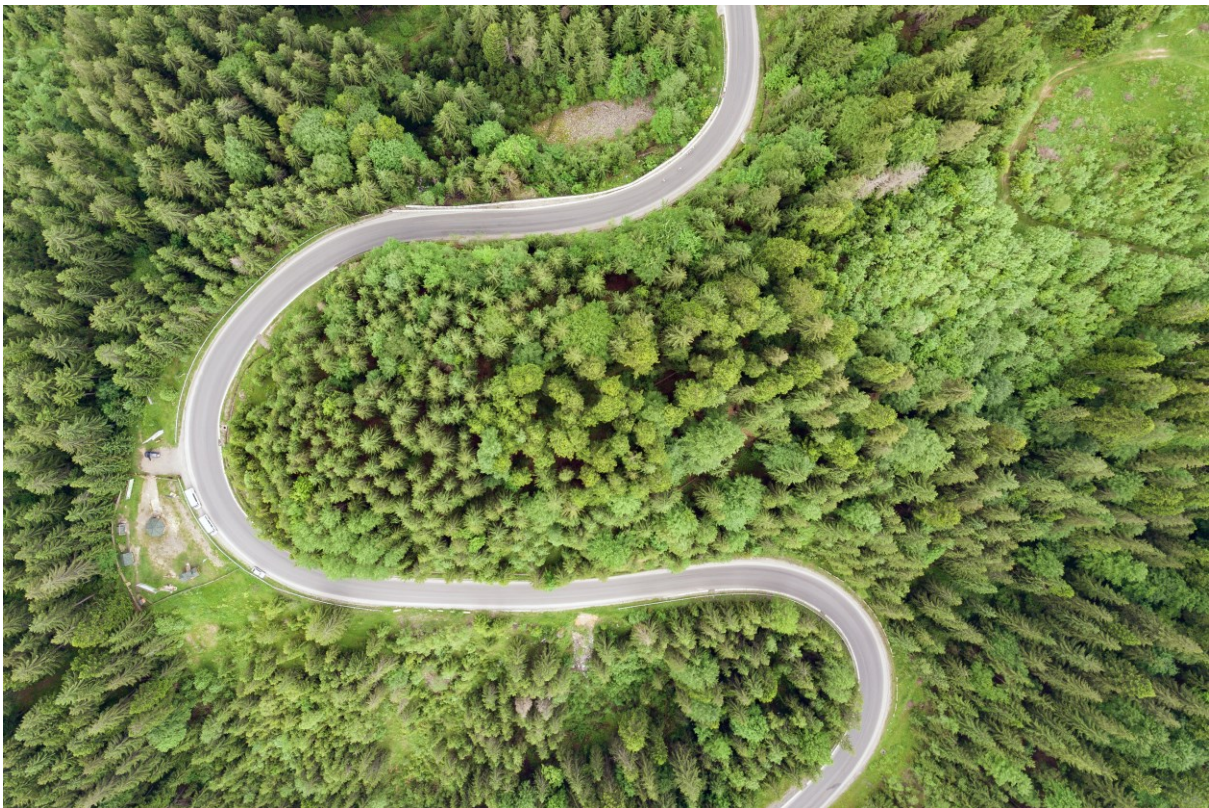


Bericht im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050

Gesamtdokumentation der Szenarien



Quelle: ©AdobeStock – bilanol

GLIS

SPECIALISTS IN
EMPIRICAL ECONOMIC
RESEARCH



Fraunhofer

prognos

ISI Wir geben Orientierung.

Bericht im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050

Projektnummer 041/17

Von

Andreas Kemmler (Projektleitung, Prognos AG)
Almut Kirchner (Prognos AG)
Alex Auf der Maur (Prognos AG)
Florian Ess (Prognos AG)
Sven Kreidelmeyer (Prognos AG)
Alexander Piégsa (Prognos AG)
Thorsten Spillmann (Prognos AG)
Samuel Straßburg (Prognos AG)
Marco Wunsch (Prognos AG)
Inka Ziegenhagen (Prognos AG)

Barbara Schlomann (Fraunhofer ISI)
Patrick Plötz (Fraunhofer ISI)

Christian Lutz (GWS)
Lisa Becker (GWS)

Uwe Fritsche (IINAS)

Im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Abschlussdatum

Februar 2021

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie – unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft – durch Forschung, Beratung und Begleitung. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit rund 150 Experteninnen und Experten ist das Unternehmen an acht Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München und Stuttgart. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Mehrwertsteuernummer/UID

CH-107.308.511

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Tel.: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Tel: +32 280 89-947

Prognos AG

Hermannstraße 13
(C/O WeWork)
20095 Hamburg | Deutschland
Tel.: +49 40 554 37 00-28

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Tel.: +49 30 5200 59-210
Fax: +49 30 5200 59-201

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf | Deutschland
Tel.: +49 211 913 16-110
Fax: +49 211 913 16-141

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Tel.: +49 89 954 1586-710
Fax: +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Tel.: +49 421 845 16-410
Fax: +49 421 845 16-428

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland
Tel.: +49 761 766 1164-810
Fax: +49 761 766 1164-820

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Tel.: +49 711 3209-610
Fax: +49 711 3209-609

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	XI
Abbildungsverzeichnis	XV
Abkürzungsverzeichnis	XXVII
Zusammenfassung	XXXIII
1 Ausgangslage und Aufgabenstellung	1
2 Methodisches Vorgehen	2
2.1 Energie- und Klimaschutzszenarien	2
2.2 Überblick über die erstellten Szenarien	2
2.2.1 Referenzszenario	4
2.2.2 Zielszenarien 1 und 2	5
2.2.3 Zielszenario 3: Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 (Szenario KSP)	5
2.3 Zusammenwirken des Modellverbunds	6
2.4 Systemgrenzen und sektorale Abgrenzungen	8
2.5 Unterschiedene Verwendungszwecke	10
2.6 Maßnahmenbündel für den Zeitraum bis 2030	11
3 Rahmendaten	15
3.1 Bevölkerung und Haushalte	15
3.2 Wirtschaftliche Entwicklung	17
3.3 Energiepreise	20
3.3.1 Weltmarktpreise und Grenzübergangspreise	20
3.3.2 Verbraucherpreise	21
3.4 Witterung und Klima	22
3.5 Potenzial für Biomasse	23
4 Referenzszenario	28

4.1	Annahmen in den Sektoren	28
4.1.1	Industrie	28
4.1.2	Verkehr	33
4.1.3	Private Haushalte	38
4.1.4	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)	44
4.1.5	Stromerzeugung	45
4.1.6	Sonstige Umwandlung	47
4.2	Ergebnisse	48
4.2.1	THG-Emissionen	48
4.2.2	Primärenergie	51
4.2.3	Endenergieverbrauch insgesamt	52
4.2.4	Industrie	55
4.2.5	Verkehr	62
4.2.6	Private Haushalte	64
4.2.7	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)	67
4.2.8	Strom- und Fernwärmeerzeugung	71
4.2.9	Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	74
5	Zielszenario 1	77
5.1	Übergeordnete Maßnahmen	77
5.2	Sektorale Maßnahmen	78
5.2.1	Industrie (inkl. GHD und Stromanwendungen von Haushalten)	80
5.2.2	Verkehr	84
5.2.3	Gebäudesektor (Private Haushalte und GHD)	89
5.2.4	Umwandlungssektor	99
5.3	Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 2030 bis 2050	102
5.3.1	Zieltafel 2050	102
5.3.2	Annahmen und Entwicklung in den Sektoren bis 2050	102
5.4	Ergebnisse	105
5.4.1	THG-Emissionen	105
5.4.2	Primärenergie	107

5.4.3	Endenergieverbrauch insgesamt	109
5.4.4	Industrie	114
5.4.5	Verkehr	117
5.4.6	Private Haushalte	121
5.4.7	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)	127
5.4.8	Strom- und Fernwärmeerzeugung	131
5.4.9	Sonstige Umwandlung	135
5.4.10	Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	137
6	Zielszenario 2	139
6.1	Übergeordnete Maßnahmen	139
6.2	Sektorale Maßnahmen	145
6.2.1	Industrie	147
6.2.2	Verkehr	151
6.2.3	Gebäude	153
6.2.4	Umwandlungssektor	158
6.3	Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 2030 bis 2050	159
6.3.1	Zieltabelleau 2050	159
6.3.2	Annahmen und Entwicklung in den Sektoren bis 2050	160
6.4	Ergebnisse	164
6.4.1	THG-Emissionen	164
6.4.2	Primärenergie	167
6.4.3	Endenergieverbrauch insgesamt	168
6.4.4	Industrie	174
6.4.5	Verkehr	178
6.4.6	Private Haushalte	181
6.4.7	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)	188
6.4.8	Strom- und Fernwärmeerzeugung	192
6.4.9	Sonstige Umwandlung	196
6.4.10	Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	198

7	Zielszenario 3 – Szenario mit Klimaschutzprogramm	200
7.1	Übergeordnete Maßnahmen	200
7.1.1	Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG	200
7.1.2	Strompreissenkung	202
7.2	Sektorale Maßnahmen	202
7.2.1	Industrie	204
7.2.2	Verkehr	209
7.2.3	Gebäude	214
7.2.4	Energiewirtschaft (Strom, Fernwärme)	220
7.3	Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 2030 bis 2050	223
7.3.1	Zieltableau 2050	223
7.3.2	Annahmen und Entwicklung in den Sektoren bis 2050	224
7.4	Ergebnisse	229
7.4.1	THG-Emissionen	229
7.4.2	Primärenergie	232
7.4.3	Endenergieverbrauch insgesamt	233
7.4.4	Industrie	238
7.4.5	Verkehr	247
7.4.6	Private Haushalte	251
7.4.7	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)	259
7.4.8	Strom- und Fernwärmeerzeugung	263
7.4.9	Sonstige Umwandlung	268
7.4.10	Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	270
7.4.11	Emissionen des EHS- und non-EHS-Sektors	272
8	Szenarienvergleich	274
8.1	Maßnahmen nach Szenarien	274
8.1.1	Übergeordnete Maßnahmen	274
8.1.2	Maßnahmensets nach Sektoren	276
8.2	THG und Energie	283
8.2.1	THG-Emissionen	283

8.2.2	Primärenergie und Endenergie	285
8.2.3	Stromverbrauch und „Neue Stromverbraucher“	286
8.2.4	Bruttostromverbrauch und Bruttostromerzeugung	292
8.2.5	Biomasse	294
8.2.6	PtX und E-Fuels	295
8.2.7	Wasserstoff	301
8.2.8	Vergleich der Indikatoren zum sektoralen Anteil erneuerbarer Energien	305
8.2.9	Vergleich ausgewählter Industriebranchen	307
8.3	Energiepreise	312
8.3.1	Strom	312
8.3.2	Erdgas	315
8.3.3	Kraftstoffe (Diesel und Ottokraftstoff)	316
8.3.4	Sonstige Energiepreise: Heizöl und Fernwärme	317
8.4	Differenzinvestitionen	318
9	Volkswirtschaftliche Folgenabschätzungen	320
9.1	Vorgehensweise	320
9.1.1	Modelle zur Entwicklung und Bewertung von Szenarien	320
9.1.2	Zentrale Unterschiede zwischen den Szenarien	322
9.2	Gesamtwirtschaftliche und sektorale Effekte der Zielszenarien 1, 2 und 3	324
9.2.1	Sektorenübergreifende Effekte	324
9.2.2	Sektorale Effekte	330
9.2.3	Vergleich mit anderen Studien	337
9.2.4	Sensitivitätsrechnung: Corona-Auswirkungen und zusätzliche Klimaschutzinvestitionen	339
9.3	Verteilungseffekte	344
9.3.1	Letztverbraucherausgaben	344
9.3.2	Personelle Einkommensverteilung	347
10	Ökologische Folgenabschätzungen	351
10.1	Einführung	351
10.2	THG-Bilanzen	353

10.2.1	Bioenergieträger	353
10.2.2	Gesamte Energienutzung	354
10.3	Luftschadstoffe	355
10.3.1	Bioenergieträger	355
10.3.2	Gesamte Energienutzung	357
10.4	Flächen- und Ressourcenbedarfe durch die Energienutzung	358
10.4.1	Bioenergieträger	358
10.4.2	Gesamte Energienutzung	360
10.5	Biodiversitätsaspekte der Energienutzung	361
11	Anhang	363
11.1	Ansätze zur Allokation der Gesamtwirkung auf einzelnen Maßnahmen	363
11.2	Bestehende Maßnahmen, Maßnahmen des Referenzszenarios	365
11.2.1	Industrie, GHD und Stromanwendungen	366
11.2.2	Verkehr	373
11.2.3	Gebäude	375
11.2.4	Energiewirtschaft	377
11.3	Beschreibung der verwendeten Modelle	378
11.3.1	Industrie	378
11.3.2	Verkehr	386
11.3.3	Private Haushalte	389
11.3.4	GHD-Modell	391
11.3.5	Wärmemarkt-Tool	392
11.3.6	Strommarktmodell	393
11.3.7	Volkswirtschaftliche Effekte – PANTA RHEI	397
11.4	Ergänzende Ergebnisse der ökologischen Folgenabschätzungen	400
12	Quellen	404
	Impressum	415

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung zentraler Rahmendaten, 2000 bis 2050	XXXIV
Tabelle 2:	Vergleich der Sektorziele im Klimaschutzgesetz mit dem Szenario KSP	XXXIX
Tabelle 3:	Eckwerte der Szenarien	3
Tabelle 4:	Bevölkerung und Private Haushalte	16
Tabelle 5:	Erwerbstätige nach Branchen, 2000 – 2050, in Mio.	17
Tabelle 6:	Bruttowertschöpfung nach Branchen und BIP, 2000 bis 2050	19
Tabelle 7:	Produktionsmengen, 2000 bis 2050	20
Tabelle 8:	Witterungskorrekturfaktoren, Klimakorrekturfaktoren und Kühlgradtage, Jahre 2000 – 2050	22
Tabelle 9:	Biomasse aus Reststoffen, Masse und Heizwert Rohbiomasse	24
Tabelle 10:	Anbaubiomasse (NaWaRo): Anbauflächen, Flächenerträge und Heizwert Rohbiomasse im Jahr 2030 im Vergleich zu 2015	25
Tabelle 11:	Import von Biomasse nach Typ und Herkunftsregion	25
Tabelle 12:	Biomassepotenzial in den Szenarien	26
Tabelle 13:	Bioenergiepotenzial Deutschland nach Typ und Vergleich des Pro-Kopf-Potenzials Deutschland vs. global	27
Tabelle 14:	Biomassepotenzial im Zielszenario 2 – keine NaWaRo	27
Tabelle 15:	Referenzszenario: Kumulierte autonome Energieträgersubstitution	32
Tabelle 16:	Entwicklung des Wohnungsbestands, 2000 bis 2050	39
Tabelle 17:	Spezifischer Verbrauch von Elektrogeräten	44
Tabelle 18:	Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzgesetz und Referenzszenario	50
Tabelle 19:	Referenzszenario: Verbrauch ausgewählter Elektrogroßgeräte	66
Tabelle 20:	Referenzszenario: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	75

Tabelle 21:	Zielszenario 1: Maßnahmenset in der Industrie (und im Gebäudesektor)	81
Tabelle 22:	Zielszenario 1: Maßnahmenset im Verkehr	85
Tabelle 23:	Zielszenario 1: Maßnahmenset im Gebäudesektor	90
Tabelle 24:	Zielszenario 1: Maßnahmenset im Umwandlungssektor	99
Tabelle 25:	Zielszenario 1: THG-Emissionen nach Sektoren (in Abgrenzung Energiebilanz)	105
Tabelle 26:	Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz mit Zielszenario 1	107
Tabelle 27:	Zielszenario 1: Verbrauch ausgewählter Elektrogroßgeräte	127
Tabelle 28:	Zielszenario 1: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	138
Tabelle 29:	Bewertung zweier nationaler Emissionshandelssysteme für Wärme und Verkehr hinsichtlich ausgewählter Kriterien	144
Tabelle 30:	Zielszenario 2: Maßnahmenset in der Industrie	149
Tabelle 31:	Zielszenario 2: Zweites Maßnahmenset im Verkehr	152
Tabelle 32:	Zielszenario 2: Maßnahmenset im Gebäudesektor	154
Tabelle 33:	Zielszenario 2: THG-Emissionen im Jahr 2050 nach Sektoren und Zielvorgaben	159
Tabelle 34:	Zielszenario 2: THG-Emissionen nach Sektoren	165
Tabelle 35:	Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz mit Zielszenario 2	166
Tabelle 36:	Zielszenario 2: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	198
Tabelle 37:	CO ₂ -Preis in nEHS für Verkehr und Wärme	201
Tabelle 38:	Szenario KSP: Maßnahmenset in der Industrie	204
Tabelle 39:	Szenario KSP: Maßnahmen im Verkehr	209
Tabelle 40:	Szenario KSP: Maßnahmen im Gebäudesektor	214
Tabelle 41:	Förderkonditionen für den Ersatz des Wärmeerzeugers	217
Tabelle 42:	Szenario KSP: Maßnahmen im Strom- und Fernwärmesektor	221

Tabelle 43:	Szenario KSP: Zielmodell (installierte Leistung, Stromerzeugung) für den Ausbau erneuerbarer Energien im Klimaschutzprogramm für 2030	222
Tabelle 44:	THG-Emissionen im Jahr 2050 nach Sektoren und Zielvorgaben	224
Tabelle 45:	Szenario KSP: THG-Emissionen nach Sektoren	229
Tabelle 46:	Vergleich Sektorziele KSG und Szenario mit Klimaschutzprogramm für das Jahr 2030	231
Tabelle 47:	Szenario KSP: Kumulierte forcierte Energieträgersubstitution	245
Tabelle 48:	Szenario KSP: Volllaststunden variabler erneuerbarer Energien	266
Tabelle 49:	Szenario KSP: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch	271
Tabelle 50:	Szenarienvergleich: THG-Emissionen im EHS- und non-EHS-Sektor	273
Tabelle 51:	Übergeordnete Maßnahmen in den Zielszenarien	274
Tabelle 52:	Übersicht der als Modellinput verwendeten EEV-Einsparungen der Industrie-Maßnahmen	277
Tabelle 53:	Übersicht der THG-Einsparungen der Maßnahmen im Verkehr	279
Tabelle 54:	Übersicht der THG-Einsparungen der Maßnahmen im Gebäudesektor	281
Tabelle 55:	Übersicht der zentralen Maßnahmen im Strom- und Fernwärmesektor	283
Tabelle 56:	Wasserstoffnutzung und -erzeugung nach Szenarien und Sektoren	302
Tabelle 57:	Anteile ausgewählter Branchen an den THG-Emissionen in der Industrie	308
Tabelle 58:	Szenarienvergleich: Preis für Erdgas	316
Tabelle 59:	Szenarienvergleich: Preise für Kraftstoffe	317
Tabelle 60:	Abweichungen der BIP-Komponenten in den Zielszenarien	328
Tabelle 61:	Änderungsraten der BIP-Komponenten im Corona-Szenario	340
Tabelle 62:	Betrachtete Investitionsimpulse im Klimaschutzbereich durch das Konjunkturpaket	341
Tabelle 63:	Heizkosten für private Haushalte in unsanierter Wohnung	349
Tabelle 64:	Stromkosten für private Haushalte	350

Tabelle 65:	Bioenergieeinsatz nach Sektoren, Referenzszenario und Szenario KSP	351
Tabelle 66:	Bioenergieeinsatz nach Energieträgern, Referenzszenario und Szenario KSP	352
Tabelle 67:	Importierte Bioenergeträger im Referenzszenario und Szenario KSP	352
Tabelle 68:	Bestehende Maßnahmen im Industriesektor	366
Tabelle 69:	Bestehende Maßnahmen in Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD); inkl. Wärme für gewerblich Prozesse, ohne Nichtwohngebäude und stationären Verkehr	369
Tabelle 70:	Bestehende Maßnahmen im Bereich „Stromanwendungen in privaten Haushalten (PHH)	372
Tabelle 71:	Bestehende Maßnahmen im Verkehr	373
Tabelle 72:	Bestehende Maßnahmen im Gebäudesektor	375
Tabelle 73:	Bestehende Maßnahmen im Sektor Energiewirtschaft	377
Tabelle 74:	Branchenraster des Industriemodells	383
Tabelle 75:	Anwendungsraster des Industriemodells	384
Tabelle 76:	Energieträgerraster des Industriemodells	385
Tabelle 77:	THG-Emissionen der Energienutzung in den Szenarien	400
Tabelle 78:	Emissionen versauernder Luftschadstoffe der Energienutzung in den Szenarien	400
Tabelle 79:	Feinstaubemissionen der Energienutzung in den Szenarien	401
Tabelle 80:	Flächeninanspruchnahme der Energienutzung in den Szenarien	401
Tabelle 81:	Erzbedarf der Energienutzung in den Szenarien	402
Tabelle 82:	Mineralienbedarf der Energienutzung in den Szenarien	402
Tabelle 83:	Wasserbedarf der Energienutzung in den Szenarien	403

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	CO ₂ -Preis im non-EU-EHS-Bereich	XXXV
Abbildung 2:	Referenzszenario: THG-Emissionen nach Sektoren	XXXVI
Abbildung 3:	THG-Emissionen im Szenario mit Klimaschutzprogramm	XXXVIII
Abbildung 4:	Szenarienvergleich – THG-Emissionen insgesamt	XXXIX
Abbildung 5:	Szenarienvergleich: Primärenergieverbrauch	XL
Abbildung 6:	Szenarienvergleich: Stromerzeugung	XLII
Abbildung 7:	Relative Abweichung des preisbereinigten BIP in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario	XLIII
Abbildung 8:	Letztverbraucherausgaben für Energie (in laufenden Preisen) und deren Relation zum BIP im Referenzszenario und den Zielszenarien	XLIV
Abbildung 9:	Feinstaubemissionen (PM ₁₀) durch die gesamte Energienutzung im Referenzszenario und im Szenario KSP	XLV
Abbildung 10:	Flächeninanspruchnahme durch gesamte Energienutzung im Referenzszenario und im Szenario KSP	XLV
Abbildung 11:	Schematische Darstellung der Prognos Modelllandschaft, Schwerpunkt Energiesystem	7
Abbildung 12:	Idealtypischer Ansatz der Bottom-Up-Quantifizierung von Instrumentenwirkungen	13
Abbildung 13:	Bevölkerung, private Haushalte und Erwerbstätige	16
Abbildung 14:	BIP und Bruttowertschöpfung (BWS)	18
Abbildung 15:	Grenzübergangspreise und CO ₂ -Preis im EU-EHS	21
Abbildung 16:	Referenzszenario: Stahlvorprodukte	28
Abbildung 17:	Produktionsmengen in der Industrie	30
Abbildung 18:	Bruttowertschöpfung in der Industrie	31
Abbildung 19:	Autonome Effizienzpotenziale	32
Abbildung 20:	Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr	33

Abbildung 21:	Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger	34
Abbildung 22:	Pkw-Neuzulassungen nach Antrieb	35
Abbildung 23:	Pkw-Bestand nach Antrieb	36
Abbildung 24:	Bestand an leichten Nutzfahrzeugen nach Antrieb	37
Abbildung 25:	Bestand an schweren Nutzfahrzeugen nach Antrieb	37
Abbildung 26:	Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern nach Beheizungsstruktur	40
Abbildung 27:	Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern nach Beheizungsstruktur	40
Abbildung 28:	Nutzungsgrade für die Erzeugung von Raumwärme nach Heizungstyp	41
Abbildung 29:	Spezifischer Heizwärmebedarf bei Neubau, Sanierung und im Bestandsmittel	42
Abbildung 30:	Energetisch sanierte Wohnfläche, nach Gebäudetypen	43
Abbildung 31:	Entwicklung der beheizten Flächen im GHD-Sektor (inkl. Landwirtschaft)	45
Abbildung 32:	Mittlere verfügbare Handelskapazitäten der Grenzkuppelleitungen für Deutschland	47
Abbildung 33:	Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung	48
Abbildung 34:	Referenzszenario: Treibhausgasemissionen nach Sektoren	49
Abbildung 35:	Referenzszenario: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplan	50
Abbildung 36:	Referenzszenario: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	51
Abbildung 37:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern	52
Abbildung 38:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Sektoren	53
Abbildung 39:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	54
Abbildung 40:	Referenzszenario: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken	55
Abbildung 41:	Referenzszenario: Energieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie	56

Abbildung 42:	Referenzszenario: Energieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie	56
Abbildung 43:	Referenzszenario: Energieverbrauch nach Energieträgern bei Industriekraftwerken	57
Abbildung 44:	Referenzszenario: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in der Industrie	58
Abbildung 45:	Referenzszenario: Änderung der THG-Emissionen nach Treibern in der Industrie	59
Abbildung 46:	Treibhausgasemissionen 2016 nach Gruppen in der Industrie	60
Abbildung 47:	Referenzszenario: Treibhausgasemissionen 2030 und 2050 nach Gruppen in der Industrie	61
Abbildung 48:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verkehrszweigen	63
Abbildung 49:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehrssektor	64
Abbildung 50:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im PHH-Sektor	65
Abbildung 51:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor	66
Abbildung 52:	Referenzszenario: Energieverbrauch nach Energieträgern im GHD-Sektor	68
Abbildung 53:	Referenzszenario: Verbrauchstruktur für Heizzwecke im GHD-Sektor	68
Abbildung 54:	Referenzszenario: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im GHD-Sektor	70
Abbildung 55:	Referenzszenario: Emissionen des Gebäudesektors	70
Abbildung 56:	Referenzszenario: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch	71
Abbildung 57:	Referenzszenario: Fluktuierende erneuerbare Energien	72
Abbildung 58:	Referenzszenario: Nettoleistung und Nettostromerzeugung	73
Abbildung 59:	Referenzszenario: Fernwärmeerzeugung	74
Abbildung 60:	Zielszenario 1: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplans	106

Abbildung 61:	Zielszenario 1: Primärenergieverbrauch	108
Abbildung 62:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Sektoren	110
Abbildung 63:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	110
Abbildung 64:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern	111
Abbildung 65:	Zielszenario 1: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken	112
Abbildung 66:	Zielszenario 1: Biomasseeinsatz nach Sektoren	113
Abbildung 67:	Zielszenario 1: Einsatz strombasierter Energieträger nach Sektoren	114
Abbildung 68:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie	115
Abbildung 69:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie	115
Abbildung 70:	Zielszenario 1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern bei Industriekraftwerken	116
Abbildung 71:	Zielszenario 1: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in der Industrie	117
Abbildung 72:	Zielszenario 1: Pkw-Bestand nach Antrieb	119
Abbildung 73:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Verkehrszweigen	119
Abbildung 74:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehr	120
Abbildung 75:	Zielszenario 1: THG-Emissionen im Verkehr	121
Abbildung 76:	Zielszenario 1: Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern nach Beheizungsstruktur	122
Abbildung 77:	Zielszenario 1: Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern nach Beheizungsstruktur	123
Abbildung 78:	Zielszenario 1: energetisch sanierte Wohnfläche nach Gebäudetypen	124
Abbildung 79:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Private Haushalte	125
Abbildung 80:	Zielszenario 1: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor	126
Abbildung 81:	Zielszenario 1: THG-Emissionen im PHH-Sektor	127

Abbildung 82:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträger im GHD-Sektor	128
Abbildung 83:	Zielszenario 1: Verbrauchstruktur für Heizzwecke im GHD-Sektor	129
Abbildung 84:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken im GHD-Sektor	130
Abbildung 85:	Zielszenario 1: THG-Emissionen im Gebäudesektor	131
Abbildung 86:	Zielszenario 1: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch	132
Abbildung 87:	Zielszenario 1: Fluktuierende erneuerbare Energien	133
Abbildung 88:	Zielszenario 1: Nettoleistung und Nettostromerzeugung	134
Abbildung 89:	Zielszenario 1: Fernwärmeerzeugung	135
Abbildung 90:	Zielszenario 1: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung	136
Abbildung 91:	Zielszenario 1: THG-Emissionen des Umwandlungssektors	136
Abbildung 92:	Zielszenario 2: Stahlvorprodukte	161
Abbildung 93:	Zielszenario 2: Ammoniakproduktion nach Herstellungsverfahren	161
Abbildung 94:	Zielszenario 2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplan	166
Abbildung 95:	Zielszenario 2: Primärenergieverbrauch	167
Abbildung 96:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Sektoren	169
Abbildung 97:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	170
Abbildung 98:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern	171
Abbildung 99:	Zielszenario 2: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken	172
Abbildung 100:	Zielszenario 2: Biomasseeinsatz nach Sektoren	173
Abbildung 101:	Zielszenario 2: Einsatz strombasierter Energieträger nach Sektoren	174
Abbildung 102:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie	175
Abbildung 103:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie	176

Abbildung 104:	Zielszenario 2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Industriekraftwerken	176
Abbildung 105:	Zielszenario 2: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in der Industrie	178
Abbildung 106:	Zielszenario 2: Pkw-Bestand nach Antrieb	179
Abbildung 107:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrszweigen	180
Abbildung 108:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern	180
Abbildung 109:	Zielszenario 2: THG-Emissionen im Verkehr	181
Abbildung 110:	Zielszenario 2: Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern nach Beheizungsstruktur	182
Abbildung 111:	Zielszenario 2: Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern nach Beheizungsstruktur	183
Abbildung 112:	Zielszenario 2: energetisch sanierte Wohnfläche nach Gebäudetypen	184
Abbildung 113:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Private Haushalte	185
Abbildung 114:	Zielszenario 2: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor	186
Abbildung 115:	THG-Emissionen im PHH-Sektor	188
Abbildung 116:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im GHD-Sektor	189
Abbildung 117:	Zielszenario 2: Verbrauchstruktur für Heizwecke im GHD-Sektor	190
Abbildung 118:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken im GHD-Sektor	191
Abbildung 119:	Zielszenario 2: THG-Emissionen des Gebäudesektors	192
Abbildung 120:	Zielszenario 2: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch	193
Abbildung 121:	Zielszenario 2: Fluktuierende erneuerbare Energien	194
Abbildung 122:	Zielszenario 2: Nettoleistung und Nettostromerzeugung	195
Abbildung 123:	Zielszenario 2: Fernwärmeerzeugung	196

Abbildung 124:	Zielszenario 2: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung	197
Abbildung 125:	Zielszenario 2: THG-Emissionen des Umwandlungssektors	197
Abbildung 126:	Szenario KSP: Stahlvorprodukte	226
Abbildung 127:	Szenario KSP: Ammoniakproduktion nach Herstellungsverfahren	227
Abbildung 128:	Szenario KSP: THG-Emissionen nach Sektoren des KSP	230
Abbildung 129:	Szenario KSP: Klimaschutzprogramm: Primärenergieverbrauch	232
Abbildung 130:	Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Sektoren	234
Abbildung 131:	Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	234
Abbildung 132:	Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Energieträgern	236
Abbildung 133:	Szenario KSP: Klimaschutzprogramm: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken	237
Abbildung 134:	Szenario KSP: Biomasseeinsatz nach Sektoren	237
Abbildung 135:	Szenario KSP: Einsatz strombasierter Energieträger	238
Abbildung 136:	Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie	239
Abbildung 137:	Szenario KSP: Kumulierte Endenergieeinsparungen bei Technologien in der Industrie	240
Abbildung 138:	Szenario KSP: Energieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie	241
Abbildung 139:	Szenario KSP: Energieverbrauch nach Energieträgern bei Industriekraftwerken	242
Abbildung 140:	Szenario KSP: THG-Emissionen nach Quellgruppen in der Industrie	243
Abbildung 141:	Szenario KSP: Änderung der THG-Emissionen nach Treibern in der Industrie	244
Abbildung 142:	Szenario KSP: Treibhausgasemissionen 2030 und 2050 nach Gruppen in der Industrie	246
Abbildung 143:	Szenario KSP: Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr	247
Abbildung 144:	Szenario KSP: Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger	248

Abbildung 145:	Szenario KSP: Pkw-Bestand nach Antrieb	249
Abbildung 146:	Szenario KSP: Schwere Nutzfahrzeuge, Bestand nach Antrieb	249
Abbildung 147:	Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Energieträger im Verkehr	250
Abbildung 148:	Szenario KSP: THG-Emissionen im Sektor Verkehr	251
Abbildung 149:	Szenario KSP: Wohnfläche in EZFH nach Beheizungsstruktur	252
Abbildung 150:	Szenario KSP: Wohnfläche in MFH nach Beheizungsstruktur	253
Abbildung 151:	Szenario KSP: Spezifischer Heizwärmebedarf bei Neubau, Sanierung und im Bestandsmittel	255
Abbildung 152:	Szenario KSP: energetisch sanierte Wohnfläche nach Gebäudetypen	256
Abbildung 153:	Szenario KSP: Energieverbrauch nach Energieträgern im PHH-Sektor	257
Abbildung 154:	Szenario KSP: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor	258
Abbildung 155:	Szenario KSP: THG-Emissionen im PHH-Sektor	259
Abbildung 156:	Szenario KSP: Energieverbrauch nach Energieträgern im GHD-Sektor	260
Abbildung 157:	Szenario KSP Verbrauchstruktur zur Gebäudeheizung im GHD-Sektor	261
Abbildung 158:	Szenario KSP: Energieverbrauch nach Verwendungszwecken im GHD-Sektor	261
Abbildung 159:	Szenario KSP: THG-Emissionen im Gebäudesektor	263
Abbildung 160:	Szenario KSP: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch	264
Abbildung 161:	Szenario KSP: Fluktuierende erneuerbare Energien	265
Abbildung 162:	Szenario KSP: Nettoleistung und Nettostromerzeugung	266
Abbildung 163:	Szenario KSP: Installierte Leistung Kohlekraftwerke	267
Abbildung 164:	Szenario KSP: Fernwärmeerzeugung	268
Abbildung 165:	Szenario KSP: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung	269
Abbildung 166:	Szenario KSP: THG-Emissionen des Umwandlungssektors	270

Abbildung 167:	Szenarienvergleich: CO ₂ -Preis im non-EU-EHS-Bereich	275
Abbildung 168:	Szenarienvergleich: THG-Emissionen insgesamt	284
Abbildung 169:	Szenarienvergleich: Primärenergieverbrauch	285
Abbildung 170:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch	286
Abbildung 171:	Szenarienvergleich: Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren	287
Abbildung 172:	Szenarienvergleich: Bestand an Elektro-Pkw	288
Abbildung 173:	Szenarienvergleich: Stromverbrauch der Elektro-Pkw	289
Abbildung 174:	Szenarienvergleich: Anteile elektrischer Wärmepumpen an der Gebäudewärmeversorgung	290
Abbildung 175:	Szenarienvergleich: Stromverbrauch elektrischer Wärmepumpen	292
Abbildung 176:	Szenarienvergleich: Stromerzeugung	293
Abbildung 177:	Szenarienvergleich: Einsatz von Biomasse nach Sektoren	295
Abbildung 178:	Szenarienvergleich: Nachfrage nach strombasierten Energieträgern	297
Abbildung 179:	Szenarienvergleich: inländische Erzeugungsmengen strombasierter Energieträger (ausschließlich Wasserstoff)	297
Abbildung 180:	Zielszenario 1: Einsatzmengen strombasierter Energieträger	298
Abbildung 181:	Zielszenario 2: Einsatzmengen strombasierter Energieträger	299
Abbildung 182:	Szenario KSP: Einsatzmengen strombasierter Energieträger	300
Abbildung 183:	Endverbraucherpreise strombasierter Energieträger	301
Abbildung 184:	Szenarienvergleich: EE-Anteile im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor	306
Abbildung 185:	Szenarienvergleich: EE-Anteile des Bruttoendenergieverbrauchs	307
Abbildung 186:	THG-Emissionen und Endenergieverbrauch bei der Stahlerzeugung	309
Abbildung 187:	THG-Emissionen und Endenergieverbrauch bei der Zementproduktion	310
Abbildung 188:	THG-Emissionen und Endenergieverbrauch bei der Grundstoffindustrie	311
Abbildung 189:	Methodik zur Ermittlung der Endkundenstrompreise	313

Abbildung 190:	Strompreise in den Endverbrauchssektoren	314
Abbildung 191:	Szenarienvergleich: kumulierte Mehr-Investitionen in den Zielszenarien nach Sektoren	319
Abbildung 192:	Ablauf einer gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse	321
Abbildung 193:	Schematische Darstellung des Vorgehens und Modellsysteme im Überblick	322
Abbildung 194:	Power-to-X-Importe	324
Abbildung 195:	Relative Abweichung des preisbereinigten Bruttoinlandsprodukts in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario	325
Abbildung 196:	Relative Abweichung der Erwerbstätigenzahl in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario	326
Abbildung 197:	Relative Abweichung des Preisindex der Lebenshaltung in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario	327
Abbildung 198:	Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes in Zielszenario 1	328
Abbildung 199:	Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes in Zielszenario 2	329
Abbildung 200:	Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes im Zielszenario 3	329
Abbildung 201:	Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren in Zielszenario 1	331
Abbildung 202:	Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren in Zielszenario 2	332
Abbildung 203:	Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren in Zielszenario 3	333
Abbildung 204:	Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren	334
Abbildung 205:	Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren	335
Abbildung 206:	Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren	336
Abbildung 207:	BIP-Änderungsrate im Corona-Szenario	339

Abbildung 208:	Relative Abweichung des Bruttoinlandsproduktes, der Erwerbstätigenzahl und des Preisniveaus im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets	341
Abbildung 209:	Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes im Corona-Szenario	342
Abbildung 210:	Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets im Vergleich zum Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket	343
Abbildung 211:	Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets	344
Abbildung 212:	Letztverbraucherausgaben (in laufenden Preisen) und deren Relation zum BIP im Referenzszenario und den Zielszenarien	346
Abbildung 213:	Letztverbraucherausgaben inkl. der zusätzlichen Investitionen im Endnachfragebereich (in den Zielszenarien, laufende Preise) und deren Relation zum BIP	346
Abbildung 214:	THG-Emissionen durch Bioenergienutzung	353
Abbildung 215:	THG-Emissionen der gesamten Energienutzung	355
Abbildung 216:	Emissionen an versauernden Luftschadstoffen durch die Bioenergienutzung	356
Abbildung 217:	Feinstaubemissionen (PM ₁₀) durch Bioenergienutzung	356
Abbildung 218:	Emissionen an versauernden Luftschadstoffen durch die gesamte Energienutzung	357
Abbildung 219:	Feinstaubemissionen (PM ₁₀) durch die gesamte Energienutzung	358
Abbildung 220:	Flächeninanspruchnahme durch Bioenergienutzung	359
Abbildung 221:	Flächeninanspruchnahme durch gesamte Energienutzung	360
Abbildung 222:	Schematische Darstellung der verschiedenen Ansätze zur Wirkungsallokation	364
Abbildung 223:	Endenergieverbrauch in der Industrie im Jahr 2015 nach Branchen und Anwendungen	381
Abbildung 224:	Endenergieverbrauch in der Industrie im Jahr 2015 nach Branchen und Energieträgern	382

