelle 13-1 gibt einen Überblick, welche Inventarsektoren welchen Endenergiesektoren zugeordnet wurden. Durch diese Zuordnung wurde eine näherungsweise Übereinstimmung zwischen den Konventionen des Treibhausgasinventars einerseits und der Energiebilanz andererseits erzielt.⁸⁰

Da Herstellung von synthetischen Kraftstoffen unter Verwendung von Strom eine Energieumwandlung ist, wurde der Stromeinsatz zur Herstellung der synthetischen Brenn- und Kraftstoffe in der Energiewirtschaft verbucht und bei den Endenergiesektoren der Verbrauch an den jeweiligen synthetischen Brennstoffen. Somit weicht die Darstellung des Endenergieverbrauchs in diesem Punkt von der Ergebnisdarstellung im Industrie-Kapitel 7.1 ab.

Tabelle 13-1: Vergleich der Zuordnung der CRF-Sektoren 1.A.2 bis 1.A.5 und der Endenergie-Sektoren in der Energiebilanzstruktur

Beschreibung	CRF-Sektor	Endenergie-sektor	Kommentar	Beschreibung
Brennstoffeinsatz Stromerzeugung in industriellen Kraftwerken	1.A.2		In der Energiebilanz dem Umwandlungssektor zugeordnet	Brennstoffeinsatz Stromerzeugung in industriellen Kraftwerken
Brennstoffeinsatz Wärmeerzeugung in industriellen Kraftwerken	1.A.2	Industrie		Brennstoffeinsatz Wärmeerzeugung in industriellen Kraftwerken
Bauwirtschaftlicher Sonderverkehr	1.A.2	GHD		Bauwirtschaftlicher Sonderverkehr
Inländischer Flugverkehr	1.A.3.a	Verkehr		Inländischer Flugverkehr
Straßenverkehr	1.A.3.b	Verkehr		Straßenverkehr
Schienenverkehr	1.A.3.c	Verkehr		Schienenverkehr
Küsten- und Binnenschifffahrt	1.A.3.d	Verkehr		Küsten- und Binnenschifffahrt
Erdgasverdichterstationen	1.A.3.e		In der Energiebilanz dem Umwandlungssektor zugeordnet	Erdgasverdichterstationen
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.A.4.a	GHD		Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Private Haushalte	1.A.4.b	Haushalte		Private Haushalte
Landwirtschaft	1.A.4.c	GHD		Landwirtschaft
Militär	1.A.5.a	GHD		Militär

⁸⁰ Der so im Modell ermittelte gesamte Endenergieverbrauch liegt für die historischen Jahre 1990 bis 2015 im Mittel etwa 1,3% höher, wobei die Abweichung mit 0,3% im Jahr 1990 am höchsten und mit 0,3% im Jahr 2013 am geringsten ist.

Internationaler Luftverkehr	1.D.1. a	Verkehr		Internationaler Luftverkehr
Internationale Schifffahrt	1.D.1. b		In der Energiebilanz weder im Primär- noch im Endenergieverbrauch enthalten	Internationale Schifffahrt

Quelle: Darstellung Öko-Institut

13.2. Ergebnisse

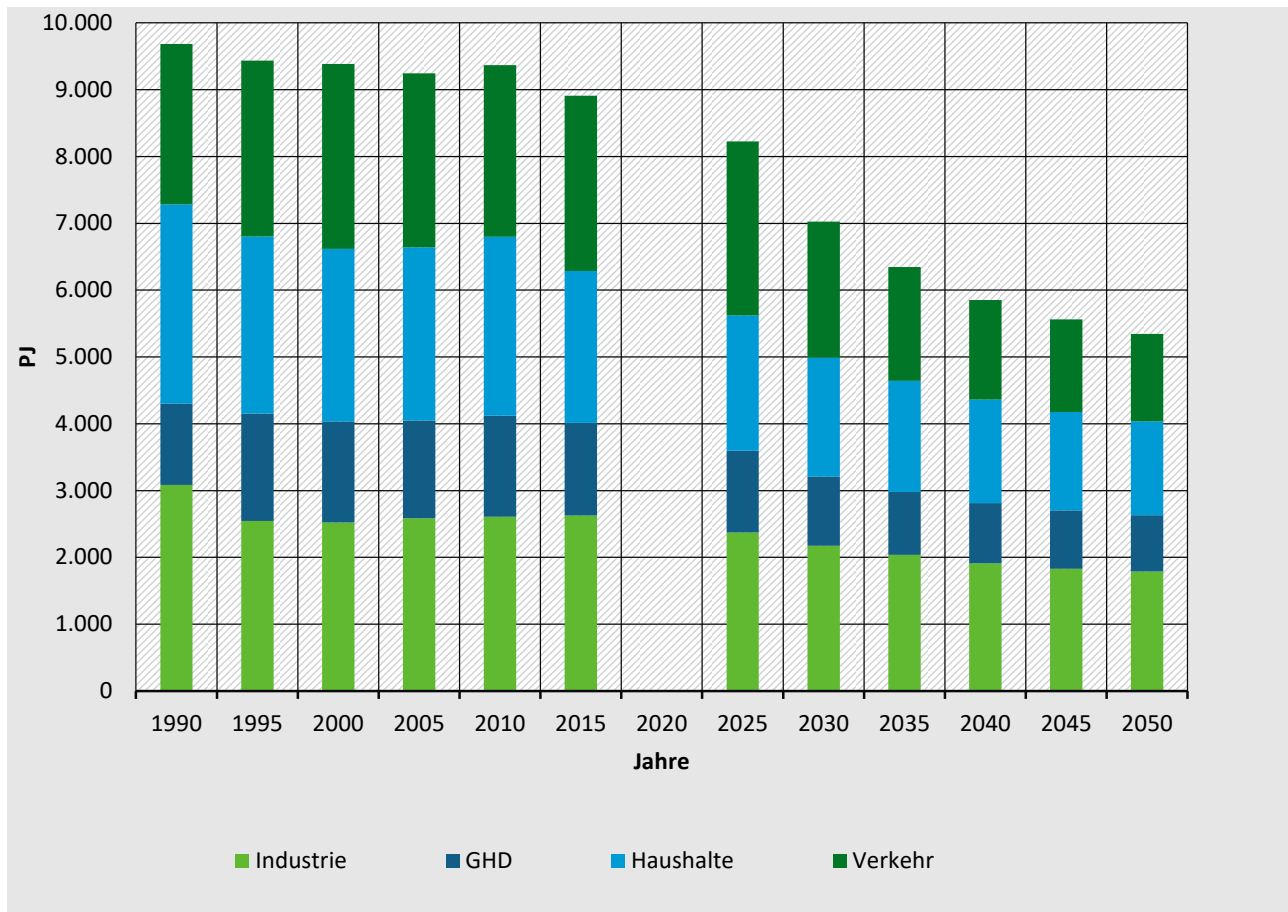
Im KS-Ele sinkt der Endenergieverbrauch bis 2050 um 40 % gegenüber dem Jahr 2015. In Tabelle 13-2 ist die Entwicklung, aufgeteilt nach den Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr, dargestellt. Der Verkehrssektor halbiert zwischen 2015 und 2020 seinen Endenergieverbrauch und hat somit sowohl die größte absolute als auch die größte relative Reduktion des Endenergieverbrauchs. Die Haushalte und der GHD-Sektor weisen mit 38 % bzw. 39 % untereinander sehr ähnliche Endenergieeinsparungen auf. Der Endenergieverbrauch der Industrie wird mit -32 % um ein knappes Drittel reduziert.

Tabelle 13-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im KS-Ele

Sektor	2008	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ							
Industrie	2.630	2.626	2.374	2.172	2.037	1.913	1.829	1.788
GHD	1.475	1.389	1.224	1.037	943	899	873	844
Haushalte	2.558	2.274	2.022	1.784	1.661	1.552	1.472	1.402
Verkehr	2.586	2.623	2.607	2.031	1.706	1.486	1.387	1.312
Endenergieverbrauch gesamt	9.249	8.912	8.226	7.025	6.347	5.850	5.561	5.345
<i>Änderung ggü. 2015</i>	<i>3,8%</i>	<i>0,0%</i>	<i>-7,7%</i>	<i>-21,2%</i>	<i>-28,8%</i>	<i>-34,4%</i>	<i>-37,6%</i>	<i>-40,0%</i>

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Abbildung 13-1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im KS-Ele



Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

In Tabelle 13-3 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern aufgeteilt. Der Verbrauch von Kohlen beschränkt sich hier im Wesentlichen auf den Sektor Industrie. Er nimmt von 2015 bis 2050 um 98 % ab; insbesondere Steinkohle wird auch 2050 in kleinem Umfang nachgefragt. Der Endenergieverbrauch von Mineralölprodukten nimmt im selben Zeitraum um mehr als 99 % ab, während sich der Verbrauch fossiler Gase nur um 93 % reduziert. Die Endenergieverbrauch von Abfall nimmt um 87 % ab.

Entgegen den Trends bei den fossilen Energieträgern erhöht sich der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energieträgern. Der Einsatz von Solarenergie wird mehr als verdreifacht. Die Nutzung von Biomasse als Endenergeträger wächst bis 2050 um 88 %. Der Beitrag von Geothermie und Umweltwärme versechsfacht sich bis 2050.

Entsprechend der Szenariodefinition wächst der Endenergieverbrauch von Strom durch eine Vielzahl neuer Anwendungen zwischen 2015 und 2040 um 31 % und somit um ein knappes Drittel.⁸¹ Die Fernwärmenachfrage steigt zwar bis 2035 an, sinkt aber anschließend mit einer insgesamt niedrigeren Wärmenachfrage der Gebäude anschließend wieder und ist 2050 dann niedriger als im Basisjahr.

⁸¹ Wie in Kapitel 13.1 beschrieben, wurde der Stromverbrauch zur Herstellung von Elektrolysewasserstoff nicht der Industrie sondern dem Umwandlungssektor und somit der Energiewirtschaft zugeordnet.

Auf die neu hinzukommenden synthetischen Brenn- und Kraftstoffe (Wasserstoff, synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe) entfällt im Jahr 2050 ein knappes Fünftel des Endenergieverbrauchs.

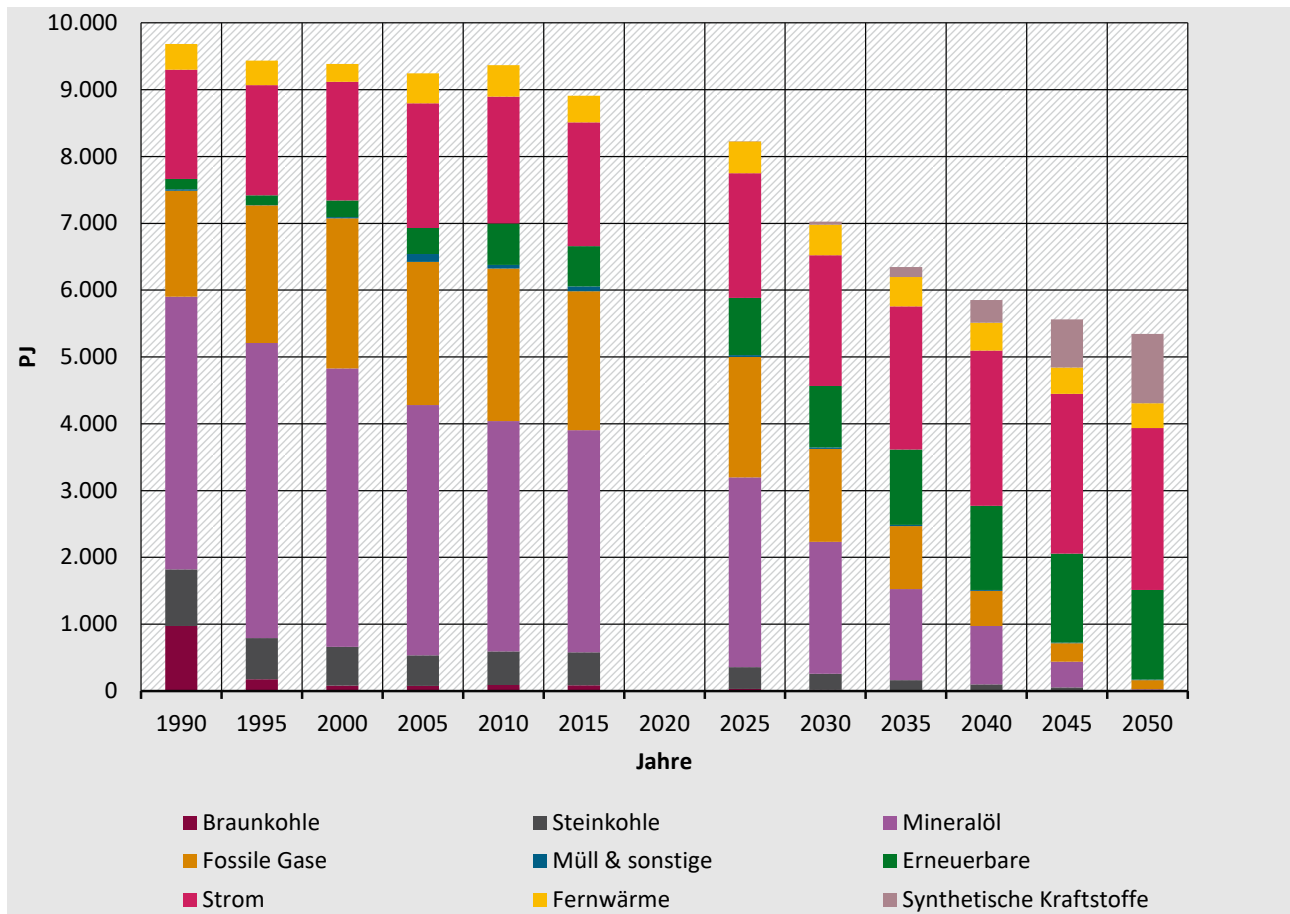
Tabelle 13-3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im KS-Ele

Energieträger	2008	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	PJ							
Braunkohle	87	84	29	19	5	3	2	1
Steinkohle	486	496	326	237	157	97	50	12
Mineralöl	3.596	3.325	2.844	1.979	1.364	875	389	15
Fossile Gase	2.219	2.079	1.803	1.388	943	524	274	135
Abfall	36	56	26	21	17	15	11	7
Sonstige	8	15	0	0	0	0	0	0
Biomasse ^a	463	532	718	740	898	977	1.011	1.001
Solarenergie	15	28	67	96	101	102	99	94
Geothermie und Umweltwärme	16	40	69	87	129	180	222	246
Strom	1.887	1.853	1.869	1.954	2.140	2.320	2.390	2.422
Fernwärme	436	402	475	461	441	421	395	371
Synthetische Kraftstoffe	0	0	0	43	151	336	720	1.040
Endenergieverbrauch gesamt	9.249	8.912	8.226	7.025	6.347	5.850	5.561	5.345
Änderung ggü. 2015	3,8%	0,0%	-7,7%	-21,2%	-28,8%	-34,4%	-37,6%	-40,0%

Anmerkung: ^a Einschließlich organischem Anteil des Abfalls.

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Abbildung 13-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im KS-Ele



Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

14. Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

14.1. Methodik, Annahmen und Parameter

Der Bruttostromverbrauch umfasst neben dem Endenergieverbrauch an Strom durch Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr auch den Stromverbrauch der Energiewirtschaft selbst sowie Leitungs- und Speicherverluste. Damit ist der Bruttostromverbrauch äquivalent zur um das Import-Export-Saldo korrigierten Bruttostromerzeugung.

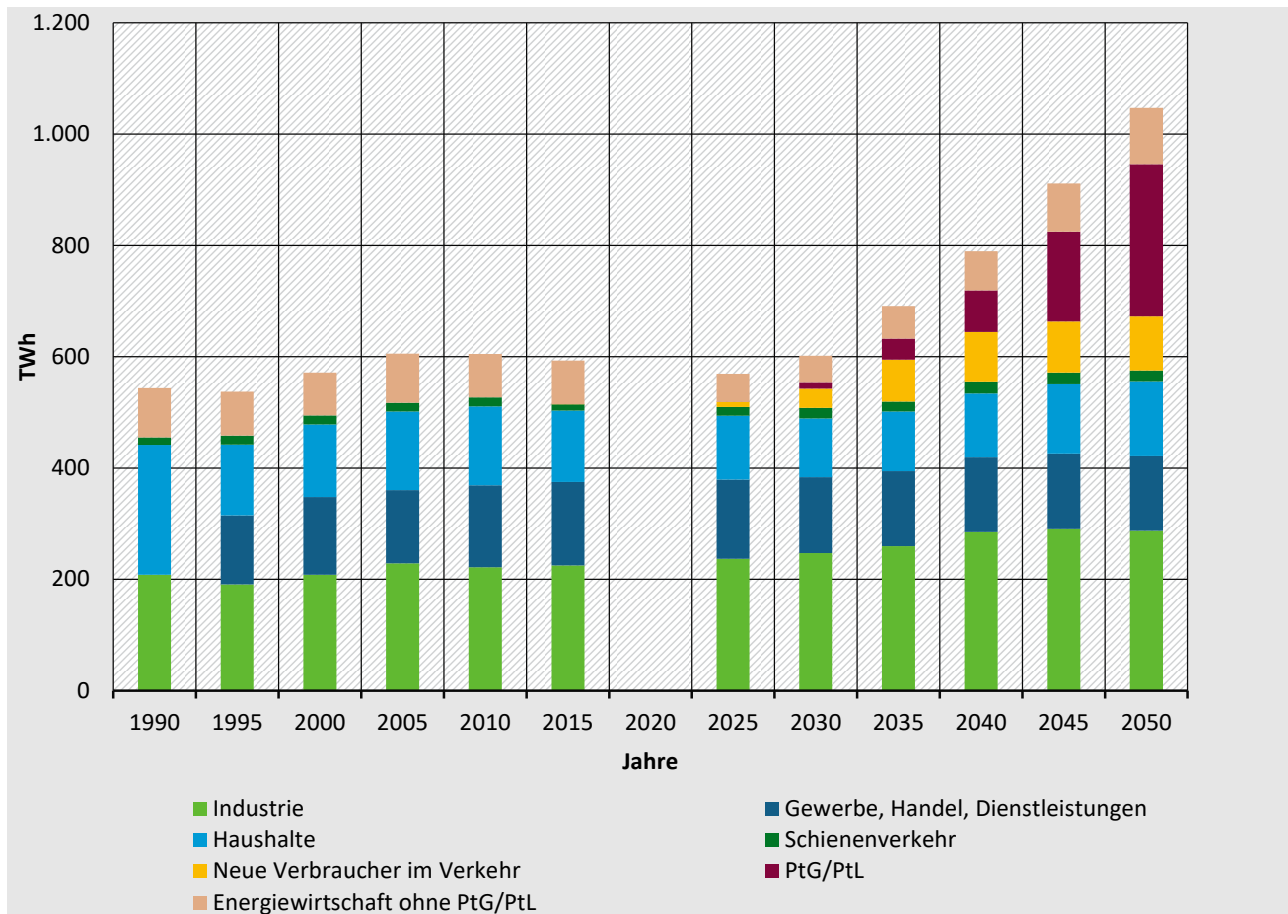
In der Modellierung der Stromerzeugung im Strommarktmodell PowerFlex werden auch zeitlich flexible Stromverbraucher mitmodelliert. Wesentliche, flexibel einsetzbare Stromverbraucher sind Elektrolyseure in Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anlagen. Daher sind Stromverbräuche zur Wasserstoffherstellung im folgenden Ergebniskapitel abweichend von den Ergebnisdarstellung im Industrie-Kapitel 7.1 der Energiewirtschaft und nicht der Industrie zugeordnet.

Bei den Stromverbräuchen im KS-Ele gibt es zwei generelle Trends: Zum einen ist der Stromverbrauch klassischer Stromanwendungen rückläufig, zum anderen kommen neue Arten von Stromverbrauchern ins System. Daher werden im Folgenden an den Stellen, wo es modelltechnisch möglich und inhaltlich sinnvoll ist, neue Verbraucher getrennt ausgewiesen.

14.2. Ergebnisse

Der Bruttostromverbrauch im KS-Ele liegt im Jahr 2050 um 429 TWh und damit um rund gut zwei Drittel über dem Wert von 2008, wie Tabelle 14-1 zeigt. Für die Entwicklung des Stromverbrauchs zwischen 2008 und 2050 gibt es zwei gegenläufige Entwicklungen: Der Bruttostromverbrauch klassischer Verbraucher sinkt um rund 156 TWh bzw. ein Viertel. Hinzu kommen aber neue Stromverbraucher in Höhe von etwa 586 TWh – was etwa dem Bruttostromverbrauch des Jahres 2015 entspricht. Abbildung 14-1 bietet einen grafischen Überblick, und Tabelle 14-1 zeigt die Details dieser Entwicklung. Im Jahr 2030 liegt der Bruttostromverbrauch auf dem Niveau der historischen Jahre. In den folgenden Szenarijahren steigt er aber sehr deutlich an, was auf eine Vielzahl von Entwicklungen zurückzuführen ist.