Abbildung 225:	Differenzierung des Verkehrs nach Verkehrsart, Verkehrsträger und Verkehrszweigen	387
Abbildung 226:	Pkw-Kohortenmodell	388
Abbildung 227:	Schematische Darstellung des Gebäudemodells	391
Abbildung 228:	Prognos Strommarktmodell	394
Abbildung 229:	Modellierung des stündlichen Stromverbrauchs	395
Abbildung 230:	Veränderung der Höchstlast des inflexiblen Stromverbrauchs im Zeitverlauf	396
Abbildung 231:	Das Modell PANTA RHEI im Überblick	398

Abkürzungsverzeichnis

allgemeine Begriffe

1 G	1. Generation
2 G	2. Generation
ACE	Asset Class Energieeffizienz
AfA	Absetzung für Abnutzungen
AGEB	Arbeitsgruppe Energiebilanzen
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Nutzung von Bioenergie mit anschließender CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEV	Battery Electric Vehicle (Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge)
BF	Brennstoff
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIM	Building Information Modeling (Bauwerksdatenmodellierung)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BVT	beste verfügbare Technologien
BWS	Bruttowertschöpfung
cap	capita
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilisation (CO ₂ -Abscheidung und Verwendung)
CDA	Carbon Direct Avoidance (Vermeidung kohlenstoffhaltiger Rohstoffe)
CDD	Cooling Degree Days (Kühlgradtage)
CGE	Computable General Equilibrium (makroökonomisches Gleichgewichtsmodell)

CH ₄	Methan
CL	Carbon-Leakage (Verlagerung von Kohlenstoffdioxidemissionen an Standorte abseits des politischen Einflussbereichs)
CNG	Compressed Natural Gas (verdichtetes Erdgas)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CRF	Common Reporting Format (Systematik der internationalen Klimaberichterstattung)
ct	EURO-Cents
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DG ENER	Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission
DRI	Direct Reduced Iron (direktreduziertes Eisen, auch Eisenschwamm genannt)
EBil	Energiebilanz
EBS	Förderprogramm Energieeffizient Bauen und Sanieren
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE-Anteil	Anteil erneuerbarer Energien
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienzrichtlinie)
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
EE-Strom	Strom aus erneuerbaren Energien
EEV	Endenergieverbrauch
EffSTRA	Energieeffizienzstrategie 2050 der Bundesregierung
EH	Effizienzhaus
EMS	Energie-Management-System
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
E-Pkw	Elektro-Personenkraftwagen
ESanMV	Energetische Sanierungsmaßnahmen-Verordnung
EU-EHS	Europäisches Emissionshandelssystem

EU-KOM	Europäische Kommission
EVS	Einkommens- und Verbrauchsstichprobe
EWK	Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess der Energiewende
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
F&E	Forschung und Entwicklung
FCV	Fuel Cell Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
F-Gase	fluorierte Treibhausgase
GEG	Gebäudeenergiegesetz
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen inkl. Militär
GrEStG	Grunderwerbsteuergesetz
GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
H ₂	Wasserstoff
HFC	deutsch FKW: Fluorkohlenwasserstoffe
HHS	Holzhackschnitzel
HZO	Heizungsoptimierung (Förderprogramm)
IEA	International Energy Agency
inkl.	inklusive
IKT	Information, Kommunikation, Telekommunikation
IKW	Industriekraftwerke
IND	Industrie
INDC	Intended Nationally Determined Contribution (im Rahmen des Pariser Klimaabkommens kommunizierter nationaler Klimaschutzbeitrag)
InvZuIG	Investitionssteuerzulagengesetz
iSFP	individueller Sanierungsfahrplan
k. A.	keine Angabe
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen

KSG	Klimaschutzgesetz
KSP	Klimaschutzprogramm
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNf	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssiggas)
LULUCF	Land-use, land-use change and forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
MAP	Marktanreizprogramm
MEMS	Mit-Erweiterten-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017
MFH	Mehrfamilienhaus
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017
MWMS	Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017
N ₂ O	Lachgas
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe (Anbaubiomasse)
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
NIR	Nationaler Inventarbericht zu den THG-Emissionen
NWS	nationale Wasserstoffstrategie
ODS	Ozone Depleting Substances (ozonzersetzende Substanzen)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
p. a.	per annum: pro Jahr
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)

PFC	Per- und polyfluorierte Chemikalien
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Fahrzeug mit hybridem Antrieb aus Elektro- und Verbrennungsmotor)
PHH	Private Haushalte
Pkw	Personenkraftwagen
PM10	Particulate Matter; Emission von Feinstaub der Partikelgröße vom maximal 10 Mikrometer (μm)
PtBtL	Power-To-Biomass-To-Liquid (Erzeugung biogener Treibstoffe mit elektrolytischem Wasserstoff)
PtX (G/H/H ₂ /L)	Power-To-X (Gas/Heat/Hydrogen/Liquids); elektrische Erzeugung von Energieprodukten (Gas, Wärme, Wasserstoff, Treibstoff)
PV	Photovoltaik
QST	Querschnittstechnologie
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare Energien Richtlinie)
REF	Referenzszenario
SGB	Sozialgesetzbuch
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
SOEP	Sozio-ökonomisches Panel
SVR	Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung
TCO	Total Cost of Ownership
THG	Treibhausgase (u. a. CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, F-Gase)
tkm	Tonnenkilometer
TRL	Technology Readiness Level (technologischer Reifegrad)
u. a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
WLTP	Worldwide Harmonized Light Duty Test Procedure (weltweit einheitliches Prüfverfahren für Kraftstoffverbrauch und Abgasemissionen von Fahrzeugen)

WoGG Wohngeldgesetz

ZS 1 Zielszenario 1

ZS 2 Zielszenario 2

Physikalische Einheiten

k-,M-,G-,T-,P- SI-Präfixe (Kilo-: 10^3 , Mega-: 10^6 , Giga-: 10^9 , Tera-: 10^{12} , Peta-: 10^{15})

ha Hektar

J Joule

m Meter

m² Quadratmeter

t Tonne

W Watt

Wh Watt-Stunde

Zusammenfassung

Die vorliegenden Szenarien fassen die Arbeit eines vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragten Forschungsvorhabens zusammen, in dem Projektionen und Folgeabschätzungen zur weiteren Entwicklung des Energiesystems bis 2030 und darüber hinaus erarbeitet werden. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Es werden vier unterschiedliche Szenarien für das Energiesystem erstellt:

- eine Referenzentwicklung, welche auf den bis Ende 2017 eingeführten politischen Maßnahmen basiert und aktuelle Trends fortschreibt,
- zwei Zielszenarien, welche unterschiedliche Sets politischer Maßnahmen und unterschiedliche strategische Setzungen für die Langfristentwicklung untersuchen,
- ein drittes Zielszenario, welches die im Herbst 2019 beschlossenen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 abbildet.

Der Vergleich der Zielszenarien mit der Referenzentwicklung beschreibt die Wirkung der untersuchten Maßnahmenets sowie der strategischen Setzungen. Zur Berechnung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieangebot werden sektorale Energiemodelle eingesetzt. Es handelt sich um Bottom-up-Modelle, die Technologien und deren Einsatz detailliert abbilden. Die Energiemodelle für die vier Nachfragesektoren Industrie, Verkehr, Private Haushalte (PHH) und Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) sind Simulationsmodelle. Die Stromerzeugung wird mit einem gesamteuropäischen Marktmodell berechnet.

Die energiebedingten Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) werden durch die Verknüpfung von Energieverbrauch und energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren berechnet. Die energiebedingten Emissionen werden ergänzt durch die Emissionen aus den Bereichen industrielle Prozesse, Landwirtschaft und Abfälle. Die modellierte Entwicklung bis zum Jahr 2016 wird auf die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland und das Treibhausgasinventar kalibriert. Die Ergebnisse ab 2017 sind berechnete Modellergebnisse. Mit der Einführung der zusätzlichen energie- und klimapolitischen Maßnahmen ab 2020 trennen sich die Entwicklungspfade der Zielszenarien von der Referenzentwicklung.

Rahmendaten

Zentrale Variablen für die Entwicklung des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen sind die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das Bruttoinlandsprodukt (BIP), die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen sowie die Energie- und CO₂-Preise. Die zeitliche Entwicklung der wichtigsten Leitvariablen ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

In den Szenarien verringert sich ab 2021 die Bevölkerung kontinuierlich bis auf 82,9 Mio. im Jahr 2030 (2050: 79,0 Mio.). Die Zahl der privaten Haushalte steigt auf 43,3 Mio. im Jahr 2040 und ist dann rückläufig. Grund für den Anstieg ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltgröße. Die Zahl der Erwerbstätigen geht mittelfristig zurück und liegt 2030 bei noch 41,5 Mio. (2050: 35,7 Mio.). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung: Die Bevölkerung nimmt ab und wird älter, sodass sich die Anzahl der Personen im Erwerbsalter verringert.

Die reale Wirtschaftsleistung steigt, gemessen am BIP, zwischen 2016 und 2030 mit einer durchschnittlichen Rate von 1,3 % p. a., im Zeitraum 2030 bis 2050 mit einer durchschnittlichen Rate von 0,9 % p. a. Insgesamt erhöht sich das BIP von 2.855 Mrd. Euro im Jahr 2016 über 3.416 Mrd. im Jahr 2030 auf 4.057 Mrd. Euro im Jahr 2050.

Tabelle 1: Entwicklung zentraler Rahmendaten, 2000 bis 2050

Bezugsgröße	Einheit	2000	2016	2020	2030	2040	2050
übergeordnete Größen							
Bevölkerung ¹	Mio.	81,3	82,8	83,5	82,9	81,3	79,0
Haushalte ¹	Mio.	37,5	41,4	42,4	42,9	43,3	42,8
Erwerbstätige ¹	Mio.	39,9	43,4	43,9	41,5	38,4	35,7
BIP ²	Mrd. Euro ₂₀₁₀	2.359	2.801	3.047	3.416	3.744	4.057
CO ₂ -Preis EU-EHS	Euro ₂₀₁₆ /t		9	16	35	52	94
Grenzübergangspreise³							
Rohöl	Euro ₂₀₁₆ /GJ	6,5	6,6	13,4	16,7	18,0	19,4
Erdgas	Euro ₂₀₁₆ /GJ	3,6	4,3	7,8	9,2	10,1	10,6
Steinkohle	Euro ₂₀₁₆ /GJ	1,7	2,5	2,5	3,6	4,0	4,3

GJ: Gigajoule
EU-EHS: europäisches Emissionshandelssystem

Quellen:

- ¹⁾ eigene Berechnungen auf Basis von Destatis (2017)
- ²⁾ eigene Berechnungen auf Basis von Bundesbank (2017) und EU-COM (2016a)
- ³⁾ Öko-Institut et al. (2017) und EU-COM (2016a)

Der verwendete CO₂-Preis im europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) basiert auf Annahmen des Referenzszenarios der Europäischen Kommission (EU-COM 2016a). Der CO₂-Preis steigt bis 2030 auf 35 Euro/t. Die in EU-COM (2016a) verwendeten Annahmen gehen von stark steigenden Weltmarktpreisen für Öl, Erdgas und Steinkohle nach 2016 aus. Diese Annahmen decken sich nicht mit der aktuell beobachteten Entwicklung. Dies hängt u. a. damit zusammen, dass die Auswirkungen der aktuellen Corona-Pandemie in den Energieszenarien nicht mehr berücksichtigt werden konnten.

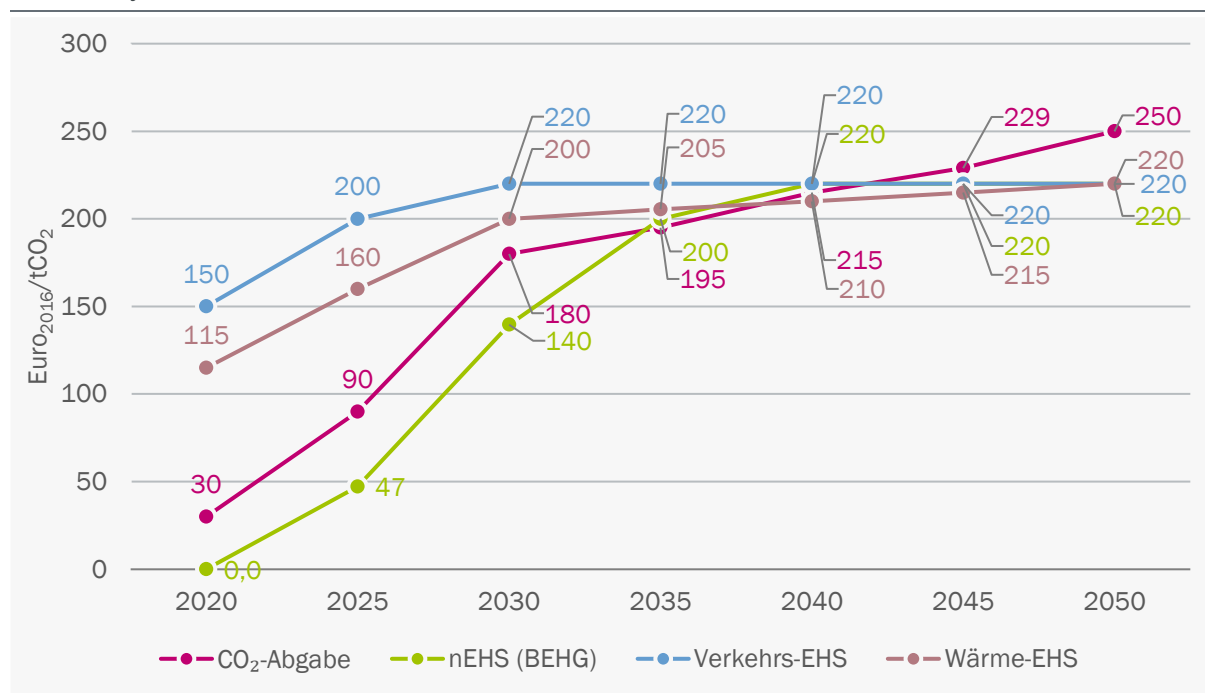
CO₂-Bepreisung im non-EU-EHS-Bereich

In den Zielszenarien wird als sektorübergreifende Maßnahme eine CO₂-Bepreisung für den non-EU-EHS-Bereich eingeführt. Im Zielszenario 1 erfolgt dies in Form einer CO₂-Lenkungsabgabe auf die Energiesteuer und im Zielszenario 2 in Form zweier getrennter nationaler Emissionshandelssysteme (nEHS) für Verkehr und Wärme. Das mit dem Klimaschutzprogramm 2030 eingeführte Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ist zunächst eine Mischform zwischen einer CO₂-Abgabe und einem Emissionshandelssystem: Es ist ein Emissionshandelsgesetz, bei dem bis 2026 eine Preisobergrenze festgesetzt wird, die Menge jedoch vorerst nicht hart begrenzt wird. Die CO₂-Preise in den Zielszenarien steigen unterschiedlich stark, langfristig wird ein Preis von 200 –

250 Euro₂₀₁₆/t CO₂ unterstellt (Abbildung 1). In der Referenzentwicklung wird keine CO₂-Bepreisung für den non-EU-EHS-Bereich unterstellt.

Abbildung 1: CO₂-Preis im non-EU-EHS-Bereich

in Euro₂₀₁₆ je Tonne CO₂



Quelle: eigene Berechnung

THG-Entwicklung

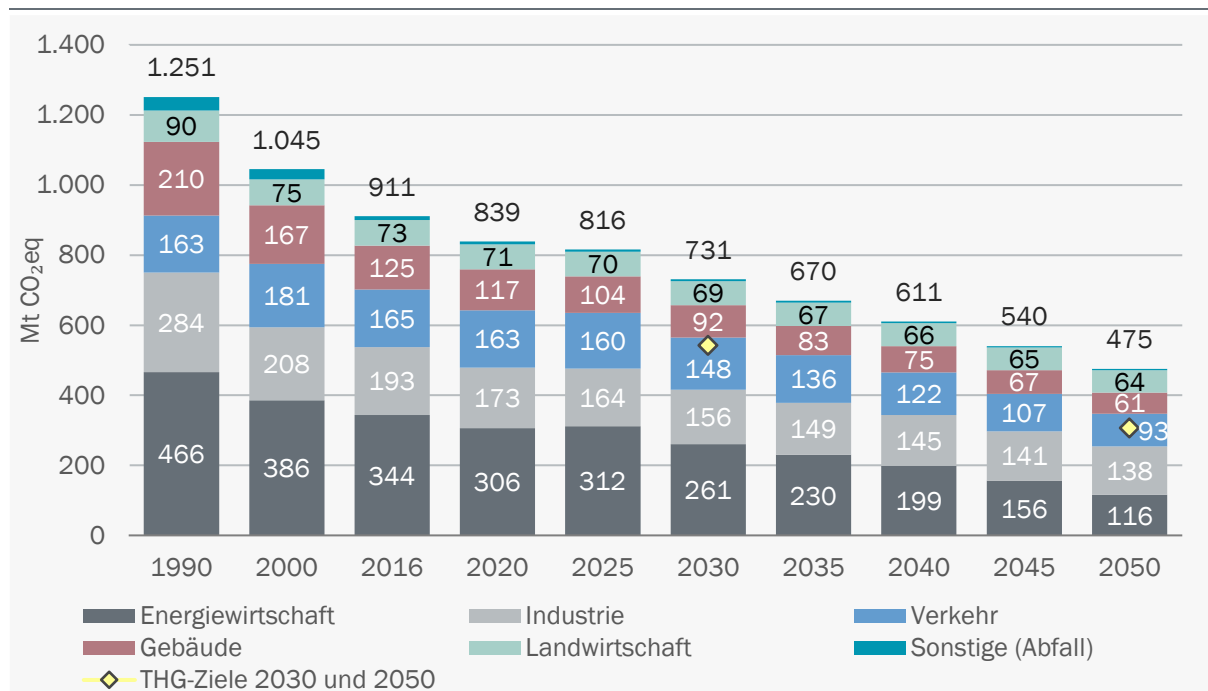
A) Referenzszenario ohne weitere Maßnahmen

In Deutschland wurden im Jahr 2019 rund 911 Mt CO₂eq emittiert (ohne Land-use, Land-use Change and Forestry – LULUCF). In der Referenzentwicklung verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 731 Mt CO₂eq (-42 % ggü. 1990; Abbildung 2). Im Zeitraum 2016 bis 2030 trägt der Umwandlungssektor am meisten zur Reduktion der THG-Emissionen bei, insbesondere durch den Rückgang der Stromproduktion aus Kohle. Im Verkehrssektor steigen die Emissionen vorerst noch an. Erst nach 2020 zeigt sich in der Referenzentwicklung hier ein Rückgang der Emissionen, dieser fällt bis 2030 noch gering aus. Die energiebedingten THG-Emissionen der Industrie und des GHD-Sektors verringern sich zwischen 2015 bis 2030 um knapp 20 %, im PHH-Sektor ist der Rückgang mit 28 % etwas größer. Das Ziel des Klimaschutzplans für die gesamten THG-Emissionen liegt bei einer Reduktion um mindestens 55 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990. Die damit angestrebte Emissionsmenge von maximal 562 Mt CO₂eq wird in der Referenzentwicklung um 169 Mt CO₂eq überschritten. Im Vergleich zu den Sektorzielen des Klimaschutzgesetzes zeigen sich für das Jahr 2030 unterschiedlich große Abweichungen. Große Ziellücken ergeben sich in der Referenzentwicklung in den Sektoren Energiewirtschaft (86 Mt CO₂eq) und Verkehr (53 Mt CO₂eq). In den übrigen Sektoren sind die Ziellücken kleiner: Industrie 16 Mt CO₂eq, Gebäude 22 Mt CO₂eq und Landwirtschaft 11 Mt CO₂eq. Bis zum Jahr

2050 verringern sich die THG-Emissionen im Referenzszenario auf 475 Mt CO₂eq (-62 % ggü. 1990).

Abbildung 2: Referenzszenario: THG-Emissionen nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019), ab 2016 eigene Berechnung

B) Zielszenarien 1 und 2

Die Zielszenarien 1 und 2 bauen auf der Referenzentwicklung auf und berücksichtigen zusätzliche Maßnahmen sowie ab dem Jahr 2030 zusätzliche strategische Setzungen. Die sektoralen Maßnahmen für den Zeitraum bis 2030 wurden so zusammengestellt, dass die Sektorziele des Klimaschutzplans für das Jahr 2030 erreicht werden. Die sektoralen Maßnahmen werden ergänzt durch sektorübergreifende Maßnahmen. Diese Ergänzung umfasst eine Bepreisung der CO₂-Emissionen im non-EU-EHS-Bereich sowie im Zielszenario 2 zusätzlich eine Senkung des Strompreises (durch die Senkung staatlicher Strompreisbestandteile).

In den Zielszenarien 1 und 2 werden die anvisierten Sektorziele des Klimaschutzplans für das Jahr 2030 knapp erreicht. Die ambitionierten Ziele des Klimaschutzgesetzes werden hingegen in allen Sektoren – außer Abfall – leicht verfehlt. Insgesamt wird sowohl im Zielszenario 1 als auch im Zielszenario 2 das Reduktionsziel des Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 um 21 Mt CO₂eq verfehlt.

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die THG-Emissionen im Zielszenario 1 auf 186 Mt CO₂eq (-85 % ggü. 1990) und im Zielszenario 2 auf 179 Mt CO₂eq (-86 % ggü. 1990). Die angestrebte Reduktion von mindestens -85 % gegenüber 1990 wird in beiden Szenarien knapp erreicht. Im Zielszenario 1 werden THG-intensive Industrieprozesse wie beispielsweise die Stahlproduktion optimiert, aber nicht grundlegend umgestellt. Dadurch entfallen im Jahr 2050 rund die Hälfte der

dann noch verbleibenden THG-Emissionen auf den Industriesektor. Dies wird im Zielszenario 1 kompensiert durch eine sehr umfassende Reduktion in den übrigen Sektoren, u. a. durch den vermehrten Einsatz strombasierter Energieträger.

Im Zielszenario 2 wird eine gleichmäßigere Verteilung der THG-Reduktion zwischen den Sektoren umgesetzt. Wichtige industrielle Prozesse werden grundlegend umgestellt. Dies beinhaltet insbesondere die Bereiche Eisen und Stahl, Chemie sowie Zement. Bei Eisen und Stahl werden herkömmliche Kokshochöfen zunehmend durch Direktreduktion mit Wasserstoff ersetzt. Dies steigert die Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff, was im Vergleich zum Zielszenario 1 zu einem gesteigerten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik (PV) führt. Die angestrebte gleichmäßigere Lastenverteilung zwischen den Sektoren wird erreicht, der Anteil des Industriesektors an den Restemissionen verringert sich auf 28 % (Zielszenario 1: rund 50 %). Zudem müssen weniger strombasierte Brenn- und Kraftstoffe importiert werden als im Zielszenario 1.

C) Szenario mit Klimaschutzprogramm (Szenario KSP)

Das Szenario KSP baut ebenfalls auf der Referenzentwicklung auf. Es ist ein Maßnahmenzenario, welches zusätzlich zur Referenz die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 umfasst. Grundlage für die berücksichtigten Maßnahmen sind im Wesentlichen der Beschluss des Klimaschutzprogramms vom September 2019 sowie Folgeentscheidungen wie der Kompromiss des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019. Bestandteil des Maßnahmensets sind auch die aktuellen Beschlüsse zur Renewable Energy Directive II (RED II) und zu den Flottengrenzwerten im Verkehr, welche in der Referenzentwicklung nicht enthalten sind.

Das Klimaschutzprogramm 2030 umfasst eine Vielzahl an Maßnahmen. Wichtige sektorübergreifende Maßnahmen sind die Einführung eines nEHS und die Strompreissenkung. Das BEHG regelt das nEHS. Darin ist für die Jahre 2021 bis 2026 der Maximalpreis je Tonne CO₂ festgeschrieben; im Jahr 2026 liegt dieser bei 65 Euro (in nominalen Preisen). Für die Modellierung wird unterstellt, dass der CO₂-Preis im nEHS nach 2026 deutlich ansteigt und im Jahr 2030 bei 180 Euro/t liegt. Darüber hinaus wird unterstellt, dass ein deutlicher Anstieg bereits frühzeitig kommuniziert und infolgedessen von den Investoren erwartet wird.

Wichtige sektorale Maßnahmen sind die Reduzierung der Kohleverstromung, der Ausbau der erneuerbaren Energien, die verstärkte Förderung der energetischen Sanierung von Gebäuden und Wärmeerzeugern, Flottengrenzwerte für neue Fahrzeuge, die Kaufprämie für Elektro-Pkw, die Förderung zum Um- und Ausbau von Wärmenetzen, das Industrieförderprogramm, das nationale Dekarbonisierungsprogramm und wettbewerbliche Ausschreibungen. Nicht berücksichtigt in den Szenarien sind die Auswirkungen der aktuellen Corona-Pandemie sowie das in diesem Zusammenhang beschlossene Konjunkturpaket der Bundesregierung und die darin enthaltenen Maßnahmen (u. a. höhere Zuschüsse für Elektro-Pkw, Reduktion der EEG-Umlage, Ausbau der Wasserstoffherzeugung, Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur).

Im Szenario KSP verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 598 Mt CO₂eq (Abbildung 3). Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 52,2 %. Damit werden 95 % der von der Bundesregierung angestrebten Gesamtminderung von 55 % gegenüber 1990 erreicht. Während die Ziele im Klimaschutzplan aber noch in Form von Bandbreiten enthalten waren, werden im Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 die unteren Ränder dieser Bandbreiten als Sektorziele festgeschrieben. Diese verschärften Sektorziele, die in Summe gegenüber 1990 eine Minderung um 56,5 % bedeuten, werden in allen Sektoren verfehlt – mit

Ausnahme des Sektors Abfall. Deutlich ist die Zielverfehlung in den Sektoren Verkehr (30 Mt CO₂eq), Gebäude (8 Mt CO₂eq) und bei der Landwirtschaft (6 Mt CO₂eq). In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie werden die Ziele fast erreicht.

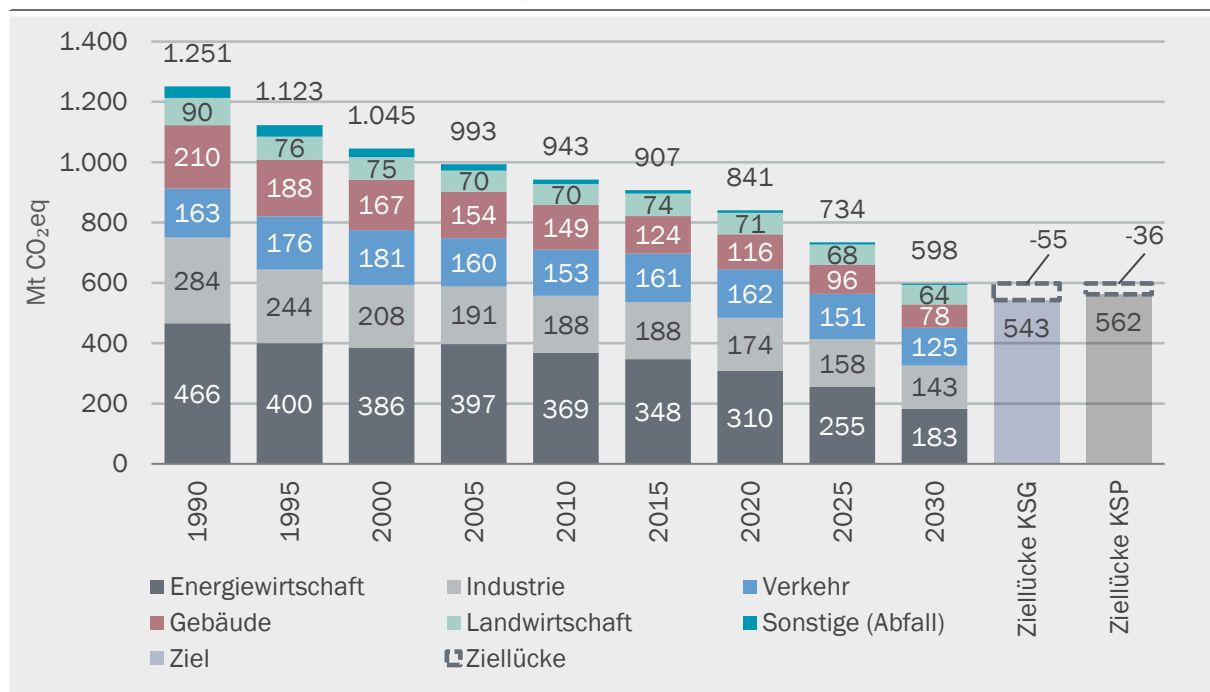
Die THG-Emissionen im Szenario KSP sind im Jahr 2030 um 133 Mt CO₂eq geringer als die der Referenzentwicklung. Diese zusätzliche Reduktion ist auf die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms zurückzuführen.

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die THG-Emissionen im Szenario KSP auf 167 Mt CO₂eq, was einer Reduktion um 87 % gegenüber 1990 entspricht. Das für die Modellierung vorgegebene Reduktionsziel von -85 % bis -90 % wird erreicht. Wie im Zielszenario 2 werden auch im Szenario KSP THG-intensive Industriebranchen tiefgreifend umstrukturiert und eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Lasten zwischen den Sektoren angestrebt.

Da für alle drei Zielszenarien die gleichen Zielvorgaben bezüglich der Entwicklung der THG-Emissionen gelten, unterscheiden sich die THG-Emissionen zwischen den Zielszenarien nicht wesentlich (Abbildung 4).

Abbildung 3: THG-Emissionen im Szenario mit Klimaschutzprogramm

nach Sektoren, Jahre 1990 bis 2030, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung, Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut et al. (2020)

Tabelle 2: Vergleich der Sektorziele im Klimaschutzgesetz mit dem Szenario KSP

Zielerreichung in Bezug auf die zwischen 1990 und 2030 angestrebte Minderung

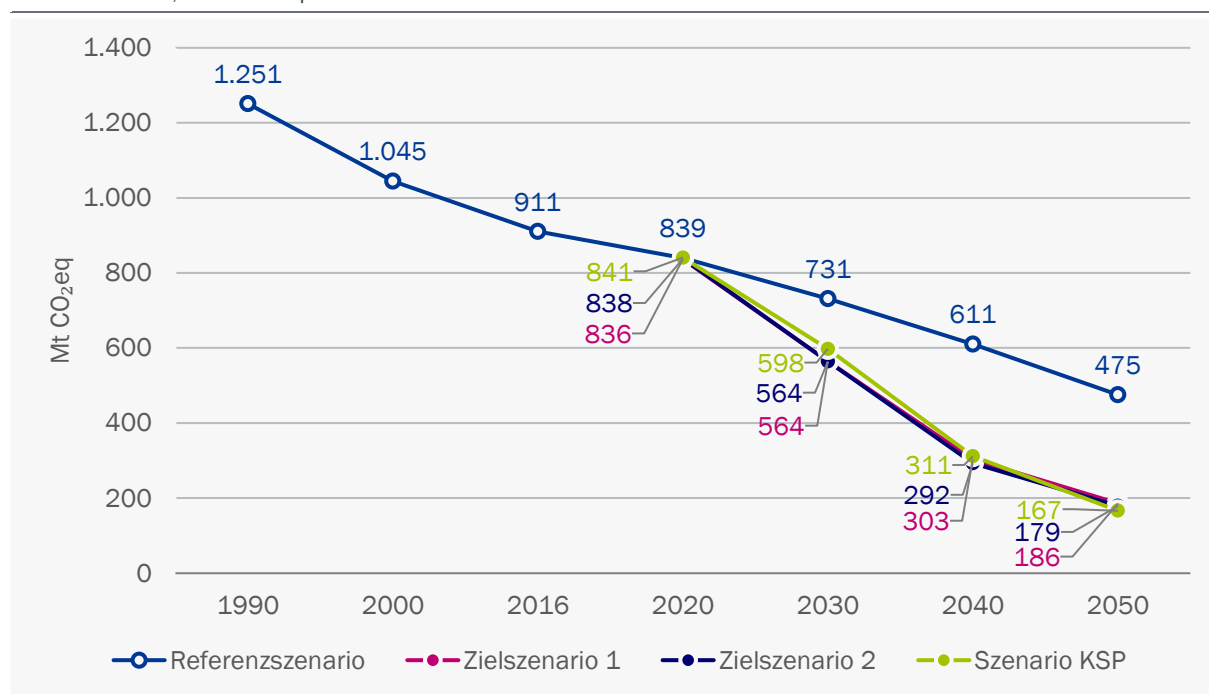
Sektor	Szenario KSP	Sektorziele KSG	Abweichung	Zielerreichungsgrad
Werte für das Jahr 2030	Mt CO ₂ eq	Mt CO ₂ eq	Mt CO ₂ eq	-
Energiewirtschaft	183	175	+8	97 %
Industrie	143	140	+3	98 %
Gebäude	78	70	+8	94 %
Verkehr	125	95	+30	56 %
Landwirtschaft	64	58	+6	82 %
Abfälle	5	5	+/-0	100 %
Summe Sektorziele	598	543	+55	92 %
Vergleich: Gesamtziel nach KSP (-55 % ggü. 1990)	598 (-52,2 % ggü. 1990)	562	+36	95 %

Vorgabe und Vergleich der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018), Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut et al. (2020)

Abbildung 4: Szenarienvergleich – THG-Emissionen insgesamt

1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

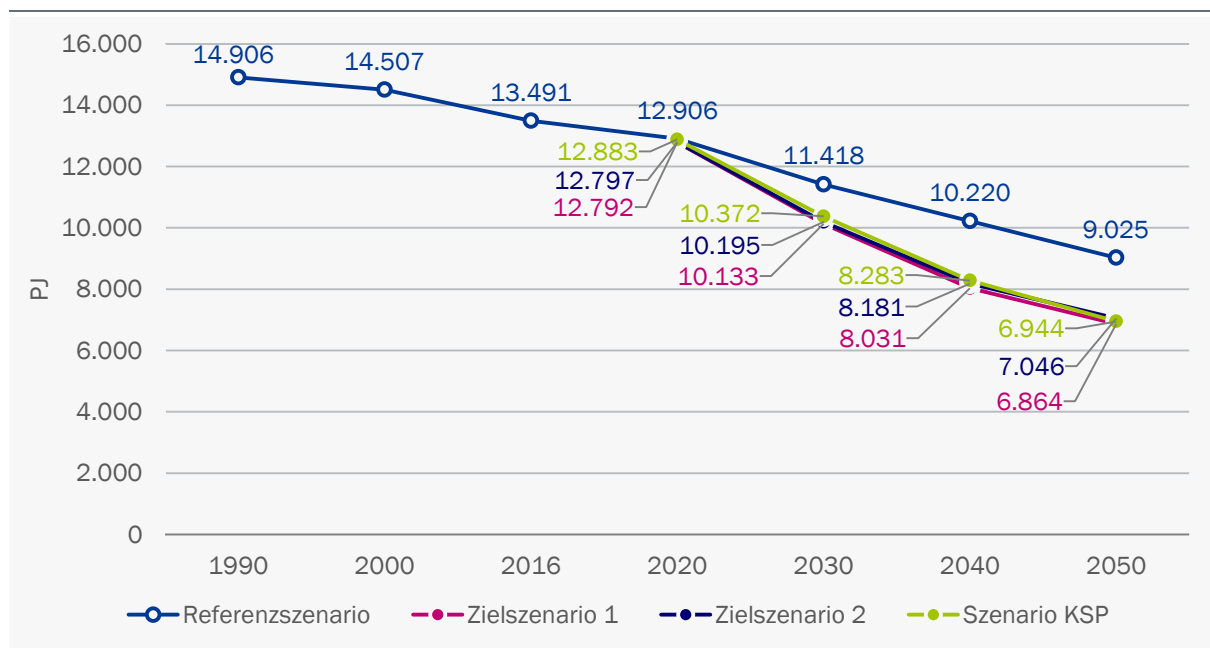
Energieverbrauch

In der Referenzentwicklung verringert sich der Primärenergieverbrauch im Zeitraum 2016 bis 2030 im Mittel um 1,2 % p. a. auf 11.418 Petajoule (PJ). Gleichzeitig verringert sich der Endenergieverbrauch um insgesamt 8 % auf 8.370 PJ. Treiber für den Rückgang sind die zunehmende Effizienz der Geräte, Anlagen und Fahrzeuge sowie die demografische Entwicklung. Der Anteil der fossilen Energieträger nimmt ab. Trotz der steigenden Bedeutung des Stroms im Verkehrs- und Gebäudesektor verändert sich der Stromverbrauch auf Ebene des Endenergieverbrauchs nicht wesentlich und liegt im Jahr 2030 bei 506 Terawattstunden (2016: 518 TWh). Der Bruttostromverbrauch verringert sich bis zum Jahr 2030 auf 575 TWh (2016: 600 TWh). Dies ist u. a. auf die Veränderung des Kraftwerksparks zur Stromerzeugung und der damit einhergehenden Abnahme des Eigenverbrauchs der Kraftwerke zurückzuführen.

In den Zielszenarien 1 und 2 fällt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 auf unter 10.200 PJ, bis 2050 auf rund 7.000 PJ (Abbildung 5). Im Jahr 2050 sind das rund 2.000 PJ weniger als in der Referenzentwicklung. Die mittlere Veränderungsrate liegt bei -2 % p. a. Das angestrebte Effizienzziel einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Zeitraum 2008 bis 2030 wird mit einer Reduktion um rund 29 % nur knapp verfehlt. Das Langfristziel einer Reduktion um 50 % bis zum Jahr 2050 (ggü. 2008) wird in beiden Zielszenarien leicht übererfüllt.

Abbildung 5: Szenarienvergleich: Primärenergieverbrauch

1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist zum einen auf die Veränderung des Kraftwerksparks zur Stromerzeugung zurückzuführen. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion steigt langfristig auf über 90 %. Zum anderen senken Effizienzmaßnahmen den Endenergieverbrauch. Im Zielszenario 1 verringert sich der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 um 16 % gegenüber 2016 auf 7.610 PJ. Das sind rund 760 PJ weniger als in der

Referenzentwicklung. Rund die Hälfte dieser Einsparung ist auf den Verkehrssektor und die starke Diffusion der Elektro-Pkw zurückzuführen. Trotz der unterschiedlichen Maßnahmenensets entwickelt sich der Endenergieverbrauch im Zielszenario 2 ähnlich wie im Zielszenario 1. Bis zum Jahr 2050 fällt der Energieverbrauch in den Zielszenarien 1 und 2 auf rund 5.500 PJ (rund -40 % ggü. 2016). Die Höhe des relativen Verbrauchsrückgangs unterscheidet sich zwischen den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude nicht wesentlich.

Im Szenario KSP wird der Primärenergieverbrauch durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenz um zusätzliche 1.046 PJ auf 10.372 PJ reduziert. Dies entspricht einer mittleren Reduktion um 1,9 % p. a. (Zeitraum 2016 bis 2030). Der Endenergieverbrauch verringert sich im Szenario KSP bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenzentwicklung um zusätzliche 606 PJ. Die zusätzliche Reduktion verteilt sich annähernd gleichmäßig auf die Sektoren: Verkehr -249 PJ, Industrie -205 PJ und Gebäude -152 PJ (GHD und PHH). Wichtige Ursachen für die Reduktion sind die durch das Klimaschutzprogramm verstärkte Diffusion der Elektromobilität und der Wärmepumpen sowie effizientere Querschnittstechnologien in den Sektoren Industrie und GHD. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Primärenergieverbrauch auf unter 7.000 PJ. Das Reduktionsziel von -50 % gegenüber 2008 wird somit auch im Szenario KSP erreicht.