Abbildung 14-1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im KS-Ele



Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Der Endenergieverbrauch an Strom wächst bis 2030 nur geringfügig, zwischen 2030 und 2040 dann aber sehr deutlich und liegt dann 2050 um 149 TWh bzw. 28 % höher als im Referenzjahr 2008. Dabei ist die Entwicklung in den vier Endenergiesektoren durchaus unterschiedlich. In der Industrie wächst der Stromverbrauch deutlich und liegt 2050 um knapp 55 TWh höher als 2008. Allein die neuen Verbraucher der Industrie machen im Jahr 2050 knapp 123 TWh aus. Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) hingegen liegt der Stromverbrauch im Jahr 2050 etwa auf dem Niveau des Referenzjahres 2008. Der zusätzliche Stromverbrauch durch neue Verbraucher (Wärmepumpen zur Bereitstellung von Gebäudewärme) wird im GHD-Sektor also durch eine Reduktion des Stromverbrauchs klassischer Stromanwendungen kompensiert. Bei den Haushalten setzt sich der zwischen 2008 und 2015 zu beobachtende Trend zur Reduktion des Stromverbrauchs zunächst bis etwa 2030 fort. Da anschließend Wärmepumpen als neue Verbraucher eine immer größere Bedeutung erlangen, steigt der Stromverbrauch der Haushalte zwischen 2030 und 2050 wieder. Da weitere Stromeinsparungen bei den Haushaltsgeräten den zusätzlichen Stromverbrauch der Wärmepumpen nur teilweise kompensieren können, liegt der Stromverbrauch der Haushalte im Jahr 2050 nur noch um knapp 6 TWh niedriger als im Referenzjahr 2008. Im Verkehr wächst der Stromverbrauch im Schienenverkehr, viel bedeutender für den Endenergieverbrauch an Strom ist aber der zusätzliche Stromverbrauch durch elektrische Straßenfahrzeuge, der bis zum Jahr 2050 auf knapp 98 TWh steigt.

Der Stromverbrauch der Energiewirtschaft steigt von knapp 91 TWh im Jahr 2008 auf knapp 375 TWh, was mehr als eine Vervierfachung darstellt. Dominiert wird diese Entwicklung durch die Herstellung von synthetischen Brennstoffen in Power-to-Gas- bzw. Power-to-Liquid-Prozessen. Tabelle 14-1 unterscheidet hierbei in PtG/PtL für den Endenergieverbrauch (insbesondere Wasserstoff für die Industrie und synthetische Flüssigkraftstoffe für den Verkehr) und die Herstellung von Wasserstoff zur Zwischenspeicherung und Rückverstromung in der Energiewirtschaft selbst. Der Eigenverbrauch der Kraftwerke sinkt zunächst mit dem Rückgang der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken bis zum Jahr 2030 deutlich, steigt dann aber mit steigendem Anteil an Wasserstoffrückverstromung bis 2050 wieder an. Zum Anstieg des Stromverbrauchs der Energiewirtschaft trägt darüber hinaus mit steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik ein steigender Bedarf zur Zwischenspeicherung in Pump- und Batteriespeichern bei. Mit steigendem Stromverbrauch insgesamt steigen auch die Netzverluste. Ebenso trägt die Fernwärmeerzeugung mittels Elektrodenkessel und Großwärmepumpen gut 10 TWh im Jahr 2050 bei. Der deutliche Rückgang des Stromverbrauchs in Raffinerien und den übrigen Anlagen der Energiewirtschaft kann somit die genannten Verbrauchsanstiege bei weitem nicht kompensieren.

Während der Bruttostromverbrauch zwischen 2008 und 2050 um 69 % steigt, nimmt im selben Zeitraum die *Bruttostromerzeugung* nur um rund 58 % zu. Damit einher geht ein Übergang von einem Exportüberschuss zu einem Importüberschuss im Stromhandel. Dieser Importüberschuss ergibt sich insbesondere durch die günstigeren Optionen zur Stromerzeugung im Ausland bei gleichzeitig niedriger Nachfrage in den europäischen Nachbarländern, weil auch dort eine ambitionierte Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen stattfindet.

Tabelle 14-1: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im KS-Ele

Sektor	2008	2015	2030	2040	2050
	TWh				
Industrie ^a	232,6	224,9	247,0	285,1	287,3
<i>davon für neue Verbraucher</i>	0,0	0,0	50,2	108,0	122,5
GHD	135,7	149,9	136,9	134,7	134,4
<i>davon für neue Verbraucher</i>	0,0	0,0	1,0	4,9	11,0
Haushalte	139,5	128,7	105,4	114,4	133,9
<i>davon für neue Verbraucher</i>	0,0	0,0	9,8	25,6	44,5
Schienenverkehr	16,5	11,1	18,9	20,5	19,5
Straßenverkehr (neue Verbraucher)	0,0	0,2	34,7	89,7	97,7
Stromverbrauch Endenergie	524,3	514,7	542,9	644,4	672,8
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-1,8%	3,5%	22,9%	28,3%
Summe Endenergie klassische Verbraucher zu 2008	524,3	514,5	447,2	416,1	397,2
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-1,9%	-14,7%	-20,6%	-24,2%
Summe Endenergie neue Verbraucher	0,0	0,2	95,7	228,2	275,6
<i>Anteil am Stromverbrauch Endenergie</i>	0,0%	0,0%	17,6%	35,4%	41,0%
Raffinerien	6,4	6,1	3,7	1,7	0,2
PtG/PtL für Endverbrauch	0,0	0,0	10,9	71,3	154,8
PtG/PtL für Speicher	0,0	0,0	0,0	3,3	118,4
Übrige Energiewirtschaft	7,7	7,3	3,3	1,3	1,0
Leitungsverluste	30,1	25,6	25,6	32,4	37,5
Pump- und Batteriespeicher	7,9	8,1	2,5	15,7	35,2
Eigenstromverbrauch Kraftwerke	38,3	36,8	13,9	13,4	17,3
Elektrodenkessel und Großwärmepumpen	0,0	0,0	2,2	7,8	10,4
Stromverbrauch Energiewirtschaft	90,5	83,9	62,1	146,8	374,8
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-7,3%	-31,3%	62,2%	314,2%
Statistische Differenz ^b	-3,4	0,1	0,0	0,0	0,0
Bruttostromverbrauch	618,2	598,5	605,1	791,2	1.047,7
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-3,2%	-2,1%	28,0%	69,5%
Bruttostromverbrauch klassische Verbraucher	618,2	598,3	488,8	466,7	462,0
<i>Änderung ggü. 2008</i>	0,0%	-3,2%	-20,9%	-24,5%	-25,3%
<i>Anteil</i>	100,0%	100,0%	80,8%	59,0%	44,1%
Bruttostromverbrauch neue Verbraucher	0,0	0,2	116,2	324,6	585,7
<i>Anteil</i>	0,0%	0,0%	19,2%	41,0%	55,9%
Stromhandelssaldo ^c	-22,5	-48,3	27,7	27,7	36,7
Bruttostromerzeugung	640,7	646,8	577,4	763,5	1.011,0
<i>Änderung ggü. 2008</i>	2,3%	3,2%	-7,9%	21,9%	61,3%
Anmerkung: ^a Ohne Wasserstoffherstellung. ^b Aufgrund der Verwendung unterschiedlicher Datenquellen ergeben sich kleine statistische Differenzen. ^c Ein positives Vorzeichen zeigt einen Importüberschuss, ein negatives Vorzeichen einen Exportüberschuss an.					

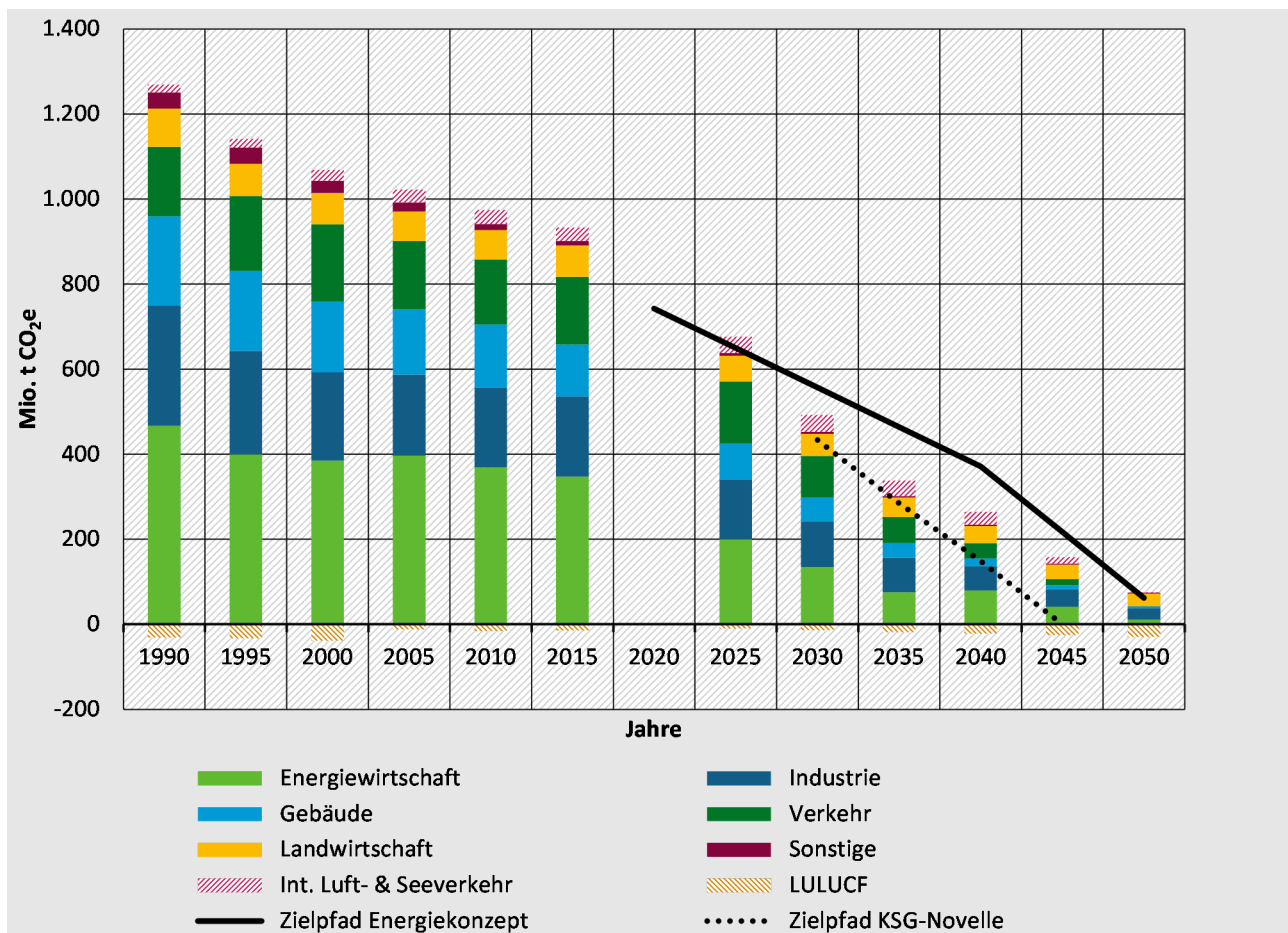
Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB) (2008-2015), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

15. Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen und deren Komponenten

15.1. Treibhausgasemissionen nach Sektoren

Um bis 2050 nahezu treibhausgasneutral zu sein, sind im KS-Ele deutlich schnellere Senkungen der Treibhausgasemissionen notwendig, als sie historisch zwischen 1990 und 2015 gesehen sind, wie Abbildung 15-1 illustriert. In dieser Abbildung sind die sektoralen Emissionen sowie der Zielpfad aus dem Energiekonzept 2010 und der Zielpfad aus dem am 24. Juni 2021 vom Bundestag beschlossenen Anpassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes dargestellt.

Abbildung 15-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Sektoren zwischen 1990 und 2050



Anmerkung: Mit Emissionen aus LULUCF und internationalem Luft- und Seeverkehr
 Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

Im Jahr 1990 wurden in Deutschland (einschließlich LULUCF und internationalem Luft- und Seeverkehr) etwa 1.238 Mt CO₂e⁸² emittiert. Im Zeitraum bis 2015 sanken die Emissionen um mehr

⁸² Der Wert von 1.238 Mt CO₂e für das Jahr 1990 entspricht dem Stand des NIR 2017 (Umweltbundesamt (UBA) 2017a) entnommen, der die Grundlage für die Modellierung bildet. Der letzte verfügbare Wert für die Gesamtemissionen einschließlich LULUCF und internationalem Luft- und Seeverkehr beträgt laut NIR 2021 (Umweltbundesamt (UBA) 2021) 1.292 Mr CO₂e. Der Unterschied

als ein Viertel. Zwischen 2015 und 2030 sinken im KS-Ele die Treibhausgasemissionen (einschließlich LULUCF und internationalem Luft- und Seeverkehr) von etwa 919 Mt CO₂e auf 487 Mt CO₂e, werden also beinahe halbiert und liegen dann um knapp 61 % niedriger als 1990. Eine weitere Halbierung der Emissionen erfolgt zwischen 2030 und 2040 und die THG-Emissionen liegen dann 2040 bei nur noch 236 Mt CO₂e, also 81 % niedriger als 1990. Eine weitere sehr deutliche Reduktion der Emissionen erfolgt bis 2050. Die Emissionen liegen im KS-Ele 2050 bei nur noch knapp 35 Mt CO₂e und damit um 97 % niedriger als 1990.

Zwischen 2030 und 2045 ist das KS-Ele deutlich ambitionierter als der Zielpfad des Energiekonzepts.

Abbildung 15-1 zeigt auch die sektorale Entwicklung der Treibhausgasemission. Tabelle 15-1 liefert hierzu konkrete Zahlenwerte.

Tabelle 15-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen im KS-Ele nach Sektoren

	1990	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mt CO ₂ e							
Energiewirtschaft	466,4	347,3	200,4	134,5	75,1	79,2	40,9	10,7
Industrie	283,3	188,3	138,8	107,9	81,2	57,6	41,6	27,7
Gebäude	209,7	122,0	85,0	56,2	34,7	17,9	9,0	3,9
Verkehr	163,3	159,6	146,9	97,4	61,0	36,1	14,2	0,3
Landwirtschaft	90,2	73,2	60,4	51,8	45,7	40,5	34,6	29,8
Abfallwirtschaft und Sonstiges	38,0	11,2	6,7	4,9	3,6	3,0	2,5	2,2
Gesamt	1.250,9	901,6	638,1	452,6	301,4	234,3	142,9	74,6
ggü. 1990	0,0%	-27,9%	-49,0%	-63,8%	-75,9%	-81,3%	-88,6%	-94,0%
Nachrichtlich:								
LULUCF	-31,3	-14,6	-9,4	-14,2	-18,0	-21,8	-25,4	-29,4
Internationaler Luft- und Seeverkehr	18,6	31,6	38,7	39,6	36,9	30,2	15,1	0,4
Gesamt inklusive nachrichtlich	1.238,2	918,6	667,4	478,0	320,3	242,6	132,6	45,5
ggü. 1990	0,0%	-25,8%	-46,1%	-61,4%	-74,1%	-80,4%	-89,3%	-96,3%

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Die **Energiewirtschaft** war 1990 mit gut 466 Mt CO₂e die mit Abstand größte Emissionsquelle. Die Energiewirtschaft reduzierte ihre Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2015 um mehr als ein Viertel. Der größte Teil der Emissionsreduktionen zwischen 2015 und 2030 entfällt auf die Energiewirtschaft, sodass deren Emissionen 2030 bei nur noch gut 134 Mt CO₂e und somit 71 % niedriger als 1990 liegt. Zwischen 2030 und 2040 werden die Emissionen noch einmal knapp halbiert und liegen 2040 mit 78 Mt CO₂e um 83 % niedriger als 1990. Zwischen 2030 und 2040 wird im Jahr 2035 sogar vorübergehend eine noch stärkere Minderung der Treibhausgase erreicht als 2040. Dies liegt an dem auch in Abschnitt 8.1.2 beschriebenen Effekt, dass der Anstieg der Stromnachfrage zwischen 2035 und 2040, der Ausbau erneuerbarer Energien in dieser Zeit und der Rückgang der Nettostromimporte in Kombination dazu führen, dass Erdgaskraftwerke im Jahr 2040 noch einmal mehr zum Einsatz kommen als 2035. Im Folgejahrzehnt, 2040 bis 2050, erfolgt dann eine weitere deutliche Emissionsreduktion auf nur noch knapp 11 Mt CO₂e im Jahr 2050, was knapp

kommt hauptsächlich durch den LULUCF-Sektor zustande, der im NIR 2017 für das Jahr 1990 noch mit einer Emissionssenkung von etwa 31 Mt CO₂e angegeben war. Laut NIR 2021 hingegen war der LULUCF-Sektor im Jahr 1990 eine Emissionsquelle von knapp 25 Mt CO₂e.

98 % niedriger ist als 1990. Für die verbleibenden Emissionen sind wesentlich zum einen fossile Sonderbrennstoffe wie Abfall und zum anderen die in Verbrennungen und diffusen Quellen entstehenden Methan- und Lachgasemissionen verantwortlich.

Die **Industrie**, 1990 mit 284 Mt CO₂e die zweitgrößte Emissionsquelle, reduzierte bis 2015 ihre Emissionen bereits um ein Drittel. Im Vergleich zur Energiewirtschaft reduziert die Industrie im KS-Ele ihre Emissionen deutlich langsamer. Im Jahr 2030 werden mit 108 Mt CO₂e eine Reduktion um 62 % gegenüber 1990 erreicht. Zwischen 2030 und 2040 werden die Emissionen knapp halbiert und liegen dann 2040 mit 58 Mt CO₂e knapp 80 % niedriger als 1990. In den 2040er Jahren ist die Industrie zwischenzeitlich die größte Emissionsquelle bevor sie 2050 mit knapp 28 Mt CO₂e eine Reduktion um 90 % gegenüber 1990 erreicht. Die verbleibenden Emissionen sind zum größeren Teil (17 Mt CO₂e) durch Industrieprozesse und Produktverwendung verursacht, zum kleineren Teil (11 Mt CO₂e) sind dies verbrennungsbedingte Emissionen⁸³.

Die Emissionen der **Gebäude**, mit knapp 210 Mt CO₂e im Jahr 1990 drittgrößter KSG-Sektor, reduzierten sich zwischen 1990 und 2015 bereits um knapp 42 %. Bis 2030 reduzieren sich diese Emissionen um mehr als die Hälfte und liegen dann mit 56 Mt CO₂e um 73 % niedriger als 1990. Zwischen 2030 und 2040 reduzieren sich diese Emissionen um weitere zwei Drittel und liegen dann bei nur noch knapp 18 Mt CO₂e, was 91 % niedriger als 1990 ist. Der Gebäudesektor ist somit der erste durch Energieverbräuche dominierte Sektor, der seine Emissionen um mehr als 90 % senken kann. Im Jahr 2050 verbleiben noch knapp 4 Mt CO₂e, dies entspricht 98 % weniger als 1990.

Die Emissionen des KSG-Sektors **Verkehr** lagen im Jahr 2015 nur um gut 2 % niedriger als der Ausgangswert von 163 Mt CO₂e im Jahr 1990.⁸⁴ Anders als in der historischen Entwicklung werden im KS-Ele deutlich Emissionsminderungen erreicht. Im Jahr 2030 liegen die Emissionen bei nur noch 97 Mt CO₂e und somit 40 % niedriger als 1990. Zwischen 2030 und 2040 beschleunigt sich der Emissionsrückgang und erreicht dann 36 Mt CO₂e, 78 % niedriger als 1990. Da 2050 keine fossilen Kraftstoffe mehr im Verkehr genutzt werden, liegen die Emissionen 2050 um 99,8 % niedriger als 1990. Es verbleiben dann deutlich weniger als 1 Mt CO₂e an Restemissionen im Verkehr. Diese Restemissionen sind auf die bei der Verbrennung von biogenen und synthetischen Kraftstoffen in den Verbrennungsmotoren entstehenden Methan- und Lachgasemissionen zurückzuführen. Der internationale Luft- und Seeverkehr wird klassischerweise nicht in die Gesamtemissionen miteinbezogen. Zwischen 1990 und 2015 stiegen dessen Emissionen von knapp 19 Mt CO₂e um 70 % auf knapp 32 Mt CO₂e. Diese Emissionen steigen im KS-Ele zunächst bis 2030 weiter und liegen dann mit knapp 40 Mt CO₂e knapp doppelt so hoch wie 1990. Durch die Einführung alternativer Kraftstoffe sinken die Emission dann wieder und liegen 2040 wieder unter dem Ausgangsniveau von 2015. Die verbleibenden Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs sind 2050 ähnlich hoch wie die verbleibenden Emissionen des inländischen Verkehrs und auch hier auf die bei der Kraftstoffverbrennung entstehenden Gase Methan und Lachgas zurückzuführen.

Die Emissionen der **Landwirtschaft** lagen 1990 bei gut 90 Mt CO₂e und sanken bis 2015 um knapp ein Fünftel. Im Jahr 2030 des KS-Ele liegen die Landwirtschaftsemissionen bei nur noch knapp 52 Mt CO₂e und damit um knapp 43 % niedriger als 1990. Zwischen 2030 und 2050 sinken diese Emission

⁸³ Diese stammen aus fossilem Erdgas. Hier wäre auch der Ersatz durch Power-to-gas vorstellbar.

⁸⁴ Ein Minimum der Verkehrsemissionen wurde im Jahr 2009 mit 152 Mt CO₂e (7 % niedriger als 1990) erreicht, seither stiegen die Emissionen aber wieder an.

etwa linear um gut 1 Mt CO₂e pro Jahr. So werden 2040 mit gut 40 Mt CO₂e eine Reduktion um 55 % erreicht. Da die Landwirtschaft bis 2050 ihre Emissionen nur um zwei Drittel gegenüber 1990 reduziert und somit weniger als alle anderen Sektoren, wird die Landwirtschaft mit knapp 30 Mt CO₂e im Jahr 2050 zur größten Emissionsquelle. Während die energetischen Emissionen 1990 noch knapp 12 % der Landwirtschaftsemissionen ausmachten, beträgt deren Anteil 2050 weniger als 1 %. Die verbleibenden Emissionen sind also komplett auf biochemische Prozesse zurückzuführen.

Im KSG-Sektor **Abfallwirtschaft und Sonstiges** wurden, ausgehend von 38 Mt CO₂e im Jahr 1990, die Emissionen bis 2015 bereits um 70 % reduziert, was vor allem auf das Deponierungsverbot unbehandelter Abfälle zurückzuführen ist. Bis 2030 werden diese Emissionen noch einmal mehr halbiert auf unter 5 Mt CO₂, eine weitere Halbierung erfolgt bis 2050 und die verbleibenden Emissionen des Sektors Abfallwirtschaft und Sonstiges liegen mit gut 2 Mt CO₂e um 94 % niedriger als 1990.

Der **LULUCF**-Sektor stellte 1990 eine Emissionssenke von gut 31 Mt CO₂e dar. Diese Senkenwirkung reduzierte sich bis 2015 um die Hälfte. Im KS-Ele wird die Senkenwirkung des LULUCF-Sektors erhalten und ausgebaut. Zwar sinkt die Senkenwirkung kurzfristig bis 2025 weiter ab, steigt dann aber im Szenarioverlauf kontinuierlich an. Im Jahr 2050 liegt die Senkenwirkung des LULUCFs bei gut 29 Mt CO₂e und somit nur noch um 6 % niedriger als 1990. Im Jahr 2050 kann die LULUCF-Senke etwa zwei Fünftel der verbleibenden Emissionen der übrigen Sektoren kompensieren. Im LULUCF-Sektor werden im Jahr 2050 des KS-Ele knapp 31 Mt CO₂ gebunden.⁸⁵

Traditionell werden auf die nationaler Zielerreichung der LULUCF-Sektor sowie die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs nicht einberechnet. In diesen traditionellen Abgrenzungen werden 2030 gegenüber 1990 eine THG-Emissionsminderung um 64 % reduziert, bis 2040 um 81 % und bis 2050 um 94 %. Werden auch die Emissionssenken des LULUCF-Sektors sowie die internationalen Verkehre berücksichtigt, ergeben sich Emissionsreduktionen von 61 % bis 2030, ebenfalls 81 % bis 2040 und im Jahr 2050 wird eine Emissionsminderung von 97 % erreicht.

15.2. Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen

Die Verbrennung von Brennstoffen verursachte im Jahr 1990 mit 1.017 Mt CO₂e gut 82 % der gesamten Treibhausgasemissionen aus und sanken bis 2015 um 23 %. Da andere Emissionen schneller sanken, stieg der Anteil der verbrennungsbedingten Emissionen bis 2015 leicht auf 85 % an. Bis 2030 sinken die verbrennungsbedingten Emissionen auf 399 Mt CO₂e und sind somit 61 % niedriger als 1990. Zwischen 2030 und 2040 werden die Emissionen aus den Brennstoffen mehr als halbiert und liegen mit 194 Mt CO₂e um 81 % niedriger als 1990. Im Jahr 2050 verbleiben noch gut 25 Mt CO₂e. Die Emissionsreduktion um knapp 98 % gegenüber 1990 aus der Verbrennung von Brennstoffen ist ähnlich hoch, wie die Emissionsreduktion von gut 97 % in Summe über alle Emissionsquellen und -senken hinweg. Tabelle 15-2 schlüsselt die verbrennungsbedingten THG-Emissionen nach Brennstoffen. Es sind dabei die Wirkung in CO₂-Äquivalenten (CO₂e) der drei bei der Verbrennung entstehenden Treibhausgase Kohlendioxid, Methan und Lachgas angegeben.

⁸⁵ Der CO₂-Senke im LULUCF-Sektor in Höhe von 30,8 Mt stehen Methan- und Lachgasemissionen in Höhe von zusammen 1,4 Mt CO₂e gegenüber.

Tabelle 15-2: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Brennstoffen zwischen 1990 und 2050

Brennstoff	1990	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mt CO ₂ e							
Braunkohle	346,5	173,4	100,3	38,3	0,2	0,1	0,1	0,1
Steinkohle	203,7	149,3	51,5	33,5	16,3	10,0	5,0	1,1
Mineralöl	335,8	272,1	229,6	162,3	113,0	73,5	32,8	1,2
Fossile Gase	122,5	159,1	161,7	145,1	110,3	94,3	45,5	9,8
Abfall	7,7	24,6	16,9	16,1	13,8	11,9	10,1	8,5
Biomasse ^a	0,5	3,6	3,9	4,0	4,2	4,5	4,2	3,7
Synthetische Kraftstoffe ^a	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8
Brennstoffe gesamt	1.016,7	782,1	563,9	399,2	257,8	194,4	98,3	25,2
Rauchgasentschwefelung (REA)	0,6	1,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt inklusive REA	1.017,3	783,1	564,4	399,4	257,8	194,4	98,3	25,2
ggü. 1990	0,0%	-23,0%	-44,5%	-60,7%	-74,7%	-80,9%	-90,3%	-97,5%
Nachrichtlich:								
CO ₂ aus Biomasseverfeuerung	22,1	101,9	120,5	123,8	138,4	152,5	152,3	144,5
CO ₂ aus synthetischen Kraftstoffen	0,0	0,0	0,0	1,2	5,6	16,0	41,5	66,4

Anmerkung: ^a Ohne CO₂ aus Biomasseverfeuerung und Verbrennung synthetischer Kraftstoffe

Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Im Jahr 1990 hatte die **Braunkohle** den größten Anteil an den verbrennungsbedingten Emissionen. Bis 2015 wurden die Emissionen aus Braunkohle bereits reduziert. Zwischen 2015 und 2030 werden die Emissionen noch einmal um mehr als drei Viertel reduziert und liegen 2030 mit 38 Mt CO₂e um 89 % niedriger als 1990. Mit dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung verbleiben nach 2030 nur noch sehr geringe Restemissionen aus der Braunkohleverbrennung bei Endenergieverbrauchern.

Die Emissionen aus **Steinkohle** sanken zwischen 1990 und 2015 um mehr als ein Viertel. Wie auch bei der Braunkohle sinken die Emissionen aus der Verbrennung von Steinkohle zwischen 2015 und 2030 um mehr als drei Viertel. Zwischen 2030 und 2035 erfolgt eine weitere Halbierung. Ab 2035 werden die Emissionen aus Steinkohle durch die Eisen- und Stahlherstellung reduziert. Mit der Umstellung auf alternative Stahlherstellungsverfahren sinken die Emissionen zwischen 2035 und 2050 kontinuierlich; die verbleibenden Emissionen von rund 1 Mt CO₂e liegen 2050 um 99 % niedriger als 1990.

Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) wurden in den 1980er und 1990er Jahren an Kohlekraftwerken installiert, um die Luftverschmutzung durch bei der Verbrennung von Kohle entstehende Schwefelverbindungen zu reduzieren. Hierbei entsteht als Reaktionsprodukt CO₂ entsteht; diese Emissionen sind ebenfalls in Tabelle 15-2 aufgeführt. Zusammen mit dem Rückgang der Kohleverstromung sinken auch diese Emissionen im KS-Ele.

Die Emissionen aus der Verbrennung von **Mineralölprodukten** sank zwischen 1990 und 2015 um ein knappes Fünftel. Bis 2030 sinken die Mineralemissionen so weit, dass sie nur noch halb so hoch sind wie 1990. Eine weitere Halbierung erfolgt bis 2040, die Emissionen aus Mineralölproduktion liegt 2040 somit um 78 % niedriger als 1990. Mit verbleibenden Emissionen von rund 1 Mt CO₂e liegen die Emissionen 2050 um mehr als 99 % niedriger als 1990.

Die Emissionen aus der Verbrennung von **fossilen Gasen**, hierbei insbesondere relevant das Erdgas, stiegen zwischen 1990 und 2015 um ein knappes Drittel, da Erdgas andere fossilen Energieträger ersetzt hat. Dieser ansteigende Trend setzt sich zunächst bis 2025 noch weiter fort.

Anschließend sinken die Emissionen wieder, liegen aber im Jahr 2030 immer noch um ein knappes Fünftel höher als 1990. Anschließend sinken die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Gase kontinuierlich und liegen 2040 um ein knappes Viertel niedriger als 1990. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine relevante Erdgasnutzung und Erdgas hat dann den größten Anteil an den verbrennungsbedingten Emissionen. Gegenüber 1990 liegen diese Emissionen aber dennoch um 92 % niedriger als 1990.

Das Deponierungsverbot führte zwischen 1990 und 2015 zu mehr als einer Verdreifachung der Emissionen aus (fossilem) **Abfall**. Im KS-Ele kann die energetische Verwertung von Müll deutlich zurückgeführt werden und die Emissionen liegen 2050 zwar noch 10 % über dem Wert von 1990, aber knapp zwei Drittel niedriger als 1990.

Das bei der Verbrennung von **Biomasse** entstehende Kohlendioxid kann als klimaneutral betrachtet werden, die mit der Produktion der Biomasse verbundenen Emissionen werden im LULUCF-Sektor bilanziert. Klimawirksam sind allerdings die bei der Verbrennung von Biomasse ebenfalls entstehenden Methan- und Lachgasemissionen. Die aus der Verbrennung von Biomasse entstehenden CO₂-Emissionen sind in Tabelle 15-2 nachrichtlich aufgeführt, aber nicht in den Summenwerten enthalten. Da die bei der Verbrennung entstehenden Methan- und Lachgasemissionen in Verbrennungsprozessen technologiespezifisch sind und im KS-Ele Biomasse mehr in Verbrennungsprozessen mit spezifisch niedrigeren Methan- und Lachgasemissionen eingesetzt werden, wachsen diese Emissionen langsamer als es die insgesamt ansteigende energetische Nutzung von Biomasse vermuten lässt.

Für stromgenerierte **synthetische Brenn- und Kraftstoffe** (Syn-Fuels) im KS-Ele sind ebenfalls nur die Verbrennung entstehenden Methan- und Lachgasemissionen klimawirksam, da angenommen wurde, dass synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe mit CO₂ aus der Luft oder anderen klimaneutralen Quellen hergestellt wird. Die aus der Verbrennung von Syn-Fuels entstehenden klimawirksamen Emissionen sind in der gleichen Größenordnung wie der verbleibenden Emissionen von Mineralölprodukten.

15.3. Treibhausgasemissionen nach Gasen

Mit den deutlichen Emissionsreduktionen geht eine Verschiebung in der Bedeutung der einzelnen Treibhausgase. Bei Kohlendioxid (CO₂), dem historisch bei weitem bedeutsamsten Treibhausgas, im Jahr 2050 eine Reduktion um 99,6 % gegenüber 1990 erzielt. Der Anteil von CO₂ an den Gesamtemissionen bewegte sich zwischen 1990 und 2015 zwischen 83 % und 85 %. Bis 2050 sinkt der Anteil von CO₂ auf 10 %. Ein wesentlicher Faktor ist, dass den verbleibenden gut 35 Mt fossilen CO₂-Emissionen eine Bindung von knapp 31 Mt CO₂ im LULUCF-Sektor gegenübersteht. Darüber hinaus verbleiben beträchtliche CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen. Da bei diesen aber angenommen wird, dass nur so viel CO₂ emittiert wird, wie beim Wachstum von Biomasse bzw. der Herstellung der Syn-Fuels gebunden wurde, werden diese Emissionen nur nachrichtlich ausgewiesen.

Die verbleibenden Emissionen werden dominiert durch Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Auf Methan entfällt 43 % und auf Lachgas 38 % der Emissionen im Jahr 2050. Die relative Emissionsminderung gegenüber 1990 von 84 % für Methan und 74 % für Lachgas sind deutlich geringer als die insgesamt angestrebte Emissionsreduktion von 95 %. Daher werden diese beiden Gase 2050 mit einem Anteil von zusammen über vier Fünfteln zu den dominierenden

Treibhausgasen, obwohl ihr kombinierte Anteil historisch (1990 bis 2015) nur zwischen 10 % und 15 % lag.

Die verbleibenden Emissionen aus fluorierten Treibhausgasen (F-Gasen) machen in Summe knapp 4 Mt CO₂e im Jahr 2050 aus. Die Emissionen der F-Gase zwischen 1990 und 2050 werden um 71 % reduziert, wobei zu beachten ist, dass teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) überhaupt erst nach 1990 im großen Maßstab als Ersatz für ozonschichtschädigende Substanzen etabliert wurden. Im Jahr 2050 haben die F-Gase mit zusammen 9 % einen ähnlich großen Anteil wie die Netto-CO₂-Emissionen.

Tabelle 15-3: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Gasen zwischen 1990 und 2050

	1990	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Mt CO ₂ e							
Kohlendioxid (CO ₂) ³	1.037,6	807,0	583,4	408,2	258,9	186,3	84,0	4,6
Methan (CH ₄)	121,2	56,5	44,7	38,9	33,6	30,1	24,8	19,7
Lachgas (N ₂ O)	66,0	40,2	30,9	26,0	23,3	21,9	19,8	17,3
Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW)	0,1	11,1	5,4	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7
Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW)	3,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	4,4	3,3	2,4	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6
Nicht spezifizierter Mix (HFKW/FKW)	5,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Stickstofftrifluorid (NF ₃)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	1.238,2	918,6	667,4	478,0	320,3	242,6	132,6	45,5
<i>ggü. 1990</i>	<i>0,0%</i>	<i>-25,8%</i>	<i>-46,1%</i>	<i>-61,4%</i>	<i>-74,1%</i>	<i>-80,4%</i>	<i>-89,3%</i>	<i>-96,3%</i>
Nachrichtlich:								
CO ₂ aus Biomasse und synth. Kraftstoffen	22,1	101,9	120,5	124,9	144,0	168,5	193,8	210,9
Anmerkung: ³ Ohne CO₂ aus Verfeuerung von Biomasse und synthetischen Kraftstoffen								

Anmerkung: Einschließlich internationalem Flug- und Seeverkehr sowie LULUCF
 Quelle: UNFCCC (2017), Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Zur weiteren Einordnung der im KS-Ele verbleibenden Emissionen wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der die Treibhauspotentiale (*global warming potential, GWP*) der einzelnen Treibhausgase variiert wurden. Dabei wurden die GWPs der IPCC-Assessment-Reports (AR) 2 bis 6 genutzt. Tabelle 15-4 stellt diese GWPs und die damit berechneten relativen Emissionsminderungen gegenüber 1990 dar.

Tabelle 15-4: Sensitivität der relativen Emissionsänderung des Jahres 2050 im KS-Ele auf Treibhauspotentiale

Parameter	AR 2	AR 3	AR 4	AR 5	AR 6
Kohlendioxid (CO ₂)	1	1	1	1	1
Methan (CH ₄)	21	23	25	28	28
Lachgas (N ₂ O)	310	296	298	265	273
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	23.900	22.200	22.800	22.800	25.200
Stickstofftrifluorid (NF ₃)	10.800	10.800	17.200	16.100	17.400
Emissionsänderung ggü. 1990	-96,5%	-96,4%	-96,3%	-96,3%	-96,3%

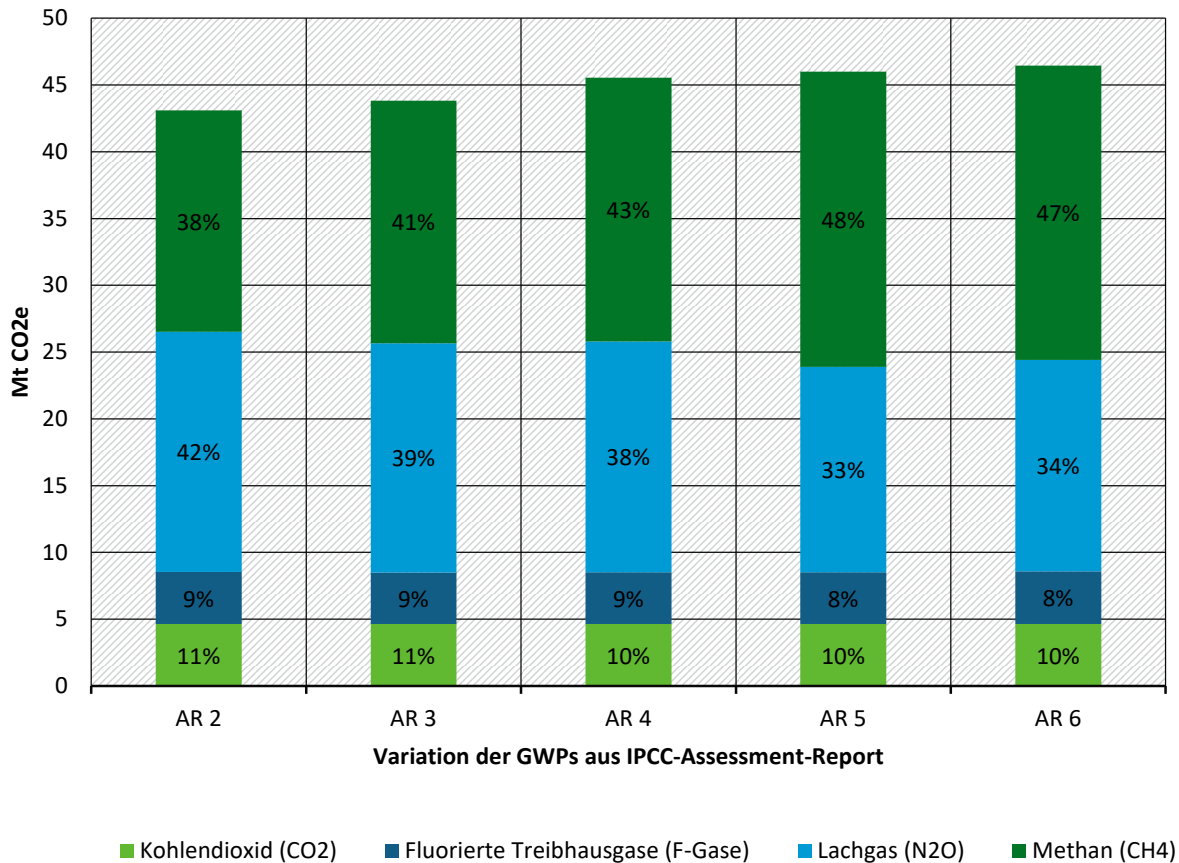
Anmerkung: Für NF₃ ist im AR 2 kein Wert angegeben, ersatzweise wurde daher der Wert aus dem AR 3 auch für die Sensitivität AR 2 genutzt. GWPs von teil- und perfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW/FKW) wurden nicht variiert.
 Quelle: Emele et al. (2019), Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2021, Table 7.SM.7)

Für die Treibhausgasinventare bis einschließlich 2014 und für die ersten beiden Modellierungsrunden des Projekts Klimaschutzszenario 2050 wurden GWPs aus dem AR 2 verwendet. Im vorliegenden Szenario KS-Ele wurden entsprechend der seit dem Jahr 2015 geltenden Inventarberichterstattungsregeln GWPs aus dem AR 4 verwendet (in Tabelle 15-4 hervorgehoben). Ab dem Jahr 2023 müssen für Treibhausgasinventare die GWPs aus dem AR 5 verwendet werden. Im August erschien der erste Teil des AR 6 mit neuen GWPs veröffentlicht wurden.

In der Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass die GWPs nur einen Effekt in der Größenordnung von Zehnteln eines Prozentpunkts auf die im KS-Ele erzielten Emissionsminderungen haben. Allerdings hat die Wahl der GWPs einen merklichen Effekt auf die absolute Höhe der Emissionen, wie Abbildung 15-2 zeigt. In der Sensitivität mit GWPs aus dem AR 2 statt aus dem AR 4 liegen die berechneten absoluten Emissionen um etwa 5 % niedriger. Insbesondere der GWP von Methan hat sich im Verlauf der Assessment Reports deutlich erhöht, mit der Folge, dass in der Sensitivitätsanalyse sowohl der absolute Beitrag als auch der Emissionsanteil von Methan deutlich ansteigt. Lachgas überholt in der Sensitivität mit GWPs aus dem AR 2 Methan beim Emissionsanteil, in allen anderen Sensitivitäten bleibt Lachgas hinter Methan an zweiter Stelle. Die Anteile von Kohlendioxid und F-Gasen ändert sich in der Sensitivitätsanalyse nur geringfügig, wobei zu beachten ist, dass bei den F-Gasen nur bei einem Teil der Gase die GWPs variiert wurden.⁸⁶

⁸⁶ Da die teilfluorierten Kohlenwasserstoffe (HFKW) und die perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) jeweils eine Vielzahl von Gasen mit jeweils eigenen GWPs umfasst, wäre eine Variation der GWPs für die HFKW und FKW sehr aufwändig geworden und wurde daher nicht durchgeführt.