Der Bruttostromverbrauch steigt im Szenario KSP gegenüber der Referenzentwicklung leicht an und liegt im Jahr 2030 bei 591 TWh. Nach 2030 steigt der Bruttostromverbrauch stark an (2050: 768 TWh). Die erhöhte Nachfrage ist u. a. auf den verstärkten Einsatz von Strom im Verkehrsbe- reich und für Wärmepumpen sowie langfristig insbesondere auf die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff zurückzuführen. Gegenläufig wirkt u. a. die steigende Effizienz bei Motoren (Elektro- geräte) und Beleuchtung sowie der sinkende Kraftwerkseigenverbrauch. Der Endenergiever- brauch an Strom liegt im Jahr 2030 bei 516 TWh (2050: 563 TWh).

Zusätzlich zum Rückgang des Primär- und Endenergieverbrauchs verändert sich auch die Struktur der eingesetzten Energieträger. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger nimmt stark zu, wäh- rend sich der Anteil der fossilen Energieträger deutlich verringert. Im Szenario KSP sinkt der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Erdgas und Mineralölprodukte am Primärenergieverbrauch von 82 % im Jahr 2016 auf 28 % im Jahr 2050 (Zielszenario 1: 27 %; Zielszenario 2: 34 %). In allen Szenarien wird nach 2022 keine Kernenergie mehr eingesetzt.

Bruttostromerzeugung

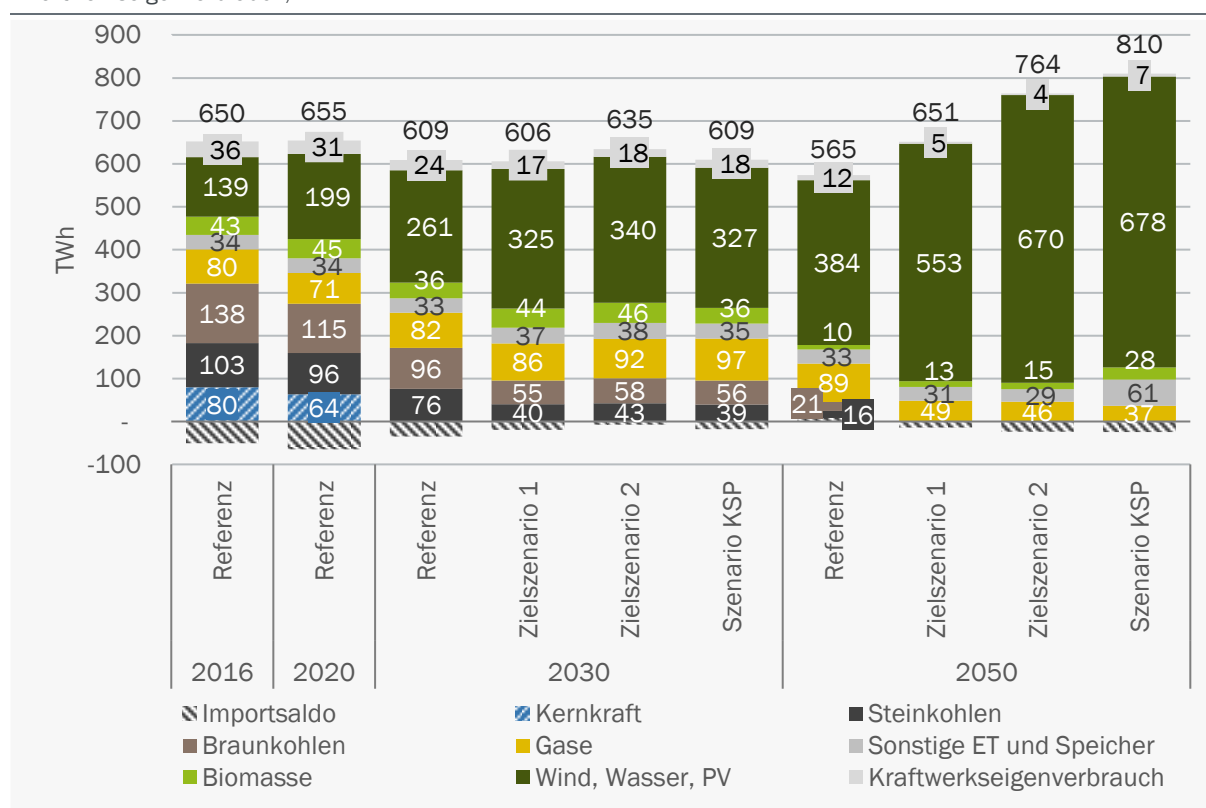
Die Stromerzeugung in Deutschland ist heute noch zu einem großen Teil von fossilen Quellen ge- prägt. In der Referenzentwicklung wird dieser Pfad weitergeführt. Der Ausstieg aus der Kohlever- stromung erfolgt erst nach 2050. Der Ausbau erneuerbarer Energien orientiert sich bis 2030 am EEG 2017 und ist damit weniger ambitioniert als in den Zielszenarien. Auch der Stromverbrauch liegt im Referenzszenario deutlich niedriger. Zwar werden bei den bestehenden Geräten weniger eingespart, andererseits drängen deutlich weniger neue Stromverbraucher – wie E-Pkw, Strom- Wärmepumpen und Wasserelektrolysen – in den Markt. Dieses führt dazu, dass die Bruttostrom- erzeugung in der Referenz 2050 rund 100 bis 250 TWh niedriger liegt als in den Zielszenarien.

In den Zielszenarien 1 und 2 sowie im Szenario KSP wird auf Basis des Vorschlags der Kommis- sion für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) bzw. im Szenario KSP auf Basis des Referentenentwurfs zum Kohleausstiegsgesetz die Stromerzeugung aus Braun- und Stein- kohlen bis 2038 vollständig zurückgefahren. Der Pfad erfolgt weitestgehend linear ausgehend von heute (2020). Bis zum Jahr 2030 reduziert sich die Leistung aus Stein- und Braunkohlen auf insgesamt 17 GW. Als Kompensation werden in diesen Szenarien die erneuerbaren Energien

verstärkt ausgebaut und mit Gas-KWK-Anlagen ersetzt. Das Szenario KSP orientiert sich am Zielbild des Klimaschutzprogramms. Dieses setzt sich das Ziel, bis zum Jahr 2030 die installierte EE-Leistung auf 20 GW offshore, 67 – 71 GW onshore und 98 GW Photovoltaik auszubauen. Der Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt im Jahr 2030 im Szenario KSP 62,7 %. Im Zielszenario 1 liegt er bei 63,8 %, im Zielszenario 2 bei 63,0 %. In allen vier Szenarien wird das im Klimaschutzprogramm bekräftigte Ziel verfehlt, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 65 % des Bruttostromverbrauchs zu erhöhen. Diese ist ein notwendiges Instrument, um die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft auf 175 Mt CO₂eq bis zum Jahr 2030 zu senken.

Abbildung 6: Szenarienvergleich: Stromerzeugung

2016 bis 2050, Bruttostromerzeugung (Summe), bestehend aus Nettostromerzeugung nach Energieträgern und Kraftwerkseigenverbrauch, in TWh



Die Nettostromerzeugung ist die Leistung, die von einem Kraftwerk ins Netz abgegeben wird. Zusammen mit dem Kraftwerkseigenverbrauch ergibt sie die Bruttostromerzeugung. Die Stromerzeugung nach Energieträgern ist hier – analog zu den Darstellungen in den einzelnen Szenariokapiteln – als Nettostromerzeugung angegeben. Die Summe ist als Bruttostromerzeugung angegeben.

Gase: Erdgas, synthetische Gase (PtG) und Biomethan: im Szenario KSP und Zielszenario 1 beginnt um 2040 der Hochlaufpfad der Einspeisung strombasierter Energieträger ins Erdgasnetz. Im Zielszenario 2 werden für die Stromerzeugung keine synthetischen Brennstoffe eingesetzt.

Sonstige Energieträger (ET): Kuppelgase, Abfall (inkl. biogenem Anteil), Mineralöle.

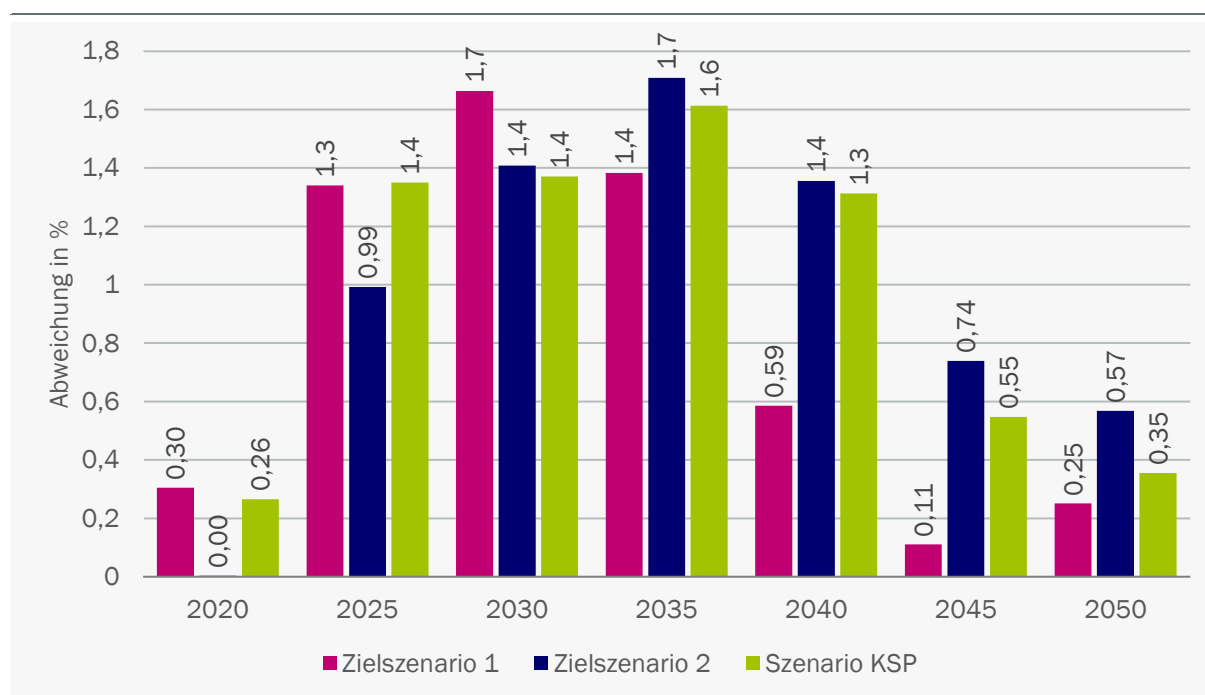
Wasser: Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss.

Quelle: eigene Berechnung

Sozioökonomische Folgenabschätzungen

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der drei Zielszenarien sind im Vergleich zur Referenzentwicklung insgesamt positiv (Abbildung 7). Insbesondere gilt dies für die Effekte auf BIP und Beschäftigung im Jahr 2030. Die unterschiedlichen Annahmen zu Investitionen, Power-to-X-Importen (PtX-Importen) sowie Strom- und CO₂-Preisen, die in den Zielszenarien getroffen werden, unterscheiden sich teilweise deutlich in der Höhe, größtenteils aber nicht in der Richtung der Effekte.

Abbildung 7: Relative Abweichung des preisbereinigten BIP in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario

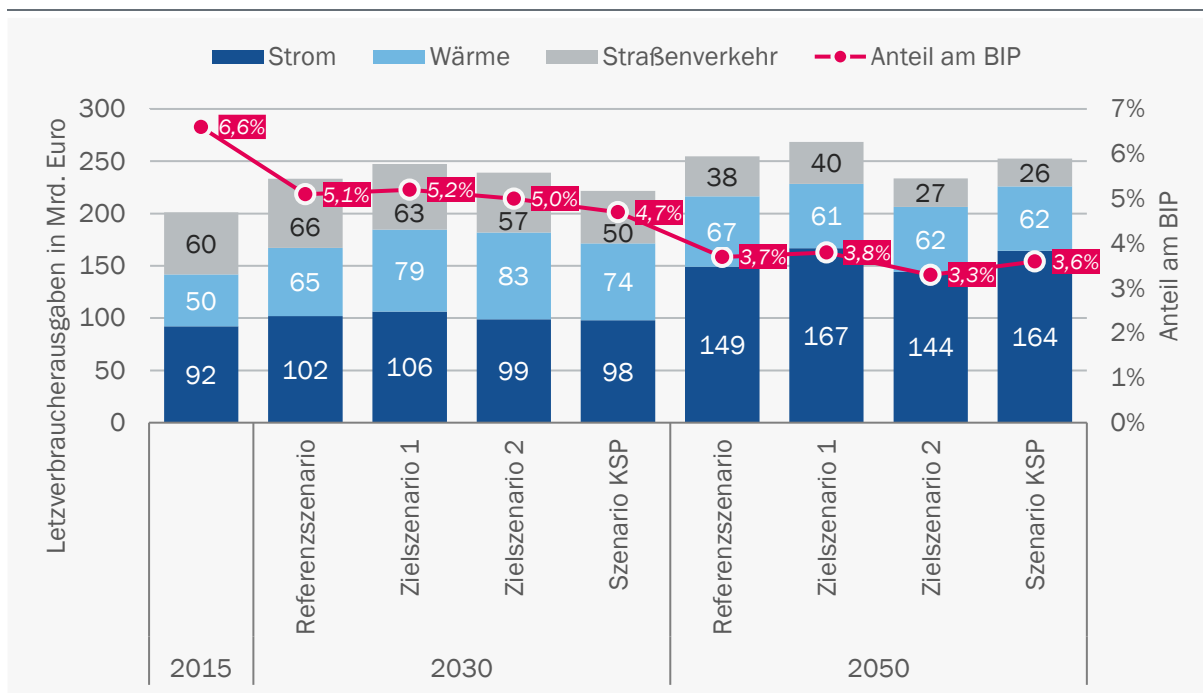


Quelle: eigene Berechnung

Auch wenn die Letztverbraucherenausgaben für Energie sowohl im Referenzszenario als auch in den Zielszenarien leicht ansteigen (in nominalen Preisen), sinken sie im Verhältnis zum BIP (Abbildung 8). Die Belastung der Gesamtwirtschaft mit Energiekosten verringert sich im Zuge der Energiewende. Dennoch können einzelne, vor allem ärmere Haushalte überdurchschnittlich von zunehmenden Energieausgaben betroffen sein, wobei spezifische sozialpolitische Maßnahmen sowie die zusätzliche Förderung von Sanierungsmaßnahmen diesen Effekt abmildern können.

Die Ziele der Energiewende können auf unterschiedlichen Pfaden erreicht werden. Die Ergebnisse der Szenarienrechnungen zeigen, dass die Ausgestaltung der energie- und Klimaschutzpolitischen Maßnahmen Einfluss auf die sozioökonomischen Folgen hat. Diese sollten bei der weiteren Gestaltung der politischen Maßnahmen berücksichtigt werden, um eine sozialverträgliche Energiewende zu ermöglichen, die von einem Großteil der Bevölkerung akzeptiert wird.

Abbildung 8: Letztverbraucherausgaben für Energie (in laufenden Preisen) und deren Relation zum BIP im Referenzszenario und den Zielszenarien



Quelle: eigene Berechnung

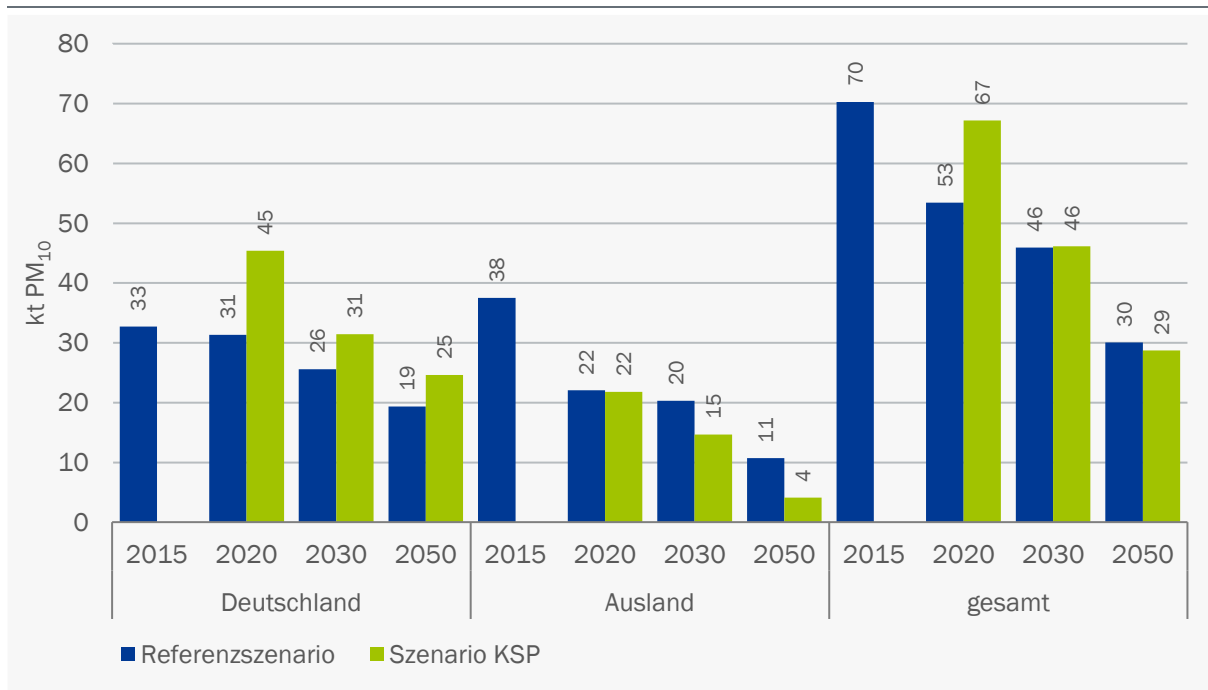
Einige Maßnahmen des Konjunkturpakets der Bundesregierung im Zuge der Corona-Pandemie, die auf Energiewende und Klimaschutz zielen, werden zusätzlich einen positiven gesamtwirtschaftlichen Effekt haben. Auch auf Basis eigener Vorarbeiten (GWS / Prognos 2018, S. 99ff.) lässt sich schließen, dass sich ein Klimaschutzprogramm umso stärker positiv gesamtwirtschaftlich auswirken wird, je stärker eine Volkswirtschaft unterausgelastet ist – sicher ein wichtiges Argument für das Klimaschutzpaket in Zeiten der Corona-Pandemie.

Ökologische Folgenabschätzungen

Im Rahmen der ökologischen Folgeabschätzungen wurden die Effekte der Energienutzung auf die Entwicklung der Luftschadstoffe, den Wasser- und Flächenverbrauch, die Rohstoffnutzung und die Biodiversität untersucht. Unterschieden wurde dabei nach Effekten in Deutschland und Effekten im Ausland; die Effekte der Bioenergienutzung wurden gesondert betrachtet.

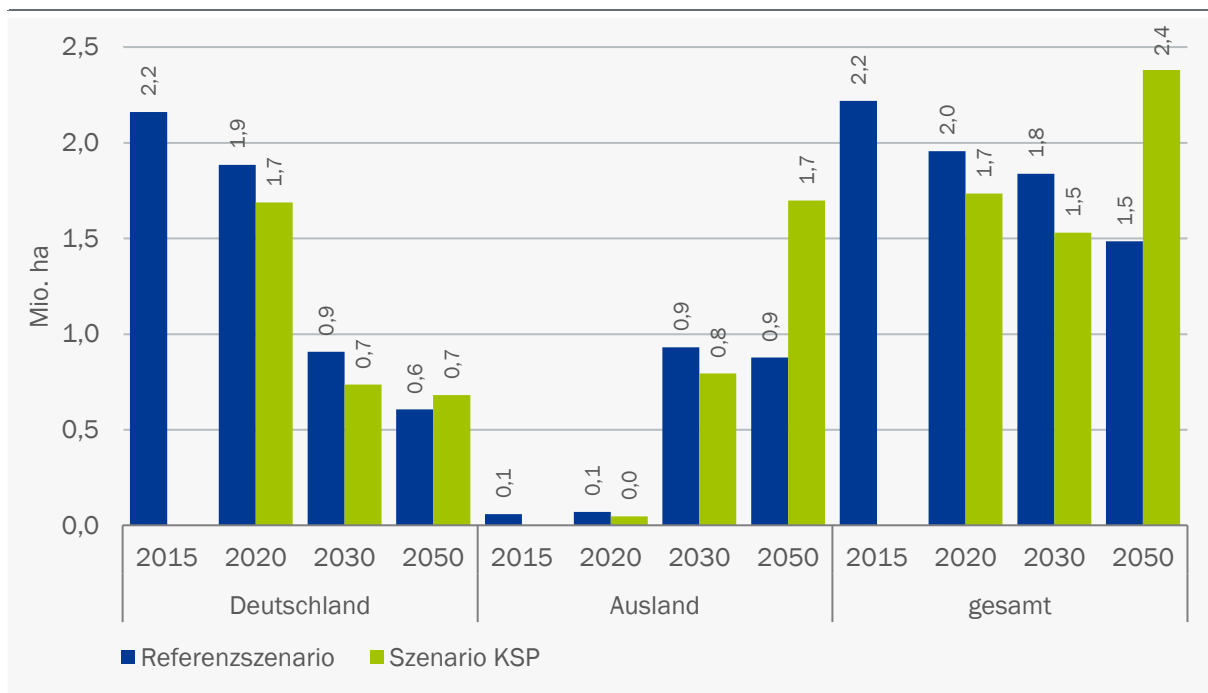
Das Szenario KSP zeigt im Vergleich zur Referenzentwicklung insgesamt positive Effekte. Der Verbrauchsrückgang an den fossilen Energieträgern Kohle, Erdgas und Mineralölen verringert die Energieimporte. Dadurch werden auch in den Herkunftsländern THG-Emissionen und Luftschadstoffe verringert, u. a. aufgrund der verminderten Tanker- und Pipelineemissionen (Abbildung 9).

Abbildung 9: Feinstaubemissionen (PM₁₀) durch die gesamte Energienutzung im Referenzszenario und im Szenario KSP



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0; Angaben inkl. Abfall- und Landwirtschaft

Abbildung 10: Flächeninanspruchnahme durch gesamte Energienutzung im Referenzszenario und im Szenario KSP



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Die Flächeninanspruchnahme ist sowohl in Deutschland wie auch im Ausland zu gut 90 % durch die Bioenergie bedingt, während andere Erneuerbare (Solar, Wasserkraft, Wind) trotz massiven Ausbaus selbst im Jahr 2050 nur wenige Prozentpunkte beitragen. Die territoriale Flächeninanspruchnahme in Deutschland sinkt sowohl im Referenzszenario als auch im Szenario KSP deutlich (Abbildung 10). Die Importe an Bioenergie induzieren im Ausland eine zunehmende Flächeninanspruchnahme. Das Ausmaß der Inanspruchnahme hängt stark vom genutzten Biomassesubstrat aus. Würde vermehrt Biomethan aus Abfall- und Reststoffen statt aus Grasschnitt importiert, könnte die Flächeninanspruchnahme im Ausland deutlich vermindert werden.

Die erhöhte Bioenergienutzung und die Importe an Bioenergie führen im Ausland zu einem höheren Wasserverbrauch durch Bioenergie. Der Wasserverbrauch insgesamt geht jedoch sowohl im Inland als auch im Ausland deutlich zurück. Diese Einsparungen sind vorwiegend auf die stark rückläufige Wasserinanspruchnahme zur Kühlung thermischer Kraftwerke zurückzuführen.

Die Beurteilung der Effekte auf die Biodiversität ist komplex und erfordert für belastbare quantitative Aussagen räumlich hochauflösende Analysen, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht leistbar waren. Daher wurde die Wirkung der Szenarien auf die Biodiversität qualitativ abgeschätzt, wichtige Grundlage dazu sind die Annahmen zur Flächeninanspruchnahme.

In den Szenarien erfolgt eine starke Änderung der Flächeninanspruchnahme durch Bioenergie. Einerseits sinkt die Inanspruchnahme von Flächen in Deutschland deutlich, andererseits steigt der Flächenverbrauch im Ausland durch Bioenergieimporte, insbesondere in den Zielszenarien. Auf den in Deutschland für Bioenergie beanspruchten Flächen werden in den Szenarien bis 2030 keine annuellen Kulturen mehr angebaut, sondern Mehrjährige. Diese bieten für die Artenvielfalt gegenüber annuellen Kulturen wesentlich positivere Bedingungen und erlauben die Verwendung unterschiedlicher Blühpflanzen und Baumtypen. Dies führt in Deutschland zu einer Verbesserung der Biodiversität in den Agrarlandschaften. Dem steht eine steigende Flächenbeanspruchung im Ausland gegenüber. Im Szenario KSP wird bis 2050 für deutsche Bioenergieimporte kein Palm- und Sojaöl mehr angebaut und auch die Flächen für Zuckerrohr sind rückläufig. Dafür wird vermehrt auf Biomethan aus Grasschnitt (Flächen in Osteuropa) gesetzt. Dies führt gegenüber der Referenz zu günstigeren Bedingungen für die Artenvielfalt.

1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

Die vorliegenden Szenarienarbeiten sind aus einem vom BMWi beauftragten Forschungsvorhaben hervorgegangen, in dem Projektionen und Folgeabschätzungen zur weiteren Entwicklung des Energiesystems bis 2030 und darüber hinaus bis zum Jahr 2050 vorgenommen wurden. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, welches im Herbst 2019 verabschiedet wurde. Die im Programm selbst angekündigte Wirkungsabschätzung des Programms wird u. a. durch diese Szenarienarbeiten vorgenommen. Dabei wird die Gesamtminderung des Programms inkl. der Wechselwirkungen zwischen einzelnen Maßnahmen bewertet.

Darüber hinaus dienen die Ergebnisse dieser Szenarien vor allem dazu, die Berichtspflichten zum ersten integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) der Bundesregierung nach der EU-Verordnung über ein Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz zu unterstützen. Der NECP beschreibt die nationalen Ziele und Maßnahmen im Zeitraum 2021 bis 2030 und die damit verbundenen Projektionen und Folgeabschätzungen (BMWi 2020b).

Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden die Annahmen und die Ergebnisse einer Referenzentwicklung ohne Klimaschutzprogramm 2030 sowie von drei Zielszenarien dargestellt. Mit den Zielszenarien 1 und 2 werden unterschiedliche Maßnahmenets zur Erreichung der Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans 2050 (BMU 2016) geprüft. Das Zielszenario 3 berücksichtigt die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030.

Aufbauend auf den Ergebnissen zum Energiesystem werden im Rahmen des Forschungsvorhabens sozioökonomische und ökologische Folgeabschätzungen vorgenommen.

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Energie- und Klimaschutzszenarien

Um mögliche zukünftige Entwicklungspfade des Energiesystems zu untersuchen, wird häufig die Szenariotechnik verwendet. Um einen Bereich denkbarer Zukunftsentwicklungen eingrenzen zu können, werden Fächer von Szenarien mit verschiedenen relevanten Annahmensets entwickelt. Wesentlich bei einer solchen Arbeit ist, dass mehrere Szenarien entwickelt werden, die miteinander verglichen werden können. Dieser Vergleich macht die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungspfade, Technologien und politischer Instrumente z. B. auf Energieverbräuche, Emissionen, Preise sowie Be- und Entlastungen verschiedener Akteursgruppen sichtbar.

Szenarien entwickeln konsistente Bilder möglicher zukünftiger Entwicklungen, bei denen bestimmte Rahmenbedingungen und politisch-gesellschaftliche Voraussetzungen kontrolliert verändert werden. Szenarien stellen komplexe Wenn-dann-Aussagen dar. Damit können auch die Auswirkungen von starken Veränderungen der Voraussetzungen gegenüber heutigen Verhältnissen eingeschätzt werden (Prognos 2004). Davon abzugrenzen sind Prognosen, welche die Beschreibung einer „sehr wahrscheinlichen Zukunft“ anstreben.

Bei Energie- und Klimaschutzszenarien können zwei Szenarienlogiken unterschieden werden:

- Indikative Szenarien untersuchen, wie sich ein vorgegebener Satz von Rahmendaten, technischen Maßnahmen und/oder von politischen Instrumenten, auf die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen auswirkt. Es handelt sich hierbei um eine „Was passiert, wenn...?“-Aussage (Strategieszenario). Diese Szenariologik wird in der Regel für Referenzszenarien und bei Maßnahmen­szenarien angewendet (u. a. für die Abschätzung der Wirkung eines politischen Maßnahmenpakets).
- Zielszenarien folgen einer umgekehrten Form des logischen Schließens: Hier wird ein zu erreichendes Ziel auf einen zukünftigen Zeitpunkt festgelegt. Im Szenario wird dann untersucht, welche Maßnahmen im Zeitverlauf notwendig sind, um dieses Ziel zu erreichen. Bei den Maßnahmen handelt sich primär um technische Maßnahmen. Davon können dann gegebenenfalls die Instrumente (politische Maßnahmen) abgeleitet werden. Die abgeleiteten Aussagen definieren, was geschehen muss, damit ein bestimmtes Ziel erreicht wird.

Grundsätzlich können Szenarienarbeiten qualitativen oder zusätzlich quantitativen Charakter haben. Für dieses Vorhaben wurde ein quantitativer Ansatz gewählt. Für die Ableitung von Energieverbrauch und THG-Emissionen wurden modellgestützte Analysen und Szenarien des Energiesystems entwickelt. Diese sind in quantitative und in sich konsistente Rahmenannahmen für sozio-ökonomische Bedingungen eingebettet (u. a. BIP, Bevölkerung, Erwerbstätige, Energie- und CO₂-Preise).

2.2 Überblick über die erstellten Szenarien

In der vorliegenden Studie werden drei umfassende Energiesystem-Szenarien mit ambitionierten THG-Reduktionszielen erarbeitet und mit einer Referenzentwicklung verglichen (Tabelle 3). Das Referenzszenario dient als Ausgangsbasis und geht im Grundsatz von einer Fortschreibung

historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen aus. Berücksichtigt werden die bis Ende 2017 eingeführten, bzw. beschlossenen politischen Maßnahmen. Es ist ein indikatives Szenario ohne übergeordnete THG-Zielsetzung.

Die drei Zielszenarien setzen auf der Referenzentwicklung auf. Zusätzlich zu den Maßnahmen der Referenz werden in den Zielszenarien weitere politische und technische Maßnahmen bestimmt und berücksichtigt. Die Entwicklung der Zielszenarien ist zweigeteilt: Bis zum Jahr 2030 werden ausschließlich zusätzliche politische Maßnahmen berücksichtigt. Nach 2030 werden zudem verschiedene technische Maßnahmen implementiert, sodass das vorgegebene THG-Reduktionsziel von rund -85 % bis -90 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 erreicht wird. Dieses Reduktionsziel entspricht der politischen Beschlusslage zum Zeitpunkt des Beginns der Modellierung („2°C-Ziel“; Minderung um -80 % bis -95 % ggü 1990). Für eine Beschränkung der Klimaerwärmung auf deutlich unter 2°C dürfte eine ambitionierte THG-Reduktion notwendig sein. Die Zielszenarien 1 und 2 haben einen explorativen Charakter. Mit diesen Szenarien werden zwei unterschiedliche Pfade zur Erreichung der Sektorziele für das Jahr 2030 und des Langfristziels für das Jahr 2050 untersucht. Sie dienen als Grundlage und Vorbereitung für das Zielszenario 3, welches für die Berichterstattung im Rahmen des NECP genutzt wird.

Tabelle 3: Eckwerte der Szenarien

	berücksichtigte Maßnahmen	THG-Ziel 2030	THG-Ziel 2050
Referenzentwicklung	bestehende, bis Ende 2017 eingeführte Maßnahmen	keine Vorgabe	keine Vorgabe
Zielszenario 1	bestehende Maßnahmen und Maßnahmen des 1. Maßnahmensets (Kapitel 5). Übergeordnete Maßnahme: CO ₂ -Abgabe	Sektorziele des KSP 2016	-85 % bis -90 % ggü.1990
Zielszenario 2	bestehende Maßnahmen und Maßnahmen des 2. Maßnahmensets (Kapitel 6). Übergeordnete Maßnahme: nationales EHS für Bereiche Wärme und Verkehr	Sektorziele des KSP 2016	-85 % bis -90 % ggü.1990
Zielszenario 3: Szenario mit Klimaschutzprogramm (Szenario KSP)	bestehende Maßnahmen und Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 (Kapitel 7). Übergeordnete Maßnahme: Brennstoff-Emissionshandelsgesetz (BEHG)	Sektorziele KSG 2019	-85 % bis -90 % ggü.1990

KSP: Klimaschutzplan
KSG: Klimaschutzgesetz

Quelle: eigene Darstellung

Alle Szenarien basieren grundsätzlich auf identischen nationalen und internationalen Rahmenbedingungen. Dies betrifft u. a. die Entwicklungen von Wirtschaft, Energiepreisen und Bevölkerung. In Kapitel 3 werden die zentralen Rahmendaten beschrieben. Die Auswirkungen der Klimaschutzbestrebungen auf die Wirtschaft wird in Kapitel 9 untersucht (Teil „Volkswirtschaftliche Folgenabschätzungen“). Eine Rückkopplung der veränderten Wirtschaftsdaten auf den Energieverbrauch wird nicht durchgeführt (keine Iterationsschleifen). Es wird unterstellt, dass die übrigen Länder, vor allem die europäischen, gleiche Klimaschutzziele verfolgen und umsetzen wie Deutschland. So verpflichtet sich in den Zielszenarien auch die Weltgemeinschaft zu ambitionierten THG-

Reduktionszielen. Für die Industrie entstehen dadurch annähernd gleiche globale Wettbewerbsbedingungen. Das Carbon-Leakage-Risiko ist daher gering.

2.2.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario basiert im Ex-post-Zeitraum 1990 – 2016 auf den Ist-Werten. Es stützt sich auf die beobachteten Größen des Energieverbrauchs, der Preise, der Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung sowie auf die jeweilige Jahreswitterung. Die Energieverbrauchswerte sind kalibriert auf die nationalen Energiebilanzen (der AG Energiebilanzen), die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2016 auf das THG-Inventar (UBA 2018).

Das Referenzszenario stellt eine Entwicklung des „weiter wie bisher“ in den Jahren 2017 bis 2050 dar. Berücksichtigt werden bis Ende 2017 implementierte und beschlossene politische Maßnahmen, darunter beispielsweise Förderprogramme wie das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm oder das Programm zur Förderung hocheffizienter Querschnittstechnologien in der Industrie, ordnungsrechtliche Instrumente wie die aktuelle Energieeinsparverordnung (EnEV) und Mindesteffizienzstandards für Geräte und Anlagen (Öko-Design) sowie preis- oder mengensteuernde Instrumente wie das EU-Emissionshandelssystem und die Lkw-Maut. In der Referenz werden diese Maßnahmen in der bestehenden Form weitergeführt und nicht über den im Jahr 2017 definierten Rahmen hinaus ausgeweitet oder verschärft. Eine Auflistung der bestehenden Maßnahmen findet sich im Anhang (Kapitel 11.1).

Aktuell beobachtete Trends werden in der Referenz fortgeschrieben. Angenommen werden eine moderate autonome Technikentwicklung und eine Verschiebung der Energieträgerstruktur. Die Energieeffizienz nimmt im Zeitverlauf weiter zu, weil zum einen alte Gebäude, Anlagen und Geräte durch neue, effizientere ersetzt werden. Zum anderen werden diese neuen Gebäude, Anlagen und Geräte zunehmend effizienter.¹ Diese Effizienzsteigerungen übersteigen bei den meisten Geräten den verbrauchssteigernden Effekt der zunehmenden Gerätegröße, beispielsweise das wachsende Kühlvolumen bei Kühlschränken. Dadurch ergibt sich in der Referenzentwicklung kein sogenannter „efficiency freeze“². Auch die Trends bei der Verschiebung der Energieträgerstruktur, z. B. bei der Raumwärme oder bei den Personenkraftwagen (Pkw), werden unter Berücksichtigung der Entwicklung der Technologiekosten und Energiepreise fortgeschrieben.

Makroökonomische Faktoren wie Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung haben in der Referenz einen bedeutenden Einfluss auf den Energieverbrauch. Die unterstellte Entwicklung der zentralen Leitvariablen ist im nachfolgenden Kapitel 3 beschrieben. Eine Erwärmung des Klimas wird ebenfalls unterstellt; dies beeinflusst sowohl den Raumwärme- als auch den Kühlbedarf (Kapitel 3.4).

Es werden keine bindenden Energie- und Klimaziele vorgegeben. Die Verfehlung der THG-Ziele und Energieeffizienzziele wird zugelassen. Die sich im Referenzszenario ergebenden Ziellücken zeigen den verbleibenden Handlungsbedarf unter aktuellen Rahmenbedingungen und den Klimaschutzzielen der Regierung auf.

¹ Beispiel: Heute kann beim Ersatz eines alten Kühlschranks durch einen neuen Kühlschrank der Energieverbrauch reduziert werden. Da die zukünftigen neuen Kühlschränke im Vergleich mit den heutigen neuen Kühlschränken etwas weniger Energie verbrauchen werden, kann auch zukünftig der Energieverbrauch reduziert werden, wobei der mittlere Verbrauch der Kühlschränke weiter abnimmt.

² Gemeint ist damit das „Einfrieren“ der technischen Energieeffizienz von Geräten und Anlagen auf dem aktuellen Standard.

2.2.2 Zielszenarien 1 und 2

Die Zielszenarien 1 und 2 bauen auf der Referenzentwicklung auf. Die Szenarien basieren auf den identischen Annahmen zur Rahmenentwicklung bezüglich Bevölkerung, Wirtschaft und Weltmarktenergiepreisen wie die Referenz.

Bis zum Jahr 2030 handelt es sich bei den Zielszenarien 1 und 2 um indikative Maßnahmen-szenarien. Die Maßnahmen-sets der beiden Zielszenarien unterscheiden sich bezüglich der übergreifenden und der sektoralen Maßnahmen. Das zweite Maßnahmen-set ist eine Alternative, keine Weiterentwicklung oder Verbesserung zum ersten Set. Die Ausgestaltung der beiden Maßnahmen-sets wurde mit dem Auftraggeber besprochen und abgestimmt. Mit der Einführung der zusätzlichen Maßnahmen beginnen die Pfade der Zielszenarien 1 und 2 vom Referenzpfad abzuweichen. Das heißt, in den Zielszenarien 1 und 2 weichen Energieverbrauch und THG-Emissionen ab 2019/2020 von der Referenzentwicklung ab. Die Maßnahmen-sets werden in Kapitel 5 (Zielszenario 1) und Kapitel 6 (Zielszenario 2) beschrieben. Alle Änderungen zwischen den Zielszenarien 1 und 2 und der Referenzentwicklung bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen ergeben sich bis zum Jahr 2030 ausschließlich aufgrund der zusätzlich eingeführten Maßnahmen.