Abbildung 15-2: Sensitivität der Emissionen im Jahr 2050 des KS-Ele bezüglich der verwendeten GWPs



Anmerkung: Die Prozentwerte geben die relativen Anteile der einzelnen Treibhausgase an
 Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

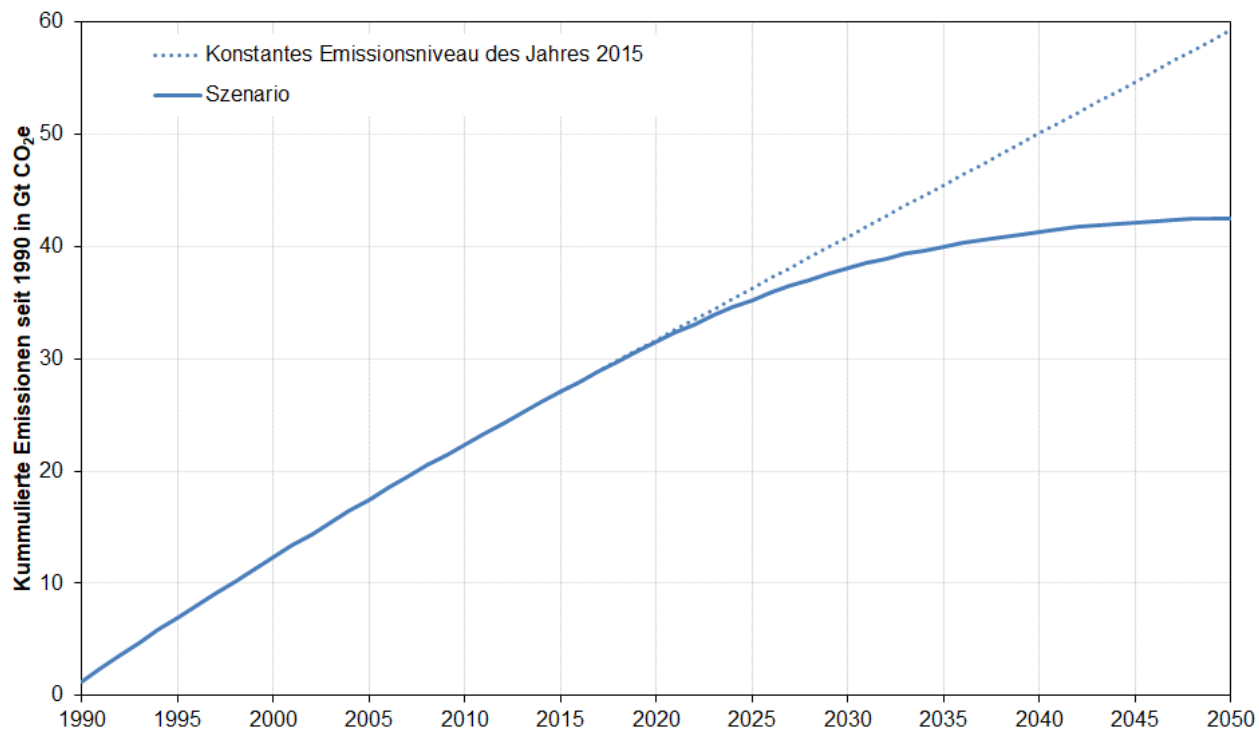
15.4. Kumulierte Treibhausgasemissionen

Abbildung 15-3 stellt den kumulierten Verlauf der Emissionen in Deutschland zwischen 1990 und 2050 dar. In dem 26 Jahre umfassenden Zeitraum von 1990 bis 2015, dem letzten Jahr für das bei Beginn der Modellierungsarbeiten historische Emissionsdaten zur Verfügung standen, wurden (einschließlich LULUCF und internationalem Verkehr) etwa 27 Gt CO₂e emittiert.⁸⁷ Im 34 Jahre umfassenden Szenarienzeitraum des KS-Ele von 2016 bis 2050 werden noch weitere gut 15 Gt CO₂e emittiert.⁸⁸ Über den Gesamtzeitraum von 1990 bis 2050 betragen die kumulierten Emissionen somit knapp 43 Gt CO₂e. Würden die Emissionen hingegen auf einem konstanten Niveau des Ausgangsjahres 2015 verbleiben, so lägen die kumulierten Emissionen bis 2050 um knapp 17 Gt CO₂e höher, wie ebenfalls in Abbildung 15-3 dargestellt.

⁸⁷ Eine Gigatonne (Gt) entspricht 1000 Megatonnen (Mt), also eine Milliarde Tonnen.

⁸⁸ Die Emissionen nichtmodellierter Zwischenjahre wurden interpoliert.

Abbildung 15-3: Kumulierte Emissionen zwischen 1990 und 2050



Anmerkung: Mit Emissionen aus LULUCF und internationalem Luft- und Seeverkehr
 Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer ISI

16. Vergleich der Szenarienergebnisse mit den Zielen den energie- und klimaschutzpolitischen Zielen der Bundesregierung

Vorbemerkung: Grundlage für diese Studie bildeten der Klimaschutzplan 2050 sowie soweit noch anwendbar das Energiekonzept der Bundesregierung von 2012. Am 24. Juni 2021 und somit kurz vor Fertigstellung dieser Studie beschloss der Bundestag in Reaktion auf ein Urteil des Bundesverfassungsgerichts, das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) zu ändern. Unter anderem sieht dies eine Anpassung der Sektorziele bis 2030 vor. Außerdem wird eine jährlicher Pfad der relativen Emissionsminderungen gegenüber 1990 für die Jahre 2031 bis 2040 sowie das Ziel der Erreichung der Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 eingeführt. Diese Gesetzesänderung konnte nicht mehr in der Modellierung des Szenarios KS-Ele berücksichtigt werden. Dennoch werden hier die Ergebnisse des KS-Ele auch zu diesen geänderten Zielen eingeordnet.

16.1. Ziele des Energiekonzepts von 2010

Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 (Bundesregierung 2010) sieht Ziele bis 2050 in drei Dimensionen vor. Zum einen sind dies Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, zum anderen Ziele zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils am Energieverbrauch und zum dritten die Reduktion des Energieverbrauchs und damit verbunden eine Steigerung der Energieproduktivität.

Die folgende Tabelle 16-1 stellt die im KS-Ele erreichten Werte den Zielen des Energiekonzepts gegenüber.

Tabelle 16-1: Übersicht über die Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts von 2010

Größe	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Reduktion THG-Emissionen ggü. 1990						
Zielpfad Energiekonzept 2010		-55%		-70%		-80% bis -95%
Zielpfad Bundes-Klimaschutzgesetz (Novelle 2021)		-65%	-77%	-88%	-100%	
Änderung im Szenario ohne LULUCF & int. Verkehr	-49,0%	-63,8%	-75,9%	-81,3%	-88,6%	-94,0%
Änderung im Szenario mit LULUCF & int. Verkehr	-46,1%	-61,4%	-74,1%	-80,4%	-89,3%	-96,3%
Erneuerbarer Anteil am Bruttoendenergieverbrauch						
Zielpfad Energiekonzept 2010		30%		45%		60%
Anteil im Szenario	27,0%	33,4%	47,8%	61,3%	78,9%	93,1%
Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch						
Zielpfad Energiekonzept 2010		50%		65%		80%
Zielpfad Erneuerbare-Energien-Gesetz		65%				THG-neutral
Anteil im Szenario, ohne Berücksichtigung Speicher	51,8%	63,0%	72,0%	77,0%	84,6%	89,0%
Anteil im Szenario, mit Berücksichtigung Speicher	51,9%	63,2%	72,9%	78,4%	87,8%	94,9%
Reduktion Primärenergieverbrauch ggü. 2008						
Ziel Energiekonzept 2010						-50%
Änderung im Szenario	-23,6%	-34,7%	-41,5%	-42,4%	-43,3%	-39,9%
Reduktion nichterneuerbarer Primärenergiebedarf der Gebäude						
Ziel Energiekonzept 2010 (ggü. 2008)						-80%
Änderung im Szenario (ggü. 2015)	-24,9%	-45,9%	-62,8%	-76,9%	-85,5%	-90,5%
Reduktion Endenergieverbrauch im Verkehr ggü. 2005						
Ziel Energiekonzept 2010						-40%
Änderung im Szenario	0,1%	-22,0%	-34,5%	-42,9%	-46,7%	-49,6%
Reduktion Bruttostromverbrauch						
Ziel Energiekonzept 2010						-25%
Änderung im Szenario, alle Verbraucher	-7,1%	-2,1%	12,1%	28,0%	47,5%	69,5%
Änderung im Szenario, nur klassische Verbraucher	-14,5%	-20,9%	-23,2%	-24,5%	-25,1%	-25,3%
Steigerung Energieproduktivität pro Jahr						
Ziel Energiekonzept 2010		2,1%		2,1%		2,1%
Änderung im Szenario	4,8%	4,2%	3,0%	0,9%	0,9%	-0,6%

Anmerkung: Mit der KSG-Novelle 2021 wird für das Jahr 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität, also ein Gleichgewicht zwischen Treibhausgasemissionen und -senken angestrebt. Dies entspricht einer Reduktion der Nettoemissionen um 100 %.

Quelle: (Bundesregierung 2010), Berechnungen Öko-Institut, Fraunhofer-ISI und IREES

16.1.1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Das Energiekonzept von 2010 gibt bis 2050 eine Emissionsreduktion um 80 % bis 95 % vor, mit zusätzlichen Zwischenzielen für 2020, 2030 und 2040. Traditionell wird dieses Ziel ohne die Emissionen und Senken aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) und ohne Emissionen aus dem internationalen Luft- und Seeverkehr interpretiert, unter anderem in (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2014; Öko-Institut et al. 2015) Tabelle 16-1 stellt die Szenarienergebnisse sowohl in der traditionellen Abgrenzung als auch unter Einbezug von LULUCF und internationalem Verkehr dar. In der traditionellen Abgrenzung wird eine Emissionsreduktion um 94 % erreicht, mit Einbezug von LULUCF und internationalem Verkehr sogar 96 %. Es zeigt sich, dass die Zwischenziele des Energiekonzepts für 2030 und 2040 deutlich übererfüllt werden müssen, um die angestrebte Emissionsreduktion bis 2050 zu erzielen. Der Einbezug von LULUCF kann die Lücke zur Treibhausgasneutralität zwar deutlich verkleinern, aber nicht vollständig schließen.

Im Vergleich zu den im KS-Ele mit den neuen Zielen der KSG-Novelle zeigt sich, dass das KS-Ele nicht ausreichend ist, um diese neuen Ziele zu erfüllen. Der Verlauf des KS-Ele liegt in etwa zwischen dem (alten) Emissionsreduktionspfad des Energiekonzepts und dem (neuen) Emissionsreduktionspfads der KSG-Novelle, wie auch in Abbildung 15-3 dargestellt.

16.1.2. Erhöhung der Erneuerbaren-Energien-Anteile

Im KS-Ele 2050 wird mit einem erneuerbaren Anteil von gut 93 % am Bruttoendenergieverbrauch ein deutlich höherer Anteil erreicht als im Energiekonzept vorgesehen. Während der Anteil im Jahr 2030 nur um drei Prozentpunkte höher liegt, beträgt die Übererfüllung im Jahr 2040 bereits knapp 16 Prozentpunkte. Der Zielwert für 2050 wird also bereits ein Jahrzehnt früher erreicht. Die im Jahr 2050 verbleibenden nichterneuerbaren Anteile sind auf Restmengen an fossilen Energieträgern (vor allem Erdgas) in Gebäuden und der Industrie, auf Verbrennung nichtdeponierbarer Abfälle in der Energiewirtschaft und der Industrie sowie auf als nicht-erneuerbar bewertete Stromimporte zurückzuführen.⁸⁹

Auch der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch ist durchweg deutlich höher als im Energiekonzept vorgesehen. In Tabelle 16-1 sind dabei zwei unterschiedlich berechnete erneuerbare Anteile ausgewiesen: In der oberen der beiden Zeilen ist der Anteil entsprechend der Standardmethode ohne Berücksichtigung von Rückverstromung ausgewiesen.⁹⁰ In der unteren Zeile wird berücksichtigt, dass zwischengespeicherter Strom anteilmäßig zuvor erneuerbar erzeugt wurde.⁹¹ Der für das Jahr 2050 vorgesehene Anteil von 80 % wird im KS-Ele bereits zwischen 2040 und 2045 erreicht. Der erneuerbare Anteil am Bruttostromverbrauch liegt 2030 nur 2 Prozentpunkte unterhalb des erst während der Modellierung des Szenarios eingeführten in § 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eingeführten und damit gegenüber dem Energiekonzept um zehn Jahre vorgezogenen Energiekonzepts von 65 % im Jahr 2030.

⁸⁹ Für synthetische, mit elektrischer Energie hergestellte Brennstoffe (wie beispielsweise Wasserstoff für die Industrie oder synthetische Flüssigkraftstoffe für den Verkehr) wurde ein erneuerbarer Anteil bestimmt, der sich aus dem erneuerbaren Anteil des Bruttostromverbrauchs bestimmt.

⁹⁰ Erneuerbarer Anteil ohne Speicher = $\frac{\text{Bruttostromerzeugung erneuerbar}}{\text{Bruttostromverbrauch}}$

⁹¹ Erneuerbarer Anteil mit Speicher = $\frac{\text{Bruttostromerzeugung erneuerbar}}{\text{Bruttostromverbrauch}} \times \left(1 + \frac{\text{Bruttostromerzeugung Speicher}}{\text{Bruttostromverbrauch}}\right)$

16.1.3. Reduktion des Energieverbrauchs und Erhöhung der Energieproduktivität

Bei den Reduktionen des Energieverbrauchs ergibt sich ein diverses Bild. Das im Energiekonzept für das Jahr 2050 verankerte Ziel einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs, wird im KS-Ele mit einer Reduktion von nur 40 % verfehlt. Zwar sinkt der Primärenergieverbrauch in den fünfzehn Jahren zwischen 2015 und 2030 um knapp 27 Prozentpunkt. Zwischen 2030 und 2045 sinkt der Primärenergieverbrauch nur noch um knapp 7 Prozentpunkte und somit um zwei Drittel langsamer als in der vorhergehenden 15-Jahres-Periode. Nach 2045 steigt der Primärenergieverbrauch sogar wieder an. Der reduzierte Primärenergieverbrauch ist zwar einerseits in den Energieeinsparungen in den Endenergiesektoren begründet, wird aber von einer energiestatistischen Artefakten überlagert: So trägt die höhere energiestatistische Primärenergieeffizienz von Photovoltaik- und Windenergieanlagen gegenüber fossilen und nuklearen Kraftwerken einen wesentlichen Anteil der Entwicklung zwischen 2015 und 2030. Mit zunehmender Bedeutung von Stromerzeugung aus Geothermie, die mit einem sich aus dem energiestatistischen Wirkungsgrad von 10 % ergebenden Primärenergiefaktor von 10 in die Berechnung eingeht, steigt der Primärenergieverbrauch wieder trotz weiter sinkendem Endenergieverbrauchs wieder. Daher erscheint fraglich, ob der Primärenergieverbrauch *mit seiner jetzigen Berechnungsmethodik* ein langfristig sinnvoller Indikator ist.

Bei der Gebäudewärme sieht das Energiekonzept eine Reduktion des nichterneuerbaren Primärenergiebedarfs um 80 % vor. Im KS-Ele wird zwischen 2015 und 2050 eine Reduktion des nichterneuerbaren Primärenergiebedarfs für Gebäudewärme um über 90 % erreicht.⁹²

Das Ziel, den Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2050 um 40 % gegenüber 2005 zu reduzieren wird bereits vor 2040 erreicht. Die deutlich höhere Endenergieeffizienz elektrischer Antriebe gegenüber Verbrennungsmotoren kommt hier wesentlich zum Tragen.

Für den Bruttostromverbrauch ist im Energiekonzept eine Reduktion um ein Viertel gegenüber 2008 vorgesehen. Stattdessen erhöht sich der Bruttostromverbrauch im KS-Ele bis 2050 um knapp 70 %, da eine Vielzahl neue Stromverbraucher (beispielsweise Wärmepumpen in Gebäuden und elektrische Fahrzeuge im Verkehr) sowie synthetische, strombasierte Brennstoffe (z.B. Wasserstoff in der Industrie, synthetische Flüssigkraftstoffe im Verkehr) zum Einsatz kommen. Der Stromverbrauch der klassischen Verbraucher reduziert sich zwischen 2008 und 2050 um gut 31 %.

Das Energiekonzept sieht vor, die Energieproduktivität pro Jahr um 2,1 % zu steigern.⁹³ Im KS-Ele wird dieses Ziel bis 2035 deutlich übererfüllt, was mit der starken Reduktion des Primärenergieverbrauchs in diesem Zeitraum zusammenhängt. Danach sinkt der Steigerung der Energieproduktivität bis 2045 ab, da einerseits der Primärenergieverbrauch nur noch langsamer sinkt und andererseits auch das Wirtschaftswachstum geringer ausfällt. Da in der Periode 2045 bis 2050 der Primärenergieverbrauch durch oben beschriebenes statistisches Artefakt steigt, sinkt folglich auch die Energieproduktivität in diesem Zeitraum.

16.1.4. Zusammenspiel der einzelnen Ziele im Jahr 2050

In der Gesamtschau zeigt sich, dass das KS-Ele die meisten Ziele des Energiekonzepts ~~deutlich übererfüllen müsste~~, um nahe an die Treibhausgasneutralität zu kommen. Damit bestätigt ~~das KS-Ele~~ ⁹² Eine methodische Unsicherheit für den ermittelten nichterneuerbaren Primärenergiebedarf der Gebäudewärme besteht darin, dass in dieser Berechnung für die Fernwärme ein pauschaler Primärenergiefaktor von 0,7 angenommen wurde.

⁹³ Für diese Analyse wurde die Energieproduktivität als Quotient aus Bruttoinlandsprodukt und Primärenergieverbrauch berechnet.

Ele ein wesentliches Ergebnis der Vorgängerstudie *Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht* (Öko-Institut et al. 2015), nämlich dass das Zielsystem des Energiekonzepts nicht geeignet ist, bis zum Jahr 2050 zu einer Treibhausgasreduktion um 95 % gegenüber 1990 zu führen. Die Energieziele des Energiekonzepts für das Jahr 2050 müssen stattdessen bereits um 2040, also etwa ein Jahrzehnt früher erreicht werden.

Wie auch schon in der Vorgängerstudie (Öko-Institut et al. 2015) festgestellt, sollte das Ziel der Reduktion des Bruttostromverbrauchs nur auf konventionelle Stromverbraucher angewandt werden. Das Primärenergieverbrauchsziel ist basierend auf den derzeit gültigen energiestatistischen Konventionen zweifelhaft.

16.2. Sektorziele für das Jahr 2030 aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz

Im Jahr 2016 beschloss die Bundesregierung mit dem Klimaschutzplan 2050 erstmalig sektorale Emissionsziele. Rechtlich fixiert wurden diese Ziele im Jahr 2019 im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), das für die Jahre 2020 bis 2030 jedem Sektor jährliche Emissionsmengen („Sektorziele“) vorgibt.

Tabelle 16-2 stellt die im Szenario KS-Ele für die Jahre 2025 und 2030 ermittelten sektoralen Emissionen den KSG-Sektorzielen gegenüber. Eine grüne Unterlegung der Abweichung bedeutet dabei Einhaltung des jeweiligen Sektorziels und eine rote Unterlegung zeigt eine Überschreitung des Sektorziels. Alle Sektoren außer dem Verkehr halten die mit Stand Juni 2021 geltenden Sektorziele ein und haben zum Teil deutlich niedrigere Emissionen. So liegen die Emissionen der Energiewirtschaft und der Industrie im Szenariojahr 2030 um jeweils 23 % niedriger als das Sektorziel. Die Gebäude übererfüllen ihr 2030-Ziel um 20 % und die Landwirtschaft um 11 %. Lediglich der Verkehr liegt 2025 noch deutlich über dem Sektorziel. Im Szenariojahr 2030 beträgt die Lücke nur noch 3 %. Somit liegt der Verkehr 2030 zwar über der im KSG definierten zulässigen Emissionsmenge, aber immer noch innerhalb des ursprünglich im Klimaschutzplan 2050 definierten Zielkorridors von 95 bis 98 Mt CO₂e. In Summe über alle Sektoren hinweg werden im KS-Ele die im Jahr 2030 zulässigen Emissionen um etwa 17 % unterschritten.

Tabelle 16-2: Übersicht über die Erfüllung der Ziele des Klimaschutzgesetzes

	Modellierung		KSG (Stand 2019)				KSG (Entwurf 2021)			
	KS-Ele		Sektorziele		Abweichung		Sektorziele		Abweichung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
	Mt CO ₂ e									
Energiewirtschaft	200,4	134,5	175,0		-40,5		108,0		26,5	
Industrie	138,8	107,9	163,0	140,0	-24,2	-32,1	157,0	118,0	-18,2	-10,1
Gebäude	85,0	56,2	94,0	70,0	-9,0	-13,8	92,0	67,0	-7,0	-10,8
Verkehr	146,9	97,4	123,0	95,0	23,9	2,4	123,0	85,0	23,9	12,4
Landwirtschaft	60,4	51,8	64,0	58,0	-3,6	-6,2	63,0	56,0	-2,6	-4,2
Abfallwirtschaft und Sonstiges	6,7	4,9	7,0	5,0	-0,3	-0,1	7,0	4,0	-0,3	0,9
Gesamt	638,1	452,6	543,0		-90,4		438,0		14,6	

Anmerkung: Die komplette Zeitreihe der sektoralen Emissionen ist in Tabelle 15-1 zu finden.

Quelle: Berechnungen Öko-Institut und Fraunhofer-ISI

Die neuen Sektorziele der KSG-Novelle im Juni 2021 konnten zwar nicht mehr in die Szenarioerstellung einfließen, aber Tabelle 16-2 stellt dennoch die Modellierungsergebnisse diesen

neuen Zielen gegenüber. Die im KS-Ele berechneten Emissionen halten für die Sektoren Industrie, Gebäude und Landwirtschaft auch die novellierten Sektorziele ein, der Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges immerhin das Sektorziel für 2025. Da der Verkehr schon die bisherigen Ziele nicht erreichen konnte, kann er die neuen Ziele erst recht nicht einhalten. Ebenso verfehlen die Energiewirtschaft und der Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges die jeweiligen Sektorziele 2030. Zwar ist die absolute Abweichung bei der Energiewirtschaft deutlich größer als bei der Abfallwirtschaft, aber die relative Abweichung beträgt in beiden Fällen etwa ein Viertel. In Summe über alle Sektoren hinweg werden die neuen Sektorziele um lediglich 3 % überschritten. Die Reduktionslücke beträgt knapp 15 Mt CO_{2e}, was etwas mehr als 1 % der Emissionen von 1990 entspricht.

17. Fazit

Das vorgelegte Klimaschutzszenario Elektrifizierung (KS-Ele) zeigt für Deutschland einen Pfad zur nahezu vollständigen Treibhausgasneutralität auf. Es ist das Ergebnis der letzten Runde eines großen Modellierungsprojekts, dessen Szenarien dabei helfen sollen, den Weg zu den politisch formulierten Klimaszutzzielen mit konkreten, in allen Sektoren ausbuchstabilten Entwicklungen zu hinterlegen. Diese politischen Ziele sind zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Studie in Bewegung. Das neue Klimaschutzgesetz, das am 24. Juni 2021 im Bundestag beschlossen wurde, sieht ambitioniertere Ziele vor, als sie auf den ersten Blick in dem hier vorgelegten Szenario in Summe erreicht werden.

Aktuell sind die Erkenntnisse aus der hier vorgelegten umfangreichen Modellierung dennoch, insbesondere mit Blick auf einzelne Zieljahre und Sektoren: So bestätigen die Rechnungen eine Einsicht, der auch mit der aktuellen Novelle des Klimaschutzgesetzes Rechnung getragen wurde: nämlich dass der Pfad zur Treibhausgasneutralität schon sehr früh auf dem Weg große Emissionsminderungen erfordert. Die Zwischenziele des (alten) Energiekonzepts für 2030 und 2040 müssen im KS-Ele deutlich übererfüllt werden, um die angestrebte Emissionsreduktion bis 2050 zu erzielen.

Das führt dazu, dass das hier vorgestellte Szenario in den Sektoren Industrie, Gebäude und Landwirtschaft auch die neuen Ziele erreicht. Im Sektor Energiewirtschaft, der die neuen Ziele für 2030 verfehlt, würde ein etwas schnellerer Kohleausstieg als hier hinterlegt die Lücke schließen können. In der Abfallwirtschaft wird das 2030-Ziel zwar verfehlt, die Emissionen bewegen sich aber auf niedrigem Niveau, so dass die Gesamtzieelerreichung dadurch nicht gefährdet wird. Einzig im Sektor Verkehr reichen die hier vorgelegten Modellierungen ohne weitere Entwicklungen nicht aus, um das neue Ziel erreichen zu können. Hier ist jedoch zu beachten, dass die neueren Entwicklungen der Elektrifizierung von Fahrzeugen nicht mehr in die Modellierung Eingang finden konnten.

Der im KS-Ele skizzierte Weg erreicht im Jahr 2050 einen Zustand der weitgehenden aber nicht vollständigen Treibhausgasneutralität mit einer Minderung von 94 % (ohne LULUCF und internationalen Verkehr) bzw. 96 % (mit LULUF und internationalem Verkehr) gegenüber 1990. Das KS-Ele beschreibt damit für 2050 einen Zustand, der mit den neuen Zielen schon etwa 2042 erreicht sein müsste, um dann, bei etwa linearer Minderung, im Jahr 2045 bei 100 % Treibhausgasneutralität anzukommen.

Die folgenden Ergebnisse aus dem KS-Ele sind mit Blick auf sektorübergreifende Effekte besonders interessant:

- Es gibt – für ein Elektrifizierungs-Szenario definitionsgemäß – eine massive Verschiebung der Energienutzung von anderen Energieträgern hin zum Strom: Der Bruttostromverbrauch klassischer Verbraucher sinkt um rund 156 TWh bzw. ein Viertel, was einen enormen Effizienzgewinn darstellt. Hinzu kommen aber neue Stromverbraucher in Höhe von etwa 586 TWh – was etwa dem Bruttostromverbrauch des Jahres 2015 entspricht. Insgesamt steigt der Bruttostromverbrauch auf knapp über 1000 TWh.
- Importe von Energie spielen weiterhin eine wichtige Rolle: Trotz des starken Rückgang des Energieverbrauchs und großen Anstieg der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen wird keine Energieautarkie erreicht, insbesondere da im Szenario die inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf etwa 1000 TWh begrenzt ist. Die Energieimporte können bis 2050 in Summe um vier Fünftel gegenüber dem heutigen Niveau reduziert werden. Während aktuell vor

allem fossile Brennstoffe importiert werden, gibt es 2050 hierfür drei Optionen: Strom, synthetische Gase/Kraftstoffe oder Biomasse, die teilweise gegeneinander austauschbar sind. Im vorgelegten Szenario wird eine Mischung aus diesen drei Optionen realisiert. Der Import von Biomasse im Jahr 2050 ist um eine Größenordnung kleiner als der heutige Import von Mineralöl.

- Eine Voraussetzung für das Szenario ist der Einsatz von Wasserstoff und PtL/PtG: Wenngleich die Elektrifizierung als direkte Stromnutzung im Vordergrund des Szenarios steht, gibt es Bereiche, in denen andere Lösungen genutzt werden müssen. Dazu zählt z.B. der Einsatz von Wasserstoff als Rohstoff in der Chemieindustrie oder in der Stahlherstellung ebenso wie der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen im Verkehr. Als Speicher in einem Stromsystem mit sehr großen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien wird Wasserstoff ebenfalls relevant.
- Die Rolle der Sektoren verschiebt sich vom gewohnten Bild mit den bisher größten Emitenten Energiewirtschaft, Industrie und Verkehr hin zu einer ganz andere Gewichtung: die Landwirtschaft wird im Jahr 2050 zur größten Emissionsquelle. Damit einhergehend verschiebt sich die Bedeutung der einzelnen Treibhausgase: CO₂ hat aktuell einen Anteil von mehr als vier Fünftel an den gesamten Treibhausgasen. Im Jahr 2050 des KS-Ele hat CO₂ nur noch einen Anteil von etwa einem Zehntel und Methan und Lachgas werden zu den dominierenden Treibhausgasen.

Für die einzelnen Sektoren lässt sich festhalten:

- Energiewirtschaft:
 - In der Stromerzeugung sind der Ausbau erneuerbarer Energien, der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern (zunächst Kohle und Öl, später auch fossiles Erdgas) und im weiteren Zeitverlauf die Umrüstung von Gaskraftwerken auf Wasserstoff entscheidend.
 - Für das Funktionieren des gesamten Stromsystems spielen darüber hinaus Speicher und Flexibilitäten eine entscheidende Rolle. Dafür müssen auch in hohem Maße Speicherverluste in Kauf genommen werden, die zunächst durch mehr Stromproduktion generiert werden müssen. Die zeitliche und räumliche Flexibilität durch flexible Verbraucher, sowie ein gut ausgebautes europäisches Stromnetz sind ebenfalls zentrale Voraussetzungen.
 - Die netzgebundene Wärmeversorgung wird im Szenario KS-Ele auf erneuerbare Energien umgestellt. Da die zur Verfügung stehende Biomasse begrenzt ist, muss Technologien wie Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen, die heute in der Fernwärmeversorgung nur eine Nischenrolle haben, zum Durchbruch verholfen werden.
- Industrie:
 - Die Transformation des Industriesektors führt trotz ambitioniertem Fortschritt bei Kreislaufwirtschaft, Material- und Energieeffizienz sowie Ausbau der Biomassennutzung zu einem sehr hohen zusätzlichen Strombedarf. Durch Elektrifizierung der Prozesswärme steigt der Bedarf um etwa 100 TWh bis 2050 und der zusätzliche Wasserstoffbedarf in Stahl- und wichtigen Prozessen der Chemieindustrie entspricht nochmals etwa 100 TWh Stromnachfrage, wenn er über Elektrolyse in Deutschland erzeugt wird. Abhängig von anderen Stellhebeln (CCS, PtG, Kreislaufwirtschaft, Energieeffizienz, Biomassennutzung) könnte der Strom und Wasserstoffbedarf noch deutlich höher liegen. Hinzu kommt stofflicher Bedarf der chemischen Industrie, der aufgrund mangelnder Daten hier noch nicht berücksichtigt wurde.

- Die Transformation zu einer CO₂-neutralen Industrieproduktion verlangt große strategische Investitionen. Neue Anlagen werden in den meisten Fällen von relativ billigen fossilen Energien auf hochwertige CO₂-neutrale Sekundärenergieträger wie Strom oder Wasserstoff umgestellt. Damit einher gehen deutlich höhere Betriebskosten. Der Instrumentenmix muss entsprechend dahingehend umgestaltet werden, der Industrie eine Perspektive für Investitionen und den wirtschaftlichen Betrieb neuer CO₂-neutraler Anlagen zu bieten. Dies beinhaltet einen ambitionierten CO₂-Preisfad (im ETS und im non-ETS) sowie für die kommende Dekade Klimaschutzdifferenzverträge (CCfDs) um Schlüsseltechniken wirtschaftlich zu machen, Anpassungen der Strompreise, um in der Prozesswärmeerzeugung in den Wettbewerb mit Erdgas treten zu können, aber auch grüne Leitmärkte, welche die Nachfrage nach CO₂-neutralen Produkten und Zwischenprodukten stärken.
 - Der Industriesektor erreicht eine Minderung von etwa 90% ggü. 1990. Weitere Schritte zur CO₂-Neutralität sind eine Minderung verbleibender Prozessemissionen und eine vollständige Verdrängung von Erdgas. Für Ersteres ist derzeit die CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) die einzige Option. Ggfs. kann zukünftig auch die CO₂-Nutzung eine Rolle spielen, dies ist derzeit aber aufgrund der umfangreicheren Interaktion zwischen Branchen (Senke/Quelle) noch unklar. CCS könnte in der Zementindustrie bei gleichzeitigem Einsatz von Biomasse bilanziell negative Emissionen ins System bringen und so andere Bereiche entlasten, die schwieriger zu dekarbonisieren sind. Starke Preissignale oder Ordnungsrecht könnten dazu beitragen, die im Szenario verbleibenden Mengen Erdgas durch direkte Stromnutzung zu ersetzen.
 - Aufgrund der langen technischen Lebensdauern von Prozesswärmeerzeugungsanlagen in der Industrie (20-40 Jahre und mehr) werden Anlagen, die in den kommenden Jahren in Betrieb genommen werden, auch 2050 noch überwiegend im Bestand sein. Sind diese Anlagen zum großen Teil fossil, sind die hier untersuchten Minderungen – und schon gar nicht die deutlich ambitionierten aktuellen Klimaziele – erreichbar. Daher sind frühe Maßnahmen wichtig, um den Neubau fossiler Anlagen deutlich zu begrenzen. Alternativ oder ergänzend können fossile Bestandsanlagen vor Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht werden.
- Verkehr:
 - Wesentliche Strategien zur THG-Reduktion im Verkehrssektor sind Verkehrsverlagerung, Verkehrsvermeidung, Effizienzsteigerung von verbrennungsmotorischen Fahrzeugen, Elektromobilität, sowie der Einsatz von alternativen Flüssigkraftstoffen wie Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen. Um sowohl das Klimaschutzziel bis 2030 als auch eine langfristige Dekarbonisierung zu erreichen, ist es zwingend notwendig, dass alle Strategien ambitioniert und möglichst zeitnah verfolgt werden.
 - Die Schlüsselinstrumente im Verkehr sind: CO₂-Standards für Fahrzeuge, die auch Elektrofahrzeuge attraktiver machen, die Besteuerung von Dienstwagen, erhöhte Kraftstoffpreise, Mautsysteme, Geschwindigkeitsbegrenzungen sowie die Verlagerung der Personenverkehre auf einen stärker ausgebauten öffentlichen Verkehr und auf den Rad- und Fußverkehr und die Verlagerung des Transports von Gütern auf die Schiene.
 - Für die Interpretation der Ergebnisse im Verkehrssektor ist außerdem zu berücksichtigen, dass das Szenario KS-Ele für den Verkehr bereits 2018 modelliert wurde. Die Annahmen bilden daher nicht die aktuellen Entwicklungen ab. Mit Stand 2021 kann von einer deutlich beschleunigten Elektrifizierung aller Fahrzeugarten ausgegangen werden.
 - Gebäude:

- Wesentliche Strategie zur Zielerreichung ist der schnelle Ausstieg aus den fossilen Brennstoffen in der Wärmeversorgung. Das angenommene Verbot der Neuinstallation fossiler Wärmeerzeuger – erst ab dem Jahr 2035 für Erdgaskessel - reicht jedoch nicht aus, um die fossilen Wärmeerzeuger vollständig aus dem Bestand zu verdrängen. Die Wärme aus dem Restbestand an Gaskesseln in 2050 muss so über erneuerbare Brennstoffe bereitgestellt werden oder durch eine Austauschpflicht im Bestand adressiert werden. Ein früheres Verbot von nicht zielkonformen Wärmeversehungstechnologien wäre somit notwendig, sofern der Energieträger nicht durch erneuerbare Brennstoffe dekarbonisiert wird.
- Der zweite wesentliche Punkt ist die Erhöhung der Sanierungsaktivität und Sanierungstiefe. Für die Modellierung wird angenommen, dass ab 2030 die Bestandsgebäude entsprechend den insgesamt höheren energetischen Anforderungen der EnEV bzw. des GEG saniert werden. Die geförderten Sanierungsmaßnahmen (KfW-Effizienzhäuser) werden entsprechend in den Anforderungen ebenfalls angehoben. Es wird ersichtlich, dass trotz einer im Modell unterstellten Reduzierung um 60 % ggü. 2008 in 2050 ein signifikanter Heizwärmebedarf übrig bleibt (vgl. Abb. 6-1), so dass der neben der Reduzierung der Umstieg auf erneuerbare Energien essentiell ist.
- Insgesamt ist zur Einordnung des Szenarios festzuhalten, dass die Modellierung der Ergebnisse bereits vor den Beschlüssen des Klimaschutzprogramms 2030 lagen.
- Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF):
 - Der LULUCF-Sektor ist der einzige Sektor, der eine Senke für THG-Emissionen darstellt. Im Jahr 2050 kann die LULUCF-Senke etwa zwei Fünftel der verbleibenden Emissionen der übrigen Sektoren kompensieren.
 - Die dazu notwendigen Schlüsselmaßnahmen sind der Schutz von Moorböden, die Reduktion des Torfabbaus, der Erhalt von Dauergrünland, die Reduktion der Inanspruchnahme von Flächen für Siedlungen und natürlich die Erhöhung der Waldsenke. In der hier vorgelegten Modellierung konnten die erhöhten Mortalitätsraten für Nadelbäume durch die Trockenereignisse in den Jahren 2018 bis 2020 noch nicht berücksichtigt werden, so dass die Senkenleistung geringer ausfallen kann.
- Landwirtschaft:
 - Die Höhe der Restemissionen aus dem Landwirtschaftssektor ist zum Großteil von der Entwicklung der Tierbestände abhängig und damit auch verbunden mit unseren Ernährungsgewohnheiten und dem Konsum von tierischen Produkten. Neben den Emissionseinsparungen durch den Rückgang der Tierbestände müssen auch die bestehenden technischen Minderungsoptionen wie z.B. die Güllevergärung oder die emissionsarmen Ausbringungstechnologien vollständig umgesetzt und der eingesetzte Stickstoff optimal genutzt werden.
 - Wesentliche Strategien im Landwirtschaftssektor sind daher die Festlegung einer Zielgröße für eine nationale Tierbestandshöhe und die konsistente Ausrichtung aller Politiken und Maßnahmen an diesem Zielwert. Vor allem die flächengebundene Tierhaltung sollte in diesem Zusammenhang wieder stärker in den Fokus rücken. Dies ist auch für die optimale Ausnutzung des anfallenden Stickstoffs relevant.

- Die Umnutzung von Futterflächen, die durch eine Verringerung der Tierbestände frei werden, ist angesichts der neuen Flächenbedarfe zur Schaffung von Kohlenstoffsenken (z.B. Wiederaufforstung, Anlage von Gehölzkulturen), für die Wiedervernässung der Moore und für die Nutzung als ökologische Vorrangflächen zur Sicherung und Wiederherstellung der Biodiversität in der Agrarlandschaft dringend erforderlich. Die Schaffung von zusätzlichen natürlichen Kohlenstoffsenken zum Ausgleich der Restemissionen aus dem Landwirtschaftssektor ist ohne den Tierbestandsrückgang kaum möglich.
- Die Emissionsminderungen in der Landwirtschaft können nur erreicht werden, wenn gleichzeitig klare Signale auf der Ernährungsseite gesetzt werden. Hier steht vor allem die offensive Kommunikation und Umsetzung einer klimafreundlichen Ernährungsempfehlung, aber auch die Einführung von Preissignalen zur Steuerung des Konsums tierischer Produkte im Vordergrund. Ohne Konsumänderungen bleiben die Restemissionen aus dem Landwirtschaftssektor auf einem hohen Niveau und müssen durch den Einsatz von teuren Technologien zur Erzeugung von negativ Emissionen kompensiert werden (z.B. Direct Air Capture).
- Abfallwirtschaft:
 - Im Abfallsektor verbleiben auch im Jahr 2050 noch geringe Restemissionen aus der Abfall- und Abwasserbehandlung. Ein Großteil der Emissionen kann durch technische Maßnahmen wie der Deponiebelüftung und einer Optimierung der biologischen Abfallbehandlungsanlagen aber vermieden werden. Weitere Minderungen können über Verhaltensänderungen durch die Reduktion von Lebensmittelabfällen, aber auch durch eine Reduktion der Proteinaufnahme von tierischen Produkten erzielt werden.
 - Wesentliche Maßnahmen im Abfallsektor wie z.B. die Deponiebelüftung, die Reduktion von Lebensmittelabfällen sind bereits in der Diskussion und auf den Weg gebracht. Eine ambitionierte und zeitnahe Umsetzung ist für die Entwicklung der Emissionen aus dem Abfallsektor entscheidend.

Literaturverzeichnis

- AGEB - AG Energiebilanzen (2008-2015): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Jahre 1990–2015, Stand 2008 für die Jahre 1990-2002, Stand 2012 für die Jahre 2003-2010, Stand 2013 für das Jahr 2011, Stand 2014 für das Jahr 2012, Stand 2015 für das Jahr 2013, Stand 2016 für das Jahr 2014, Stand 2017 für das Jahr 2015, AG Energiebilanzen. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2019.html>.
- Beuth HS - Beuth Hochschule für Technik Berlin; ifeu - ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2017): Jochum, P.; Lempik, J.; Böttcher, S.; Stelter, D.; Krenz, T.; Melwig, P.; Pehnt, M.; von Oehsen, A.; Blömer, S.; Hertle, H. Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich, Kurztitel: Anlagenpotenzial. Beuth Hochschule für Technik Berlin; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. Berlin, Heidelberg, 2017. Online verfügbar unter https://prof.beuth-hochschule.de/fileadmin/prof/jochum/Downloads/Anlagenpotenzial_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- BITKOM - Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V. (2008): Die Zukunft der digitalen Consumer Electronics. Berlin, 2008.
- BMU (2021): Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, Entwurf, 21.04.2021. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/eckpunktetpapier_klimaschutzvertraege_ccfd_bf.pdf.
- BMU (Hg.) (2019): BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Projektionsbericht 2019 für Deutschland, gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, 2019. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/download/projektionsbericht-der-bundesregierung-2019/>, zuletzt geprüft am 23.05.2019.
- BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hg.) (2014): Öko-Institut. Quantifizierung der Maßnahmen für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, 2014. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2208/2014-754-de.pdf>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- BMUB (2015): Übereinkommen von Paris. Deutsche Übersetzung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. BMUB (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/gesetz/uebereinkommen-von-paris/>, zuletzt geprüft am 28.04.2017.
- BMWi (2020a): Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/gesetz-zur-aenderung-des-windenergie-auf-see-gesetzes-und-anderer-vorschriften.html>, zuletzt aktualisiert am 10.12.2020, zuletzt geprüft am 22.09.2021.
- BMWi (2020b): Kabinett beschließt Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes, Pressemitteilung. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200603-kabinett-beschliesst-aenderung-des-windenergie-auf-see-gesetzes.html>.
- BMWi; AGEE-Stat (2021): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2021), Februar 2021. Online verfügbar unter file:///C:/Users/c.loreck/Documents/_Daten/AG_EE_Stat/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2018): BNetzA - Bundesnetzagentur. Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 19.11.2018. Bundesnetzagentur, 2018.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 07.07.2014.
- Bundesregierung (2016): Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, November 2016. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 17.06.2021.
- Bundestag (2019): Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften. Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&start=/*%5b@attr_id=%27bgbl119s0010.pdf%27%5d#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D__1607941327572.
- CEFIC - The European Chemical Industry Council (2013). European chemistry for growth, Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future. The European Chemical Industry Council, 2013. Online verfügbar unter <http://www.cefic.org/Documents/RESOURCES/Reports-and-Brochure/Energy-Roadmap-The%20Report-European-chemistry-for-growth.pdf>.