Nach dem Jahr 2030 werden in den Zielszenarien 1 und 2 zusätzliche technische Maßnahmen eingeführt, um das vorgegebene THG-Reduktionsziel für das Jahr 2050 zu erreichen. Dadurch wandeln sich ab dem Jahr 2030 die Szenarien in effektive Zielszenarien. Angestrebt wird – entsprechend der politischen Beschlusslage zum Zeitpunkt des Beginns der Modellierung – eine Reduktion um -85 % bis -90 % gegenüber 1990. Aufgrund der zusätzlichen technischen Maßnahmen sind nach 2030 keine direkten Rückschlüsse auf die Wirkung der Maßnahmen-sets mehr möglich (aufgrund der Überlagerung der politischen und technischen Maßnahmen).

2.2.3 Zielszenario 3: Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 (Szenario KSP)

Wie die Zielszenarien 1 und 2 baut auch das Szenario mit Klimaschutzprogramm (Szenario KSP) auf der Referenzentwicklung auf. Das Szenario basiert auf identischen Annahmen zur Rahmenentwicklung bezüglich Bevölkerung, Wirtschaft und Weltmarktenergiepreisen. Eine Ausnahme bildet die unterstellte Klimaerwärmung. Beim Szenario mit Klimaschutzplan wird von einer stärkeren Klimaerwärmung ausgegangen (basierend auf UBA 2008; vgl. Anmerkungen in Kapitel 3.4).

Auch das Szenario mit Klimaschutzprogramm entspricht bis zum Jahr 2030 einem Maßnahmen-szenario. Das Maßnahmen-set beinhaltet die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030. Die im Szenario abgebildete Ausgestaltung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms orientiert sich an den bis Februar 2020 veröffentlichten Angaben zur Umsetzung der Maßnahmen. Ein Teil der Annahmen ergab sich aus Abstimmungen mit Fachreferaten des BMWi. An einigen Stellen mussten eigene Annahmen bezüglich der Umsetzung der Maßnahmen getroffen werden. Die wichtigsten Annahmen werden in Kapitel 7 beschrieben. Nicht berücksichtigt werden können im Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 solche Maßnahmen und Strategien, die zu einem späteren Zeitpunkt beschlossen wurden (ab Februar 2020). Dies gilt z. B. für die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung, welche Anfang Juni 2020 beschlossen wurde. Einzelne der im Szenario KSP berücksichtigten Maßnahmen sind nicht explizit Teil des Klimaschutzprogramms 2030 (z. B. RED II, Flottengrenzwerte, einige über das KSP 2030 hinausgehende Maßnahmen der Energieeffizienzstrategie [EffSTRA]). Da sie jedoch nach 2018 eingeführt wurden und daher nicht in das Referenzszenario einfließen, werden sie zusammen mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms berücksichtigt.

Mit der Einführung der zusätzlichen Maßnahmen weicht der Pfad des Szenarios mit Klimaschutzprogramm vom Referenzpfad ab, der Energieverbrauch und die THG-Emissionen unterscheiden sich ab 2020 zunehmend von der Entwicklung im Referenzszenario. Alle Abweichungen bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen ergeben sich aufgrund der zusätzlich eingeführten Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030. Daher wird aus dem Vergleich der Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm mit den Ergebnissen des Referenzszenarios die Wirkung des Maßnahmenpakets berechnet. Wirkungsabschätzungen einzelner Maßnahmen des Sets sind jedoch nicht möglich.

Ab dem Jahr 2030 wandelt sich das Szenario KSP in ein Zielszenario. Nach dem Jahr 2030 werden zusätzliche technische Maßnahmen in das Energiesystem eingeführt, um das vorgegebene THG-Reduktionsziel für das Jahr 2050 von -85 % bis -90 % gegenüber 1990 zu erreichen. Aufgrund dieser zusätzlichen technischen Maßnahmen sind nach 2030 keine direkten Rückschlüsse auf die Wirkung des Maßnahmenpakets des Klimaschutzprogramms mehr möglich, da die zusätzlichen technischen Maßnahmen die Wirkung der politischen Maßnahmen überlagert.

2.3 Zusammenwirken des Modellverbunds

Zur Berechnung der Entwicklung von Energieverbrauch und Energieangebot in den Szenarien werden sektorale Energiemodelle eingesetzt. Es handelt sich um Bottom-up-Modelle, die Technologien und deren Einsatz detailliert abbilden können. Die Energiemodelle für die vier Nachfragesektoren Industrie, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen inkl. Militär), Verkehr und Private Haushalte sind Simulationsmodelle. Die Stromerzeugung wird mit einem gesamteuropäischen Strommarktmodell berechnet. Vervollständigt wird die Modelllandschaft durch Module für den Wärmemarkt, die Fernwärme und die sonstige Umwandlung (u. a. Raffinerien, Erzeugung strombasierter Energieträger). Die Modelle bilden das gesamte Energiesystem ab und berücksichtigen die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren, u. a. die stundenscharfe Auflösung der Stromnachfrage nach Anwendungsbereich mit der Stromerzeugung sowie die Allokation von Potenzialen an erneuerbaren Energien. Der Einsatz von Bottom-up-Modellen erlaubt es,

- in der Vergangenheit beobachtete Entwicklungen detailliert auf ihre Ursachen hin zu analysieren und konkrete Annahmen für die Entwicklung technischer oder sozioökonomischer Parameter in der Zukunft zu treffen,
- die bei langfristigen Betrachtungen erforderlichen Veränderungen im für den Energieverbrauch relevanten Kapitalstock (z. B. Heizanlagen, Pkw-Bestand) zu berücksichtigen sowie
- die Variation von technischen Parametern und politischen Maßnahmen in Szenarien und Variantenrechnungen angemessen zu berücksichtigen und dabei die Auswirkungen auf Energieverbrauch, THG-Emissionen und Kosten aufzuzeigen.

Auf die sogenannten Mengenkomponten (z. B. Wohnflächen, Verkehrsleistungen bzw. Fahrzeugbestände, Produktionsmengen und Arbeitsplätze) wirken modellexterne Einflussgrößen wie Wirtschaftsstruktur und -wachstum, Bevölkerung, Lebensstandard, Raum- und Verkehrsorganisation etc. ein.

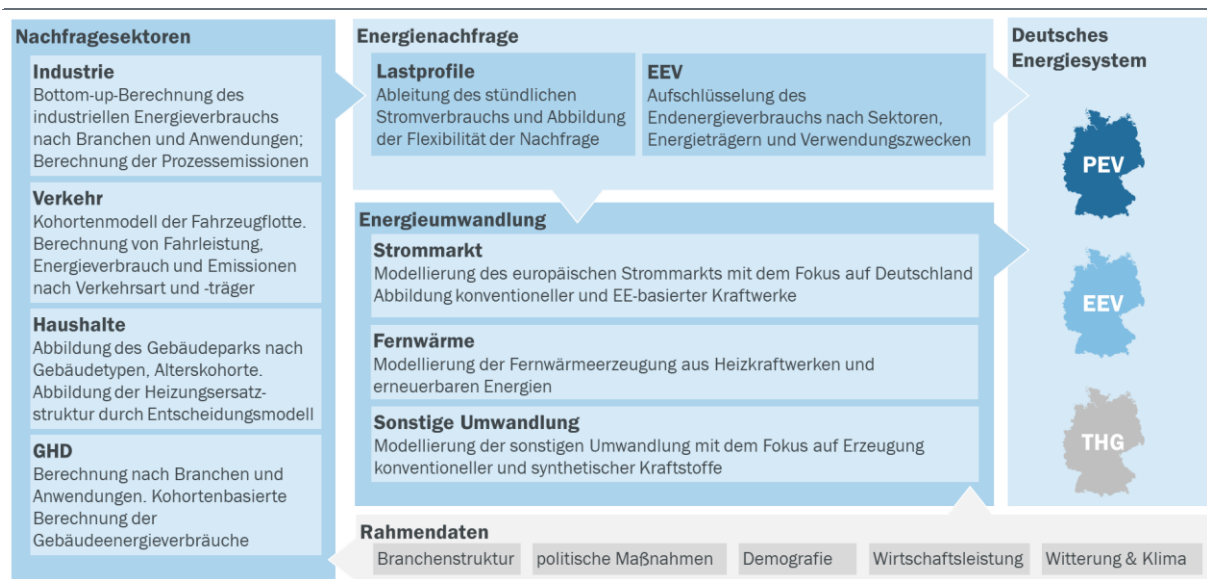
Den spezifischen Verbräuchen liegen technische Informationen über Prozesse, Anlagenparks (z. B. Heizanlagenstruktur), Fahrzeugflotten etc. zugrunde. In der zeitlichen Veränderung der spezifischen Verbräuche spiegeln sich technische Entwicklungen wider; hierauf wirken politische Instrumente wie z. B. Vorschriften, Zielvereinbarungen oder Förderprogramme, Energiepreise, sowie Werthaltungen und gesellschaftliche Prioritäten ein. Die Abbildung nach Kohorten ermöglicht es, die Altersstruktur der Anlagen in den jeweiligen Verbrauchsbereichen einzubeziehen.

Die Bottom-up-Modelle erlauben eine sehr detaillierte Darstellung des Energiesystems. Es sind jedoch keine Energiewirtschaftsmodelle. Deshalb lassen sich mit ihnen weder Aussagen über implizit rückgekoppelte Marktdynamiken noch über gesamtwirtschaftliche oder -gesellschaftliche Veränderungen herleiten. Über die Auswirkungen von Investitionen im Energiesektor oder im Energieeffizienzsektor auf BIP, Beschäftigung und Preise sowie die Wirkungen für einzelne Sektoren oder Verteilungswirkungen können keine Aussagen getroffen werden. Solche Aussagen müssen in einem zweiten Schritt entweder mithilfe anderer Modelle oder in weitergehenden Projekten untersucht werden. Im Rahmen der vorliegenden Studie erfolgen entsprechende Berechnungen mit dem energiewirtschaftlichen Modell von GWS, das alle Rückkopplungen zwischen dem Energiesystem und der Gesamtwirtschaft abbildet. Eine weitergehende Rückkopplung der veränderten Wirtschaftsdaten auf den Energieverbrauch wird aufgrund der geringen Wirkungen nicht durchgeführt (keine weiteren Iterationsschleifen).

Die sektoralen Nachfragemodelle generieren grundsätzlich Jahreswerte, die Stromnachfrage wird in Stundenwerten ausgewiesen. Bis zum Jahr 2016 sind die Ergebnisse der Modellierung mit den Energiebilanzen abgeglichen (exakte Kalibrierung), ab dem Jahr 2017 beginnt der Szenarienzeitraum. Die Ergebnisse der einzelnen Sektoren können zum Gesamtverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen addiert werden (Endenergieverbrauch, Primärenergieverbrauch). Der Modellverbund der Energiemodelle ist in Abbildung 11 dargestellt. Eine ausführliche Dokumentation der Modelle findet sich im Berichtsanhang (Kapitel 11).³

Abbildung 11: Schematische Darstellung der Prognos Modelllandschaft, Schwerpunkt Energiesystem

Zentrale Sektormodelle und deren Zusammenwirken



Quelle: eigene Darstellung Prognos

³ Eine Beschreibung der Prognos-Modelllandschaft findet sich auch unter: <https://www.prognos.com/leistungen/modelle/prognos-modelle-im-detail> (online, abgerufen am 04.08.2020)
Eine Beschreibung des Prognos-Strommarktmodells unter: www.prognos.com/Produktblatt_Strommarktszenarien_Prognos (online, abgerufen am 04.08.2020)

Vom Energieverbrauch zu den THG-Emissionen

Die verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen ergeben sich aus der Verknüpfung von Energieverbrauch und energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren. Neben CO₂ (Kohlendioxid) werden auch die Emissionen von Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) betrachtet. Die gesamten THG-Emissionen werden als CO₂-Äquivalente ausgewiesen. Ergänzt werden die THG-Emissionsberechnungen durch Emissionen durch Fackelverluste und „diffuse“ Emissionen unter anderem aus Gasleitungen und dem Abbau von Kohle. Basis für die Berechnungen sind die vom Umweltbundesamt (UBA) verwendeten Emissionsfaktoren für verbrennungsbedingte THG-Emissionen, die den jährlichen Inventarberichten für das UNFCCC zugrunde liegen.

Die verbrennungsbedingten Emissionen werden ergänzt durch die nicht verbrennungsbedingten Emissionen aus den Bereichen industrielle Prozesse, Landwirtschaft und Abfälle. Die Berechnung der industriellen Prozessemissionen erfolgt mit dem Industriemodell. Dabei werden Produktionsmengen mit Emissionsfaktoren verknüpft (z. B. bei Zementherstellung, Stahlproduktion, Ammoniak-Synthese). Zusätzlich zu den oben genannten Treibhausgasen werden bei den industriellen Prozessen auch die Emissionen von fluorierten Kohlenwasserstoffen (u. a. HFC, PFC), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstoff-Trifluorid (NF₃) berücksichtigt.

Die nicht verbrennungsbedingten Emissionen der Landwirtschaft und der Abfälle bzw. Abfallverarbeitung werden für die Referenzentwicklung mit dem GEMIS-Modell von IINAS abgeschätzt⁴. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden für die Jahre bis 2035 Angaben des Öko-Instituts verwendet (Öko-Institut et al. 2020). Dies gilt auch für die nachrichtlich aufgeführten THG-Emissionen des LULUCF-Sektors (Land Use, Land-Use Change and Forestry: Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft).

Wie erwähnt, wird die modellierte Entwicklung des Energieverbrauchs bis zum Jahr 2016 auf die Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland kalibriert (AG Energiebilanzen 2018). Mit den daraus abgeleiteten THG-Emissionen lassen sich die im THG-Inventar ausgewiesenen Emissionen gut nachbilden, es ergibt sich jedoch keine exakte Übereinstimmung. Das Treibhausgasinventar und das damit verbundene Zentrale System der Emissionen (ZSE) des UBA sind nicht vollständig kompatibel mit den Energiebilanzen. Unter anderem unterscheiden sich teilweise die Sektorabgrenzungen und die Aggregation der Brennstoffe (Öko-Institut 2018). Über den gesamten Zeitraum ab 1990 sind die jährlichen Differenzen zwischen den modellierten THG-Emissionen und dem THG-Inventar jedoch sehr gering ($\pm 0,3$ bis $0,4$ % bezogen auf die Gesamtemissionen).

Die Modellierung berechnet den Energieverbrauch differenziert nach Sektoren, Wirtschaftsbranchen, Anwendungsbereichen und Energieträgern. Dadurch können die Ergebnisse flexibel ausgewiesen werden. Beispielsweise kann die Darstellung der THG-Emissionen in der Sektorabgrenzung nach Energiebilanz oder in der Sektorabgrenzung nach Klimaschutzplan dargestellt werden.

2.4 Systemgrenzen und sektorale Abgrenzungen

Die Modellierung des Energieverbrauchs orientiert sich an der nationalen Energiebilanz und der dort verwendeten Abgrenzung der Sektoren. Die nationale Energiebilanz berücksichtigt den Energieverbrauch im Inland. Entsprechend wird auch bei der Modellierung lediglich der Energieverbrauch im Inland abgebildet, Vorketten im Ausland werden nicht berücksichtigt. Im

⁴ <http://iinas.org/gemis-de.html> (abgerufen am 04.08.2020)

Verkehrssektor werden die im Inland abgesetzten Kraftstoffe erfasst, unabhängig davon, wo oder von wem die Kraftstoffe verbraucht werden.

Die modellierten Verbrauchswerte bis zum Jahr 2016 werden nach Sektoren und Energieträgern exakt auf die Energiebilanz der AG Energiebilanzen kalibriert. Die Energiebilanz 2016 war zum Beginn des Vorhabens die aktuelle Ausgabe. Das Startjahr wurde im Projektverlauf nicht verändert. Ab dem Jahr 2017 beginnt der Szenarienzeitraum. Die Werte am aktuellen Rand, sprich in den Jahren 2018 – 2020, stimmen in der Regel nicht mit den effektiven Ist-Werten überein. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die für die Szenarien zugrunde gelegten Rahmendaten ebenfalls nicht exakt der mit Ist-Entwicklung übereinstimmen. Dies gilt insbesondere für die Witterung und die Energiepreise. Auch der konjunkturelle Einbruch aufgrund der Corona-Pandemie 2020 ist nicht berücksichtigt.

Die im Klimaschutzplan identifizierten Handlungsfelder orientieren sich grundsätzlich an der sektoralen Abgrenzung des Nationalen Inventarberichts zu den THG-Emissionen (NIR). Berücksichtigt werden sowohl Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe als auch nicht verbrennungsbedingte Emissionen (u. a. Landwirtschaft, industrielle Prozesse). Die Abgrenzung der Sektoren im NIR weicht teilweise von der sektoralen Einteilung in der Energiebilanz ab, welche die Vorgabe für die Modellierung des Energiesystems bildet. Aus diesem Grund wird nachfolgend die für die Zusammenstellung der sektoralen Maßnahmenets und die Überprüfung der Sektorziele relevante Abgrenzung beschrieben. Als Grundlage dient hauptsächlich die Studie „Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen“ (Öko-Institut 2018).

Die Emissionen des Sektors Energiewirtschaft setzen sich zusammen aus den verbrennungsbedingten Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung (CRF⁵ 1.A.1.a), den Raffinerien (CRF 1.A.1.b) und den Emissionen des übrigen Umwandlungssektors (CRF 1.A.1.c; u. a. Kokereien und Brikettfabriken). Zusätzlich werden der Energiewirtschaft die Emissionen von Pipeline-Kompressorstationen (CRF 1.A.3.e) sowie die nicht verbrennungsbedingten flüchtigen Emissionen (CRF 1.B; von Gaspipelines oder Kohlebergwerken) zugerechnet.

Die Emissionen aus Industriekraftwerken (IKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung sind unter der Industrie subsumiert (CRF 1.A.2.a und 1.A.2.g viii). Ebenfalls der Industrie zugerechnet werden die Emissionen der Wärmeerzeugung im verarbeitenden Gewerbe (überwiegend CRF 1.A.2.a – f). Darin sind auch die Emissionen des Verbrauchs für Raumwärme und Warmwasser in Industriebauwerken enthalten. Außerdem umfassen die Emissionen des Industriesektors im NIR (und im Klimaschutzplan) die Emissionen des bauwirtschaftlichen Verkehrs (CRF 1.A.2.g vii) und die nicht verbrennungsbedingten Emissionen aus industriellen Prozessen (u. a. Zement und Stahl; CRF 2).

Der Gebäudesektor umfasst in der Abgrenzung des Klimaschutzplans die Emissionen der Sektoren Private Haushalte (CRF 1.A.4.b), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (CRF 1.A.4.a) sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs (CRF 1.A.4.c). Im Gegensatz zur Energiebilanz wird der bauwirtschaftliche Verkehr im NIR (und im Klimaschutzplan) nicht dem GHD-Sektor, sondern dem Industriesektor zugerechnet. Trotzdem enthält der Gebäudesektor einen geringen Anteil an Emissionen, welcher nicht gebäudebezogen ist. Es sind dies insbesondere die Emissionen aus der Erzeugung von Prozesswärme.

⁵ Das Common Reporting Format (CRF) ist das vereinheitlichte Berichtsraster des Weltklimarates, welches für die nationale Berichterstattung der THG-Emissionen genutzt wird.

Der Verkehrssektor beinhaltet im NIR und im Klimaschutzplan die verbrennungsbedingten Emissionen des Verkehrs insgesamt, ohne den Pipelinetransport (CRF 1.A.3 ohne CRF 1.A.3 e). Darin enthalten sind die Emissionen des inländischen Flugverkehrs (CRF 1.A.3.a), des Straßenverkehrs (CRF 1.A.3.b), des Schienenverkehrs (CRF 1.A.3.c) und des inländischen Schiffsverkehrs (1.A.3.d). Nicht dem Verkehrssektor zugerechnet werden wie erwähnt der Pipelinetransport, der bauwirtschaftliche Verkehr und der Verkehr von Landwirtschaftsmaschinen.

Die Emissionen aus stationären und mobilen Quellen der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und der Fischerei (CRF 1.A.4.c) werden im Klimaschutzplan dem Sektor Landwirtschaft zugeordnet. Im NIR und in der Energiebilanz werden diese Verbraucher dem GHD-Sektor zugerechnet. Der Sektor Landwirtschaft umfasst zusätzlich die nicht verbrennungsbedingten Emissionen der Landwirtschaft (CRF 3).

Der Bereich „Sonstige“ (CRF 5) umfasst die Emissionen der Bereiche Abfall und Abwasser. Im Klimaschutzplan nicht berücksichtigt werden die nicht verbrennungsbedingten Emissionen von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (CRF 4).

Für die letztgenannten Bereiche Landwirtschaft (CRF 3), Landnutzungsänderungen (CRF 4) sowie Abfall und Abwasser (CRF 5) werden keine eigenen Maßnahmen vorgeschlagen. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde für den Bereich Landwirtschaft (CRF 3) auf Arbeiten im parallel laufenden BMU-Vorhaben zur Folgenabschätzung der Sektorziele des Klimaschutzplans zurückgegriffen (Öko-Institut et al. 2020).

2.5 Unterschiedene Verwendungszwecke

Der Endenergieverbrauch wird im Rahmen dieses Berichts in übergeordnete Verwendungszwecke unterteilt. Unterschieden werden die Verwendungszwecke:

- Raumwärme
- Warmwasser
- Beleuchtung
- Kühlen, Lüften und Haustechnik
- Bürotechnik/IKT
- Prozesswärme
- Prozesskälte
- Mechanische Energie (Antrieb)
- Elektrolyse

Der Verwendungszweck Raumwärme beinhaltet sowohl den Energieverbrauch der fest installierten Heizungsanlagen als auch den Verbrauch kleiner mobiler Heizanlagen. Die Hilfsenergie für die Heiz- und Warmwasseranlagen (Steuerung, Umwälz- und Zirkulationspumpen) wird unter dem Verwendungszweck Klima, Lüftung und Haustechnik berücksichtigt. Verbräuche für den Betrieb von Lüftungsanlagen und die Erzeugung von Klimakälte (Raumklimatisierung/Kühlung) werden ebenfalls unter diesem Verwendungszweck eingeordnet. Warmwasser wird oftmals mit der gleichen Anlage erzeugt wie Raumwärme. Im Gegensatz zur Raumwärme hängt der Warmwasserverbrauch aber nicht von der energetischen Qualität der Gebäudehülle ab. Dieser Verwendungszweck wird deshalb gesondert ausgewiesen.

Unter Beleuchtung werden diejenigen Verbräuche berücksichtigt, die zur Ausleuchtung und Erhellung von Räumen (Innenbeleuchtung) sowie von Plätzen und Straßen (Außenbeleuchtung) aufgewendet werden.

Die Trennung zwischen Unterhaltungsgeräten, Informations- und Kommunikationsgeräten (IKT) ist nicht mehr möglich. Geräte wie Mobiltelefone, PCs, Notebooks, Netbooks und Slate-Computer („Tablets“) sind multifunktional und eine eindeutige Zuordnung zu einem Verwendungszweck ist nicht mehr möglich. Der Stromverbrauch von TV-, Video-, DVD/Blu-ray-, Radio- und Phonogeräten wird deshalb zusammen mit dem Verbrauch von Computern inkl. Computer-Peripherie (Drucker, Monitore), Mobiltelefonen und Telefonen beim Verwendungszweck Bürotechnik/IKT berücksichtigt. Der Energieverbrauch für die (geräteexterne) Kühlung der Server in den Rechenzentren wird hingegen dem Verwendungszweck Klima, Lüftung und Haustechnik zugerechnet.

Der Verwendungszweck Prozesswärme beinhaltet neben dem Wärmeverbrauch für industrielle und gewerbliche Arbeitsprozesse auch den Verbrauch für das Kochen (im Wesentlichen Kochherde). Die Prozesskälte umfasst den Energieverbrauch für industrielle und gewerbliche Kälte.

Der Verwendungszweck Mechanische Energie (Antriebe) subsumiert eine Vielzahl von Anwendungen und Geräten, darunter den Traktionsverbrauch der Mobilität (Verkehrssektor), industrielle und gewerbliche Fertigungsprozesse, Elektrogeräte für die Prozesse Waschen, Trocknen, Kühlen, Gefrieren, Spülen, Arbeitshilfen für den Betrieb von Kläranlagen sowie landwirtschaftliche Prozesse (Melkmaschinen, Förderbänder, Gewächshäuser). Auch der Stromverbrauch einer Vielzahl an Elektrokleingeräten wird der mechanischen Energie zugerechnet.

Der Verwendungszweck Elektrolyse beinhaltet im Wesentlichen den Stromverbrauch für die industrielle Herstellung von Chlor und Aluminium sowie anderer Produkte und Oberflächenbehandlungen (Galvanik). Darin nicht enthalten ist der „neue“ erneuerbare Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird (PtH₂). Dieser Verbrauch wird im Umwandlungssektor abgebildet.

2.6 Maßnahmenbündel für den Zeitraum bis 2030

Im Vordergrund der Analyse stehen die THG-Sektorziele und andere nationale und europäische Ziele der Energiepolitik wie beispielsweise die Reduktion des Primärenergieverbrauchs. Als Ausgangspunkt für die Analyse wird mit dem Referenzszenario zunächst die Ziellücke bestimmt, die aus gegenwärtiger Sicht für die festgelegten Sektorziele zu erwarten ist. Vor dem Hintergrund der ermittelten sektoralen Lücken zur Zielerreichung im Jahr 2030 werden dann die sektoralen Maßnahmenets – unter Berücksichtigung übergeordneter Maßnahmen – festgelegt. Für die Auswahl der Maßnahmen wurden folgende Überlegungen angestellt und Grundsätze angewandt:

- Welche Instrumententypen sollen die treibende Kraft sein (Ordnungsrecht, finanzielle Förderung, Information und Beratung, Preissteuerung, Mengensteuerung)?
- In welchen Handlungsbereichen sollen Schwerpunkte gesetzt werden (Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Investitionsentscheidungen, Verhalten etc.)?
- Adressierung der relevanten Anwendungsbereiche und Akteure.
- Vermeidung von Doppelförderung und Minimierung der Mehrfachadressierung von Anwendungsbereichen und von Überschneidungseffekten.
- Berücksichtigung möglicher Synergien zwischen den Maßnahmen.

Die Vorschläge für neue und erweiterte Maßnahmen und deren Quantifizierung wurden überwiegend aus Studien entnommen, die zum Vorhabenstart 2017/18 aktuell waren. In Einzelfällen

wurden auch eigene Wirkungsabschätzungen durchgeführt. Verwendet wurden dazu insbesondere folgende Studien:

- Projektionsbericht 2017 der Bundesregierung (BMU 2017) mit den Zielszenarien „Mit Weiteren Maßnahmen Szenario“ (MWMS) und „Mit Erweiterten Maßnahmen Szenario“ (MEMS), die auf dem „Mit Maßnahmen Szenario“ (MMS) aufbauen. Die Quantifizierung der Maßnahmenwirkungen erfolgt hier bis zum Jahr 2035.
 - Bei vielen der Maßnahmen des MWMS handelt es sich allerdings nicht um völlig neue Maßnahmen, sondern um eine Weiterentwicklung bestehender Instrumente im Sinne einer ambitionierteren Ausgestaltung. Eine Wirkung tritt überwiegend erst nach dem Jahr 2020 ein.
 - Das im Rahmen des Forschungsvorhabens „Politiksznarien VII“ (Öko-Institut et al. 2018) erstellte „Mit-Erweiterten-Maßnahmen-Szenario“ (MEMS) zielt darauf ab, Maßnahmen zu entwickeln, mit denen die sektoralen Emissionsziele für das Jahr 2030 eingehalten werden können.
- Das Projekt „NAPE 2.0“ im Auftrag des BMWi (Ecofys et al. 2017), in dessen Rahmen eine Reihe von Instrumenten in Ergänzung zum bisherigen Instrumentenmix ausgestaltet und im Hinblick auf ihren Beitrag zur Erreichung des Primärenergieziels im Jahr 2030 quantifiziert wurden. Auch diese Maßnahmen wirken überwiegend erst nach dem Jahr 2020.
- Die BMWi-Projekte „Zielerreichung Gebäude 2030“ (Prognos et al. 2018) sowie „Internationale Best-Practice-Meta-Analyse Energiewende im Verkehr“, aus denen das Maßnahmenset für den Gebäudesektor abgeleitet und einige der für den Verkehr vorgeschlagenen Maßnahmen entnommen wurden
- Im Sektor Energiewirtschaft wurde das BMWi-Ergebnispapier „Strom 2030 – Langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre“ mitberücksichtigt (BMWi 2017b).

Die in den Kapiteln 5 bis 7 angegebenen Einsparungen bei den THG-Emissionen und dem Energiebedarf durch die einzelnen Maßnahmen beziehen sich auf die Differenz gegenüber eine Referenzentwicklung im Jahr 2030. Es handelt sich nicht um die über die einzelnen Jahre kumulierten Einsparungen.

Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs führen am Ort ihrer Anwendung (z. B. in Gebäude) in der Regel nicht zu einer Reduktion der THG-Emissionen. Diese Maßnahmen tragen somit nicht zur Schließung der jeweiligen sektoralen Ziellücke bei, können aber indirekt die Zielerreichung im Sektor Energiewirtschaft begünstigen. Dies gilt auch für Maßnahmen, welche die Erzeugungsstruktur der leitungsgelunden Wärme verändern (z. B. die Einbindung von erneuerbarer Energie in Bestandsnetze). Die Industrie ist ein Sonderfall, da hier Stromeffizienzmaßnahmen die Emissionen der Industriekraftwerke zu einem gewissen Teil reduzieren (Kapitel 7.2.1).

Einzelwirkung vs. Wirkung im Maßnahmenbündel

Die maßnahmengestützte Modellierung von Energieszenarien stellt methodisch eine Herausforderung dar, weil die Einsparwirkungen von Einzelmaßnahmen nur begrenzt in einer Modellierung abgebildet werden können.⁶ Üblicherweise wird daher für die Quantifizierung von Einzelmaßnahmenwirkungen vollständig oder zumindest teilweise auf einen Bottom-up-Ansatz zurückgegriffen, der auf der Verknüpfung einer geeigneten Aktivitätsgröße (z. B. Fallzahl oder Fördervolumina) mit einer spezifischen Einsparung basiert (Abbildung 12).

⁶ Im Folgenden wird der Begriff Maßnahme für ein politisches Instrument zur Einsparung des Energiebedarfs oder der THG-Emissionen verwendet. Es wird unterschieden zwischen Einzelmaßnahmen und der Aggregation von Einzelmaßnahmen zu Maßnahmenbündeln.

Dabei ist die Summe der abgeschätzten Einzelinstrumentenwirkungen tendenziell größer als die kombinierte Wirkung der einzelnen Instrumente in der Modellierung. Das ist zum einen darauf zurückzuführen, dass in einer Modellsimulation eines gesamten Sektors gewisse verstärkende oder dämpfende Effekte nicht vollumfänglich abgebildet werden, die beispielsweise durch die Ankündigungen geänderter Förderbedingungen bei den Akteuren ausgelöst werden. Zum anderen führt die Bewertung von Einzelinstrumenten durch Zuweisung diskreter spezifischer Einsparwirkungen sowohl ex-ante als auch ex-post tendenziell zu einer Überschätzung der Maßnahmenwirkungen, u. a. da die kombinierte Wirkung mehrerer Maßnahmen aufgrund von Interaktionseffekten (Überlappungen, Nicht-Linearitäten) in der Regel geringer ausfällt als die summierte Wirkung der Einzelmaßnahmen (siehe dazu auch BMU 2017, Abschnitt 3.1.3.1).

Abbildung 12: Idealtypischer Ansatz der Bottom-Up-Quantifizierung von Instrumentenwirkungen

$$\begin{array}{ccc} \text{Aktivität} & \times & \text{spezifische Einsparung} & = & \text{absolute Einsparung} \\ \text{(Fallzahl, Mittelabfluss)} & & \text{(pro Aktivität)} & & \text{(Energie, THG)} \end{array}$$

Quelle: eigene Darstellung Fh-ISI

Für die Wirkungsabschätzung der neuen, in den Zielszenarien zusätzlich eingeführten Maßnahmen liegen a priori keine empirischen Grundlagen vor wie beispielsweise konkrete Fallzahlen oder bezogene Fördermittel. Für die Berechnung der Wirkung müssen deshalb oftmals Annahmen getroffen werden. Entsprechend ist die Unsicherheit der Wirkungsabschätzung größer als bei bereits laufenden, evaluierten Maßnahmen. Diese größere Unsicherheit muss bei der Beurteilung der Maßnahmen und den Ergebnissen der Szenarien berücksichtigt werden.

Die Summe der abgeschätzten Einzelinstrumentenwirkungen ergibt tendenziell eine rechnerisch größere Wirkung als die kombinierte Wirkung in der Modellierung. Im Umkehrschluss gilt, dass die tatsächliche Gesamtwirkung der Maßnahmenbündel in der Regel kleiner ist als die rechnerische Summe der Einzelwirkungen. Wie im Rahmen einer Modellierung grundsätzlich mit solchen Abweichungen zwischen der Wirkung von Einzelmaßnahmen und deren kombinierter Wirkung im Modell umgegangen werden kann, wird in Anhang 11.1 dargestellt.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde in der Regel keine Allokation der Gesamtwirkung auf die einzelnen Maßnahmen durchgeführt. Die in den Kapiteln 5 bis 7 ausgewiesenen Einsparwirkungen der einzelnen Maßnahmen entsprechen Einzeleffekten, die (teils) in BMWi beauftragten Sektorstudien ermittelt wurden. Interaktionen und Überlappungen bei den Einzelwirkungen wurden hier nicht berücksichtigt. Die Modellergebnisse wurden nicht genutzt, um die Interaktionen rückwirkend auch auf Einzelmaßnahmenebene auszuweisen. Dieser zusätzliche Analyseschritt wäre grundsätzlich möglich gewesen, lag aber außerhalb des Rahmens dieses Vorhabens, dessen zentrales Ziel die Berechnung der Gesamtwirkung eines definierten Maßnahmensets, wie insbesondere dem Klimaschutzprogramm 2030, gegenüber einem Referenzszenario ist.

Im Verkehrssektor lagen keine vergleichbare Sektorstudien vor, aus denen Einsparungen für die Einzelmaßnahmen hätten entnommen werden können. Es musste deshalb ein anderes Vorgehen gewählt und eine eigene Wirkungsabschätzung vorgenommen werden. Dabei wurde die Wirkung der drei betrachteten Maßnahmenets anhand von Wirkmodellen und der damit ermittelten Effekte auf Modellinputgrößen (Aktivitätsgrößen) wie etwa der spezifische Verbrauch der

Neufahrzeuge, die Fahrleistung oder die Antriebsstruktur abgebildet. Beispielsweise wurden für Maßnahmen, welche auf die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge abzielen (CO₂-Preis, Kaufförderung, etc.) ein TCO-Modell⁷ genutzt, um die Effekte auf die Fahrzeuganschaffung abzuschätzen. Nach der Berechnung des Szenarios mit dem Verkehrsmodell und der Bestimmung der Gesamtwirkung des Maßnahmensets, wurde nachfolgend die Wirkung der Einzelmaßnahmen bezüglich Endenergieverbrauch nach Energieträgern und THG-Emissionen aus dem Modellergebnis abgeleitet.⁸ Dabei wurden die Wirkungen in den verschiedenen Modellebenen (Verkehrsmengen, Antriebswahl, Fahrzeugeffizienz und alternative Kraftstoffe) gemessen und den politischen Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündeln zugewiesen (vgl. Anhang, Kapitel 11.1; Ansatz 3). Da die Maßnahmen nicht einzeln im Modell simuliert wurden, wird die Wirkung der politischen Maßnahmen jeweils in Spannbreiten angegeben. Bei dieser Methode sind die Interaktionseffekte zwischen den politischen Maßnahmen bereits berücksichtigt.

⁷ TCO: Total Cost of Ownership

⁸ Die Gesamtwirkung des Sets ergibt sich aus dem Vergleich mit der Entwicklung im Referenzszenario. Für das Szenario KSP wurde die Wirkung der Einzelmaßnahmen nur in Bezug auf die THG-Reduktion abgeschätzt, nicht aber in Bezug auf die eingesparte Energie. Deshalb werden für das Szenario KSP zu den Einzelmaßnahmen nur Angaben zur THG-Einsparung ausgewiesen.

3 Rahmendaten

Zentrale Variablen für die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen sind die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das BIP, die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen sowie die Energie- und CO₂-Preise. Grundsätzlich werden für alle Szenarien identische Rahmendaten verwendet, sodass die Szenarien gut vergleichbar sind. Eine Ausnahme bilden die Endverbraucherpreise für Energie, da diese von den unterstellten Maßnahmen sowie vom Kraftwerkspark abhängen.

Nicht berücksichtigt in den Energieszenarien sind die Einflüsse der Corona-Pandemie. In einer nachgelagerten Sensitivitätsanalyse wird dieser Einfluss auf den Stromverbrauch abgeschätzt. Diese Arbeit ist nicht Teil des vorliegenden Berichts. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse werden im Rahmen eines separaten Kurzberichts dokumentiert und zu einem späteren Zeitpunkt veröffentlicht.

3.1 Bevölkerung und Haushalte

Bei einer Geburtenrate von 1,5 Kindern je Frau, weiter steigender Lebenserwartung und einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 200.000 Personen pro Jahr (ab 2021) wird die Bevölkerung in Deutschland weiter altern. Dies zeigt sich in einer Veränderung der Altersstruktur. Allein die Gruppe der älteren Menschen über 64 Jahren wird künftig immer größer (Tabelle 4, basierend auf der aktualisierten 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes, Variante mit stärkerer Zuwanderung; Destatis 2017). Ihr Anteil an der Gesamtbevölkerung steigt von 21 % im Jahr 2016 auf 30 % im Jahr 2050 (2000: 17 %).

Die Bevölkerung in Deutschland wird im Betrachtungszeitraum nicht nur älter, sondern auch kleiner. Kurzfristig erhöht sich aufgrund des hohen Saldos der Außenwanderung von 440 Tsd. p. a. (Mittel der Jahre 2016 bis 2020) die Zahl der Einwohner von 82,8 Mio. im Jahr 2015 auf 83,5 Mio. im Jahr 2020. Bei einem unterstellten Außenwanderungssaldo von 200 Tsd. p. a. ab 2021 schrumpft die Bevölkerung bis 2050 auf 79,0 Mio. (-4,5 % ggü. 2016).

Trotz der langfristig schrumpfenden Bevölkerung nimmt die Zahl der privaten Haushalte zunächst zu. Sie steigt von 41,4 Mio. im Jahr 2016 auf 43,3 Mio. im Jahr 2040. Grund für den Anstieg ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Der Anteil der Ein- und Zweipersonenhaushalte steigt, während der Anteil der größeren Haushalte abnimmt. Nach 2040 führt der anhaltende Bevölkerungsrückgang bei einer nur noch leicht abnehmenden Haushaltsgröße zu einer Verringerung der Haushaltszahl (Abbildung 13). Im Jahr 2050 liegt sie bei 42,8 Mio. und damit um rund 3,4 % über der Anzahl im Jahr 2016.