- Clark, M.; Domingo, N.; Colgan, K. Thakrar, S.; Tilman, D.; Lynch, J.; Azevedo, I.; Hill, J. (2020): Global Food System Emissions Could Preclude Achieving the 1.5° and 2°C Climate Change Targets (*Science* 370) (705-8), 2020. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1126/science.aba7357>., zuletzt geprüft am 27.08.2021.
- Daehn, K. E.; Cabrera Serrenho, A.; Allwood, J. M. (2017): How Will Copper Contamination Constrain Future Global Steel Recycling? In: *Environmental Science & Technology* (51), S. 6599–6606. DOI: 10.1021/acs.est.7b00997.
- Dechema (2017): Bazzanella, A. M.; Ausfelder, F. Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Dechema. Frankfurt, 2017.
- Destatis - Statistisches Bundesamt (2016): Elektrizitäts- und Wärmeeerzeugung nach Energieträgern, 2016.
- DIW (2014): Data Documentation 72, Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets. Unter Mitarbeit von Jonas Egerer, Clemens Gerbaulet, Richard Ihlenburg, Friedrich Kunz, Benjamin Reinhard, Christian von Hirschhausen, Alexander Weber, Jens Weibezahn, 2014. Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/95950>.
- EC (Hg.) (2016): Andersky, T.; Sanchis, G.; Betraoui, B. e-Highway 2050—Database Per Country, Excel-Sheet. Brussels, 2016.
- Eisland, R. (2016): Long-term energy demand in the German residential sector. Baden-Baden.
- Emele, L.; Stappel, M.; Hofmann, C.; Huber, J.; Reithinger, J. (2019): Global warming potentials from IPCC Assessment Reports. Online verfügbar unter https://openenergy-platform.org/dataedit/view/model_draft/szenariendb_gwp, zuletzt aktualisiert am 07.01.2021, zuletzt geprüft am 02.09.2021.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Prognos (Hg.) (2006): Prognos & EWI. Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Köln, Basel, 2006.
- ENTSO-E (2017). Summarized and aggregated provisional data of TYNDP 2018 scenarios (used also for MAF 2017), Version of October 2017. ENTSO-E, October 2017. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP2018_MAF2017_Market%20Data_provisional.xlsx, zuletzt geprüft am 14.12.2018.
- Erich Schmidt Verlag (Hg.) (2003): Brandt, E.; Sanden, J.; Lübbert, M. Verfassungsrechtliche Zulässigkeit neuer übergreifender Rechtsinstrumente zur Begrenzung des Flächenverbrauchs (Berichte des Umweltbundesamtes, 04/03). Berlin, 2003.
- ErP Preparatory Studies (2007a): ErP Preparatory Studies 2007, Lot 3: Personal Computers (desktops and laptops) and Computer Monitors. Final Report. (Lot 3: Personal Computers (desktops and laptops) and Computer Monitors), 2007.
- ErP Preparatory Studies (2007b): ErP Preparatory Studies 2007, Lot 5: "Televisions". Final Report. (Lot 5: "Televisions"), 2007.
- ErP Preparatory Studies (2007c): ErP Preparatory Studies 2007, Lot 6: "Standby and offmode losses". Final Report. (Lot 6: "Standby and offmode losses"), 2007.
- ErP Preparatory Studies (2008a): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 10: Residential room conditioning conditioning appliances (airco and ventilation). Final Report. (Lot 10: Residential room conditioning conditioning appliances (airco and ventilation)), 2008.
- ErP Preparatory Studies (2008b): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 13: "Domestic refrigerators and freezers". Final report. (Lot 13: "Domestic refrigerators and freezers"), 2008.
- ErP Preparatory Studies (2008c): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 14: "Domestic dishwashers and washing machines". Final report. (Lot 14: "Domestic dishwashers and washing machines"), 2008.
- ErP Preparatory Studies (2008d): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 18: "Complex set-top boxes". Final report. (Lot 18: "Complex set-top boxes"), 2008.
- ErP Preparatory Studies (2008e): ErP Preparatory Studies 2008, Lot 19: "Domestic lighting". Final report. (Lot 19: "Domestic lighting"), 2008.
- ErP Preparatory Studies (2009): ErP Preparatory Studies 2009, Lot 16: "Household tumble driers". Final report. (Lot 16: "Household tumble driers"), 2009.
- EuP Preparatory Studies Lot 10 (2008): Residential room conditioning appliances (airco and ventilation). Final Report., 2008. Online verfügbar unter <http://www.ecoaircon.eu/>.
- Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2012): Energy efficiency in the German pulp and paper industry - A model-based assessment of saving potentials. In: *Energy* 40 (1), S. 84–99. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421200120X>.
- Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Eisland, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S. (2018a): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector, The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews* (22), S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

- Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Elsland, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S. (2018b): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews* 22, S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.
- Fleiter, T.; Schломann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013): *Energieverbrauch und CO2 Emissionen industrieller Prozesstechniken - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2017): Pfennig, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Böttger, D. *Mittel- und Langfristige Potenziale von PtL und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen, Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele*. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel, 2017.
- Fraunhofer ISI et al. (2014): *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2006 bis 2011*
- Fraunhofer IWES (2017): *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*, Update 2017, Dez. 2017. Online verfügbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf.
- Fraunhofer IZM (2015): *Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland: Abschlussbericht.*, 2015.
- Fraunhofer IZM, Borderstep Institut (2015): *Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland, (Abschlussbericht)*. Berlin, 2015.
- Gesellschaft für Konsumforschung (Hg.) (2010): GfK. *GfK Retail Panel Haushaltsgeräte Deutschland 1998-2008 – Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Kühlschrank, Gefrierschrank, Kochen und Klimaanlage*. Nürnberg, 2010.
- GfK - Gesellschaft für Konsumforschung (2002-2010): *GfK Retail Panel Haushaltsgeräte Deutschland 1998-2008 – Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschine, Kühlschrank, Gefrierschrank, Kochen und Klimaanlage*. Nürnberg, 2002-2010.
- Höbner, C. W.; Davis, D. H.; Davies, P. R.; Davies, M. P. (2005): TECO: a designer's insight into all-electric melting. In: *Glass Machinery Plants & Accessories* (2), S. 85–91. Online verfügbar unter <https://d1y0n40rzg7wgx.cloudfront.net/uploads/documents/A-Designers-Insight-into-All-Electric-Melting.pdf?mtime=20180928082423&focal=none>.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (2016): Wolfram, P.; Lutsey, N. *Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions*. International Council on Clean Transportation, 2016. Online verfügbar unter http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LitRvw_EV-tech-costs_201607.pdf.
- IFAB - Institut für Agrarökologie und Biodiversität (Hg.) (2020): Oppermann, R.; Pfister, S.; Eirich, A. *Sicherung der Biodiversität in der Agrarlandschaft, Quantifizierung des Maßnahmenbedarfs und Empfehlungen zur Umsetzung*. Mannheim, 2020.
- Institut für System- und Innovationsforschung - Fraunhofer IZM (Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration), Fraunhofer ISI (2009): *Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft. Studie im Auftrag des BMWi*. Berlin, Karlsruhe, 2009.
- Intelligent Energy Europe (2010): Fraunhofer ICT; Fraunhofer ISI. *EUPlastVoltage - Procedures and targets*. Intelligent Energy Europe, 2010. Online verfügbar unter <http://www.euplastvoltage.eu/uploads/downloads/procedures-and-targets.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2015.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf, zuletzt geprüft am 31.08.2021.
- IWU - Institut Wohnen und Umwelt (2010): Diefenbach, N.; Cischinsky, H.; Rodenfels, M.; Clausnitzer, K.-D. *Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*. Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt, 2010.
- Jaccard, M. (2005): Hybrid energy-economy models and endogenous technological change. In: Loulou, R.; Waaub, J.-P. und Zaccour, G. (Hg.): *Energy and Environment*. New York: Springer, S. 81–109.
- Jochem, D.; Weimar, H.; Dieter, M. (2020): *Holzanschlag 2019 steigt – Nutzung konstant*. In: *Holz-Zentralblatt* (33), S. 593–594. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/institute/wf/HM_div_Statistik_Dateien/Dateien_-_Bilanzen_-_Tabellen/Wald/Einschlagrueckrechnung/dn062585.pdf.
- Johann Heinrich von Thünen-Institut (Hg.) (2019): Schmidt, T.; Schneider, F.; Leverenz, D.; Hafner, G. *Lebensmittelabfälle in Deutschland – Baseline 2015 (Thünen Report 71)*. Braunschweig, 2019. Online verfügbar unter

- https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Ernaehrung/WvL/TI-Studie2019_Lebensmittelabfaelle_Deutschland-Langfassung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- KIT - Karlsruher Institut für Technologie Fakultät für Wirtschaftswissenschaften (Hg.) (2015): Biere, D. Modellgestützte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie, Dissertation. Karlsruhe, 2015.
- Kranzl, L.; Hummel, M.; Müller, A.; Steinbach, J. (2013): Renewable heating: perspectives and the impact of policy instruments. In: *Energy Policy* 59, S. 44–58.
- Müller, A.; Biermayr, P. (2011): Die Zukunft des Wärmebedarfs für Heizung und Brauchwassererwärmung in österreichischen Gebäuden bis 2050. In: *7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT*. Wien: Energy Economics Group, Vienna University of Technology, S. 1–17.
- ÖI - Öko-Institut; Helmholtz Centre for Environmental Research - UFZ; PIK - Potsdam Institute for Climate Impact Research (2021): Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Reise, J.; Herold, A.; Bohn, F.; Gutsch, M.; Reyer, C. Interpretation des Klimaschutzgesetzes für die Waldbewirtschaftung verlangt adäquate Datenbasis, Reaktion auf die Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats für Waldpolitik beim BMEL (vom 22.06.2021) (Working Paper, 03/21). Öko-Institut; Helmholtz Centre for Environmental Research - UFZ; Potsdam Institute for Climate Impact Research. Öko-Institut (Hg.). Berlin, 2021. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/interpretation-des-klimaschutzgesetzes-fuer-die-waldbewirtschaftung-verlangt-adaequate-datenbasis-reaktion-auf-die-stellungnahme-des-wissenschaftlichen-beirats-fuer-waldpolitik-beim-bmel-vom-22062021>, zuletzt geprüft am 06.09.2021.
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050, 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2014. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf>, zuletzt geprüft am 24.07.2015.
- Öko-Institut et al. (2015): Öko-Institut et al. Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde. Öko-Institut et al. Öko-Institut (Hg.). Berlin, 2015. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 28.06.2016.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2015). Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Berlin, 18.12.2015. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 29.07.2018.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos; M-Five; IREES; FiBL (2019): Öko-Institut; Prognos AG; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Mfive; IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien; FiBL. Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung, Endbericht. Unter Mitarbeit von Repenning, J.; Schumacher, K.; Bergmann, T.; Blanck, R.; Böttcher, H. et al. Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos; M-Five; IREES; FiBL, 2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 26.06.2020.
- Öko-Institut; ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (2020): Harthan; Ralph O.; Repenning, J.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. C. et al. Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenerien IX“)“ (Climate Change, 33/2020). Öko-Institut; Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, Oktober 2020. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregierung.pdf, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Öko-Recherche (2011): Gschrey, B.; Schwarz, W. Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF6 für Deutschland bis zum Jahr 2050 (Climate Change, 21/2011). Öko-Recherche. Umweltbundesamt (Hg.), 2011. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4226.pdf>, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- Öko-Recherche; Öko-Institut (2015): Gschrey, B.; Schwarz, W.; Kimmel, T.; Zeiger, B.; Jörß, W.; Schumacher, K.; Cludius, J. Maßnahmen zur Verbesserung der Marktdurchdringung klimafreundlicher Technologien ohne halogenierte Stoffe vor dem Hintergrund der Revision der Verordnung (EG) Nr. 842/2006 (Climate Change, 6/2015). Öko-Recherche; Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.), 2015. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2015_massnahmen_zur_verbeserung_der_marktdurchdringung.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- Olonschek, M., Holsten, A., & Kropp, J.P. (2011): Heating and cooling energy demand and related emissions of the German residential building stock under climate change (Energy Policy (9) 4795-4806), 2011.
- P3 group - P3 automotive GmbH (2015): Hackmann, M.; Pyschny, H.; Stanek, R. Total Cost of Ownership Analyse für Elektrofahrzeuge. P3 automotive GmbH, 2015.

- Prognos (Hg.) (2007). Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen. Basel, Berlin, 2007.
- Prognos, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2014. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 24.07.2015.
- Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Worrell, E. (2018a): Inter-fuel substitution in European industry, A random utility approach on industrial heat demand. In: *Journal of Cleaner Production* (187), S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.
- Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Worrell, E. (2018b): Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: *Journal of Cleaner Production* 187, S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.
- Rehfeldt, M.; Globisch, J.; Fleiter, T. (2019): Fuel choice in industrial steam generation: Empirical evidence reveals technology preferences. In: *Energy Strategy Reviews* (26). DOI: 10.1016/j.esr.2019.100407.
- Reichelt (2015): Reichelt Evaluierung des GEST-Modells zur Abschätzung der Treibhausgasemissionen aus Mooren, Masterarbeit, Universität Greifswald, 2015.
- Ritter, D.; Meyer, R.; Koch, M.; Haller, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C. (2019): Effects of a Delayed Expansion of Interconnector Capacities in a High RES-E European Electricity System. In: *Energies* 12(16) (3098). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.3390/en12163098>, zuletzt geprüft am 28.08.2019.
- Schmitz, A.; Kamiński, J.; Maria Scalet, B.; Soria, A. (2011): Energy consumption and CO2 emissions of the European glass industry. In: *Energy Policy* 39 (1), S. 142–155. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.09.022.
- Statistisches Bundesamt (2012): Fachserie 4 Reihe 6.4: Produktion im Produzierenden Gewerbe. Statistisches Bundesamt (Hg.), 2012.
- StBA - Statistisches Bundesamt (2010): Produktionsdatenbank (Prodcod). Wiesbaden, 2010. Online verfügbar unter <http://www.eds-destatis.de/de/theme4/prodcom.php>.
- StBA (2014a), 2014. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsgueter/Tabellen/Haushaltsgeraete_D.html;jsessionid=C31652E6733135B52042C3DE401DC823.cae4#tab221342No1.
- StBA (2014b): Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, 2014.
- Steinbach, J. (2015): Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Online verfügbar unter <https://www.verlag.fraunhofer.de/bookshop/buch/Modellbasierte-Untersuchung-von-Politikinstrumenten-zur-Foerderung-erneuerbarer-Energien-und-Energieeffizienz-im-Gebaeudebereich/245046>.
- SteinkohleFinG (2015): Deutscher Bundestag. Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018, SteinkohleFinG, Fassung vom 31.08.2015. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/steinkohlefin/index.html>, zuletzt geprüft am 23.02.2017.
- Stormont, R. (2009): Large electric melter installations: The way forward? In: *Glass International* (2), S. 42. Online verfügbar unter <http://www.electroglass.co.uk/articles/2009-02%20Large%20Electric%20Melter%20Installations%20The%20Way%20Forward.pdf>, zuletzt geprüft am 18.06.2021.
- Stormont, R. (2010): Electric melting and boosting for glass quality improvement. In: *Glass Worldwide*. Online verfügbar unter <http://www.electroglass.co.uk/articles/2010-09%20Electric%20Melting%20&%20Boosting%20for%20Glass%20Quality%20Improvement.pdf>, zuletzt geprüft am 18.06.2021.
- Studie im Auftrag des BMWi (Hg.) (2009): Fraunhofer IZM und Fraunhofer ISI. Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft. Berlin, Karlsruhe, 2009.
- Technische Universität Wien (2015): Müller, A. Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock. Technische Universität Wien, 2015.
- Thünen-Institut (2019): Osterburg, B. e. a. Folgenabschätzung für Maßnahmenoptionen im Bereich Landwirtschaft und landwirtschaftliche Landnutzung, Forstwirtschaft und Holznutzung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 (Thünen Working Paper 137). Thünen-Institut. Thünen-Institut (Hg.). Braunschweig, 2019.
- UBA - Umweltbundesamt (2007): Köck, W.; Bovet, J.; Gawron, T.; Hofmann, E.; Möckel, S. Effektivierung des raumbezogenen Planungsrechts zur Reduzierung der Flächeninanspruchnahme. Unter Mitarbeit von Rath, K. (Berichte des Umweltbundesamtes, 01/07). Umweltbundesamt. Erich Schmidt Verlag (Hg.). Berlin, 2007.
- UBA - Umweltbundesamt (2016): Zentrales System Emissionen (ZSE), Datenauspielung, Stand 11.10.2016, 2016.

- UBA - Umweltbundesamt (2017a): UBA - Umweltbundesamt. Zentrales System Emissionen (ZSE), Datenauspielung, Stand 02.08.2017. Umweltbundesamt, 2017.
- UBA - Umweltbundesamt (2021a): UBA - Umweltbundesamt. Nationaler Inventarbericht, Detaillierte Berichtstabellen CRF 2021. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau, Januar 2021. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envydr8ltq/, zuletzt geprüft am 31.08.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2003): Penn-Bressel, G.; Jering, A.; Lindemann, H.-H.; Seidel, W.; Musolff, A.; Burger, A.; Berg, H.; Wehrspau, M.; Locher, B.; Hülsmann, W.; Solms, J.; Dickow-Hahn, R.; Roy, L. et al. Reduzierung der Flächeninanspruchnahme durch Siedlung und Verkehr. Materialienband (Texte, 90/03). Berlin, 2003. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/2587.pdf>, zuletzt geprüft am 19.04.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2010): Barthel, C.; Franke, M.; Müller, P.; Dittmar, C. Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte, Veröffentlichung im Rahmen des Projektes "Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRes) Arbeitspaket 14, 2010.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2017b). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2015 (Climate Change, 13/2017). Dessau-Roßlau, 2017. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-04-26_climate-change_13-2017_nir-2017_unfccc_de.pdf.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2021b): UBA. National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2019, Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2021 National. Dessau-Roßlau, Germany, 2021.
- UBA (2018): UBA. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016, Gekürzte Version für die EU. UBA. Dessau-Roßlau, 14.01.2018. Online verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envwldoww/2018_01_15_EU-NIR_2018.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2018.
- Umweltbundesamt (2019): UBA. Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Umweltbundesamt, 2019. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2010). Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte, Veröffentlichung im Rahmen des Projektes "Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRes). Arbeitspaket 14. Unter Mitarbeit von Barthel, C.; Franke, M.; Müller, P. und Dittmar, C. Dessau-Roßlau, 2010.
- Umweltbundesamt (Hg.): HFR - Öko-Institut, Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V. (ATB), Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg. Nexus Ressourceneffizienz und Landnutzung – Ansätze zur mehrdimensionalen umweltpolitischen Bewertung der Ressourceneffizienz bei der Biomassebereitstellung, Abschlussbericht. Unter Mitarbeit von Dr. Hannes Böttcher, Dr. Klaus Hennenberg, Kirsten Wiegmann, Margarethe Scheffler, Franziska Wolff, Martin Gsell, Anja Hansen, Dr. Andreas Meyer-Aurich, Dr. Philipp Grundmann, Dimitri Vedel. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-03-04_texte_45-2020_nexus-ressourceneffizienz-landnutzung.pdf.
- UNFCCC (Hg.) (2017). German submission of Common Reporting Format (CRF) Tables for 2015, 2017. Online verfügbar unter https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/deu-2017-crf-11apr17.zip.
- Van Holsteijn en Kemna B.V. et al. (2014): "Omnibus" Review Study on Cold Appliances, Washing Machines, Dishwashers, Washer-Driers, Lighting, Set-top Boxes and Pumps., 2014.
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2018): NEP-Gas-Datenbank, Ausbaumaßnahmen, 2018 NEP Entwurf. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#!/ausbaumaassnahmen>, zuletzt aktualisiert am 12.10.2018.
- Willett, W.; Rockström, J.; Loken, B.; Springmann, M.; Lang, T.; Vermeulen, S.; Garnett, T.; Tilman, D.; DeClerck, F.; Wood, A.; Jonell, M.; Clark, M.; Gordon, L. J. et al. (2019): Food in the Anthropocene: the EAT–Lancet Commission on healthy diets from sustainable food systems. In: *The Lancet* 393 (10170), S. 447–492. DOI: 10.1016/S0140-6736(18)31788-4.
- WWF (Hg.) (2009): Prognos, Ö.-I. Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Basel, Berlin, 2009.
- ZVEI (2006-2009): Zahlenspiegel des deutschen Elektro-Hausgerätemarktes 2005-2008. Frankfurt, 2006-2009.

18. Anhang: Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050 (Stand 17.4.2018) – Ein Auszug

18.1. Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

18.1.1. Bevölkerungsentwicklung

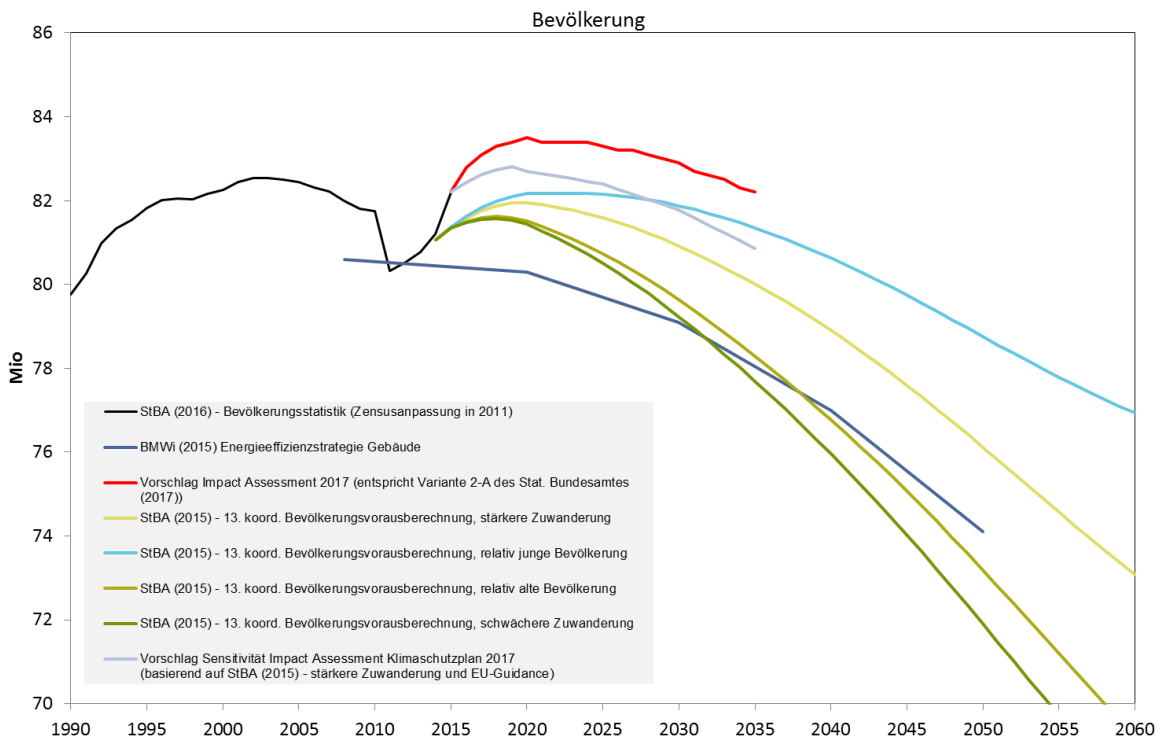
Die Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 leiten sich aus den aktuellen Angaben und der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes – stärkere Zuwanderung (StBA 2009, 2015, 2016 a, 2017) ab. Eine ausführlichere Beschreibung der Projektionen und ihrer Annahmen ist im Rahmendatenkapitel des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017) gegeben. Abweichend vom Projektionsbericht 2017 wird für das Impact Assessment vorgeschlagen, den aktuellen Entwicklungen Rechnung zu tragen und das Wachstum zwischen 2015 und 2020 stärker zu berücksichtigen. Die Fortschreibung baut auf der Aktualisierung der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Basis 2015, Variante 2-A. stärkere Zuwanderung auf. Die Bevölkerungsentwicklung ist für die Entwicklung der Wohnflächen sowie den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte von Bedeutung.