Tabelle 4: Bevölkerung und Private Haushalte

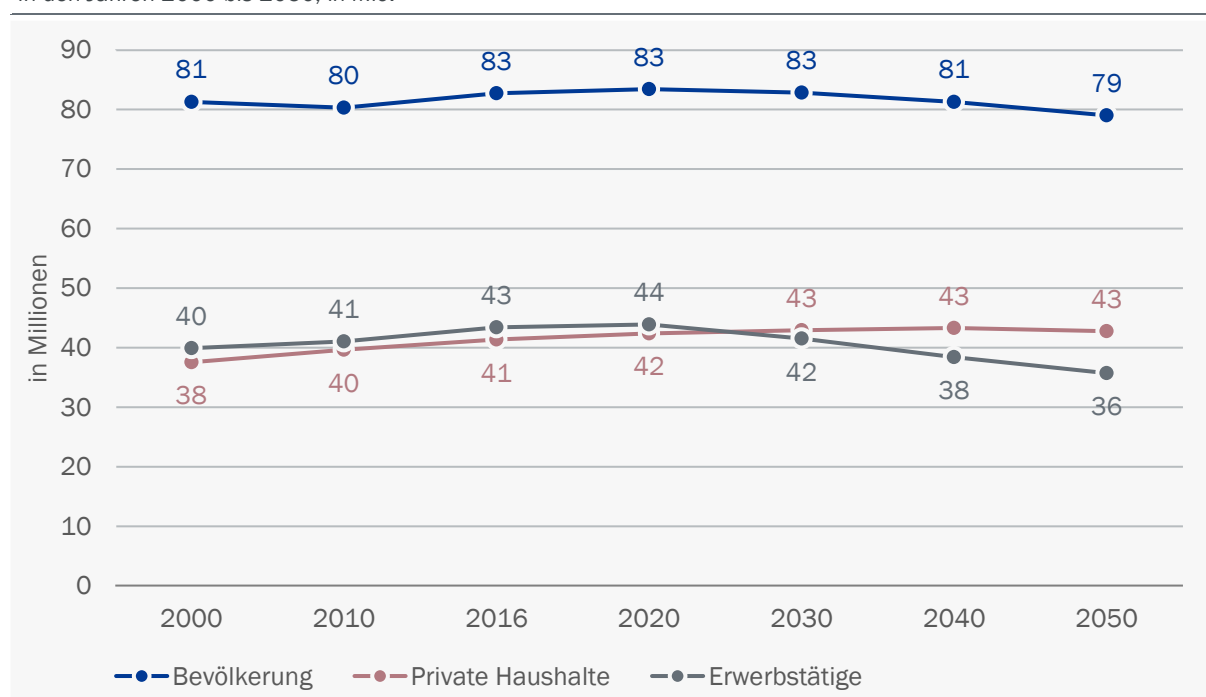
nach Altersklassen und Haushaltsgrößen, in Mio.

	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Bevölkerung	81	80	83	83	83	81	79	-4,5 %
davon 0 - 16 Jahre	14	12	12	12	12	11	11	-10,6 %
davon 16 - 64 Jahre	54	52	54	53	49	47	45	-15,6 %
davon > 64 Jahre	14	17	18	18	22	23	23	+33,4 %
Haushalte	38	38	38	38	38	38	38	±0,0 %
1 Person	14	15	16	16	16	17	17	+9,2 %
2 Personen	13	13	13	13	13	14	14	+7,6 %
3 Personen	6	5	5	4	4	4	3	-25,6 %
4 Personen	4	4	3	3	3	3	3	-23,6 %
5+ Personen	2	1	1	1	1	1	1	-35,2 %

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Destatis (2017)

Abbildung 13: Bevölkerung, private Haushalte und Erwerbstätige

in den Jahren 2000 bis 2050, in Mio.



Quelle: eigene Berechnung basierend auf Destatis (2017)

3.2 Wirtschaftliche Entwicklung

Die Zahl der Erwerbstätigen nahm im Ex-post-Zeitraum 2000 bis 2016 deutlich zu (+8,7 %) und lag im Jahr 2016 bei 43,4 Mio. Mittel- und längerfristig geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück und liegt 2050 bei 35,7 Mio. (2030: 41,5 Mio.; Tabelle 5). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung: Die Bevölkerung schrumpft und wird älter; der Anteil der Personen im Erwerbsalter nimmt ab (Tabelle 4 und Tabelle 5).

Tabelle 5: Erwerbstätige nach Branchen, 2000 – 2050, in Mio.

Branche	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	-43 %
Bergbau u. Gewinnung von Steinen und Erden	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-77 %
Verarbeitendes Gewerbe	7,8	7,1	7,5	7,4	6,7	6,0	5,5	-27 %
Energie, Wasser, Abfall	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	-36 %
Baugewerbe	2,9	2,3	2,4	2,4	2,1	1,9	1,6	-33 %
Handel; Reparatur von Kfz	6,0	5,8	5,9	5,9	5,5	5,0	4,5	-23 %
Gastgewerbe, Beherbergung	1,4	1,7	1,9	1,9	1,9	1,7	1,6	-12 %
Verkehr, Lagerei und Information, Kommunikation	3,0	3,1	3,4	3,4	3,3	3,0	2,7	-20 %
Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	0,8	0,7	-40 %
Grundstückswesen und unternehmensnahe Dienstl.	4,2	5,6	6,3	6,6	6,5	6,1	5,8	-9 %
öff. Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	2,9	2,7	2,6	2,5	2,3	2,1	1,9	-26 %
Erziehung und Unterricht	2,0	2,3	2,4	2,5	2,4	2,3	2,2	-9 %
Gesundheits-, Sozialwesen	4,1	4,9	5,7	6,0	6,2	6,1	6,0	5 %
private Haushalte, sonstige Dienstleistungen	2,7	2,9	3,0	3,0	2,9	2,7	2,5	-15 %
Summe	39,9	41,0	43,4	43,9	41,5	38,4	35,7	-18 %

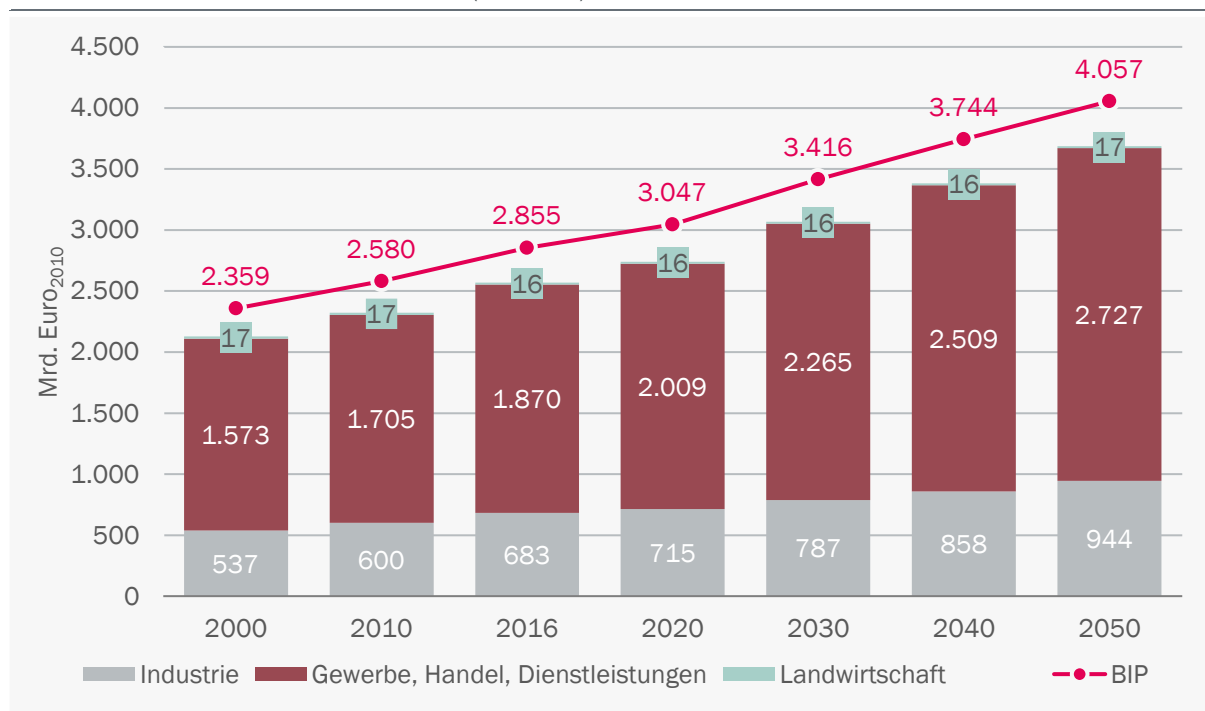
Quelle: eigene Berechnung basierend auf Destatis (2017)

Trotz abnehmender Zahl an Erwerbstätigen steigt die reale Wirtschaftsleistung, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, zwischen 2016 und 2030 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 1,3 % an. Im Zeitraum 2030 bis 2050 wächst das BIP mit einer durchschnittlichen Rate von 0,9 % p. a. Insgesamt erhöht sich das BIP von 2.855 Mrd. Euro im Jahr 2016 über 3.416 Mrd. im Jahr 2030 auf 4.057 Mrd. im Jahr 2050 (Abbildung 14 und Tabelle 6). Über den gesamten Betrachtungszeitraum 2016 bis 2050 entspricht dies einer Steigerung um 42 % (+20 % bis 2030). Das BIP pro Kopf erhöht sich von 34,5 Tsd. EUR im Jahr 2016 auf 41,2 Tsd. EUR im Jahr 2030 und bis zum Jahr 2050 auf 51,3 Tsd. EUR (in Preisen von 2010). Die unterstellte Entwicklung des BIP basiert bis zum Jahr 2019 auf einer Projektion der Bundesbank (2017). Ab dem Jahr 2020 folgt die Entwicklung den Wachstumsraten der EU-Guidance (EU-COM 2016a).

Die Bruttowertschöpfung wächst im Zeitraum 2016 bis 2050 im GHD-Sektor (+46 %) etwas stärker als in der Industrie (+38 %). Die Wertschöpfung des Landwirtschaftssektors (inkl. Forstwirtschaft und Fischerei) verändert sich nicht wesentlich. Im Zeitraum 2016 bis 2050 wächst die Bruttowertschöpfung am stärksten in den Branchen Verkehr, Lagerei und Information, Kommunikation (+87 %), Grundstückswesen und unternehmensnahe Dienstleistungen (+56 %) sowie im Bereich Gesundheits-, Sozialwesen (+80 %). Dies sind allesamt Branchen des GHD-Sektors.

Abbildung 14: BIP und Bruttowertschöpfung (BWS)

BWS nach Wirtschaftssektoren, in Mrd. Euro (real 2010)



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Bundesbank (2017) und EU-COM (2016a)

Ein anderer Aspekt der wirtschaftlichen Entwicklung sind die Produktionsmengen. Die für die Modellierung relevanten Produkte sind in Tabelle 7 aufgeführt. Es handelt sich, mit Ausnahme der Fahrzeuge⁹, ausschließlich um energieintensive Grundstoffe. Da diese Grundstoffe in ihrer Beschaffenheit und ihren Eigenschaften (nahezu) homogen sind, ist die physische Produktionsmenge ein sehr guter Indikator für die benötigte Energie zur Herstellung dieser Grundstoffe. Aus diesem Grund wurden für die gelisteten Grundstoffe die jeweiligen Produktionsmengen bis 2050 abgeschätzt. Der Abschätzung zugrunde liegen die Bruttowertschöpfung, welche zumindest für die energieintensiven Branchen weitgehend linear mit den Produktionsmengen korreliert, sowie Überlegungen und Aussagen der Branchenverbände zur Entwicklung der inländischen Erzeugungskapazitäten. Die Produktionsmengen sind meist für alle Szenarien identisch. Ausnahmen sind das Verhältnis Oxygen- zu Elektrostahl sowie der Klinkerfaktor, d. h. der Anteil Klinker, der dem Zement beigefügt wird. Dabei gilt jedoch, dass sowohl die Stahlproduktion in Summe als

⁹ Pkw, Lkw und andere Nutzfahrzeuge

auch die Zementproduktion in allen Szenarien identisch ist, um die Vergleichbarkeit der Szenarienergebnisse zu gewährleisten.

Tabelle 6: Bruttowertschöpfung nach Branchen und BIP, 2000 bis 2050

nach WZ2008-Einteilung, in Mrd. Euro (real 2010)

Branche	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei (A)	17	17	16	16	16	16	17	+6 %
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden (B)	7	5	4	4	2	2	1	-70 %
Verarbeitendes Gewerbe (C)	460	515	596	624	692	759	840	+41 %
Energie, Wasser, Abfall (D – E)	70	80	83	87	93	97	102	+23 %
Baugewerbe (F)	121	100	105	109	114	116	115	+9 %
Handel; Reparatur von Kfz (G)	197	229	264	281	310	335	357	+35 %
Gastgewerbe, Beherbergung (I)	39	33	37	39	39	39	38	+3 %
Verkehr, Lagerei (H) + Information, Kommunikation (J)	153	211	247	278	344	405	462	+87 %
Finanz-, Versicherungsdienstleistungen (K)	143	106	112	116	120	122	125	+12 %
Grundstückswesen und unternehmensnahe Dienstl. (M – N)	448	514	555	603	699	786	866	+56 %
öffentliche Verwaltung Verteidigung, Sozialversicherung (O)	140	147	154	158	160	166	170	+11 %
Erziehung und Unterricht (P)	108	104	106	110	113	119	123	+16 %
Gesundheits-, Sozialwesen (Q)	127	164	192	213	257	304	345	+80 %
private Haushalte, sonstige Dienstleistungen (R – U)	96	97	98	103	111	119	125	+28 %
BWS Summe	2.128	2.322	2.570	2.740	3.069	3.384	3.688	+44 %
BIP	2.359	2.580	2.855	3.047	3.416	3.744	4.057	+42 %

Quelle: Prognos (2018) basierend auf Öko-Institut et al. (2017)

Tabelle 7: Produktionsmengen, 2000 bis 2050

Auswahl modellierungsrelevanter Produkte; mit geringen Ausnahmen für alle Szenarien gültig; in Mt

	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Metalle								
Stahl	46,4	43,8	42,1	42,6	43,9	45,2	46,6	+11 %
Oxygenstahl	33,1	30,6	29,5	28,6	29,1	29,7	30,4	+3 %
Elektrostahl	13,3	13,2	12,6	14,0	14,8	15,5	16,2	+29 %
Aluminium (primär)	0,6	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	+10 %
Chemikalien								
Ammoniak	3,2	3,1	3,0	2,8	2,8	2,8	2,8	-4 %
Methanol	.	.	1,04	0,98	0,97	0,96	0,96	-8 %
Ethylen	5,1	5,1	5,2	5,0	5,0	5,0	5,0	-2 %
Chlor	3,4	3,4	3,9	4,2	4,3	4,5	4,6	+19 %
Mineralien								
Glas	7,5	7,2	7,5	7,3	7,4	7,4	7,4	-1 %
Keramik	3,3	2,7	2,4	2,3	2,1	1,8	1,6	-33 %
Ziegel	18,3	10,6	11,3	10,5	9,0	7,8	6,7	-41 %
Zement	35,3	29,7	32,7	31,1	31,1	31,1	31,1	-5 %
Klinker	28,8	23,5	23,9	23,0	22,4	21,7	21,1	-12 %
Kalk	7,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	±0 %
Gips	3,3	2,8	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	-6 %
weitere Produkte								
Papier	18,2	23,1	22,6	22,7	23,0	23,2	23,5	+4 %
Fahrzeuge (Mio. Stück)	5,5	5,9	6,1	6,1	6,3	6,5	6,8	+11 %

Quelle: eigene Abschätzungen und Berechnung

3.3 Energiepreise

3.3.1 Weltmarktpreise und Grenzübergangspreise

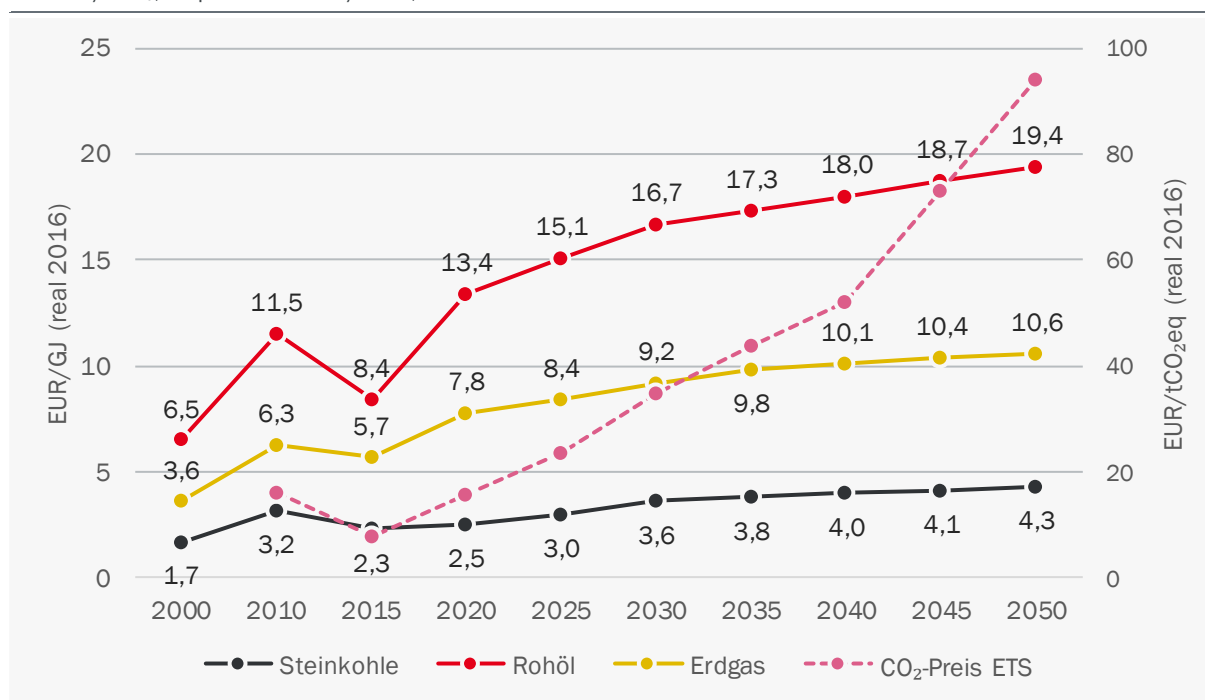
Die Entwicklung der Energiepreise basiert im Ex-post-Zeitraum auf den effektiv beobachteten Preisen. Im Herbst 2014 sank der Weltmarktpreis für Rohöl deutlich (Abbildung 15). In den Jahren 2017 bis 2019 erholte sich der Ölpreis wieder etwas, blieb aber unter dem Niveau der Jahre 2011 bis 2013. Der durch die Corona-Pandemie im Jahr 2020 verursachte neuerliche Einbruch der Preise konnte nicht mehr in den Szenarien berücksichtigt werden. Bei der Fortschreibung orientieren sich die Weltmarkt- und Grenzübergangspreise an einem vorliegenden Rahmendatenpapier (dokumentiert in Öko-Institut et al. 2017), das in mehreren aktuellen Studien im Auftrag von BMU und BMWi verwendet wurde.

Die verwendeten Rahmendaten gehen von einem ansteigenden Ölpreis aus. Bis zum Jahr 2030 liegt der Grenzübergangspreis für Rohöl um 153 % höher als im Jahr 2016, im Jahr 2050 sind es 69 %. Der Preis für Erdgas steigt ebenfalls deutlich an, bis 2030 um 47 % und bis 2050 um 194 % gegenüber dem Jahr 2016. Der Preisanstieg für Steinkohle ist vergleichsweise gering: bis 2030 beträgt er 14 %, bis 2050 sind es 35 %. Die verwendeten Energiepreispfade liegen am aktuellen Rand (2020) deutlich über den effektiv beobachteten Marktpreisen. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse für das Jahr 2020 zu berücksichtigen.

Der verwendete CO₂-Preis für den EU-EHS-Sektor basiert auf Annahmen des EU-Reference-Szenarios (EU 2016). Der CO₂-Preis steigt bis 2030 auf 35 Euro/t CO₂. Langfristig (2050) erhöht er sich auf rund 90 Euro je Tonne. Der CO₂-Preis der EU KOM wurde gewählt, damit die Ergebnisse gut mit anderen Szenarienarbeiten verglichen werden können, u. a. mit NECP anderer EU-Mitgliedstaaten. Der geschätzte Wert für 2020 liegt unter dem (aktuellen) tatsächlichen Wert von rund 28 Euro je Tonne CO₂ im Juli 2020.

Abbildung 15: Grenzübergangspreise und CO₂-Preis im EU-EHS

in Euro / GJ_{Hu}, respektive in Euro/t CO₂, reale Preise mit Basis 2016



Erdgas- und Steinkohlepreise beinhalten für den Umwandlungssektor Transport- und Strukturierungskosten.

Quelle: Öko-Institut et al. (2017) und EU-COM (2016a)

3.3.2 Verbraucherpreise

Die Endverbraucherpreise hängen von der Entwicklung der Weltmarktenergiepreise, den Verarbeitungs- und Transportkosten, der Vertriebsmarge und von den auferlegten Steuern und Abgaben ab. Da verschiedene politische Instrumente wie beispielsweise eine CO₂-Abgabe direkt die Höhe der Endverbraucherpreise adressieren, unterscheiden sich diese in den Szenarien deutlich. Die

Entwicklung der Verbraucherpreise wird im Kapitel zum Szenarienvergleich beschrieben (Kapitel 8.3).

Die Strompreise sind endogene Modellergebnisse. Sie sind u. a. abhängig vom Mix der eingesetzten Energieträger, deren Preisen, den Technologiekosten der Erzeugungsanlagen sowie den Steuern und Abgaben. Die daraus resultierenden Großhandelspreise und Verbraucherpreise für Strom unterscheiden sich somit zwischen den Szenarien. Eine qualitative Beschreibung der Strompreise findet sich ebenfalls im Kapitel zum Szenarienvergleich (Kapitel 8.3).

3.4 Witterung und Klima

Die Witterungsbedingungen beeinflussen die Nachfrage nach Raumwärme und Klimakälte. Sie sind entscheidend für das Verständnis von Energieverbrauchsschwankungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren. Die Witterung in den Jahren 2000 und 2016 war vergleichsweise mild, der Raumwärmebedarf war deutlich geringer als im Durchschnitt der Jahre 1990 bis 2010 (lediglich rund 90 % des durchschnittlichen Raumwärmebedarfs). Sehr kalt war hingegen das Jahr 2010 (rund +14 % des durchschnittlichen Raumwärmebedarfs bezogen auf die Jahre 1990 – 2010).

Im Szenarienzeitraum wird grundsätzlich von einer Normwitterung ohne jährliche Witterungsschwankungen ausgegangen (Witterungskorrekturfaktor = 1). Berücksichtigt wird jedoch eine langfristige Erwärmung des Klimas. Dies impliziert einen etwas höheren Bedarf für die Klimatisierung im Sommer und einen geringer werdenden Wärmebedarf im Winter. Der Kühlbedarf erhöht sich bis 2050 um rund 15 %, der Wärmebedarf verringert sich um 6 % gegenüber 2005. Grundlage für diese Abschätzungen sind Angaben der EU Kommission (EU-COM 2016a).

Tabelle 8: Witterungskorrekturfaktoren, Klimakorrekturfaktoren und Kühlgradtage, Jahre 2000 – 2050

	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050
Referenz, Zielszenarien 1 und 2							
Witterungskorrekturfaktoren	0,93	1,10	0,97	1	1	1	1
Klimakorrekturfaktoren	1	1	1	0,97	0,96	0,95	0,94
Kühlgradtage (CDD)		145	165	168	177	186	193
Zielszenario 3							
Witterungskorrekturfaktoren	0,93	1,10	0,97	1	1	1	1
Klimakorrekturfaktoren	1	1	1	0,97	0,93	0,90	0,87
Kühlgradtage (CDD)		145	165	168	177	186	193

Quelle: eigene Berechnung basierend auf IWU (2018a) und EU-COM (2016a)

Im Vergleich zur Auswertung anderer Klimaszenarien wird die unterstellte Erwärmung in den Angaben der EU-Kommission von den Gutachtern als (zu) gering eingeschätzt. Deshalb wurde entschieden, für das Szenario mit Klimaschutzprogramm (Zielszenario 3) von einer etwas stärkeren Erwärmung auszugehen. Grundlage für diese Abschätzungen bildet eine Studie des UBA zu den Klimaauswirkungen und zur Anpassung in Deutschland (UBA 2008). Damit verbunden ist ein

etwas stärkerer Rückgang des Raumwärmebedarfs. Gegenüber dem bei der Gebäudemodellierung verwendeten Referenzzeitraum von 1990 bis 2010 verringert sich basierend auf den UBA-Zahlen der Raumwärmeverbrauch bis zum Jahr 2050 um 13 % (Korrekturfaktor 0,87). Diese Reduktion ist deutlich höher als der Rückgang gemäß den Zahlen der EU-Kommission, aus denen sich ein Rückgang um 6 % ergibt (Korrekturfaktor 0,94). Nicht angepasst wurden die Angaben zur Entwicklung des Kühlbedarfs, der Anstieg der Kühlgradtage auf rund 200 im Jahr deckt sich relativ gut mit den von Prognos bisher verwendeten Annahmen zum Kühlbedarf (vgl. dazu Anmerkungen in Kapitel 7 zum Zielszenario 3).

3.5 Potenzial für Biomasse

Das in den Szenarien verfügbare nachhaltige Biomassepotenzial wurde zu Beginn des Vorhabens im Rahmen eines Fachgesprächs zusammen mit dem Auftraggeber und der fachlichen Unterstützung des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) festgelegt. Nachfolgend sind die Ergebnisse dieses Fachgesprächs und das sich daraus ergebenden Potenzial beschrieben.

Die Verfügbarkeit von Biomasse für Bioenergie unterliegt verschiedenen Restriktionen, die einerseits biologisch-landwirtschaftlicher, andererseits gesellschaftlicher Natur sind. Das technische Bioenergieträgerpotenzial beschreibt denjenigen Teil der Biomasse, der unter Berücksichtigung der gegebenen „technischen“ Restriktionen nutzbar ist. Hierzu zählen:

- technische Machbarkeiten (z. B. Bergungsrate)
- strukturell und gesetzlich verankerte Begrenzungen (z. B. Schutzgebiete, Abfallrecht)
- ökologische Restriktionen (z. B. Humusbilanz)
- gesellschaftliche Prioritäten (z. B. „Food and Fiber First“)

Das Potenzial wird als Restmenge nach Abzügen für stoffliche Verwendung und Nahrungsmittel definiert. Das für Deutschland verfügbare Potenzial lässt sich in verfügbare biogene Rest- und Abfallstoffe, Anbaubiomasse und Potenzial an Importen von Biomasse unterteilen.

Das Biomassepotenzial von heimischen Reststoffen und Waldholz wurde vom DBFZ quantifiziert und beläuft sich auf 1.091 Petajoule (PJ) p. a. (ca. 12,5 GJ/Einwohner p. a). Die Datenqualität ist gut für Holz und forstwirtschaftliche Reststoffe sowie für landwirtschaftliche Nebenprodukte, weniger gut für Siedlungsabfälle und Industrielle Reststoffe, die Informationen über Reststoffe von sonstigen Flächen sind mit größerer Unsicherheit behaftet.

Das Potenzial an biogenen Reststoffen teilt sich auf in Holz (750 PJ), Stroh (141 PJ) und sonstige Reststoffe (200 PJ; Tabelle 9). Rund 150 PJ des Potenzials an Holz ist Scheitholz, das überwiegend von den Nutzenden selbst im Wald geschlagen wird. Um diese Mengen in anderen Sektoren einsetzen zu können, müssten Rahmenbedingungen der Forstwirtschaft wesentlich geändert werden.

Die Bereitstellung der Energie kann über feste, gasförmige oder flüssige Bioenergieträger erfolgen. Sie unterscheiden sich für die verschiedenen Reststoffe in der Umwandlungseffizienz und im (ökonomischen) Aufwand. Die zunehmende Bereitstellung von Materialien und Chemikalien aus Biomasse führt vor allem zu veränderten Biomassequalitäten für die energetische Nutzung.

Tabelle 9: Biomasse aus Reststoffen, Masse und Heizwert Rohbiomasse

Biomasse	gesamt		energetisch genutzt		optimierbar/ungenutzt	
	Mt TS	PJ	Mt TS	PJ	Mt TS	PJ
Holz	42,5	750,0	30,6	532,0	11,9	218,0
Scheitholz	8,1	150,0	8,1	150,0	0,0	0,0
Holz- und forstwirtschaftliche Reststoffe	34,4	600,0	22,5	382,0	11,9	218,0
Waldrestholz	16,9	310,0	5,0	92,0*	11,9	218,0
Holz aus der Landschaftspflege	3,7	40,0	3,7	40,0	k. A.	k. A.
Sonstige	13,8	250,0	13,8	250,0	0,0	0,0
Stroh	8,5	141,0	0,034	0,5	8,5	140,5
vergärbare Reststoffe (ohne Stroh)	31,3	200,0	4,6	34,0	26,7	166,0
tierische Exkrememente	13,6	103,5	4,6	34,0	9,0	69,5
Siedlungsabfälle	7,1	39,5	k. A.	k. A.	7,1	39,5
Industrielle Abfälle	4,8	27,0	k. A.	k. A.	4,8	27,0
Klärschlamm	5,8	30,0	k. A.	k. A.	5,8	30,0

Quelle: eigene Abschätzung in Abstimmung mit DBFZ

Die oben genannten Primärenergiepotenziale können bei Annahme entsprechender Umwandlungseffizienzen in handels- und transportfähige Sekundärenergieträger (Pellets, Biomethan) umgerechnet werden. Sie sind dann mit den Potenzialen für Bioenergie aus Anbaubiomasse und Importen zum Gesamtpotenzial verknüpfbar.

Das Potenzial an Anbaubiomasse (NaWaRo) wurde von IINAS erarbeitet. Dabei handelt es sich insbesondere um Restpotenzial, basierend auf Annahmen zum zukünftigen Flächenbedarf für die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie biobasierten Produkten. Die Ergebnisse für das Jahr 2050 sind eine Schätzung unter Annahme einer Extensivierung der Landwirtschaft und ohne Grünlandumbruch. In Tabelle 10 sind die Annahmen für die Anbauflächen für Kurzumtriebsplantagen (KUP) und Grasschnitt (Grünland), Flächenerträge und Heizwerte der Rohbiomassen aufgeführt.

Das Potenzial an nachhaltigen Bioenergieimporten wurde ebenfalls von IINAS ermittelt (Tabelle 11). Das global verfügbare nachhaltige Biomassepotenzial wurde aus den Ergebnissen des EU-Projekts BioTrade2020plus (2020) mit Fortschreibung über das 2DS-Szenario der IEA Bioenergy Roadmap (IEA 2017a) und abgeleitet IEA Energy Technology Perspectives (IEA 2017b). Für relevante Regionen und Länder (Nordamerika [Kanada und Südosten der USA], Südamerika [Argentinien und Brasilien], Ukraine, Russland und Mozambik) wurde das Potenzial jeweils abzüglich der nationalen Bedarfe der Bioökonomie (Biomaterialien, Bioenergie, Nahrungs- und Futtermittel) bestimmt. Dabei wurden die globale Bioökonomie-Dynamik sowie der Paris-Vertrag (UNFCCC 2015) berücksichtigt, d. h. der endogene Bioenergiebedarf in den potenziellen Exportländern wurde als steigend angenommen, was die Exportpotenziale reduziert.

Tabelle 10: Anbaubiomasse (NaWaRo): Anbauflächen, Flächenerträge und Heizwert Rohbiomasse im Jahr 2030 im Vergleich zu 2015

Biomasse	2015	2030
Anbauflächen [Mio. ha]	ca. 2,4	1,0
Biomethan aus Gras	< 0,001	0,5
Pellets aus KUP	ca. 0,01	0,5
Raps	ca. 0,8	0
Mais	ca. 1,4	0
Weizen, Zuckerrüben	ca. 0,2	0
Flächenerträge [GJ/ha]	246	400
Biomethan aus Gras	85	200
Pellets aus KUP	185	200
Raps (Rapsöl)	66	0
Mais (Biogas)	100	0
Zuckerrüben (Biogas)	80	0
Heizwert Bioenergieträger [PJ]	k. A.	200
Biomethan	k. A.	100
Pellets	k. A.	100

Quelle: Flächendaten und Erträge für 2015 nach FNR (2017); Daten für 2050 nach 2DS-Szenario der IEA Bioenergy Roadmap (IEA 2017a) und der IEA Energy Technology Perspectives (IEA 2017b) sowie EU-Projekten S2Biom (2020), BiomassPolicies (2020) und BioTrade2020plus (2020) und eigene Schätzungen

Tabelle 11: Import von Biomasse nach Typ und Herkunftsregion
in PJ

Land/Region	Holz Pellets, HHS	1 G	Kraftstoffe 2 G	Biomethan als CH₄	Summe
globales Exportpotenzial	1.050	0	750	1.313	3.113
USA und Kanada	500				500
Russland	250			938	1.188
Ukraine				375	375
Argentinien und Brasilien	200		500		700
Mosambik	100		250		350
Anteilsfaktor Deutschland	5%	5%	5%	20%	
Importpotenzial	53	0	38	263	353

Quelle eigene Berechnungen nach Ergebnissen aus EU-Projekten BiomassPolicies (2020) und BioTrade2020plus (2020), fortgeschrieben bis 2050 auf Basis von IEA Bioenergy Roadmap (IEA 2017a) und IEA Energy Technology Perspectives (IEA 2017b)

Deutschland wurden vom global verfügbaren Potenzial an Holz und Biokraftstoffen jeweils 5 % als Importpotenzial zugeordnet. Dies entspricht dem Anteil des deutschen BIP am globalen BIP im Jahr 2050. Abweichend wurde für Biomethan ein für Europa verfügbares Potenzial abgeleitet (Russland, Ukraine) und der Anteil des deutschen BIP am europäischen BIP (20 % in 2050) der Verteilung zugrunde gelegt.

Die Potenziale für die drei Kategorien biogene Reststoffe, Anbaubiomasse und Biomasseimporte sind zusammenfassend in den nachfolgenden Tabellen 12 und 13 aufgeführt. In Summe ergibt sich für das Jahr 2050 ein Potenzial von 1.490 PJ (als Sekundärenergie¹⁰).

Für das Zielszenario 2 wird von leicht abweichenden Annahmen ausgegangen. Unterstellt wird in diesem Szenario, dass keine Biomasse aus NaWaRo erzeugt werden soll. Konsistent zu dieser Vorgabe werden auch die Importe entsprechend gleichbehandelt, d. h. es werden nur Bioenergieträger aus Abfällen und Reststoffen importiert, nicht aber aus NaWaRo. Entsprechend verringert sich die Inländische Gewinnung um 100 PJ Pellets aus Kurzumtriebsplantagen und um 100 PJ Biomethan. Die Importe verringern sich um 100 PJ, davon entfallen 53 PJ auf Pellets und 47 PJ auf Biomethan. Insgesamt nimmt das verfügbare Biomassepotenzial um 300 PJ ab und beträgt in Summe 1.191 PJ (Tabelle 14).

Für die Szenarienerstellung wurde die Allokation des Biomassepotenzials auf die Sektoren nicht vorab definiert, sie resultiert vielmehr während der Szenarienerstellung aus einem „Aushandlungsprozess“ zwischen den Sektoren. Ausgangsbasis dafür bilden die in den einzelnen Sektoren eingesetzten politischen Instrumente. Zusätzlich wurde die Allokation basierend auf alternativen Dekarbonisierungsoptionen und der Effizienz des Einsatzes bezüglich der THG-Minderung vorgenommen.

Tabelle 12: Biomassepotenzial in den Szenarien

in PJ

Endenergie	national	Importe	Summe
Restholz/Altholz	712		712
davon Altholz	90		90
davon Stückholz/HHS	500		500
davon Pellets	122		122
Pellets aus KUP	100	53	153
Biomethan/Biogas	240	263	503
2-G-Biokraftstoffe	85	38	123
Summe	1.137	353	1.490

Quelle: eigene Berechnung

¹⁰ Die Sekundärenergie ist eine Energieform, die nicht direkt aus der Natur stammt, sondern durch Umwandlung aus Primärenergie gewonnen wird. In Bezug auf die dargestellte Bioenergie ist die Primärbiomasse (Rohbiomasse) beispielsweise Gülle oder Mais und die Sekundärenergie das daraus erzeugte Biogas oder Biodiesel. Die Sekundärbiomasse stellt die energetisch nutzbare Form der Biomasse dar.

Tabelle 13: Bioenergiepotenzial Deutschland nach Typ und Vergleich des Pro-Kopf-Potenzials Deutschland vs. global

Bioenergiequelle	2050
Abfall- und Reststoffe* [PJ]	937
Anbaubiomasse [PJ]	200
Importe [PJ]	353
Insgesamt	1.490
pro Kopf nur national [GJ/cap]	14,2
pro Kopf inkl. Import [GJ/cap]	18,6
Vergleich global	14,3

*1) Primärenergiepotenzial zur Vergleichbarkeit auf Sekundärenergieträger (Pellets, Biomethan) umgerechnet

Quellen: IEA 2017a und 2017b, BioTrade2020plus (2020) und eigene Schätzungen

Tabelle 14: Biomassepotenzial im Zielszenario 2 – keine NaWaRo
in PJ

Endenergie	national	Importe	Summe
Restholz/Altholz	712		712
davon Altholz	90		90
davon Stückholz/HHS	500		500
davon Pellets	122		122
Pellets aus KUP	0	0	0
Biomethan/Biogas	140	216	356
2-G-Biokraftstoffe	85	38	123
Summe	937	254	1.191

Quelle: eigene Berechnung

4 Referenzszenario

4.1 Annahmen in den Sektoren

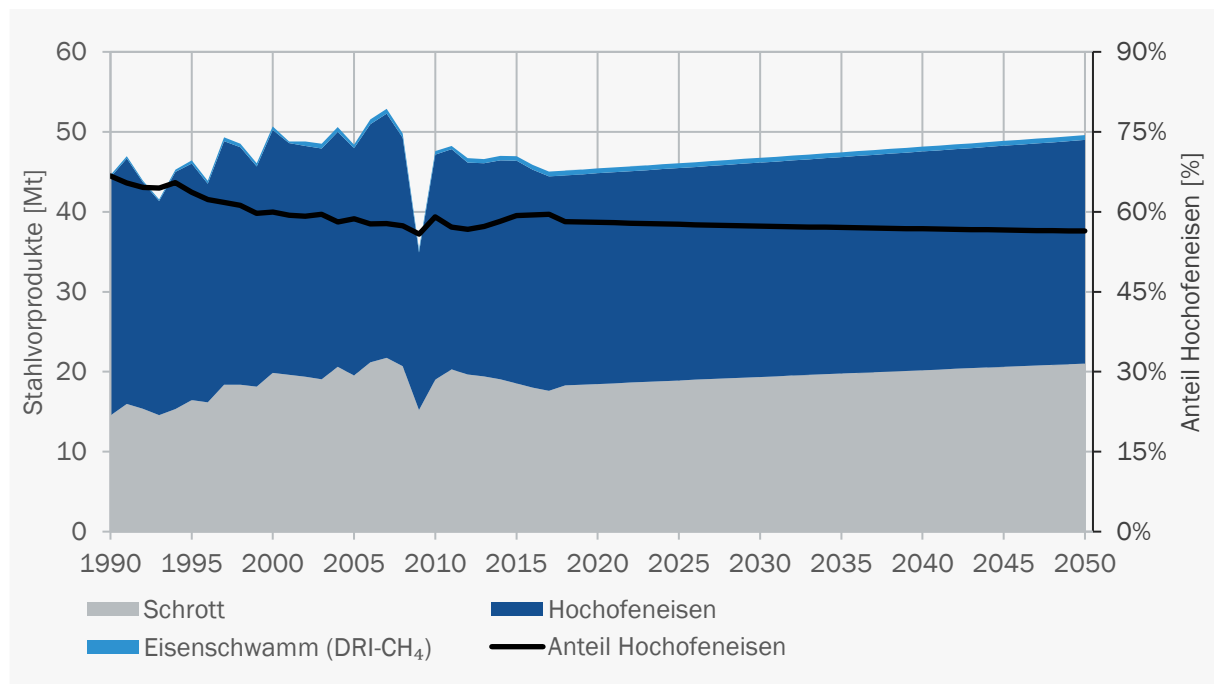
Nachfolgend werden die wichtigsten Entwicklungen in den Sektoren beschrieben. Dies beinhaltet unter anderem die Entwicklung der zentralen Mengenfaktoren, der Effizienz/spezifischen Verbräuche sowie der Verbrauchsstrukturen. Punktuell wird auf die energie- und klimapolitischen Maßnahmen eingegangen. Eine umfassende Auflistung inklusive einer knappen Beschreibung der bestehenden Maßnahmen findet sich im Anhang (Kapitel 11.1).

4.1.1 Industrie

Wesentlicher Treiber des Endenergieverbrauchs in der Industrie sind die Produktionsmengen. Bei der Modellierung werden branchenscharfe Mengen berücksichtigt. Für die energieintensiven Grundstoffindustrien wie Stahlerzeugung oder Zementherstellung liegen diese in tatsächlichen Mengen der jeweiligen Produkte vor. Für die Stahlindustrie wird nach Stahlvorprodukten differenziert (Abbildung 16), die den tatsächlichen Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen bei der Stahlherstellung bestimmen.

Abbildung 16: Referenzszenario: Stahlvorprodukte

Zeitreihe 1990 – 2050; in Mt



Quelle: eigene Berechnung

In der Grundstoffchemie können aufgrund der Vielzahl der dort hergestellten Produkte nicht alle detailliert abgebildet werden. Einzeln berücksichtigt werden die energie- bzw. emissionsintensivsten Grundstoffe wie z. B. Ethylen, Ammoniak und Chlor. Nicht energieintensive Branchen wie beispielsweise der Maschinenbau oder die Elektrotechnik stellen sehr viele unterschiedliche Produkte her. Bei der Modellierung werden nicht einzelne Produkte als Mengentreiber verwendet, sondern eine verallgemeinerte Produktionsmenge, berechnet aus der Bruttowertschöpfung und einer über die Zeit konstanten und branchenindividuellen Wertdichte, welche mit der Entwicklung des Branchen-Endenergieverbrauchs zwischen 1995 und 2016 korreliert. Die Entwicklung der unterstellten Produktionsmengen nach Branchen ist in Abbildung 16, die Entwicklung der Bruttowertschöpfung in Abbildung 18 dargestellt.

Zur Fortschreibung des sektoralen Energieverbrauchs im Referenzszenario werden neben der Produktionsmenge weitere Einflussfaktoren berücksichtigt, nämlich Effizienz, Energieträgersubstitution, Wirkung von politischen Instrumenten sowie der Einfluss des Klimas auf den Raumwärmebedarf – wobei dieser in der Industrie marginal ist und nicht näher erläutert wird.

Abbildung 19 zeigt die autonomen, d. h. die unter den bestehenden Rahmenbedingungen marktgetriebenen Effizienzentwicklungen¹¹, wie sie in der Referenzentwicklung unterstellt sind. Dabei wird unterschieden zwischen Strom- und Brennstoffeinsatz, zwischen verschiedenen Verwendungszwecken und zwischen den einzelnen Branchen. In der Abbildung sind die individuellen Effizienzpotenziale der einzelnen Branchen zu einem Min-Max-Band ausgebreitet. Die Effizienzpotenziale basieren auf vielen einzelnen Quellen und rationellen Plausibilitätsüberlegungen. Sie gehen als Variablen in die Kalibration des Modells auf die Statistik ein und werden damit indirekt verifiziert.

Auch die autonome Energieträgersubstitution ist ein Ergebnis der Modellkalibration auf die beobachtete Statistik. Sich abzeichnende Trends beim Einsatz der Energieträger in den einzelnen Anwendungen und Branchen werden isoliert und fortgeschrieben. Die im Referenzszenario zugrunde gelegten Energieträgersubstitutionen für die Fortschreibung des Endenergieverbrauchs sind in Tabelle 15 aufgeführt. In Summe müssen sich heraus- und hineinsubstituierte Energieträger hinsichtlich ihres Energiegehalts ausgleichen (wobei etwaige Effizienzverbesserungen bei einem Energieträgerwechsel von den oben genannten Effizienzpotenzialen berücksichtigt werden), nicht jedoch hinsichtlich ihrer Treibhauswirkung. Denn im Wesentlichen werden fossile Energieträger durch Erneuerbare, Strom und Fernwärme ersetzt, deren Emissionen praktisch null betragen bzw. im Umwandlungssektor bilanziert werden.

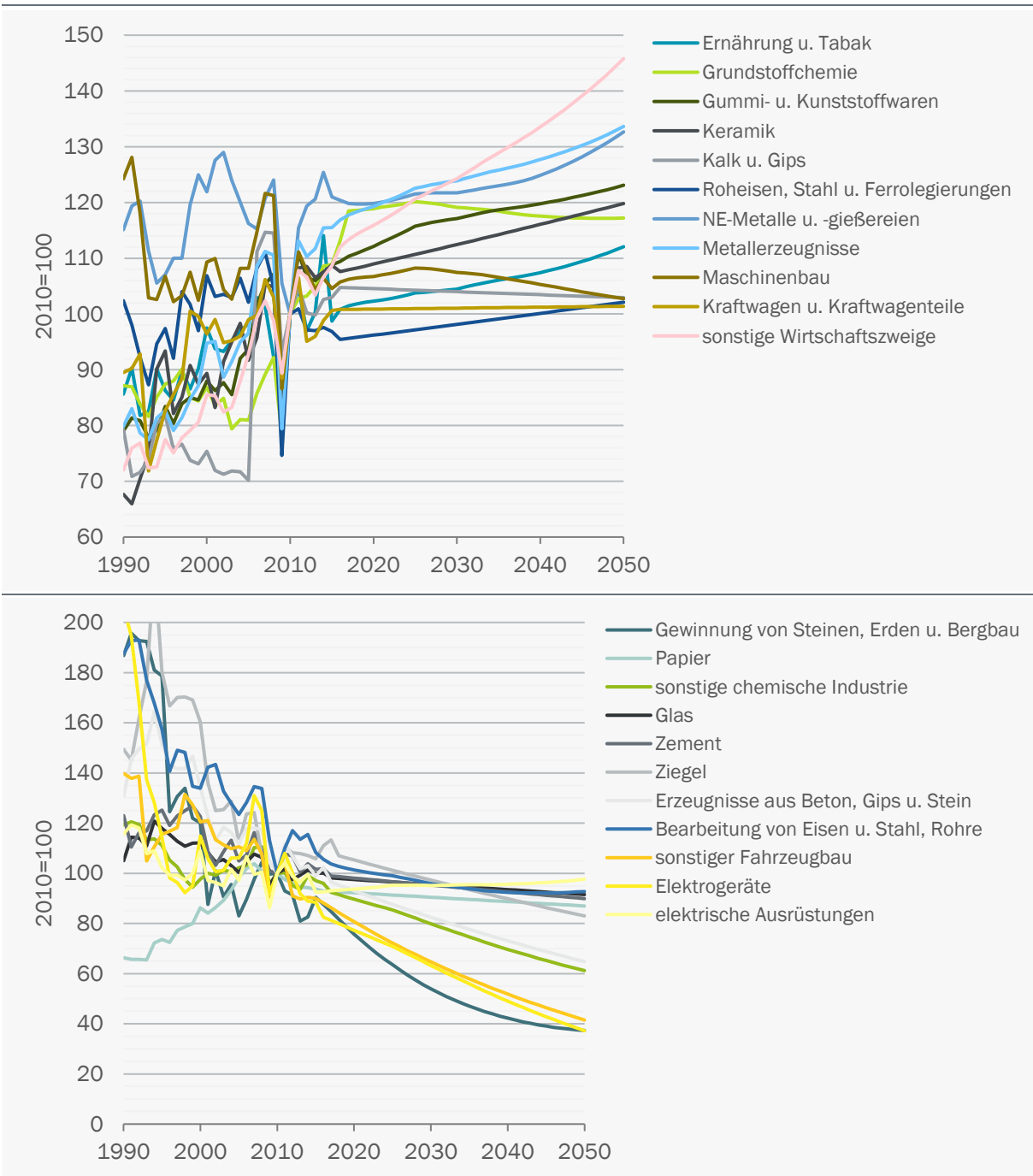
Die laufenden sowie die zusätzlichen Instrumente bzw. die damit einhergehenden Maßnahmen werden im Anhang 11.1 sowie in den jeweiligen Szenariobeschreibungen genannt.

¹¹ „Effizienz“ ist hier und im Folgenden im Sinne einer spezifischen Energiereduktion zu verstehen

Abbildung 17: Produktionsmengen in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in Indexeinheit 2010=100;

oben/unten: Branchen mit steigender/sinkender Produktion zwischen 2015 und 2030

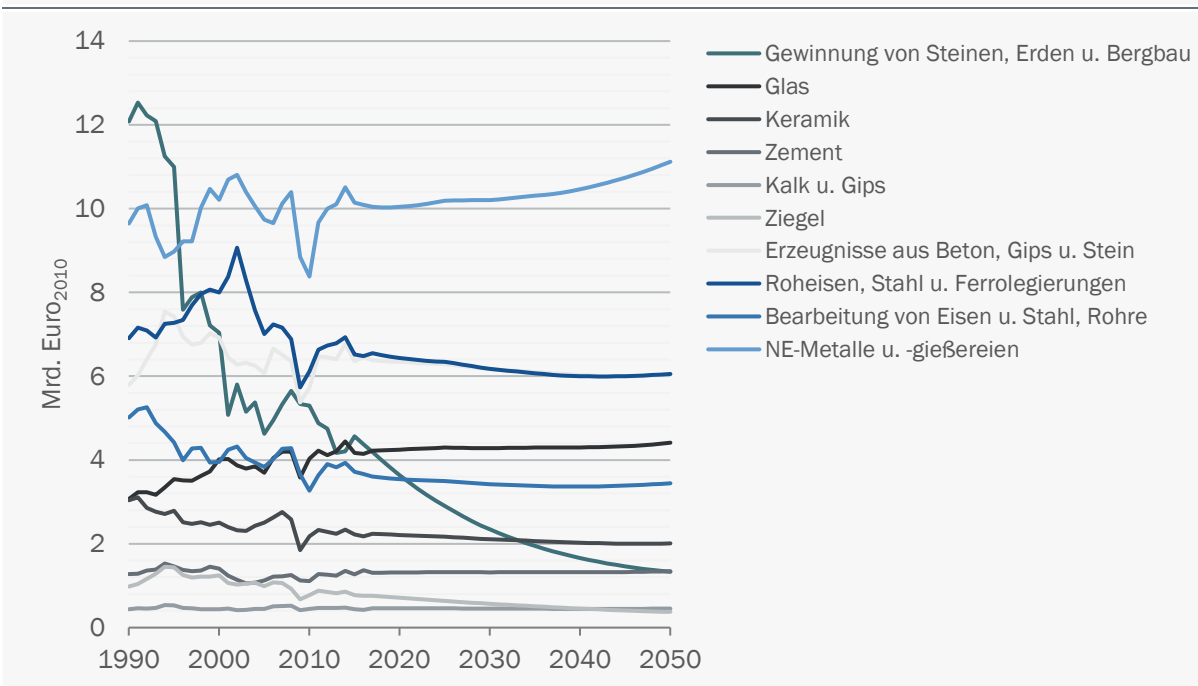
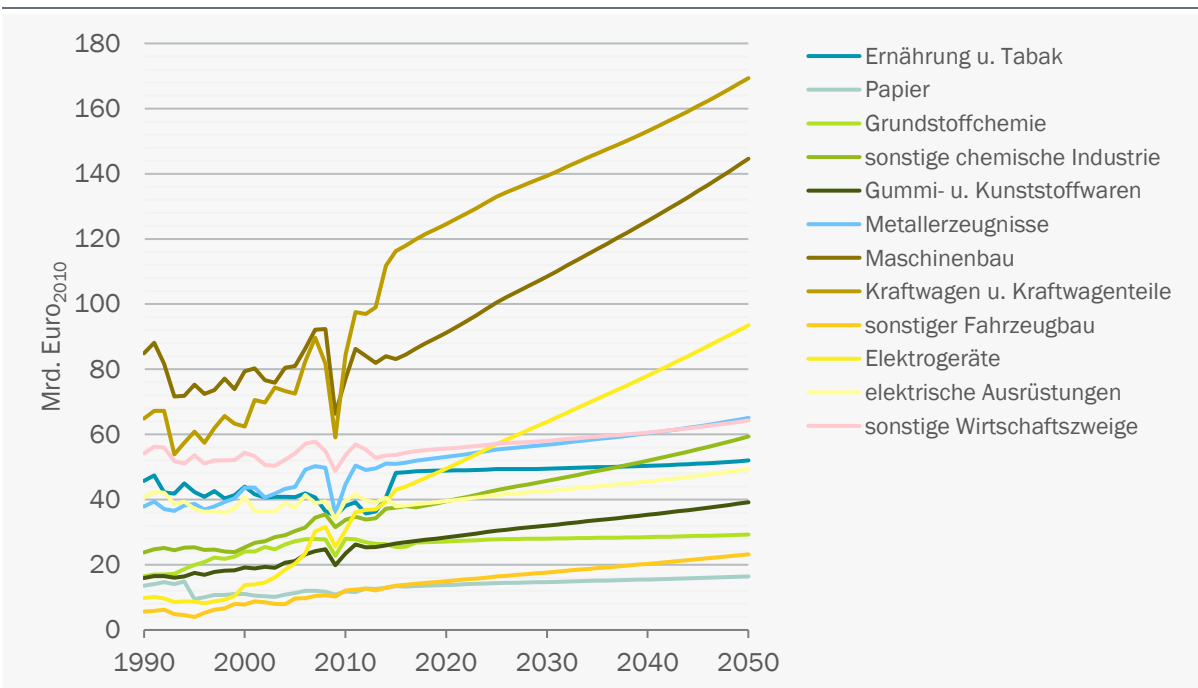


Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 18: Bruttowertschöpfung in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in Mrd. Euro₂₀₁₀;

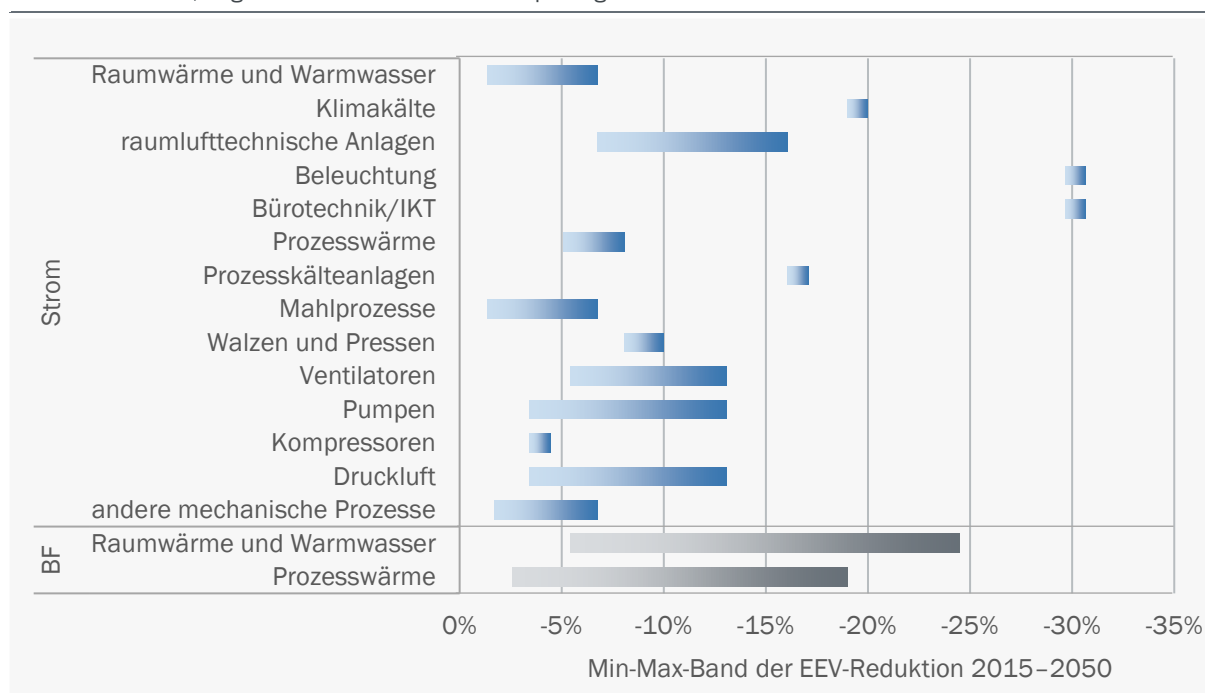
oben/unten: Branchen mit absolut hoher/niedriger Wertschöpfung



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 19: Autonome Effizienzpotenziale

Referenzszenario; Angaben in Prozent der EEV-Einsparung zwischen 2015 und 2050 über alle Branchen



BF = Brennstoffe; Stromeffizienz in blau, Brennstoffeffizienz in grau; EEV-Reduktion in Prozent über 35 Jahre

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle 15: Referenzszenario: Kumulierte autonome Energieträgersubstitution

2016 bis 2050; jährlich kumuliert ab 2016; EEV in PJ, THG in Mt CO₂eq; Anteile bezogen auf hineinsubstituierte kumulierte Energieträgermenge; nur marktgetriebene bzw. durch bestehende Maßnahmen getriebenen Substitutionen

Energieträger	2016	2020	2030	2040	2050	Anteil '30	Anteil '50
heraussubstituiert	0,0	-22,5	-62,0	-88,0	-105,4		
Kohlen	0,0	-8,3	-23,0	-31,6	-36,8	-37 %	-35 %
Mineralölprodukte	0,0	-11,6	-26,9	-34,7	-39,0	-43 %	-37 %
Gas (fossil)	0,0	-2,7	-12,0	-21,7	-29,6	-19 %	-28 %
Nichtererneuerbare Abfälle	0,0	1,4	3,7	4,9	5,6	+6 %	+5 %
hineinsubstituiert	0,0	22,5	62,0	88,0	105,4		
Erneuerbare	0,0	8,0	23,1	33,4	40,3	+37 %	+38 %
Strom	0,0	10,1	28,3	41,4	51,2	+46 %	+49 %
Fernwärme	0,0	3,0	6,9	8,2	8,3	+11 %	+8 %
Summe EEV [PJ]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Summe THG [Mt CO₂eq]	0,0	-1,8	-4,8	-6,8	-8,0		

Quelle: eigene Berechnung

4.1.2 Verkehr

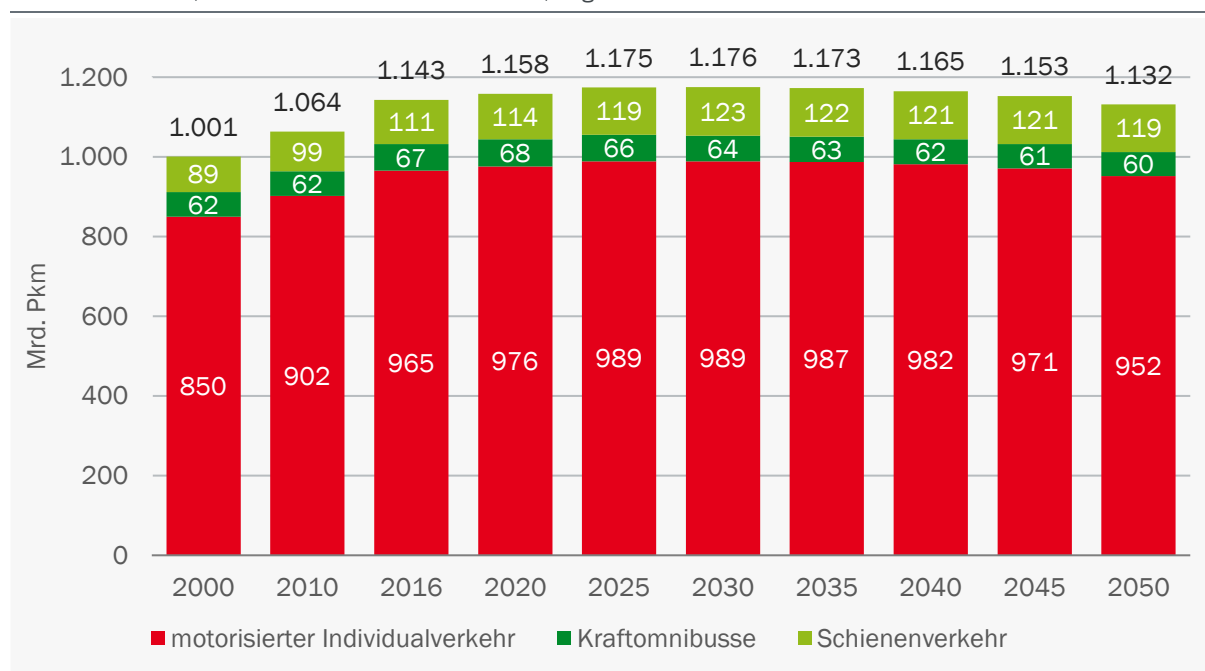
Die Energienachfrage und die Entwicklung der THG-Emissionen im Sektor Verkehr wird durch verschiedene Größen bestimmt: die Nachfrage im Personen- und Güterverkehr, die Entwicklung beim Modal Split, die Kraftstoffeffizienz, den Antriebsmix der Fahrzeuge sowie die Beimischung von alternativen Kraftstoffen.

Personenverkehr

Die Nachfrage im Personenverkehr nahm in den letzten Jahren kontinuierlich zu. Im Zeitraum zwischen 2010 und 2016 stieg sie mit einem durchschnittlichen Wachstum von 1,5 % p. a. stärker an als die Bevölkerungszahl (0,5 % p. a.). Damit erhöhte sich sowohl die Personenverkehrsleistung insgesamt wie auch die Pro-Kopf-Verkehrsnachfrage. Diese Entwicklung wird durch verschiedene gegenläufige Tendenzen begründet: Einerseits bewirken ein sich fortsetzender Anstieg des Pro-Kopf-Einkommens sowie die höheren Mobilitätsraten älterer Menschen einen Anstieg der Pro-Kopf-Mobilität, andererseits wirkt die Verschiebung der Altersstruktur (demografischer Wandel) und der damit verbundene Rückgang an Erwerbstätigen dem Anstieg der Personenverkehrsleistung entgegen.

Abbildung 20: Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr

Referenzszenario; Ausschließlich nationaler Verkehr; Angaben in Mrd. Personenkilometer



Quelle: Werte bis 2016 aus BMVI (2019), eigene Berechnung für Projektionswerte

Im Referenzszenario steigt die Verkehrsleistung im landgebundenen Personenverkehr bis 2030 gegenüber 2016 um 2,8 % an und sinkt danach infolge der abnehmenden Bevölkerung. Im Jahr 2050 liegt sie in der Summe auf ähnlichem Niveau wie im Basisjahr 2016. Bis 2030 fällt das Wachstum im Schienenverkehr überdurchschnittlich aus. Der Modal Split verschiebt sich dadurch leicht zugunsten der Schiene mit einem Anteil von 10,4 % im Jahr 2030 bzw. 10,5 % im Jahr 2050 gegenüber einem Anteil von 9,7 % im Jahr 2016.

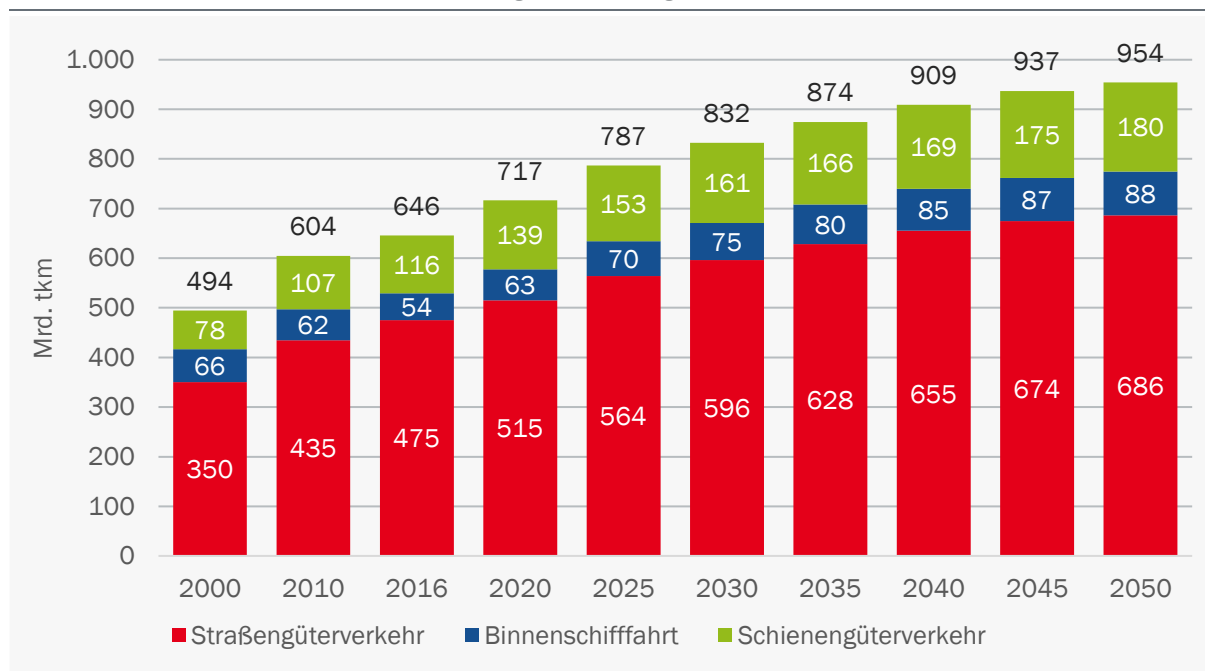
Güterverkehr

Der landgebundene und nationale Güterverkehr nahm im Zeitraum von 2010 bis 2016 um rund 150 Mrd. Tonnenkilometer (+31 %) zu. Dabei stieg der Schienengüterverkehr mit rund 50 % am stärksten an, der Straßengüterverkehr legte um rund 36 % zu. Die Transportleistung der Binnenschifffahrt war seit 2010 rückläufig.

Die Verkehrsleistung im nationalen Güterverkehr lag 2016 bei 646 Mrd. Tonnenkilometer (tkm). Bis 2030 steigt sie um rund +30 %, bis 2050 um fast 50 % auf 945 Mrd. tkm (Abbildung 21). Die internationalen Verkehre (Import, Export und Transit) sind die Treiber dieser Entwicklung, während der Binnenverkehr weniger stark wächst, bedingt durch den demografischen Wandel. Durch die veränderte Nachfragestruktur mit einer Zunahme des Langstrecken- und Containerverkehrs erhöhen die Verkehrsträger Schiene und Binnenschiff leicht ihre Modal Split-Anteile. Wenngleich der Schienenverkehr und die Binnenschifffahrt insbesondere bis 2030 überdurchschnittlich wachsen (+39 % respektive +38 % ggü 2016) erfolgen der größte absolute Zuwachs beim Straßengüterverkehr (+121 Mrd. Tonnenkilometer). Damit verliert die Straße bis 2030 beim Modal Split 2-%-Punkte gegenüber 2016, dem Basisjahr für die Berechnung des Verkehrsträgerwechsels.

Abbildung 21: Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger

Referenzszenario; Ausschließlich Verkehrsleistung im Inland; Angaben in Mrd. Tonnenkilometer



Quelle: Werte für Schiene und Binnenschiff bis 2016 aus BMVI (2019) und eigene Berechnung für Projektionswerte und für den Straßengüterverkehr insgesamt

Antriebswechsel beim Pkw

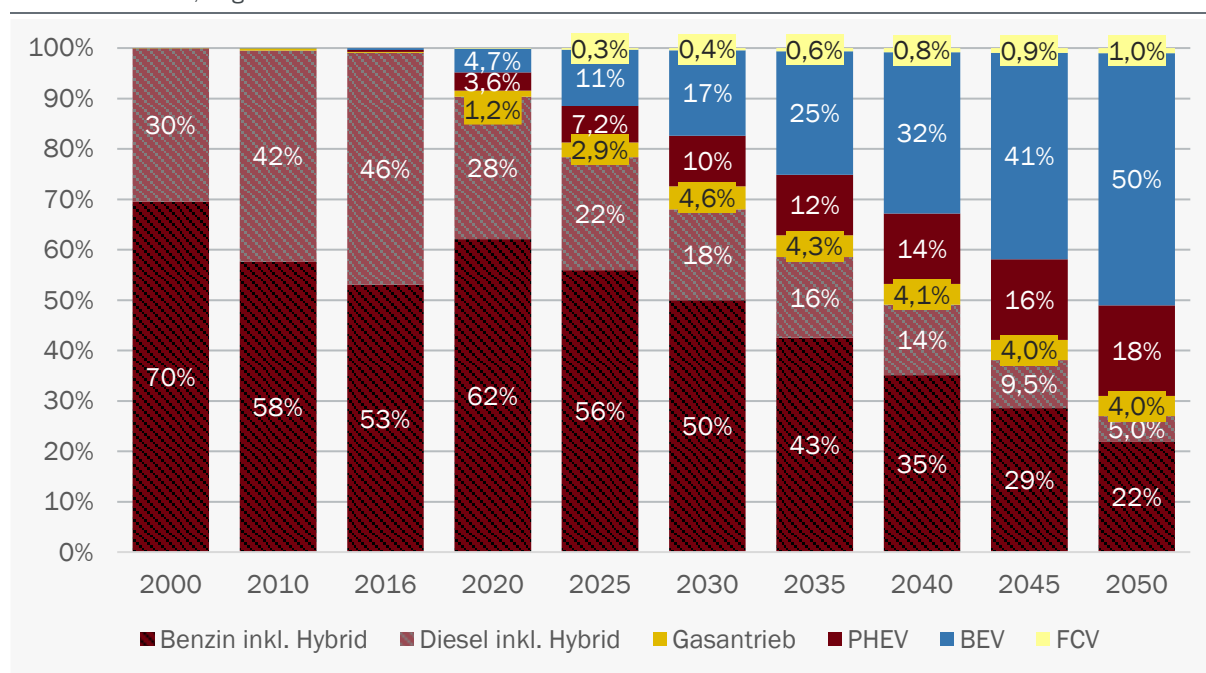
Der individuelle Personenverkehr basierte bis zum Jahr 2016 fast ausschließlich auf konventionellen Benzin- und Dieselantrieben. Vor der Dieselkrise, bis 2015, stieg der Anteil der Diesel-Pkw an den Neuzulassungen auf fast 50 %. Ab 2016 ist hier ein deutlich rückläufiger Trend

festzustellen. Bereits im Referenzszenario gewinnen alternative Antriebe bis 2030 an Bedeutung. Um die EU-Flottengrenzwerte 2020 bzw. 2021 von 95 Gramm CO₂ pro Kilometer nicht zu überschreiten, sind die Hersteller angehalten, substanzielle Anteile von elektrisch angetriebenen Pkw in den Verkehr zu bringen. In der Folge steigen im Referenzszenario im Jahr 2021 die Anteile von batterieelektrischen Pkw (BEV) auf 6,5 % und von Plug-in-Hybriden (PHEV) auf 5,0 % an den Neuzulassungen.

Aufgrund sinkender Batteriekosten und einem fortlaufenden Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur wird die Elektromobilität zukünftig attraktiver. Der Neuzulassungsanteil elektrisch angetriebener Pkw steigt 2030 auf rund 27 %, wobei BEV mit rund 17 % Neuzulassungsanteil unter den alternativen Antrieben dominieren. Brennstoffzelle-Pkw (FCV) sind gegenwärtig im Nachteil. Dies liegt insbesondere an den zusätzlichen Kosten für die Brennstoffzelle selbst sowie für den Wasserstofftank und den Energieträger Wasserstoff. Im Hochpreissegment wird dennoch eine geringe Nachfrage nach FCV-Antrieben erwartet. Im Referenzszenario bleibt Erdgas als Antriebsenergie für Vielfahrer im Langstreckenverkehr weiterhin attraktiv.

Abbildung 22: Pkw-Neuzulassungen nach Antrieb

Referenzszenario; Angaben in %

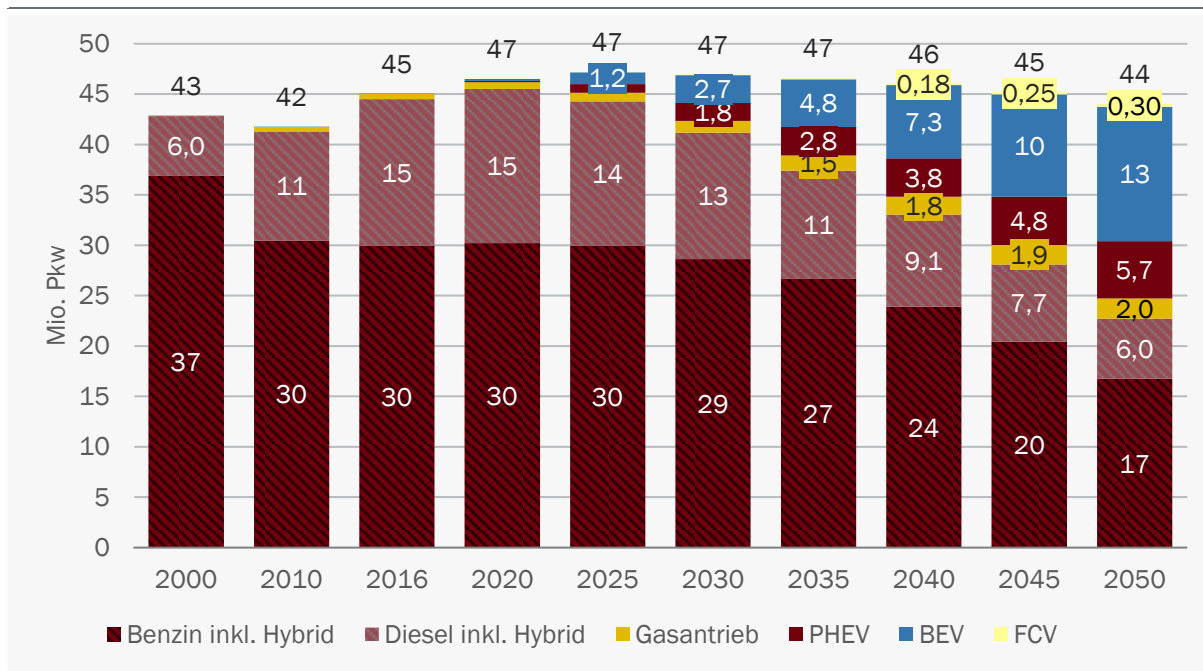


Quelle: eigene Berechnung der Projektionswerte auf Basis der Werte bis 2016 aus (KBA-FZ 14)

Insgesamt wächst der Pkw-Bestand bis zum Jahr 2030 um 4,2 % auf 47 Mio. Fahrzeuge an und sinkt bis 2050 bei rückläufiger Bevölkerung auf das Niveau von 2016 (Abbildung 23). Im Fahrzeugbestand gewinnen die alternativen Antriebe erst verzögert einen substanziellen Anteil. Im Jahr 2030 sind 4,6 Mio. Pkw mit Elektroantrieb zugelassen (Anteil von 10 %), bis 2050 wächst die Anzahl auf 19 Mio. (Anteil von 44 %). Von den elektrischen Pkw haben rund 70 % einen reinen batterieelektrischen Antrieb, daneben werden vor allem Plug-in-Hybrid-Antriebe eingesetzt. An den Neuzulassungen haben Brennstoffzellenantriebe auch langfristig nur einen marginalen Anteil.

Abbildung 23: Pkw-Bestand nach Antrieb

Referenzszenario; Angaben in Mio. Fahrzeugen



Quelle: eigene Berechnung der Projektionswerte auf Basis der Werte bis 2016 aus (KBA-FZ 13)

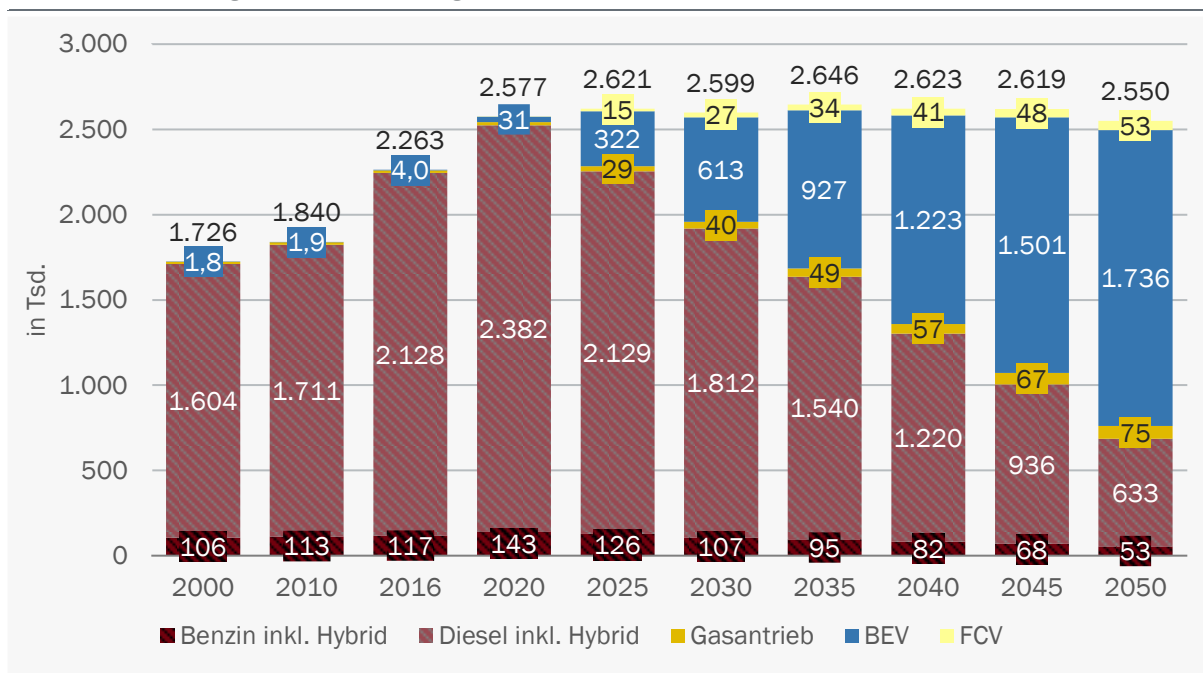
Antriebswechsel beim Straßengüterverkehr

Im Jahr 2016 umfasste die deutsche Nutzfahrzeugflotte rund 3 Mio. Fahrzeuge. Leichte Nutzfahrzeuge (LNF) mit einer zulässigen Gesamtmasse bis 3,5 Tonnen hatten daran einen Anteil von 75 %, schwere Nutzfahrzeuge (SNF) machten ein Viertel des Bestands aus, emittierten aber knapp 80 % der von Nutzfahrzeugen verursachten THG.