Einen Überblick über verschiedene Projektionen enthält die Abbildung 18-1. Als Hintergrundinformation sei vermerkt: Die dargestellten fünf verschiedenen Varianten der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes unterscheiden sich in den Annahmen zur Geburtenrate, Lebenserwartung und zum Wanderungssaldo in der Zukunft: Die Variante „Kontinuität bei schwächerer Zuwanderung“ geht von einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 130.000 Personen pro Jahr aus, die Variante „Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“ geht von einem höheren durchschnittlichen Zuwanderungssaldo von 230.000 Personen pro Jahr aus. Die Variante „Relativ junge Bevölkerung“ nimmt eine höhere Geburtenhäufigkeit mit einem Anstieg von 1,4 auf 1,6 Kinder pro Frau bis zum Jahr 2028 an bei einer durchschnittlichen stärkeren Nettozuwanderung von 230.000 Personen pro Jahr. Die Variante „Relativ alte Bevölkerung“ basiert auf der Annahme einer gleichbleibenden Geburtenhäufigkeit von 1,4 Kindern pro Frau, einem Anstieg der Lebenserwartung für Frauen und Männer und einer schwächeren Zuwanderung (Variante „Schwächere Zuwanderung“). Die Variante mit stärkerer Zuwanderung wurde Anfang 2017 aktualisiert. Sie geht von einer höheren Geburtenrate von 1,5 Kindern je Frau aus, der Wanderungssaldo sinkt von 750.000 im Jahr 2016 auf 200.000 im Jahr 2021 und bleibt danach konstant.

Die Annahmen in der EU-Guidance zu den Kerngrößen der Bevölkerungsmodellierung sind von der Europäischen Kommission im Ageing Report (EC 2015) für jedes EU-Land dargelegt und entsprechen in etwa denen der 13. Bevölkerungsvorausberechnung. Für Deutschland wird im Ageing Report eine Geburtenrate angenommen, die kontinuierlich bis auf 1,6 Kinder pro Frau ansteigt, die Lebenserwartung steigt auf 89,1 Jahren für Mädchen bei Geburt in 2060 (85,2 für Jungen) und die Nettozuwanderung liegt bei knapp 230.000 Personen in 2020, bleibt auf hohem Niveau über 200.000 bis 2030 und sinkt anschließend bis zum Jahr 2060 auf knapp unter 100.000 ab.

Die in der Energieeffizienzstrategie Gebäude des BMWi aus dem Jahr 2015 (Prognos et al. 2015) angenommenen Bevölkerungsprojektionen basieren noch auf der 12. Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes vor der Zensusanpassung und liegen daher kontinuierlich niedriger.

Abbildung 18-1: Aktuelle Bevölkerungsprojektionen im Vergleich



Quelle Eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (StBA) (2009, 2015, 2016 a, 2017a), EC (EU-Guidance 2016)

Die für das Hauptszenario des Impact Assessments vorgeschlagenen Datenpunkte sind damit die folgenden:

- 2015:** 82,2 Mio. Einwohner
- 2020:** 83,5 Mio. Einwohner
- 2025:** 83,3 Mio. Einwohner
- 2030:** 82,9 Mio. Einwohner

Es wird zusätzlich noch ein Sensitivitätsszenario vorgeschlagen, welches den Trend der EU-Guidance ab 2020 fortschreibt. In den Jahren 2015 bis 2020 wird das nicht korrigierte jährliche Wachstum der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes bei stärkerer Zuwanderung herangezogen.

Die Datenpunkte des Sensitivitätsszenarios sind damit wie folgt:

- 2015:** 82,2 Mio. Einwohner
- 2020:** 82,7 Mio. Einwohner
- 2025:** 82,4 Mio. Einwohner
- 2030:** 81,8 Mio. Einwohner

Die Wachstumsraten der oben gezeigten Projektionen sind in unten stehender Tabelle zusammengefasst, der Vorschlag für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 ist hervorgehoben.

Tabelle 18-1: Projizierte Wachstumsraten der Bevölkerung in % im Vergleich

	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
	durchschnittlich jährliches Wachstum			
StBA (2015) - 13. koord. Bevölkerungsvorausberechnung, ...				
... schwächere Zuwanderung	0,02%	-0,23%	-0,32%	-0,39%
... stärkere Zuwanderung	0,15%	-0,09%	-0,16%	-0,23%
... relativ junge Bevölkerung	0,19%	0,00%	-0,07%	-0,13%
... relativ alte Bevölkerung	0,04%	-0,19%	-0,27%	-0,34%
EU-Guidance (2014)	-0,02%	-0,07%	-0,12%	-0,23%
StBA (2017) - 13. koord. Bevölkerungsvorausberechnung				
... stärkere Zuwanderung, aktualisiert (Variante 2A)	0,31%	-0,05%	-0,10%	-0,17%
EU-Guidance (2016)	-0,12%	-0,08%	-0,15%	-0,21%
BMWi (2015) Energieeffizienzstrategie Gebäude		-0,15%	-0,15%	-0,27%
Projektionsbericht 2017 (basierend auf EU-Guidance 2016)	-0,12%	-0,08%	-0,15%	-0,21%
Vorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2017 (basierend auf StBA (2017) - aktualisierte stärkere Zuwanderung)	0,31%	-0,05%	-0,10%	-0,17%
Vorschlag Sensitivität Impact Assessment Klimaschutzplan 2017 (basierend auf StBA (2015) - stärkere Zuwanderung und EU-Guidance)	0,15%	-0,08%	-0,15%	-0,21%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis oben genannter Quellen

18.1.2. Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

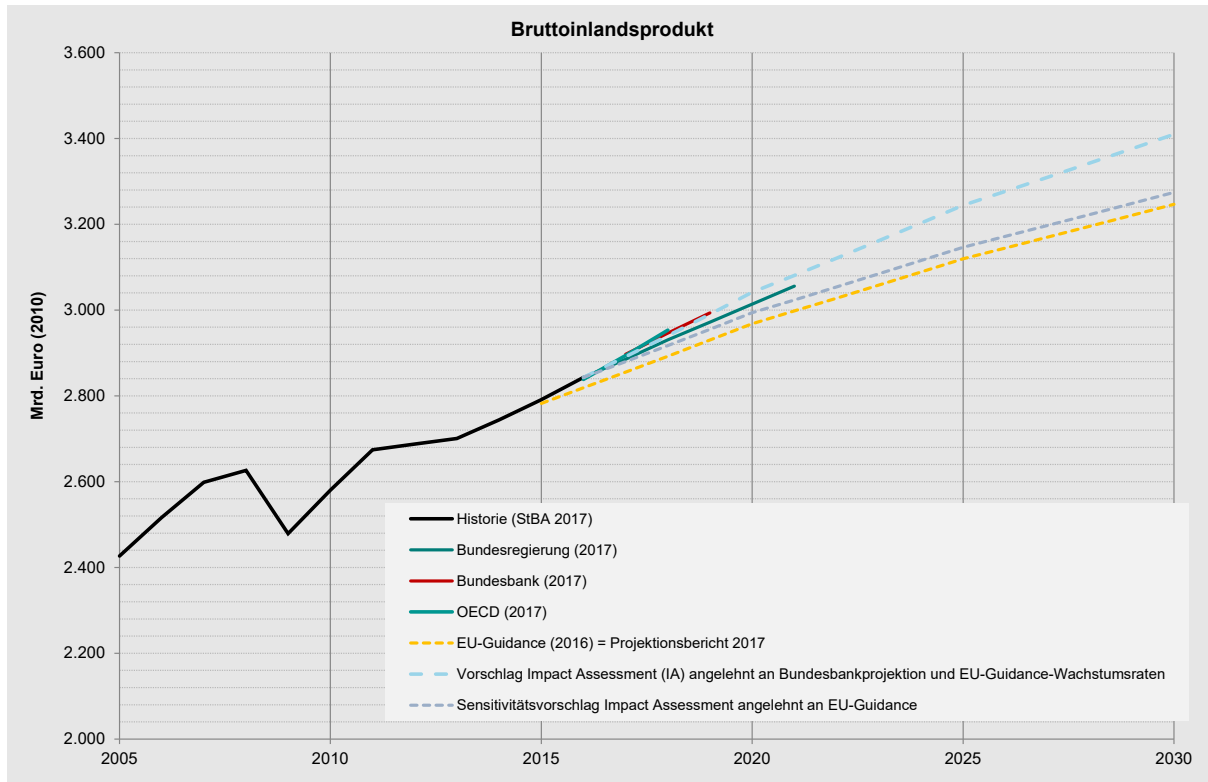
Für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung wurden die neuesten Frühjahrsprojektionen verschiedener Organisationen (Frühjahrsprojektion der Bundesregierung (BMWi/BMF 2017), Deutsche Bundesbank (2017), OECD (2017)) hinzugezogen und im Vergleich zu den Annahmen im Projektionsbericht 2017 betrachtet.

Bei der Betrachtung der EU-Guidance, die Grundlage für den Projektionsbericht 2017 war, wird deutlich, dass sich aktuell ein leicht höheres Wachstum realisiert hat, als in der EU-Guidance gegeben (1,5% p.a. aktuell versus 1,3% p.a. EU-Guidance). Daher wird für das Impact Assessment vorgeschlagen, der Projektion der Bundesbank bis zum Jahr 2019 zu folgen und die in der EU-Guidance vorgegebenen Wachstumsraten (zeitlich verschoben) anzuschließen. Damit wird ein deutlich positiveres Wirtschaftswachstum als im Projektionsbericht 2017 angenommen.

Die vorgeschlagene Sensitivitätsprojektion nimmt hingegen an, dass das Wirtschaftswachstum ab sofort (d.h. ab 2017) auf dem EU-Guidance-Pfad liegen wird. Der Unterschied zwischen der Hauptvariante für das Impact Assessment und der Sensitivitätsvariante liegt also darin, zu welchem Zeitpunkt auf den EU-Guidance-Pfad geschwenkt wird.

Die zugehörigen Wachstumsraten sind in Abbildung 18-2 dargelegt. Die Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 sind farblich hervorgehoben.

Abbildung 18-2: Vergleich aktueller und vergangener Projektionen des Bruttoinlandsproduktes



Quelle: Eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (StBA2017b), Projektionsbericht (2017), EC (EU-Guidance 2016), Bundesbank (2017), OECD (2017).

Die zugehörigen Wachstumsraten sind in Tabelle 18-1 dargelegt. Die Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 sind farblich hervorgehoben.

Tabelle 18-1: Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten des realen Bruttoinlandsproduktes für Deutschland in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050

	2016-2018	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Bundesregierung (2017)	1,5%	1,6%		
Deutsche Bundesbank (2017)	1,7%			
OECD (2017)	2,0%			
EU-Guidance (2016) = Projektionsbericht (2017)	1,3%	1,3%	1,0%	0,8%
Vorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2050 (angelehnt an Bundesbankprojektion und die EU-Guidance-Wachstumsraten – zeitlich verzögert)	1,7%	1,7%	1,3%	1,0%

Sensitivitätsvorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2050 (angelehnt an EU-Guidance)	1,3%	1,3%	1,0%	0,8%
--	------	------	------	------

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der oben angegebenen Quellen

18.1.3. Diskontrate

Die Diskontrate wird benötigt, um Zahlungsströme (auch Kosten und Einsparungen), die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, zu vergleichen. Konkret wird durch Diskontierung ein Gegenwartswert zukünftiger Zahlungsströme erzeugt. Aufgrund einer allgemein angenommenen Gegenwartspräferenz, welche Ausdruck in einer positiven Diskontrate findet, werden weiter in der Zukunft liegende Zahlungsströme niedriger gewichtet (d.h. Zahlungsströme in der Gegenwart werden gegenüber zukünftigen Zahlungsströmen bevorzugt).

Anhaltspunkte für die Festlegung eines geeigneten Zinssatzes bieten die folgenden Empfehlungen oder Studien:

Die Europäische Kommission spricht Empfehlungen für Diskontsätze in der Durchführung von Impact Assessments aus, die in der Better Regulation Toolbox [1] bzw. in den Better Regulation Guidelines [2] dargelegt sind. Dort wird als soziale Diskontrate, also die Diskontrate aus der gesellschaftlichen Perspektive, ein Wert von 4% real pro Jahr (zur Anwendung auf Kosten und Erlöse in konstanten Preisen) empfohlen.

In der UBA-Methodenkonvention werden ebenfalls Konventionen zur Diskontrate festgelegt.⁹⁴ Hier wird zwischen kurzfristigen Zeiträumen (bis ca. 20 Jahre) und generationenübergreifenden, weiter in der Zukunft liegenden Zeiträumen unterschieden. Für den Zeitraum bis ca. 20 Jahre ist mit einer Diskontrate von 3% p.a. zu rechnen, für weiter in Zukunft reichende Zeiträume mit 1,5% p.a.⁹⁵

Für die Bewertungen des Bundesverkehrswegeplan 2030 des Bundesministeriums für Verkehr wurde eine Diskontrate in Höhe von real 1,7% (auf Basis der sozialen Zeitpräferenzrate) verwendet. Auch bei Verwendung eines alternativen Diskontierungsmotivs (Opportunitätskostenansatz) ergibt sich ein Wert nahe 2 % p.a. (real)⁹⁶.

Eine weitere Orientierung für langfristige Diskontraten bietet die Gutachtliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich (Oktober 2015).⁹⁷ Diese erachtet methodische Grundlage des EIOPA-Stresstests (Europäische Aufsichtsbehörde für das Versicherungswesen) als „die bestmögliche Zinsschätzung“ zur Abdiskontierung von künftigen Zahlungsströmen. Diese kommt zu dem Ergebnis, dass sich der Zinssatz in der langen Frist einem

[1] EC (2015): Better Regulation "Toolbox";

[2] EC (2015): Better Regulation Guidelines; http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/swd_br_guidelines_en.pdf

⁹⁴ UBA (2012) Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf

⁹⁵ Zusätzlich ist geboten, bei generationenübergreifenden Betrachtung eine Sensitivitätsrechnung mit einer Diskontrate in Höhe von 0% durchzuführen. Der wichtigste Unterscheidungsgesichtspunkt beim UBA liegt in der individuellen und der intergenerationellen Nutzendiskontierung. Aus individueller Perspektive werden die künftigen Einnahmen oder Ausgaben geringer bewertet und eine Diskontierung ist sinnvoll. Aus intergenerationeller Sicht, die den Nutzen der künftig lebenden Generation mit der heute lebenden Generation vergleicht, gibt es keinen Anhaltspunkt, warum der Nutzen künftiger Generationen geringer bewertet werden sollte.

⁹⁶ Informationen zur Herleitung befinden sich im FE-Bericht zur Weiterentwicklung der BVWP-Methodik: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/BVWP/bvwp-2015-ueberpruefung-nka-endbericht.pdf?__blob=publicationFile

⁹⁷ http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stresstestkernenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=3 bieten

(nominalen) Zinssatz von 4,2 % annähert. Dieser setzt sich aus einer Inflationserwartung von 2 % und einem Realzinssatz von 2,2 % zusammen.

Bei der Diskontierung sind die gesellschaftliche und die private Perspektive zu unterscheiden. Private Akteure stellen in ihren Investitionsentscheidungen in der Regel höhere Verzinsungsansprüche als die Gesellschaft als Ganzes, da sie das Risiko individuell tragen müssen, woraus andere Diskontierungsfaktoren resultieren.⁹⁸ Bei privaten Akteuren (Unternehmen, Haushalte) spielen individuelle Entscheidungs-, Finanz- und Risikosituationen eine bestimmende Rolle. Die Europäische Kommission merkt daher an, für die Betrachtung/Modellierung von Investitionsentscheidungen privater Akteure eine höhere Diskontrate anzulegen als für die Betrachtung der sozialen Kosten, die aus der gesellschaftlichen Perspektive erfolgt. Für Unternehmen kann dafür die Capital Asset Pricing Method (CAPM) verwendet werden, die die Kapitalkosten mit dem Investitionsrisiko verknüpft. Auch ein sog. Weighted Average Cost of Capital (WACC - *gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten*) kann verwendet werden, der von KPMG in der Kapitalkostenstudie 2016 mit 7,1% berichtet wird⁹⁹.

Für das **Impact Assessment** der Sektorziele 2030 steht die gesellschaftliche Perspektive im Vordergrund mit dem Ziel, die Nettokosten zu bewerten, die für die Gesellschaft zur Erfüllung der Zielpfade entstehen können. Dafür soll in der *Hauptvariante* als ein Näherungsmittelwert der vom UBA vorgeschlagenen Diskontsätze für die kurze und lange Perspektive eine reale Diskontrate von 2% p.a. angesetzt werden. Diese spiegelt auch die Annahmen in anderen Studien wider und reflektiert das derzeit geringe Zinsniveau. Als *Sensitivitätsvariante* wird vorgeschlagen, die gesellschaftliche Perspektive auf Basis der Better Regulation Guidelines der Europäischen Kommission mit einer Diskontrate von 4% zu verfolgen. Diese Diskontrate wurde auch in Studien angewendet, die dem Impact Assessment als Informationsbasis dienen können (bspw. Klimaschutzszenario 2050, Projektionsbericht 2017), und erlaubt daher Konsistenz und Vergleichsmöglichkeiten.

Hervorzuheben ist noch einmal, dass diese sozialen Diskontraten nicht die Perspektive privater Akteure widerspiegeln, die in Entscheidungen über Investitionen zum Tragen kommt und durch individuelle Entscheidungskalküle und unterschiedliche Hemmnisse geprägt ist, bspw. Risikoaversion, hyperbolisches Diskontieren, Notwendigkeit kurzer Amortisationszeiten, beschränkter Zugang zu Finanzmitteln, Informationsasymmetrien etc..

⁹⁸ EC (2015): Better Regulation "Toolbox"; http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/br_toolbox_en.pdf

⁹⁹ Quelle: <https://home.kpmg.com/de/de/home/newsroom/press-releases/2016/11/kapitalkostenstudie-2016.html>. Im Jahr 2014 berichtete KPMG: „Der durchschnittliche WACC (Weighted Average Cost of Capital, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) war weitgehend stabil und lag bei 7,8 Prozent (im Vorjahr 7,7 Prozent). Er variierte je nach Branche zwischen 7,2 und 8,2 Prozent“ (<https://audit-committee-institute.de/24793.htm>). Auch andere Unternehmensberatungen oder Institute berichten regelmäßig WACCs, bspw. PwC in ihren Kapitalmarktdatentools (<http://pwc-tools.de/kapitalkosten/>).