Auf die rund 2,2 Mio. LNF entfielen 2016 insgesamt rund 12 Mt CO₂-Emissionen. Im Gegensatz zu den großen und schweren Fahrzeugen bringen die leichten Nutzfahrzeuge oftmals gute Voraussetzungen für ihre Elektrifizierung mit. Viele Fahrzeuge werden im Nah- und Regionalverkehr in städtischen Gebieten eingesetzt und weisen eine geringe tägliche Fahrleistung auf. Dennoch werden die Fahrzeuge intensiv genutzt, wodurch ihre durchschnittliche Jahresfahrleistung bei rund 20 Tsd. Kilometern liegt. Da bei hohen jährlichen Fahrleistungen elektrisch angetriebene gegenüber fossil betriebenen Fahrzeugen finanzielle Vorteile aufweisen und für überwiegend gewerblich genutzte leichte Nutzfahrzeuge die Kosten ein entscheidender Faktor bei der Antriebswahl sind, haben elektrische Antriebe im Bestand der leichten Nutzfahrzeuge bereits 2030 einen Anteil von 25 %. Damit ist der Anteil elektrischer Antriebe bei den LNF höher als bei den Pkw (10 % beim Bestand 2030). Bei den LNF wird angenommen, dass der PHEV-Antrieb auch längerfristig keine Alternative zum Dieselantrieb darstellt.

Abbildung 24: Bestand an leichten Nutzfahrzeugen nach Antrieb

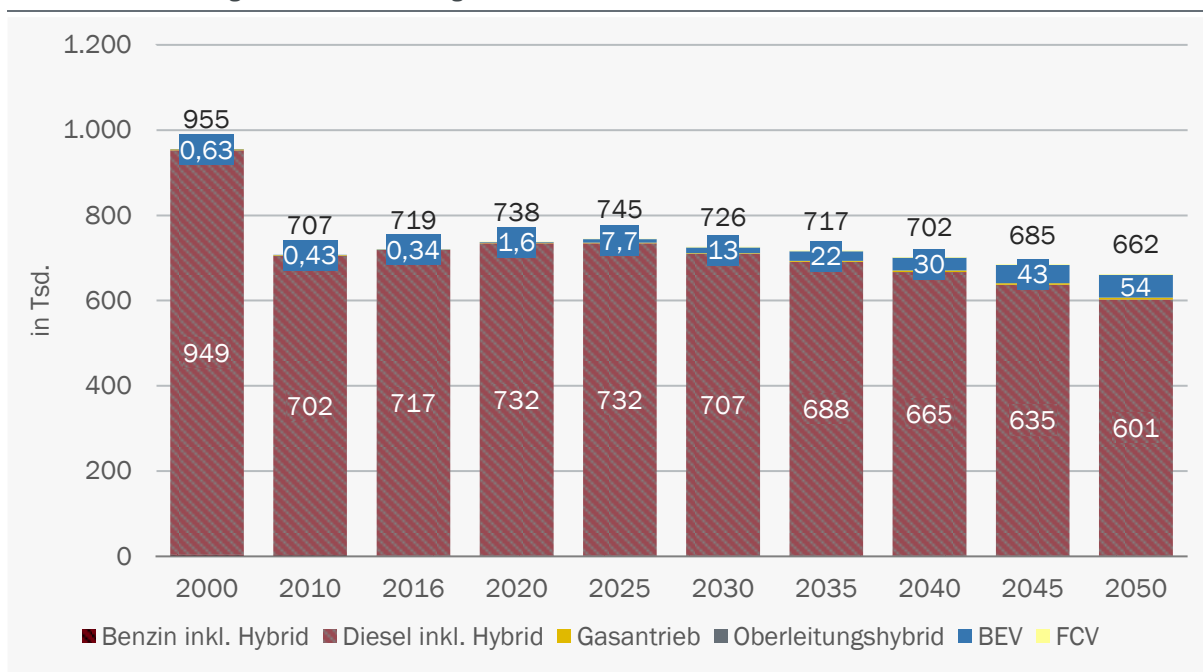
Referenzszenario; Angaben in Tsd. Fahrzeugen



Quelle: eigene Berechnung der Projektionswerte auf Basis der Werte bis 2016 aus (KBA-FZ 14)

Abbildung 25: Bestand an schweren Nutzfahrzeugen nach Antrieb

Referenzszenario; Angaben in Tsd. Fahrzeugen



Quelle: eigene Berechnung der Projektionswerte auf Basis der Werte bis 2016 aus (KBA-FZ 14)

Im schweren Straßengüterverkehr werden Lastkraftwagen mit einer zulässigen Gesamtmasse von mehr als 3,5 Tonnen mit rund 500 Tsd. Einheiten und Sattelzugmaschinen mit rund 200 Tsd. Fahrzeugen im Jahr 2016 unterschieden. Die Sattelzugmaschinen hatten damit nur einen Anteil von rund 7 % an den Nutzfahrzeugen, ihre Fahrleistungen sowie ihr Energieverbrauch waren jedoch sehr hoch. Dadurch verursachten sie rund 42 % der den Nutzfahrzeugen im Jahr 2016 zuzurechnenden THG.

Der schwere Straßengüterverkehr wird im Referenzszenario langfristig vom Dieselantrieb dominiert. Der Anteil batterieelektrischer Antriebe an den schweren Nutzfahrzeugen wächst von 2 % im Jahr 2030 auf 8 % im Jahr 2050. Eingesetzt werden die BEV-Lkw hauptsächlich im Verteil- und Regionalverkehr mit Tagesdistanzen bis 100 km. Im Referenzszenario kommen auch längerfristig keine Oberleitungs-Lkw zum Einsatz.

4.1.3 Private Haushalte

Die wichtigsten Mengenfaktoren im Sektor Private Haushalte sind die Bevölkerung und die Zahl der privaten Haushalte (Kapitel 3.1). Die Wohngebäude sind von zentraler Bedeutung für den Energieverbrauch und die THG-Emissionen des Sektors. Die Verbrennung von fossilen Energieträgern für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser ist aktuell für über 98 % der THG-Emissionen des Haushaltssektors verantwortlich. Die übrigen Emissionen entfallen weitgehend auf das Kochen mit Erdgas. Die mit dem Verbrauch von Strom und Fernwärme in privaten Haushalten verbundenen THG-Emissionen werden in der vorliegenden Studie im Sektor Energiewirtschaft ausgewiesen (Zuordnung nach Quellenprinzip).

In der Regel belegt jeder Haushalt eine Wohnung. Entsprechend ist bei der Modellierung die Zahl der Wohnungen gekoppelt an die Entwicklung der Zahl privater Haushalte. Für die Fortschreibung des Wohnungsbestands wird unterstellt, dass die Zahl der bewohnten Wohnungen der Zahl der Haushalte entspricht (Tabelle 4). Die Zahl an bewohnten Wohnungen steigt von 40,1 Mio. im Jahr 2016 auf 43,2 Mio. im Jahr 2040. Nach 2040 nimmt die Zahl der bewohnten Wohnungen wieder leicht ab (2050: 42,7 Mio.; +6,5 % ggü. 2016; Tabelle 16). Grund für die Abnahme nach 2040 ist die rückläufige Bevölkerung. Die Wohnfläche pro Kopf erhöht sich aufgrund des steigenden Pro-Kopf-Einkommens im Zeitverlauf, von rund 45 m² im Jahr 2016 auf ca. 52 m² im Jahr 2050 (+18 %). Die Wohnfläche aller Wohngebäude erhöht sich im selben Zeitraum um rund 12 %.

Die Zahl der jährlich neugebauten Wohnungen geht in den Szenarien ab Mitte der 2020er-Jahre zurück, entsprechend der demografischen Entwicklung. Die demografische Tendenz wird gegenüber früheren Prognosen durch stärkeren Zuzug am aktuellen Rand gedämpft. Bei den Neubauten nimmt in allen Szenarien die Bedeutung der Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) im Zeitraum 2020 bis 2050 weiter ab, während der Anteil der Mehrfamilienhäuser (MFH) ansteigt. Da gleichzeitig die Abrissraten bei Mehrfamilienhäusern höher sind als im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser, verschieben sich die Anteile der Gebäudetypen am Gebäudebestand jedoch nicht wesentlich. Wohnungen in EZFH sind im Allgemeinen deutlich größer als Wohnungen in MFH. Entsprechend ist der Anteil der EZFH an der Wohnfläche (rund 59 %) höher als am Wohnungsbestand (46 %).

Tabelle 16: Entwicklung des Wohnungsbestands, 2000 bis 2050

	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Anzahl Wohnungen [Mio.]	36,8	39,1	40,1	41,4	42,7	43,2	42,7	+6,5 %
davon EZFH	16,4	18,0	18,6	19,2	19,8	20,1	19,8	+6,7 %
davon MFH	20,5	21,1	21,5	22,2	22,8	23,1	22,9	+6,4 %
Wohnfläche [Mio. m²]	3.277	3.561	3.691	3.840	4.019	4.126	4.143	+12,2 %
davon EZFH	1.854	2.071	2.164	2.256	2.373	2.430	2.428	+12,2 %
davon MFH	1.423	1.490	1.527	1.584	1.646	1.695	1.715	+12,3 %
Pro-Kopf WF [m²]	40	44	45	46	49	51	52	+17,6 %

EZFH: Ein- und Zweifamilienhäuser, MFH: Mehrfamilienhäuser, WF: Wohnfläche
 MFH inkl. Wohnungen in sonstigen Wohngebäuden (Gebäude mit gemischter Nutzung)

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Destatis (2018b)

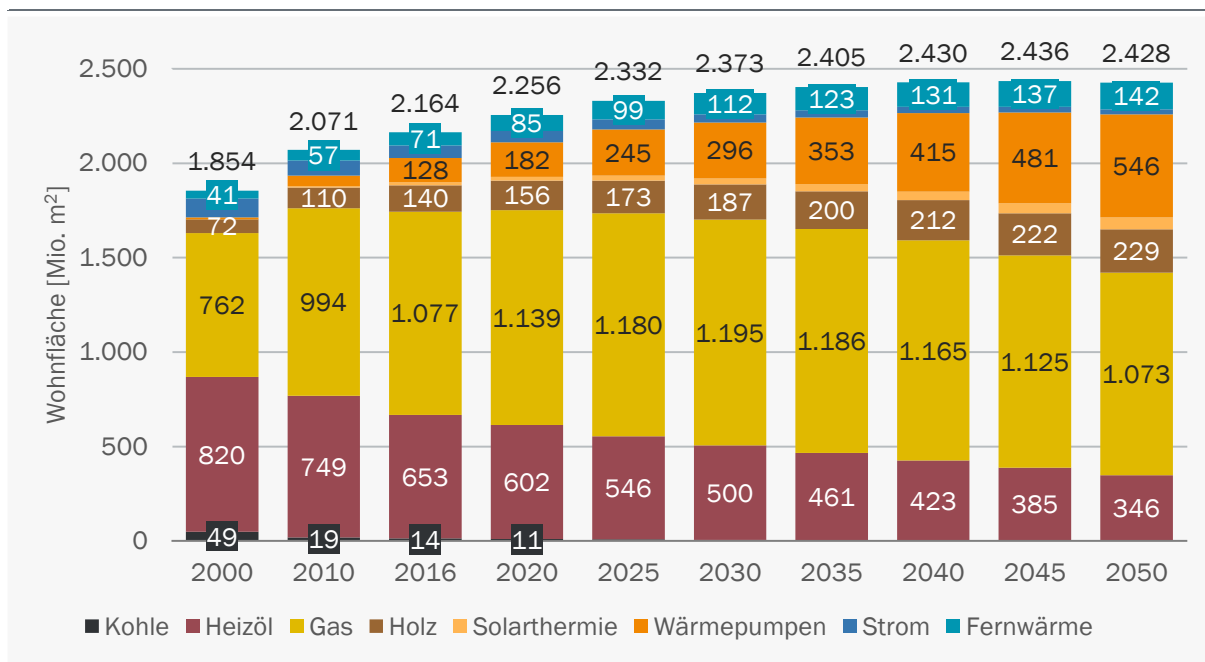
Die Wärmeversorgung verändert sich im Referenzszenario nur langsam. Im Szenarienzeitraum setzen sich die in der Vergangenheit beobachteten Trends fort. Der Anteil der mit Heizöl beheizten Flächen bleibt rückläufig. Der Anteil der mit Gas beheizte Fläche steigt bis etwa 2030 noch leicht an und ist danach ebenfalls rückläufig, sodass die im Jahr 2050 mit Gas beheizte Fläche wieder derjenigen des Jahres 2016 entspricht (Abbildung 26 und Abbildung 27). Der Anteil der fossilen Energieträger Erdgas, Heizöl und Kohle nimmt ab und fällt von 76 % im Jahr 2016 auf 57 % im Jahr 2050 (2000: 81 %).

Fernwärme kann hauptsächlich in dicht besiedelten Gebieten eine wirtschaftlich interessante Option sein. Entsprechend wächst der Anteil der Fernwärme überwiegend im Segment der Mehrfamilienhäuser. Hier zeigt sich im Zeitraum 2016 bis 2050 im Referenzszenario eine Zunahme um 39 %.

In Neubauten werden Wärmepumpen zum wichtigsten Wärmeerzeuger. In Bestandsgebäuden gewinnen Wärmepumpen nur langsam an Bedeutung – bei kleinen EZFH eher als bei großen Gebäuden. Bei EZFH erhöht sich der Anteil am Bestand bis zum Jahr 2050 auf 22 % (2016: 6 %), bei MFH steigt der Anteil auf 11 %. Der Anteil von Holzheizungen nimmt im Szenarienzeitraum leicht zu (rund +3 %). Die Bedeutung von Kohleheizungen und Stromdirektheizungen ist gering und nimmt weiter ab. Solarthermische Anlagen werden in der Regel als Ergänzungssysteme eingesetzt, zur Erzeugung von Warmwasser und allenfalls zur Heizungsunterstützung. Für die Modellierung werden diese bivalenten Anlagen zu Vollversorgungsäquivalenten aggregiert. Im Referenzszenario bleibt die Bedeutung der Solarthermischen Anlagen gering (Anteil der Vollversorgungsäquivalente <3 %).

Abbildung 26: Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern nach Beheizungsstruktur

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²

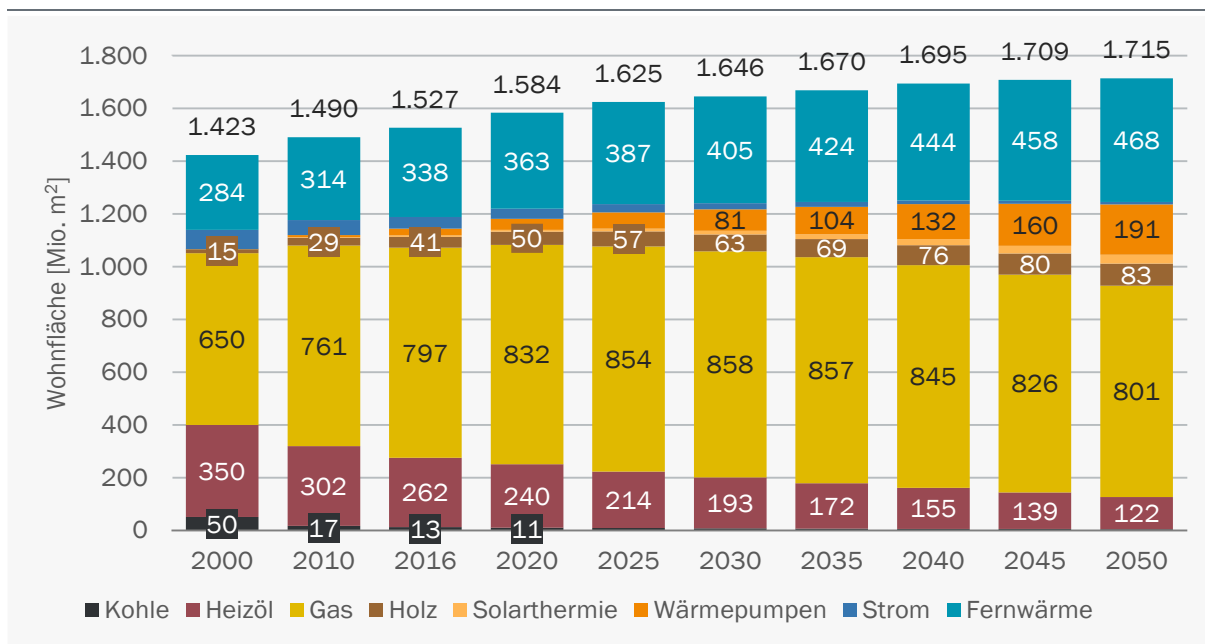


Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen (sind separat abgebildet)

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 27: Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern nach Beheizungsstruktur

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



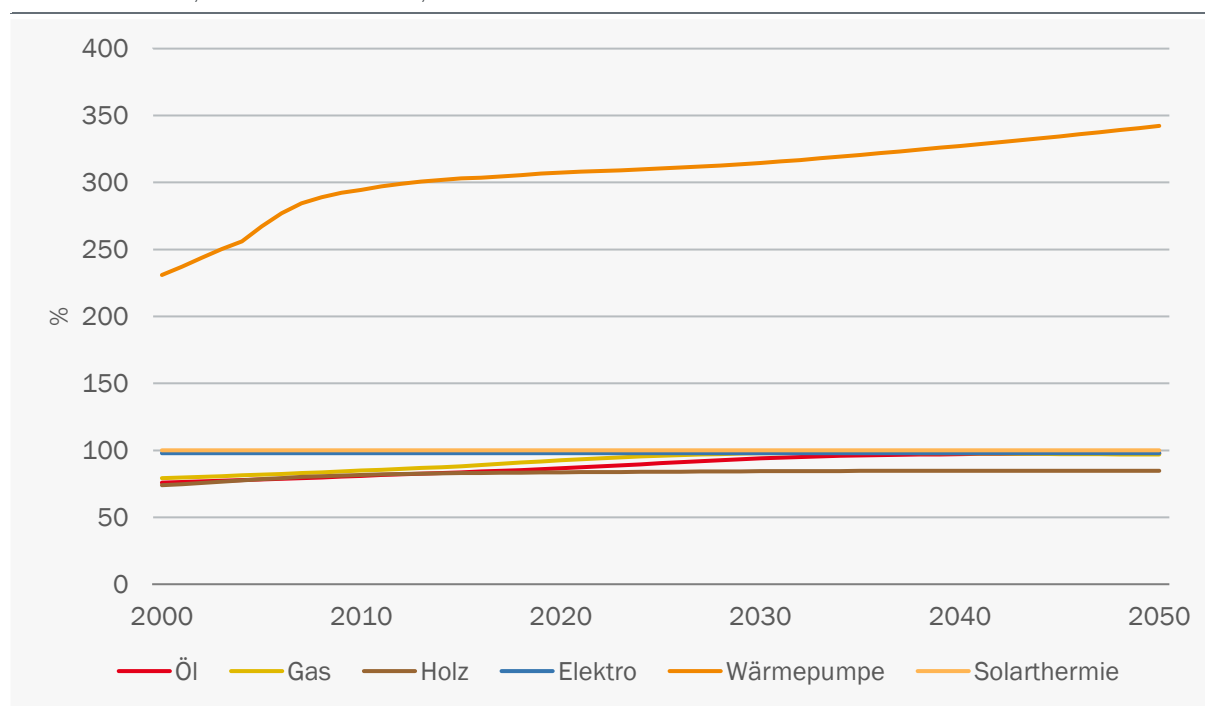
Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen (sind separat abgebildet)

Quelle: eigene Berechnung

Die Effizienz der Nutzung der fossilen Wärmeerzeuger Gas und Heizöl nimmt im Szenarienzeitraum durch den Einsatz von Brennwertgeräten und geringere Verteilverluste weiter zu. Der mittlere Nutzungsgrad im Gerätebestand für die Erzeugung von Raumwärme steigt von unter 80 % im Jahr 2000 langfristig auf über 95 % bezogen auf den (unteren) Heizwert. Damit liegt der Nutzungsgrad aber immer noch deutlich unter demjenigen der elektrischen Wärmepumpen (Abbildung 28). Auch die Effizienz elektrischer Wärmepumpen verbessert sich im Zeitverlauf. Bei Neubauten steigt der durchschnittliche Wärmenutzungsgrad auf über 4, im Bestandsmittel erhöht er sich bis 2050 auf 3,4.

Abbildung 28: Nutzungsgrade für die Erzeugung von Raumwärme nach Heizungstyp

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in Prozent



Quelle: eigene Berechnung

Die Mindestanforderungen an den Energieverbrauch von Neubauten werden in der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2014 vorgeschrieben. Im Referenzszenario sinkt der Energieverbrauch der Neubauten gegenüber diesen Mindestanforderungen im Zeitverlauf autonom um rund 0,5 % p. a. Dadurch verringert sich in neuen EZFH der spezifische Verbrauch von rund 50 kWh/m² in 2020 auf knapp 45 kWh/m² Wohnfläche in 2050. Bei den MFH sinkt der spezifische Verbrauch von Neubauten im gleichen Zeitraum von rund 40 kWh/m² auf annähernd 30 kWh/m².

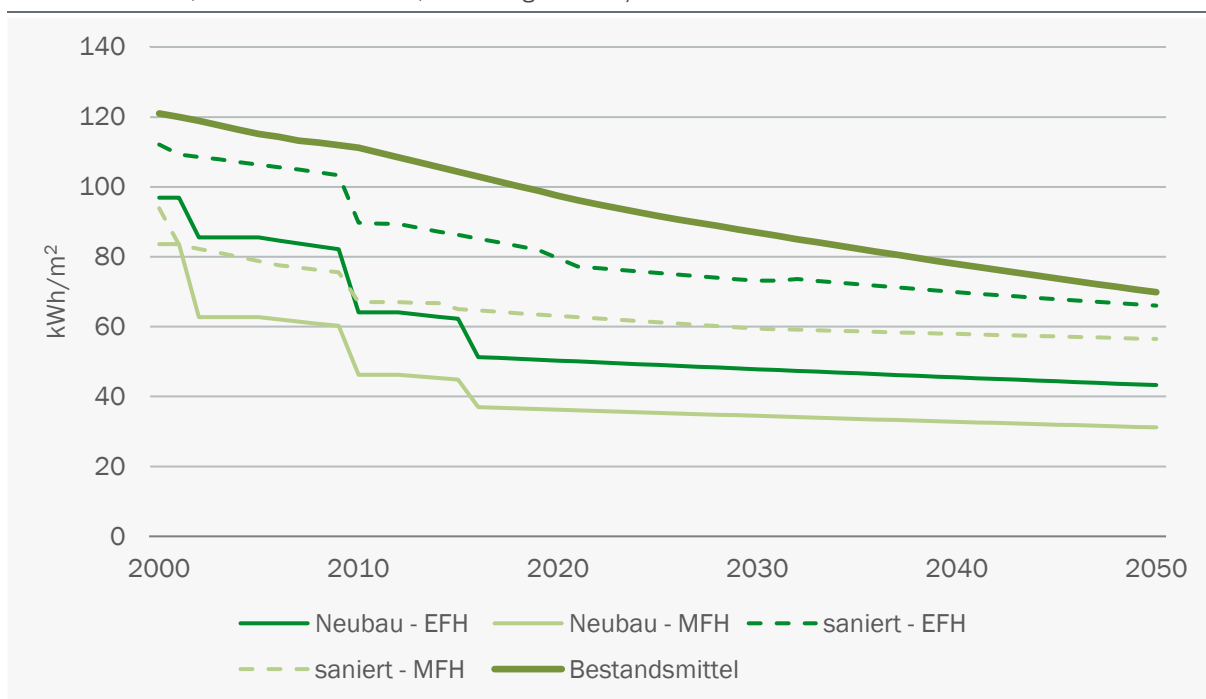
Der Raumwärmebedarf des Gebäudebestandes wird durch energetische Sanierungen der Gebäudehülle reduziert. Die Mindestanforderungen an energetische Sanierungen werden ebenfalls von der EnEV vorgeschrieben. Bei geförderten Sanierungen, beispielsweise durch die Gebäude-Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), wird ein Effizienzniveau verlangt, das über die gesetzlichen Mindeststandards der EnEV hinausgeht.¹² Aktuell wird der mittlere

¹² Dies gilt auch bei geförderten Neubauten, z. B. den KfW-Effizienzhäusern 55 oder 40.

spezifische Verbrauch vollsanierter Gebäude im EZFH-Segment auf 80 – 85 kWh/m² geschätzt, im Bereich der MFH auf rund 65 kWh/m² Wohnfläche.¹³ Wie beim Neubau so wird auch bei den energetischen Sanierungen im Referenzszenario eine autonome Reduktion des spezifischen Verbrauchs im Zeitverlauf unterstellt (jährliche Reduktion um -0,7 % bei EZFH, -0,6 % bei MFH). Gründe sind die autonome Technikentwicklung und steigende Energiepreise. Der spezifische Energieverbrauch nach Vollsanierungen reduziert sich dadurch bis zum Jahr 2050 bei EZFH auf etwa 65 kWh/m², bei MFH auf rund 55 kWh/m². Berücksichtigt ist dabei die Einsparung durch eingebaute Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, welche im Segment der MFH im Betrachtungszeitraum wichtiger werden.

Abbildung 29: Spezifischer Heizwärmebedarf bei Neubau, Sanierung und im Bestandmittel

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, Nutzenergie in kWh/m² Wohnfläche



Sanierung: Werte für Vollsanierungen (Gesamtsanierungen) ohne Berücksichtigung von Dämmrestriktionen

Quelle: eigene Berechnung

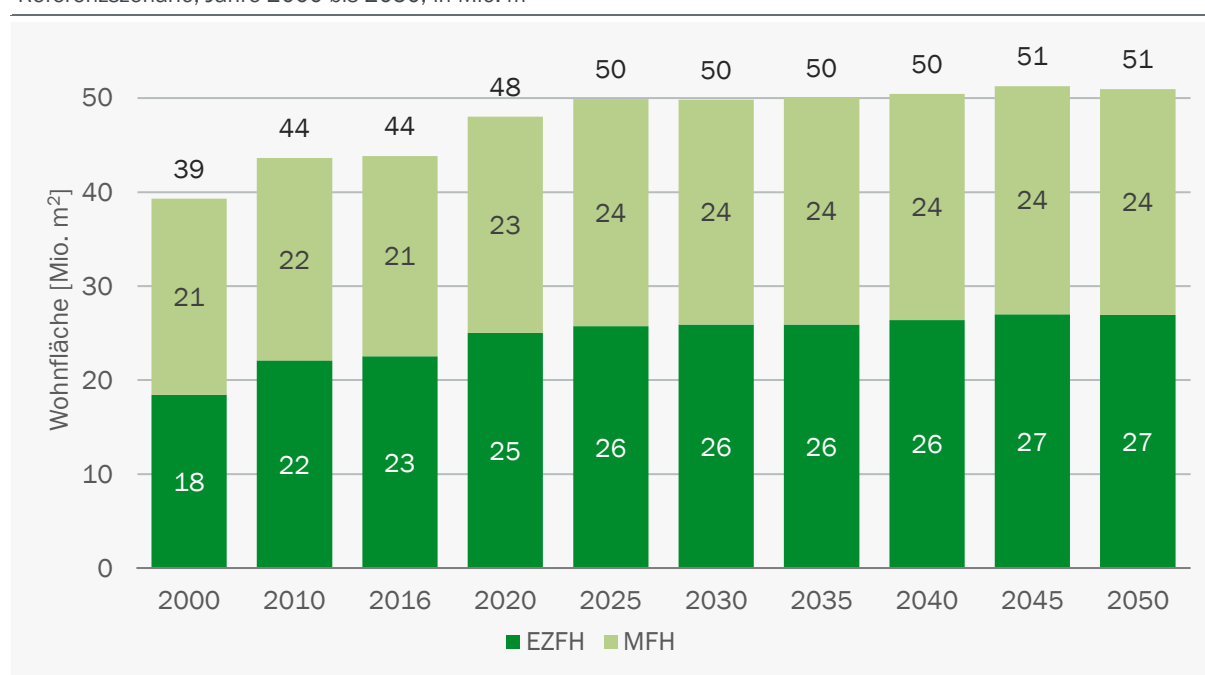
Als Maß für die Sanierungsaktivität kann die Sanierungsrate genutzt werden. Die hier verwendete Definition für die energetische Sanierungsrate bezieht sich auf die Wohnfläche: Die Sanierungen einzelner Bauteile (u. a. Fassade, Fenster, Dach, Keller/Boden) werden zu Vollsanierungen aggregiert und auf die Wohnfläche umgelegt. Im Referenzszenario bleibt diese Rate bis zum Jahr 2050 annähernd konstant und beträgt bei EZFH 1 %, bei MFH 1,35 % (bezogen auf den Gesamtgebäudebestand). Die im Referenzszenario ansteigenden Energiepreise erhöhen einerseits die Wirtschaftlichkeit energetischer Sanierungen, andererseits werden die möglichen Einsparungen im Zeitverlauf geringer, da auch der mittlere Energieverbrauch der noch nicht sanierten Gebäude

¹³ Viele der durchgeführten energetischen Sanierungen umfassen nur ein oder zwei Bauteile (z. B. Fenster und Dach oder Teile der Außenfassade). Bei solchen Teilsanierungen wird der Energieverbrauch weniger reduziert als bei Vollsanierungen. Bei der Modellierung werden zur Vereinfachung die Teilsanierungen gewichtet und zu Vollsanierungen zusammengefasst.

abnimmt (entspricht dem Verbrauch vor Sanierung).¹⁴ Wird nur der Altbestand betrachtet (Bestand ohne Neubau der vergangenen rund 30 Jahre), ergeben sich höhere Sanierungsraten. Für die EZFH beträgt die Rate im Zeitraum 2010 bis 2016 rund 1,4 %, bei den MFH 1,65 % (eigene Abschätzung basierend auf IWU (2018b)). Der jährliche Anteil sanierter Wohnflächen stieg in den letzten Jahren leicht an (Abbildung 30). Dieser Trend setzt sich in der Referenzentwicklung bis etwa 2030 fort und stagniert dann (Abbildung 30).

Abbildung 30: Energetisch sanierte Wohnfläche, nach Gebäudetypen

Referenzszenario; Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Sanierte Wohnfläche: Teilsanierungen zu Vollsanierungen aggregiert

Quelle: eigene Berechnung

Für den Betrieb von Elektrogeräten und die Beleuchtung nutzten die privaten Haushalte im Jahr 2016 rund 11 % der von ihnen verbrauchten Endenergie. Bezogen auf den Stromverbrauch waren es sogar annähernd 60 %. Entscheidend für den Gesamtstromverbrauch dieser Geräte und Anlagen sind neben Zahl und Größenstruktur der Haushalte deren Ausstattung mit Geräten sowie die energetische Qualität der Geräte. Die Zahl der betriebenen Elektrogeräte ist an die Bevölkerungsentwicklung geknüpft. Die Ausstattungsquoten (Geräte je Haushalt) und deren zeitliche Entwicklung unterscheiden sich bei den einzelnen Geräten sehr stark. Beispielsweise steigt die Zahl von Tablets, Routern, Geschirrspülern und Wäschetrocknern weiter an. Bei Waschmaschinen und Kühlgeräten zeigt sich eine Sättigung, die Ausstattungsquoten verändern sich nicht mehr wesentlich. Rückläufig ist die Ausstattungsquote u. a. bei Videogeräten und Desktop-PC.

¹⁴ Bei Gebäuden mit hohem Energieverbrauch bestehen stärkere Anreize für eine energetische Sanierung als bei Gebäuden, welche bereits einen vergleichsweise hohen Effizienzstandard aufweisen, da bei der Sanierung von energetisch «schlechten» Gebäuden mehr Energie und damit auch mehr Energiekosten eingespart werden können. Entsprechend werden die «schlechten» Gebäude in der Regel zuerst energetisch saniert. Dadurch steigt indirekt auch der mittlere Effizienzstandard der noch nicht sanierten Gebäude im Zeitverlauf an.

In vielen Kategorien hat sich die energetische Qualität der Geräte in den letzten Jahren stark verbessert, auch wegen der deutlichen Reduktion des Stromverbrauchs im Bereitschaftsbetrieb (Stand-by). Die effizienteren Neugeräte diffundieren zunehmend in den Gerätebestand und verringern dort den mittleren Verbrauch. Bei langlebigen Geräten wie Kühl- oder Gefriergeräten dauert dies länger als bei vergleichswisen kurzlebigen Geräten wie PCs oder Lampen. In allen Gerätegruppen ergeben sich im Referenzszenario weitere Effizienzverbesserungen (Tabelle 17). Gedämpft wird die Abnahme des spezifischen Verbrauchs durch die zunehmende Größe der Geräte. So ließ sich in den vergangenen Jahren beispielsweise bei Kühl- und Gefriergeräten, Waschmaschinen und bei TV-Geräten ein deutlicher Anstieg der mittleren Gerätegröße beobachten (beispielsweise Kühlvolumen oder Bildschirmdiagonale).

Tabelle 17: Spezifischer Verbrauch von Elektrogeräten

Erstgeräte, Bestandsmittelwerte in kWh (bzw. kWh/m²) pro Jahr

Gerät	2000	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Waschmaschinen	223	163	150	136	131	128	-21 %
Wäschetrockner	331	274	250	195	158	143	-48 %
Kühlschränke	275	167	146	125	121	118	-29 %
Kühl-Gefrier-Kombis	499	305	262	208	188	177	-42 %
Gefriergeräte	391	234	205	173	158	149	-36 %
Geschirrspüler	313	230	217	199	188	181	-21 %
Laptop, Tablet	39	17	15	15	15	15	-13 %
TV	168	135	111	103	98	93	-31 %
Beleuchtung [kWh/m ²]	3,5	2,5	1,8	1,4	1,2	1,0	-61 %

Quelle: eigene Berechnung

4.1.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)

Die zentralen Mengenfaktoren bei der Modellierung der Sektoren GHD und Landwirtschaft sind die Bruttowertschöpfung und insbesondere die Zahl der Erwerbstätigen, unterschieden nach Branchen. Die Zahl der Erwerbstätigen nach Branchen wird genutzt, um die Aktivitätsgrößen fortzuschreiben, z. B. die beheizte Nutzfläche, den Lichtbedarf oder die Ausstattung mit Bürogeräten.

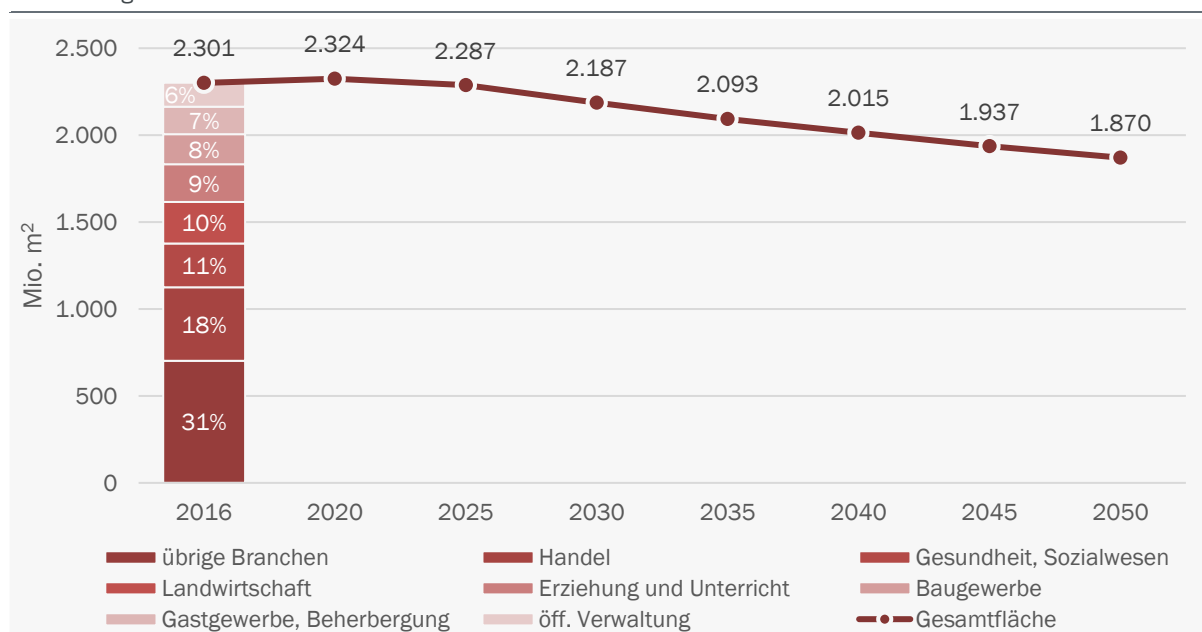
Die Zahl an Erwerbstätigen im GHD-Sektor wächst bis etwa 2020/2025 an, danach verringert sie sich und liegt im Jahr 2050 um 16 % niedriger als 2016 (Kapitel 3.2). Hauptursache für den Rückgang ist die demografische Entwicklung, die Bevölkerung schrumpft und wird älter. Zwischen den Branchen zeigen sich deutliche Unterschiede. Stark rückläufig ist die Zahl der Erwerbstätigen bei Finanz- und Versicherungsdienstleistungen (-40 %) und im Baugewerbe (-33 %; jeweils 2050 ggü. 2016). In der Branche Erziehung und Unterricht (-9 %) sowie im Grundstückswesen und bei den unternehmensnahen Dienstleistungen (-9 %) ist der Rückgang gering. Im Gesundheits- und Sozialwesen nimmt die Anzahl an Erwerbstätigen geringfügig zu (+5 %).

Aufgrund der großen Bedeutung der Raumwärme für den Endenergieverbrauch des Sektors ist die Entwicklung der beheizten Flächen eine wichtige indikative Größe. Diese werden mittels eines

Kohortenmodells auf Basis der historischen Entwicklung, differenziert nach Branchen und Gebäudealtersklassen berechnet. Nach einer moderaten mittleren Ausweitung der beheizten Flächen um 1,2 % p. a. in der Vergangenheit setzt ab etwa 2020 eine Trendumkehr ein und die beheizten Flächen nehmen von 2.324 Mio. m² im Jahr 2020 auf 1.870 Mio. m² im Jahr 2050 ab (-0,8 % p. a.; Abbildung 31). Die Verteilung der beheizten Flächen auf die Branchen bleibt hierbei nahezu unverändert.