18.2. Projektion der Entwicklung der Primärenergiepreise und der Treibhausgas-Emissionsberechtigungen

18.2.1. Annahme zur Entwicklung des USD-Wechselkurses

Der USD-Wechselkurs ist eine zentrale Annahme, da Steinkohle und Rohöl auf den Weltmärkten in dieser Währung gehandelt werden. Die vorgeschlagenen Rahmendaten übernehmen die Wechselkursannahme aus dem EU-Referenzszenario 2016 (dort auf S. 47):

2015: 1,12 USD/EUR, linear ansteigend bis 2025

2025: 1,20 USD/EUR, danach konstant

Tabelle 18-2: Annahme zum USD-Wechselkurs bis 2035

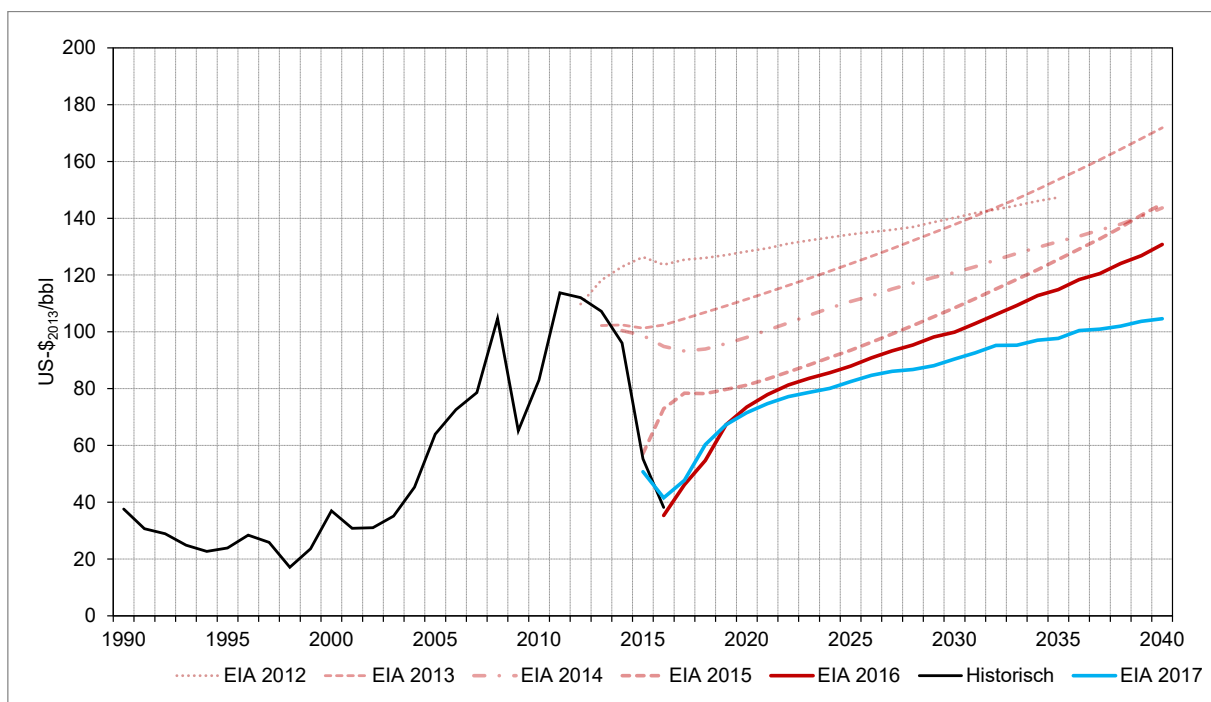
2015	2020	2025	2030	2035
1,12	1,16	1,20	1,20	1,20

Quelle: EU Reference Scenario 2016

18.2.2. Preisprojektionen für Rohöl, Steinkohle und Erdgas

Die aktuellen Weltmarktpreise für Rohöl liegen weiterhin auf niedrigem Niveau (etwa 50\$/Barrel) und deutlich unter den Projektionen, die noch vor wenigen Jahren von den gängigen Institutionen wie U.S. Energy Information Administration (EIA) und International Energy Agency (IEA) angesetzt wurden. Abbildung 18-3 zeigt, wie die Ölpreisprojektionen der EIA in den letzten Jahren deutlich abgesenkt wurden. Die aktuelle Projektion der EIA (in blau) geht nach wie vor von einer Erholung der Rohölpreise aus (auf rund 80 \$ / Barrel bis 2025).

Abbildung 18-3: Ölpreisprojektionen der EIA, 2012–2017



Quelle:

EIA Annual Energy Outlooks 2012–2017

Der Preis für Rohöl im internationalen Markt (hier derjenige für die Rohölsorte Brent als internationaler Marker-Preis) zeigt schon länger als erwartet einen fallenden Trend. In der Vergangenheit wurde im Allgemeinen damit gerechnet, dass auf Grund der global wachsenden Brennstoffnachfrage die teurere, unkonventionelle Förderung (vorrangig in den USA) in naher Zukunft wieder preissetzend sein wird. Angenommen wird zur Kostendeckung dort i. d. R. ein Mindestniveau von 60 \$ / Barrel (ausführliche Argumentation z. B. im World Energy Outlook der IEA). Dieser Wert ist seit 2015 unterschritten. Unterschätzt wurden allerdings sowohl Kostensenkungspotenziale als auch die Beständigkeit und die Flexibilität der US-Förderung bei geringen Ölpreisen.

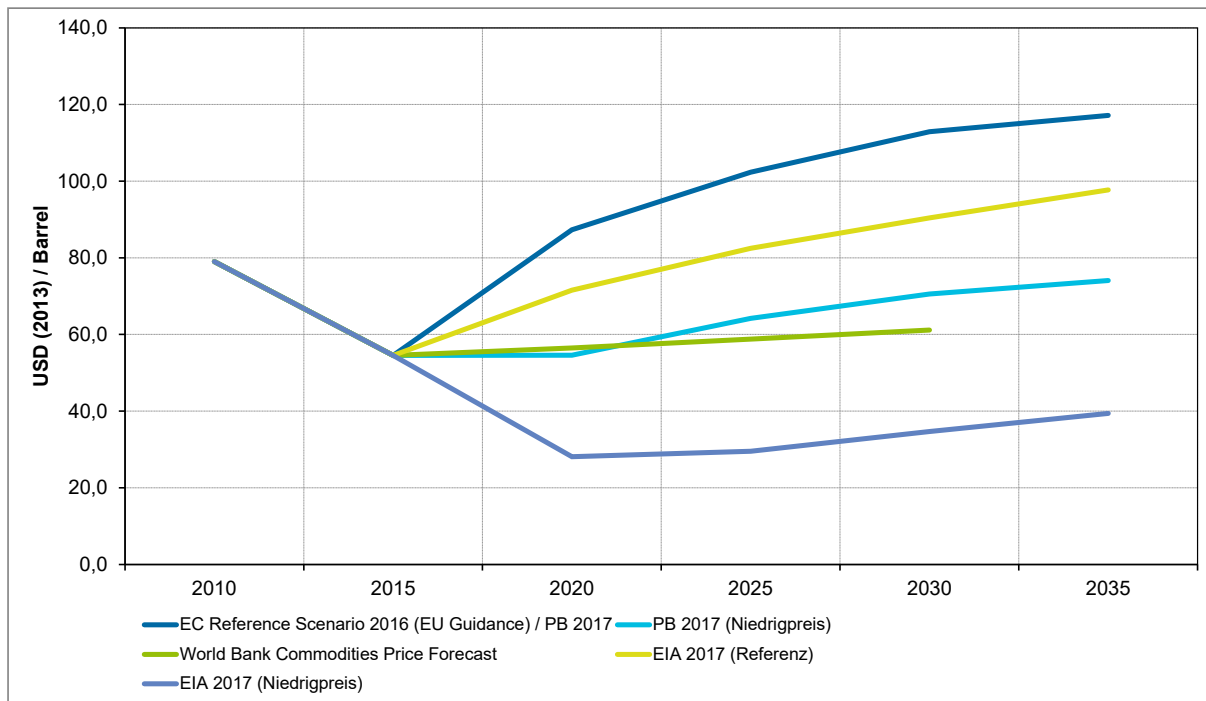
Auf den Brennstoffmärkten besteht damit Unsicherheit über die weitere Preisentwicklung: Einerseits wird in den USA trotz geringer Preise stärker gefördert als erwartet, andererseits haben die geringen Preise durchaus zu einem Rückgang der Investitionen in den USA und einer Drosselung der OPEC-Förderung geführt. Grundsätzlich ist ein mittelfristiger Preisanstieg damit nach wie vor wahrscheinlich. Wann dieser kommt, wie lange er anhalten wird und ob darauf ein weiterer Preisverfall folgt, ist schwer einzuschätzen. Als sicher kann nur gelten, dass sich in der jeweils kurzen Frist deutlich volatilere Ölpreistrends ergeben können.

Dementsprechend gehen die Einschätzungen der verschiedenen Prognoseinstitute stark auseinander. Die folgenden Tabellen und Abbildungen vergleichen die Rahmendaten des Referenzszenarios der Europäischen Kommission („EU Guidance 2016“), die im Projektionsbericht 2017 wie empfohlen als Grundlage verwendet wurde, das Niedrigpreisszenario aus dem Projektionsbericht 2017 sowie die gegenwärtigen Einschätzungen der Weltbank und der U. S. Energy Information Administration.¹⁰⁰ Abbildung 18-4 zeigt zunächst die Preisprojektionen für Rohöl (für die Sorte Brent).

Die Weltbank geht von dauerhaft nahezu konstant niedrigen Preisen aus, dies entspricht bis 2020 etwa dem Niedrigpreisszenario des Projektionsberichts, welches danach im Gegensatz zur Weltbank wieder ansteigt. Die EIA geht im Referenzszenario ihres Annual Energy Outlook 2017 wieder von steigenden Preisen aus. Das Niedrigpreis-Szenario der EIA setzt noch 2017 einen Einbruch des Ölpreises auf 25 \$/Barrel an, der sich erst gegen 2040 wieder auf das heutige Niveau erholt. Deutlich sichtbar ist der Preispfad der EU Guidance 2016 bzw. des Projektionsberichts 2017 mit den höchsten Preisen.

¹⁰⁰ Zur Umrechnung wurde der untere Heizwert von 5,88 GJ/boe, eine Inflationsrate von 1,0 % für den EUR und 1,7 % für USD, ein Wechselkurs entsprechend dem EU Reference Scenario 2016 von 1,12 \$/€ in 2012, in der Projektion dann ansteigend auf 1,2 \$/€ in 2025 (danach konstant) angesetzt.

Abbildung 18-4: Vergleich der Preisprojektionen für Rohöl



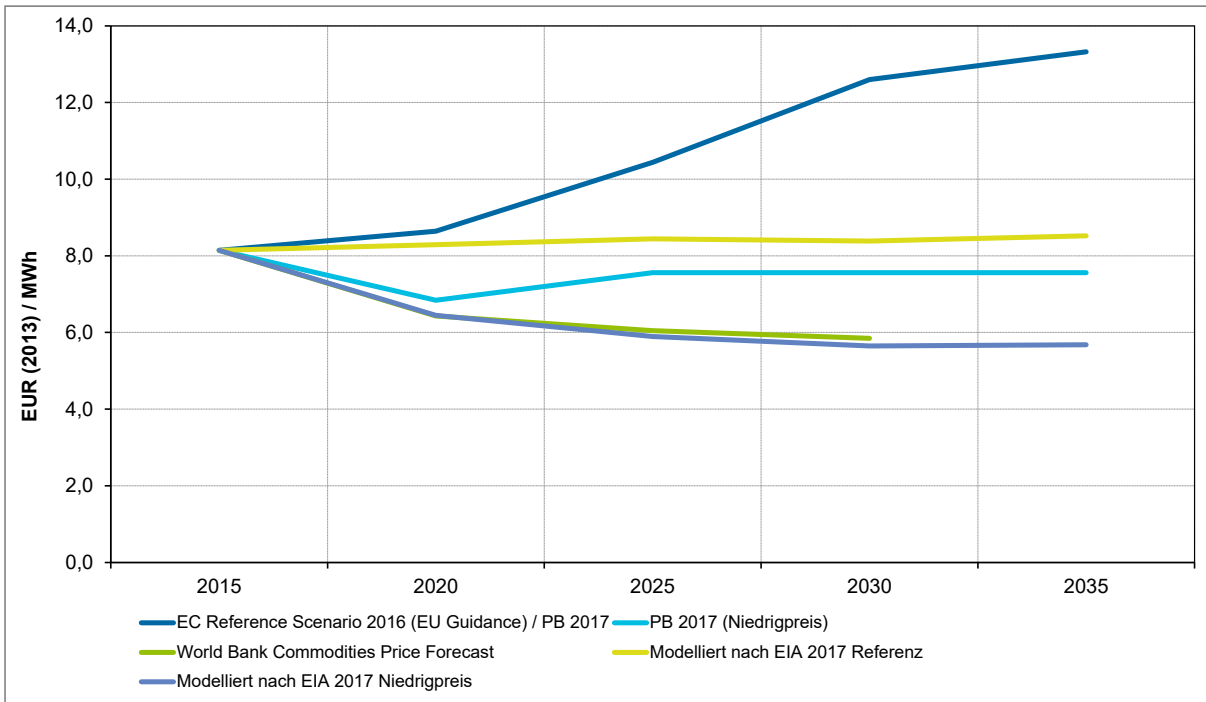
Quelle: EIA AEO 2017, Projektionsbericht 2017, World Bank Commodities Price Forecast Januar 2017, EC 2016

Erfahrungsgemäß bewegen sich die Weltmarktpreise für Erdgas und Steinkohle mit einer gewissen Reaktionszeit gemeinsam mit dem Ölpreis. Dementsprechend ist das Verhältnis der Projektionen für diese Energiepreise mit dem der Ölpreise vergleichbar (siehe folgende Abbildungen für Kohle und Gas). Die EIA stellt keine Projektion für europäische Kohle- und Gaslieferungen zur Verfügung, die dargestellten Gas- und Kohlepreise werden mit Hilfe einer langjährigen Regressionsanalyse (1980 bis 2016) aus der Ölpreisprojektion der EIA modelliert.¹⁰¹

Die Steinkohlepreise (Abbildung 18-5) zeigen eine ähnliche Charakteristik. Der Preisfad der Weltbank (mit einem Transportaufschlag von 1,1 € / MWh, da dort Bezugspreise frei australischer Häfen angegeben sind) deckt sich fast exakt mit dem Modellierungsergebnis nach EIA 2017 (Niedrigpreis). Beide Preispfade zeigen eine fallende Tendenz. Wie beim Ölpreis liegt die Modellierung nach EIA 2017 (Referenz) nahe am Niedrigpreisszenario des Projektionsberichts 2017, das nach EIA 2015 (Niedrigpreis) modelliert worden war.

¹⁰¹ Eingesetzt wird ein lineares Modell, das aus einer Regressionsanalyse historischer Gas- bzw. Kohlepreise (Grenzübergang D) jeweils mit 1 bzw. 2 Quartalen Verzögerung gegen den Rohölpreis erzeugt wird. Zusätzlich wird wie in den Projektionen des IEA World Energy Outlook angenommen, dass sich Gas- und Kohlepreis von diesem langjährigen Verhältnis im Lauf der Zeit nach unten abkoppeln; dies wird abgebildet durch einen sukzessive ansteigenden Dämpfungsfaktor (Gas: auf 25% bis 2035, Kohle: auf 40 % bis 2035).

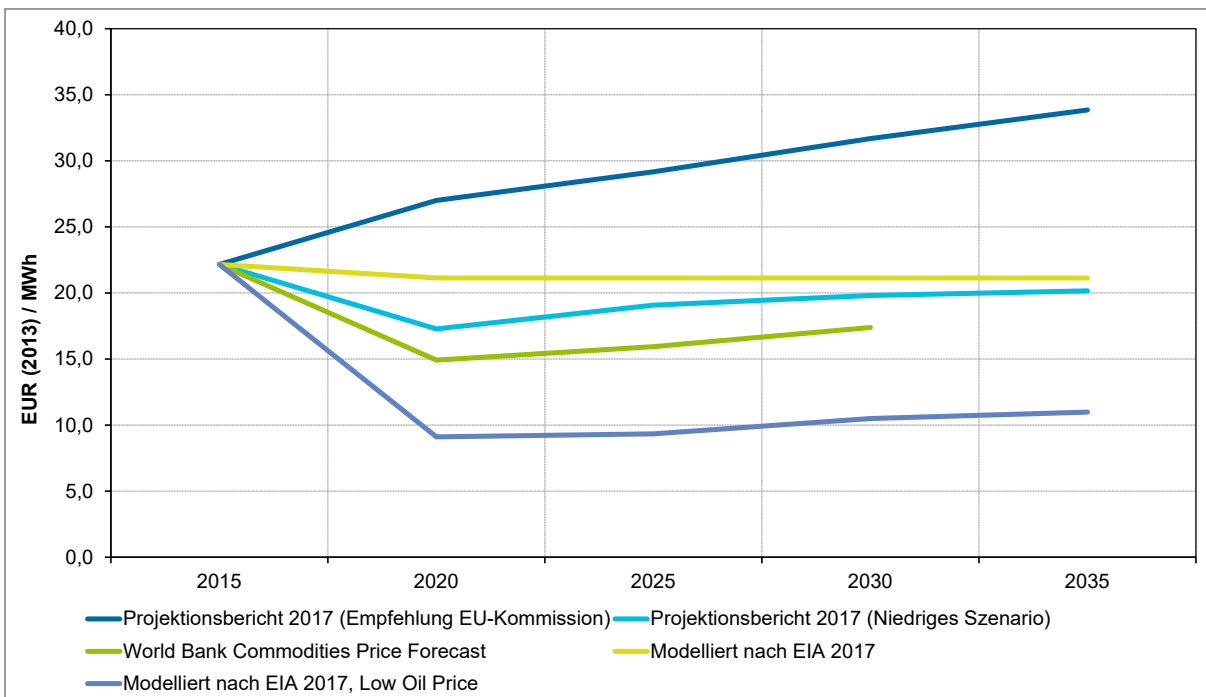
Abbildung 18-5: Vergleich der Preisprojektionen für Steinkohle



Quelle: EIA AEO 2017, Projektionsbericht 2017, World Bank Commodities Price Forecast Januar 2017, EC 2016b

Bei den Gaspreisen (Abbildung 18-6) zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie bei Steinkohle, deutlich erkennbar an der Nähe von Projektionsbericht 2017 (Niedrigpreisszenario nach EIA 2015) und EIA 2017 (Referenz). Die Projektion der Weltbank liegt allerdings deutlich über dem Modellergebnis nach EIA 2017 (Niedrigpreis), wieder zeigen beide Preispfade eine leicht steigende Tendenz.

Abbildung 18-6: Vergleich der Preisprojektionen für Erdgas



Quelle: EIA AEO 2017, Projektionsbericht 2017, World Bank Commodities Price Forecast Januar 2017

18.2.3. Rahmendaten der Preise für Steinkohle, Erdgas und Rohöl

Bei der Auswahl der Rahmendaten muss ein Kompromiss zwischen praktischen Erwägungen und Plausibilität gefunden werden. Grundsätzlich erleichtert es die Vergleichbarkeit mit den Projektionsberichten, wenn auf die empfohlenen Rahmendaten der EU-Kommission abgestellt wird. Auch für die Ausarbeitung der nationalen Energie- und Klimapläne wird die Kommission voraussichtlich Rahmendaten vorgeben, die möglicherweise eher in der Größenordnung des letzten Projektionsberichts liegen.

Durch zu hohe Preisannahmen kann jedoch die Modellierung erheblich verfälscht werden. In einer Modellierung mit zu hohen Energiepreisen erscheint ein technologischer Wandel hin zu erneuerbaren Energien ohne weitere Maßnahmen wirtschaftlich darstellbar, während er in der Realität mit geringen Preisen noch nicht zu erwarten ist. Andererseits besteht das Spezifikum in der deutschen Stromerzeugung, dass hohe Weltmarktpreise für Steinkohle und Erdgas kurz- bis mittelfristig zu höheren Emissionen führen, weil der Preisabstand zur Braunkohle größer wird.

Als Kompromiss wird vorgeschlagen, als Standardfall auf den Preispfad der EIA 2017 abzustellen, der im Vergleich zum Projektionsbericht niedriger ist. Hierzu wird für das Rohöl die EIA-Referenzprognose (2017) übernommen, die Preise für Steinkohle und Erdgas werden darauf aufbauend modelliert unter der Maßgabe, dass Kohle- und Gaspreis nicht fallen können, wenn der Ölpreis steigt.

Zusätzlich sollte mit einem Hochpreisszenario gearbeitet werden, um einen Korridor für die Analysen aufzuspannen und die Vergleichbarkeit zum Projektionsbericht herzustellen. Die vorgeschlagenen Preispfade sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 18-3: Vergleich der vorgeschlagenen Energiepreisprojektionen

		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Historische Preise €2013/MWh Hi	Rohöl Brent	36,5	29,8				
	Steinkohle	10,4	8,1				
	Erdgas	22,7	22,2				
Rohöl EIA 2017 (\$2013/bbl)	Rohöl Brent	79,0	54,5	71,6	82,5	90,4	97,7
Referenzszenario EIA 2017 €2013/MWh Hi	Rohöl Brent	EIA 2017		37,8	42,1	46,1	49,9
	Steinkohle	Modell		10,9	10,9	10,9	10,9
	Erdgas	Modell		21,1	21,1	21,1	21,1
Hochpreisszenario Projektionsbericht 2017 €2013/MWh Hi	Rohöl Brent			46,1	52,2	57,6	59,8
	Steinkohle			8,6	10,4	12,6	13,3
	Erdgas			27,0	29,2	31,7	33,8

Quelle: EIA Annual Energy Outlook 2017; Projektionsbericht 2017
Modellierung der Steinkohle- und Erdgaspreise nach dem im AEO 2017 projizierten Rohölpreis

18.2.4. Preisprojektionen für Braunkohle

Für die Braunkohle wird dieselbe Preisstruktur wie im Projektionsbericht 2017 vorgeschlagen, bei der die Vollkosten der Förderung inflationsbereinigt konstant bei 6,2 EUR/MWh bzw. 1,7 EUR/GJ und die Grenzkosten der Förderung ebenfalls konstant bei 1,5 EUR / MWh bzw. 0,6 EUR/GJ liegen. Gleichzeitig sinkt mit Blick auf Jahre, die weiter in der Zukunft liegen, der Anteil der versunkenen

Kosten. Der Ansatz beruht auf einer ausführlichen Analyse der wirtschaftlichen Strukturen der Braunkohlenförderung (Öko-Institut 2017).

Tabelle 18-4: Kostenannahmen der Braunkohleförderung für den Projektionsbericht 2017

	2015	2020	2025	2030	2035
Kurzfristige variable Kosten	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Versunkene Kosten	3,2	3,2	0,6	0,6	0,6
Langfristige Betriebskosten	1,5	1,5	4,1	4,1	4,1
Summe	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2

Quelle: Öko-Institut 2017