Abbildung 31: Entwicklung der beheizten Flächen im GHD-Sektor (inkl. Landwirtschaft)

Darstellung in Mio. m²



Quelle: eigene Berechnung

4.1.5 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung wird im Wesentlichen von drei zentralen Faktoren beeinflusst: dem Ausbau erneuerbarer Energien, der Stromnachfrage und sowie den Grenzkosten fossiler Erzeugung.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Referenzszenario orientiert sich kurz- und mittelfristig an den Regelungen des EEG 2017. Für Wind Onshore wurde für den Zeitraum 2020 bis 2030 ein Ausbaukorridor von 2,8 GW jährlich angesetzt. Dieser ergibt sich aus dem im EEG festgeschriebenen Ausbaukorridor von 2,9 GW p. a. sowie einer angenommenen Realisierungswahrscheinlichkeit von 95 %. Zwischen 2030 und 2040 steigt im Referenzszenario der durchschnittliche jährliche Zubau auf 3,5 GW. Zum einem werden damit Altanlagen ersetzt, die ihr technisches Lebensende erreicht haben. Zum anderen führen die steigenden Preise für fossile Brennstoffe und EU-EHS-Zertifikate zu einer besseren Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Ab 2040 steigt der durchschnittliche jährliche Bruttozubau auf über 5 GW p. a. Der aktuelle Rückgang beim Zubau neuer Anlagen aufgrund von Genehmigungsschwierigkeiten und Klagen konnte aufgrund des Zeitpunktes der Modellberechnungen nicht berücksichtigt werden.

Bei Wind Offshore wurde für das Jahr 2030 analog zum EEG 2017 eine installierte Leistung von 15 GW zu Grunde gelegt. Dieses beinhaltet einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau von

zunächst 0,5 bzw. 0,7 GW. Ab Mitte der 2020er Jahre steigt der jährliche Bruttozubau auf 0,84 GW an. Dieser Wert wird nach 2030 fortgeschrieben. Die bestehenden Unsicherheiten, dass bei ungünstigen Marktbedingungen ein Teil der 2017 und 2018 verauktionierten Leistung nicht oder verzögert errichtet wird, wurden in der Referenz nicht abgebildet.

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Referenz basiert in den Jahren 2020 bis 2025 auf den im EEG verankerten Ausbaukorridor von 2,5 GW p. a. Ab 2025 steigt dieser Ausbau aufgrund der sich weiter verbessernden Wirtschaftlichkeit an, auf 3 GW im Jahr 2030 und 6 GW ab 2040. Die EEG-Sonderausschreibungen des Energiesammelgesetzes, das am 1.1.2019 in Kraft getreten ist, wurden im Referenzszenario nicht berücksichtigt. Bei Wind und Photovoltaik wurde im Referenzszenario als technische Lebensdauer jeweils 20 Jahre angesetzt.

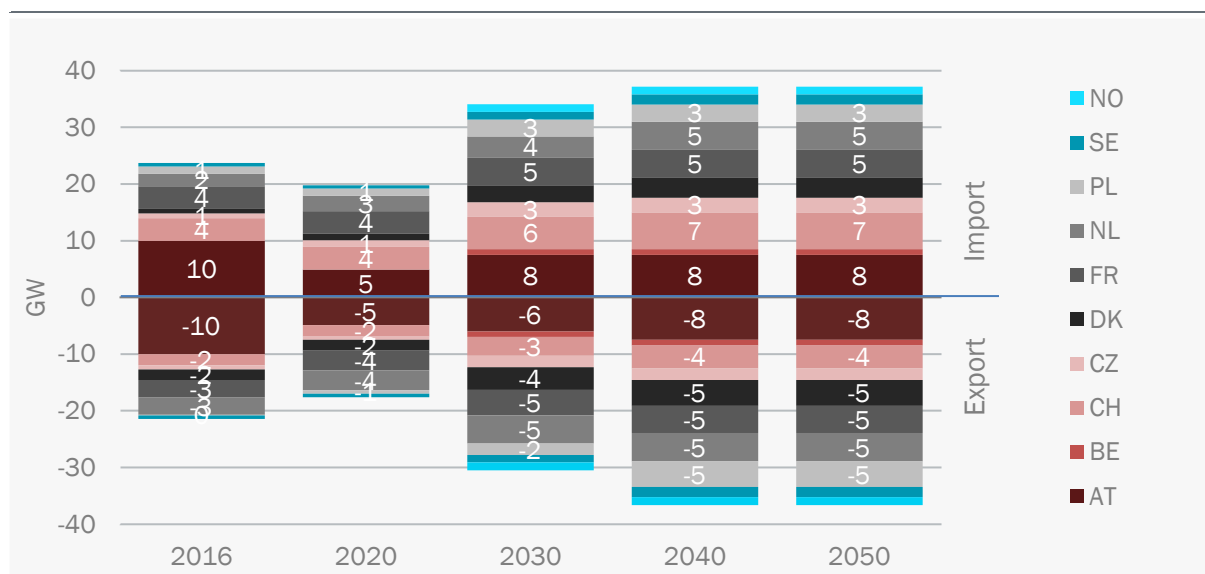
Die Entwicklung der Stromnachfrage ist der zweite zentrale Baustein für die Entwicklung der Stromerzeugung. Die jährliche Nachfrage ist Ergebnis der Modellierung in den Nachfragesektoren und wird bottom-up für die einzelnen Anwendungen, Branchen und Sektoren ermittelt. Eine detaillierte Beschreibung der Entwicklung der Stromnachfrage erfolgt in Kapitel 4.2.3. Auf Basis der jährlichen Stromnachfrage pro Sektor und Anwendung werden stündliche Lastprofile erstellt. In Kapitel 11.3.6 wird das Vorgehen genauer beschrieben.

Die dritte zentrale Einflussgröße auf den Strommarkt sind die Grenzkosten der fossil-thermischen Erzeugung. Diese ergeben sich aus den Brennstoffpreisen, den Preisen für EU-EHS-Zertifikate und den technischen Parametern der Kraftwerke. Sie haben kurzfristig einen Einfluss auf die Einsatzplanung der Kraftwerke und damit auf die Großhandelspreise. Mittel- und langfristig bestimmen sie die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke und damit den Neubau, Retrofit oder die vorzeitige Stilllegung von Anlagen. Die angenommenen Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas sowie die Preise für EU-EHS-Zertifikate sind in Kapitel 3.3 dargestellt.

Darüber hinaus wurden weitere Annahmen getroffen, die für alle berechneten Szenarien identisch sind:

- Versorgungssicherheit: Es erfolgte in diesem Projekt keine deterministische oder probabilistische Bestimmung der vorzuhaltenden Leistung bzw. der Lastausgleichswahrscheinlichkeit. Alle Szenarien sind aber so ausgestaltet, dass zu jedem Zeitpunkt die Last durch inländische Kraftwerksleistung, Importe oder Lastmanagement gedeckt werden kann.
- Für das europäische Ausland wurde unterstellt, dass die bestehenden Klimaschutzanstrengungen weitergeführt oder intensiviert werden. Kurz- und mittelfristig wurden hierfür aktuelle politische Programme und die NECP-Entwürfe anderer EU-Mitgliedstaaten herangezogen.
- Die Handelskapazitäten orientieren sich an den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans 2015 und 2017 sowie dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018. Die unterstellten Handelskapazitäten sind in Abbildung 32 dargestellt.
- Die Modellierungen erfolgen für alle Länder auf stündlicher Basis (Wetterjahr 2012). Eine detaillierte Beschreibung des Prognos-Strommarktmodells befindet sich im Anhang in Kapitel 11.3.6.

Abbildung 32: Mittlere verfügbare Handelskapazitäten der Grenzkuppelleitungen für Deutschland in GW



Österreich: Werte für 2016 sind hypothetisch, da es aufgrund der bis zum 30.9.2018 bestehenden gemeinsamen Stromgebotzone keine Engpassbewirtschaftung der Handelskapazitäten gab.

Quelle: eigene Berechnung

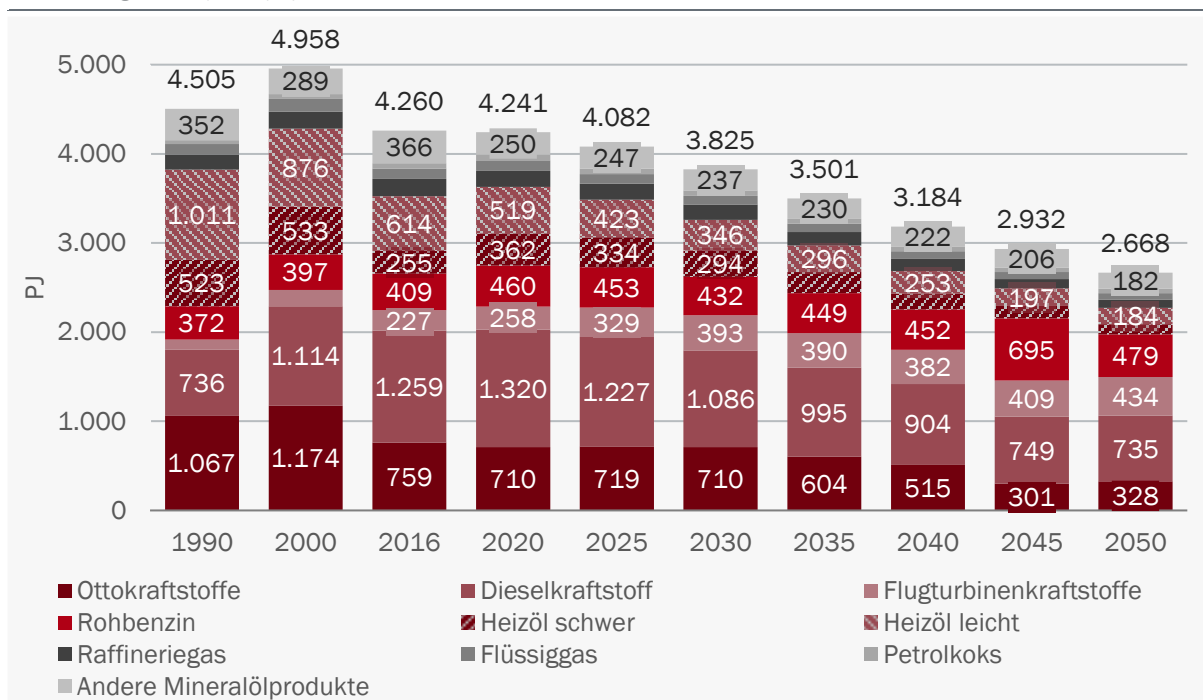
4.1.6 Sonstige Umwandlung

Die Sonstige Umwandlung umfasst nach den Konventionen der deutschen Energiebilanz Kokerien, Brikettfabriken, Mineralölverarbeitung sowie die Sonstigen Energieerzeuger.

Im Referenzszenario geht die Nachfrage nach Mineralölprodukten bis 2050 um rund 36 % zurück. Der Rückgang ist vor allen Dingen auf die zunehmende Effizienz und die Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor zurückzuführen. Die Mineralölverarbeitung reagiert auf diesen Rückgang der Nachfrage, weshalb die Produktion in gleichem Ausmaß sinkt. Neben einem Rückgang der Produktion kommt es aufgrund der Nachfrageveränderungen auch zu einer Verschiebung beim Fraktionsverhältnis der Produkte. Bei den Mitteldestillaten nimmt der Anteil der Flugturbinentreibstoffe am Gesamtoutput von rund 5 % im Jahr 2016 auf 16 % im Jahr 2016 zu. Gleichzeitig geht Heizöl von einem Anteil von 14 % auf rund 7 %. Der Anteil an Dieselkraftstoffen bleibt bis 2030 relativ konstant. Bei den Benzenen steigt der Output an Rohbenzin aufgrund der Nachfrage der Chemischen Industrie bis 2050 moderat an, gleichzeitig geht der Anteil von Ottokraftstoffen bis 2050 von 18 % auf rund 12 % zurück.

Abbildung 33: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung

Darstellung in Petajoule (PJ)



Quelle: eigene Berechnung

4.2 Ergebnisse

4.2.1 THG-Emissionen

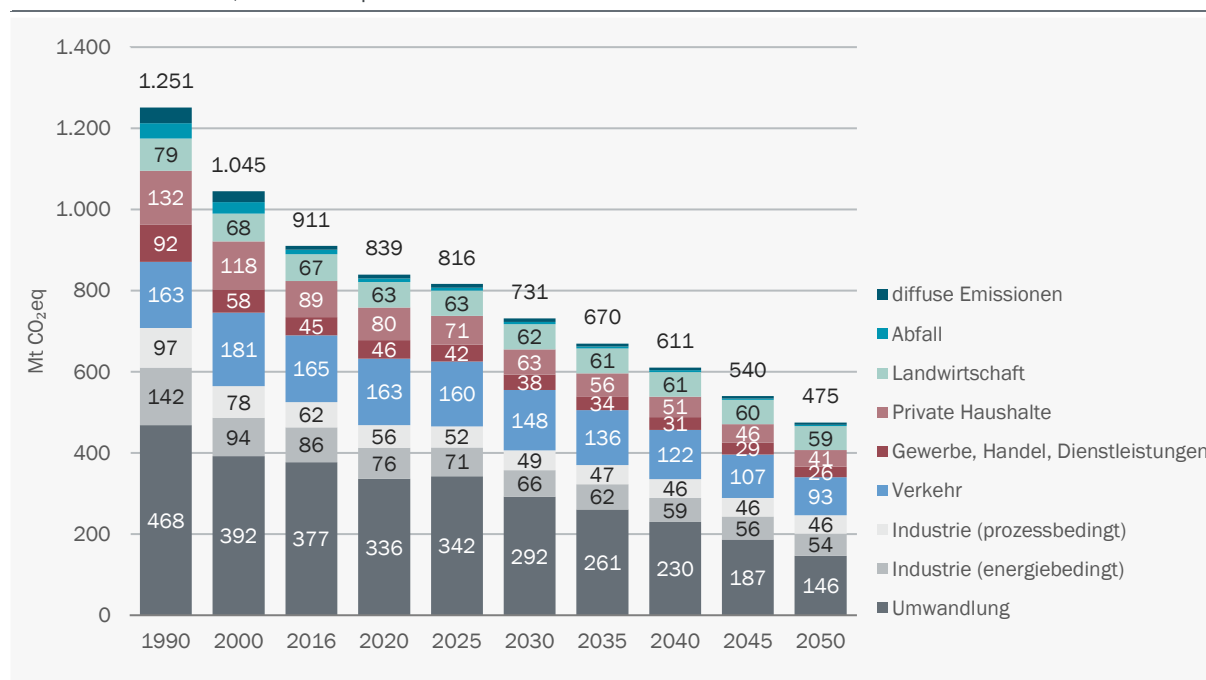
In Deutschland wurden im Jahr 2016 rund 911 Mt CO₂eq emittiert (ohne LULUCF). In der Referenzentwicklung verringern sich die ausgestoßenen Treibhausgase bis zum Jahr 2030 auf 731 Mt CO₂eq (-42 % ggü. 1990). Knapp 40 % der im Jahr 2016 ausgestoßenen THG-Emissionen entfielen auf den Umwandlungssektor, hauptsächlich auf die Erzeugung von Strom und Fernwärme. Im Zeitraum 2016 bis 2030 leistet der Umwandlungssektor den größten Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen, insbesondere durch den Rückgang der Stromproduktion aus Kohle. Im Verkehrssektor sind die Emissionen in den Jahren 2008 bis 2016 wieder leicht angestiegen. Erst nach 2020 zeigt sich in der Referenzentwicklung ein Rückgang der Emissionen, der bis 2030 noch gering ausfällt. Die energiebedingten Emissionen der Industrie und die Emissionen des GHD-Sektors verringern sich zwischen 2016 bis 2030 um rund 20 %, im Haushaltssektor ist der Rückgang mit 29 % etwas höher.

Nach 2030 setzt sich in der Referenzentwicklung der Rückgang der THG-Emissionen in allen Sektoren fort. Die Emissionen verringern sich bis zum Jahr 2050 auf 475 Mt CO₂eq (-62 % gegenüber 1990). Auch zwischen 2030 und 2050 zeigen sich die größten Emissionseinsparungen im Umwandlungssektor. Im Jahr 2050 werden noch rund 7 % des Stroms mit Kohle erzeugt (2016: 39 %). Mit der Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs nehmen auch die Einsparungen im Verkehrssektor längerfristig zu. Zu geringen Emissionsminderungen kommt es in der Landwirtschaft (-11 % im Zeitraum 2016 bis 2050). Der Großteil der landwirtschaftlichen Emissionen ist auf Methanemissionen aus der Tierhaltung und Lachgasemissionen aus

landwirtschaftlichen Böden zurückzuführen. Während die Lachgasemissionen tendenziell leicht abnehmen, bleiben die Methanemissionen in etwa auf dem heutigen Niveau. Der Anteil der Landwirtschaft an den gesamten THG-Emissionen nimmt zu, von rund 7 % im Jahr 2016 auf 12 % im Jahr 2050.

Abbildung 34: Referenzszenario: Treibhausgasemissionen nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018) und UBA (2019)

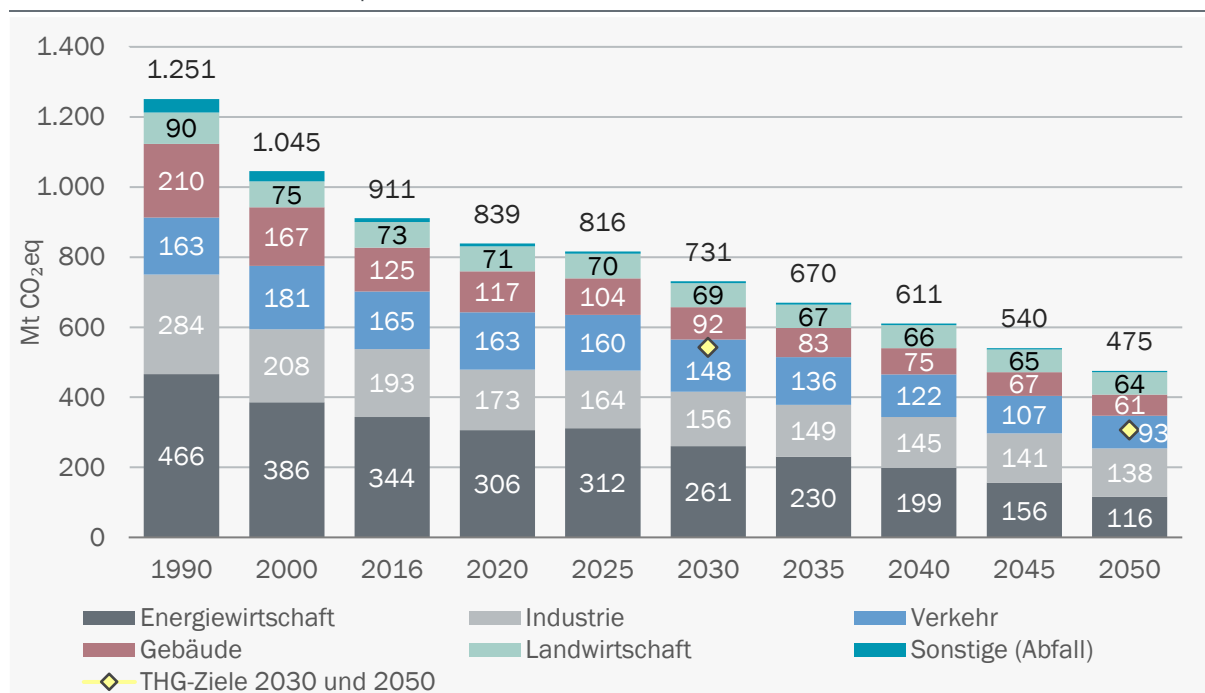
In Abbildung 35 ist die Entwicklung der THG-Emissionen in der Abgrenzung des Klimaschutzplans dargestellt. Gegenüber der Sektorabgrenzung nach Energiebilanz ergeben sich folgende zentrale Unterschiede (Öko-Institut et al. 2018; Kapitel 2.4):

- Der Gebäudesektor umfasst die Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs – ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft.
- Der Industriesektor beinhaltet die energiebedingten Emissionen der Industrie, die industriellen Prozessemissionen, die Emissionen der Industriekraftwerke sowie den bauwirtschaftlichen Verkehr.
- Der Sektor Energiewirtschaft umfasst die Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie die Emissionen der sonstigen Umwandlung (u. a. Raffinerien) – ohne die Industriekraftwerke.
- Die Abgrenzung der Emissionen im Verkehrssektor ist identisch mit der Abgrenzung nach Energiebilanz. Gemäß internationalen Konventionen werden die Emissionen des internationalen See- und Luftverkehrs nicht im Verkehrssektor ausgewiesen (gilt auch für die Emissionen in Tabelle 4).

- Der Sektor Landwirtschaft enthält sowohl die energiebedingten Emissionen als auch die nicht energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft.

Abbildung 35: Referenzszenario: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplan

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019), ab 2016 eigene Berechnung

Tabelle 18: Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzgesetz und Referenzszenario

in Mt CO₂eq

Sektor	2016		Zielwert KSG (2019)	2030 Referenz	Abweichung Referenz ggü. KSG
	Statistikwert	Zielwert KSP (2016)			
Energiewirtschaft	344	175 - 183	175	261	+49 %
Industrie	193	140 - 143	140	156	+11 %
Gebäude	125	70 - 72	70	92	+32 %
Verkehr	165	95 - 98	95	148	+56 %
Landwirtschaft	73	58 - 61	58	69	+18 %
Sonstige (Abfall)	11	5	5	5	+9 %
Insgesamt	911	543 - 562	543	731	+35 %

Vorgabe der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 - 2018), UBA (2019) und BMU (2016)

In der Referenzentwicklung werden die Reduktionsziele des Klimaschutzplans 2050 und des Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 in allen Sektoren verfehlt. Am größten sind die Zielverfehlungen in den Sektoren Energiewirtschaft und Verkehr (Tabelle 18).

4.2.2 Primärenergie

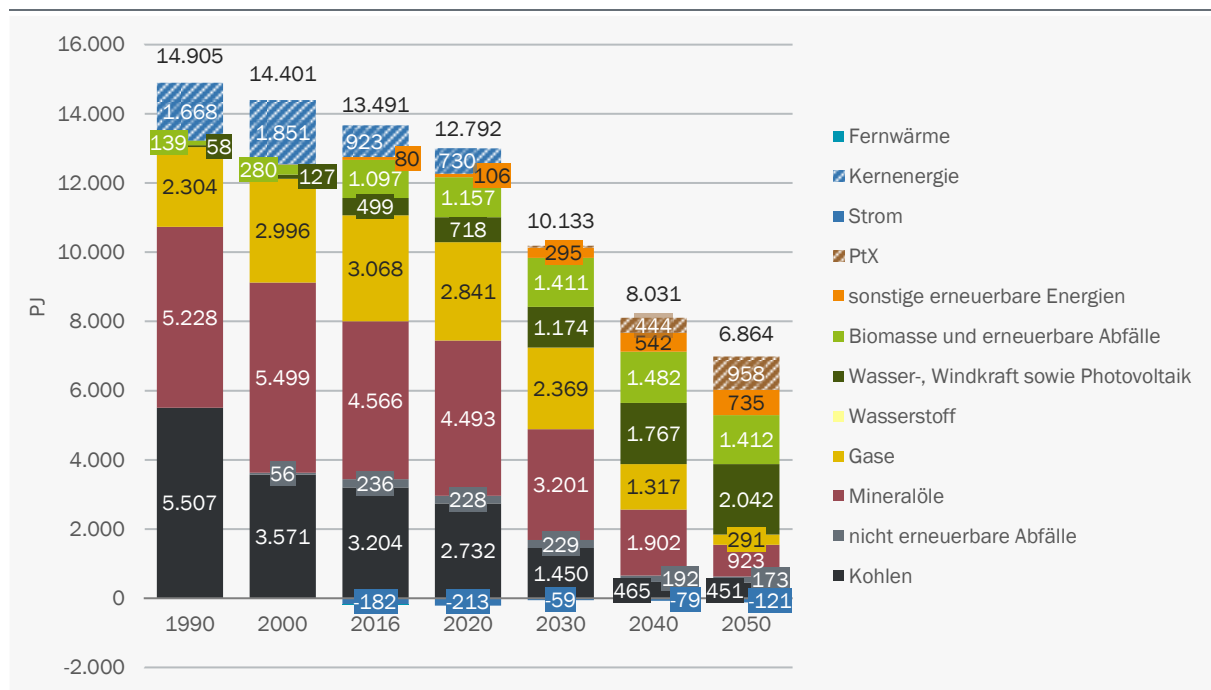
Der Primärenergieverbrauch verringert sich im Zeitraum 2016 bis 2030 im Mittel um 1 % p. a. auf 11.418 PJ. Nach 2030 beschleunigt sich der Rückgang auf 1,2 % p. a.. Die Effizienzziele bezüglich des Primärenergieverbrauchs von -30 % bis 2030, respektive -50 % bis 2050 gegenüber 2008 werden deutlich verfehlt (2030: -21 %; 2050: -37 %).

Die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs verändert sich im Zeitverlauf. Mit der Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022 fällt der Verbrauch von Kernenergie weg. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, fossile Gase und Mineralölprodukte beträgt bis 2030 weiterhin rund 80 %. Nach 2030 nimmt der Anteil ab, 2050 liegt er bei noch 71 %. Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger (u. a. Wind, Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse) von 12 % im Jahr 2016 über 19 % im Jahr 2030 bis auf 29 % im Jahr 2050. An Bedeutung gewinnen Photovoltaik, Windkraft und Umweltwärme, während der Verbrauch an Biomasse leicht zurückgeht.

Die Außenhandelsbilanz des Stroms ist im Verlauf der Jahre weitgehend ausgeglichen, entsprechend bleibt die Bedeutung von Strom auf der Ebene Primärenergie gering (keine stark ansteigenden Import- oder Exportmengen).

Abbildung 36: Referenzszenario: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018)

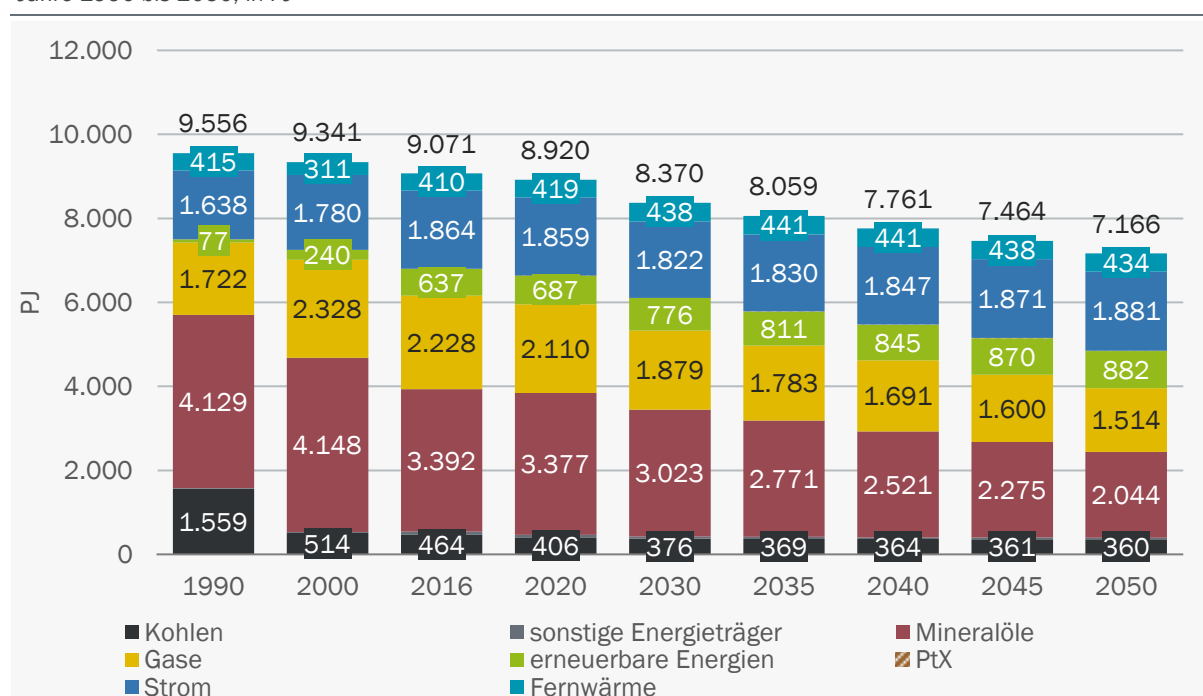
4.2.3 Endenergieverbrauch insgesamt

Der Endenergieverbrauch verringert sich bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um 8 % auf 8.370 PJ (inkl. Treibstoffe für den internationalen Flugverkehr).¹⁵ Langfristig – bis zum Jahr 2050 – sinkt der Verbrauch um 21 % auf 7.166 PJ (Abbildung 37).

Treiber für den Rückgang sind die zunehmende Effizienz der Geräte, Gebäude, Anlagen und Fahrzeuge sowie die demografische Entwicklung. Zusätzlich zu den Faktoren Effizienz und Demografie verringern Substitutionen den Verbrauch fossiler Energieträger. Deren Anteil am Endenergieverbrauch nimmt von 68 % im Jahr 2016 auf 55 % im Jahr 2050 ab. Sowohl der Verbrauch an Mineralölprodukten (-1.348 PJ; -40 %) als auch der Verbrauch an fossilen Gasen (-714 PJ; -32 %; im wesentlichen Erdgas) verringert sich im Zeitraum von 2016 bis 2050 stark. Im Verkehrssektor werden nach 2030 insbesondere im Pkw-Bereich Verbrennungsmotoren zunehmend durch Elektromotoren ersetzt. Im Bereich der Gebäudewärme (Raumwärme, Warmwasser) werden Wärmepumpen wichtiger. Der Einsatz dieser Stromanwendungen wird durch den zunehmend CO₂-ärmeren Strommix der inländischen Erzeugung begünstigt (Kapitel 4.1.5).

Abbildung 37: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung, basierend auf AGEb (2008 – 2018)

Trotz der zunehmenden Bedeutung des Stroms im Verkehrs- und Gebäudesektor verändert sich der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum nicht wesentlich. Bis 2030 ist der Verbrauch leicht rückläufig. Ursächlich dafür sind die höhere Effizienz der Geräte, Leuchten und Anlagen sowie

¹⁵ Der hier angegebene Wert ist geringfügig niedriger als der im März veröffentlichten Zwischenbericht zu den Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 (Prognos, 2020a) aufgeführte Wert: Im vorliegenden Bericht wird die zur Fernwärmeerzeugung ausgekoppelte industrielle Abwärme zum Zweck einer ausgeglichenen Energiebilanz vom Endenergieverbrauch abgezogen und dem Umwandlungseinsatz zugerechnet.

strukturelle Verschiebungen, u. a. der Ersatz konventioneller Stromdirekt- und Speicherheizungen. Nach 2030 steigt der Stromverbrauch langsam an und liegt im Jahr 2050 um 1 % über dem Verbrauch des Jahres 2016.

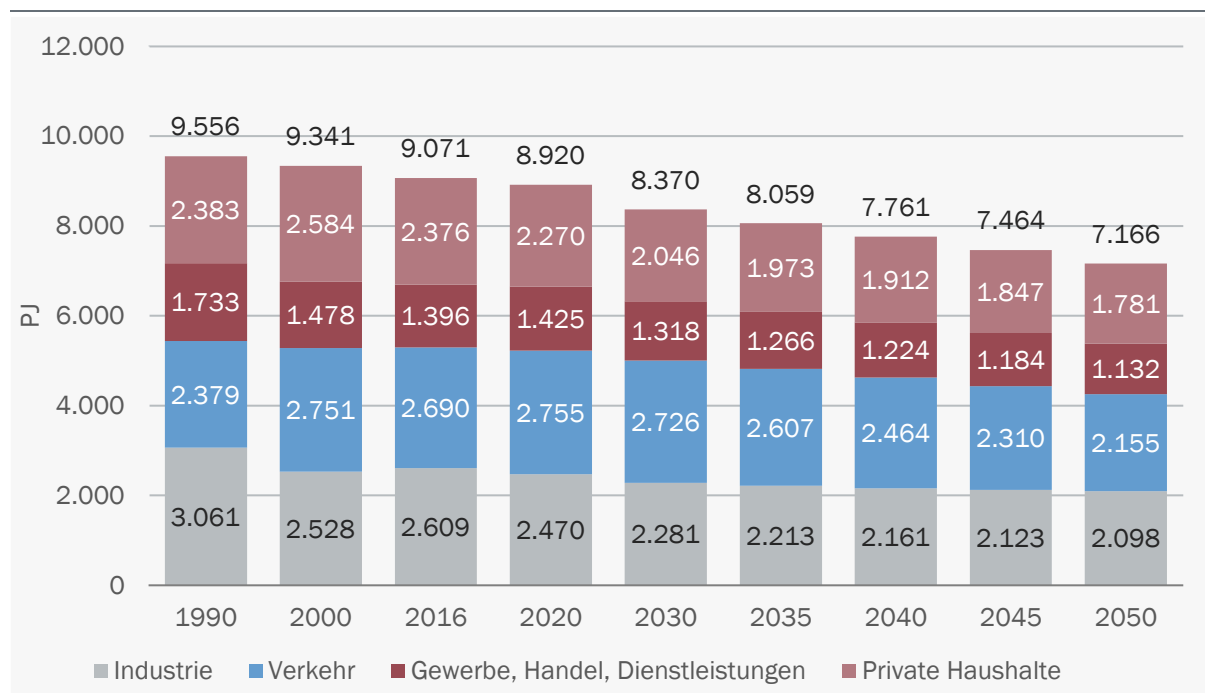
Auch die Nachfrage nach Fernwärme verändert sich im Zeitverlauf nicht wesentlich. Der Verbrauch erhöht sich im Szenarienzeitraum leicht, steigt aber nicht über das durchschnittliche Niveau von 2008 bis 2012. Strombasierte Energieträger werden in der Referenzentwicklung nur sehr selten und ausschließlich in Form von Wasserstoff im Verkehrsbereich eingesetzt.

Die Bedeutung der Verbrauchssektoren am Endenergieverbrauch verändert sich im Szenarienzeitraum 2016 bis 2050 nur geringfügig (Abbildung 38):

- Private Haushalte: Der Endenergieverbrauch nimmt um 25 % ab, der Verbrauchsanteil verringert sich von 26 % auf 25 %.
- GHD: Der Verbrauch sinkt um 19 %, der Verbrauchsanteil steigt von 15 % auf 16 %.
- Industrie: Der Verbrauch sinkt um 19 %, der Anteil ist zwischenzeitlich rückläufig, langfristig steigt er wieder auf 29 %.
- Verkehr: Der Verbrauch steigt bis 2025 weiter, ist dann aber deutlich rückläufig. Im Jahr 2050 ist er 20 % niedriger als der Verbrauch des Jahres 2016. Der Anteil bleibt bei 30 %.

Abbildung 38: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Verkehrssektor: inkl. internationalen Flugverkehr, ohne internationalen Seeverkehr

Quelle: eigene Berechnung, basierend auf AGEb (2008 – 2018)

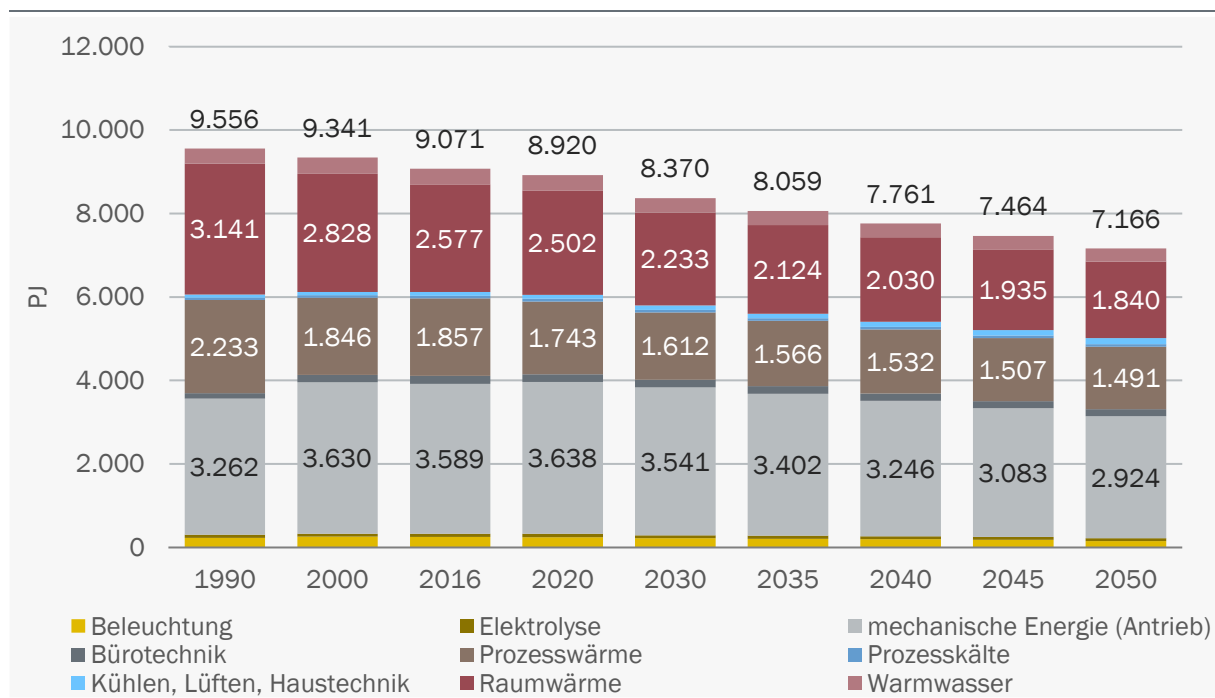
Auch auf Ebene der Verwendungszwecke zeigt sich im Referenzszenario keine wesentliche Verschiebung (Abbildung 39). Leicht rückläufig ist die Bedeutung von Raumwärme (-2,8 %-Punkte)

und Beleuchtung (-0,7 %-Punkte). Die Verbrauchsanteile der übrigen Verwendungszwecke nehmen zu, am größten ist die Zunahme im Bereich Mechanische Energie (+1,1 %-Punkte). Der Verbrauch sinkt im Betrachtungszeitraum bei allen Verwendungszwecken, mit Ausnahme des Bereichs Klima, Lüftung und Heiztechnik (+62 % zwischen 2016 und 2050). Dies ist u. a. auf das wärmer werdende Klima und den damit steigenden Bedarf an Klimakälte zurückzuführen.

Beim Stromverbrauch nach Verwendungszwecken zeigen sich teilweise größere Veränderungen. Sehr stark nimmt der Verbrauchsanteil der Beleuchtung ab (-5,7 %-Punkte im Zeitraum 2016 bis 2050). Leicht rückläufig sind auch die Anteile für Bürotechnik/IKT (-1,1 %-Punkte) und Warmwasser (-0,8 %-Punkte). Mit +4,6 %-Punkten ergibt sich die größte Zunahme bei der Mechanischen Energie (Antriebe). Sie ist auf die zunehmende Elektromobilität zurückzuführen. Der Stromverbrauch für Raumwärme steigt trotz des zunehmenden Einsatzes von Wärmepumpen nicht wesentlich. Gedämpft wird der Anstieg durch die zunehmend effizienter werdenden Gebäude und den Ersatz der vergleichsweise ineffizienter Stromdirektheizungen (wie beispielsweise Nachtspeicherheizungen).

Abbildung 39: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

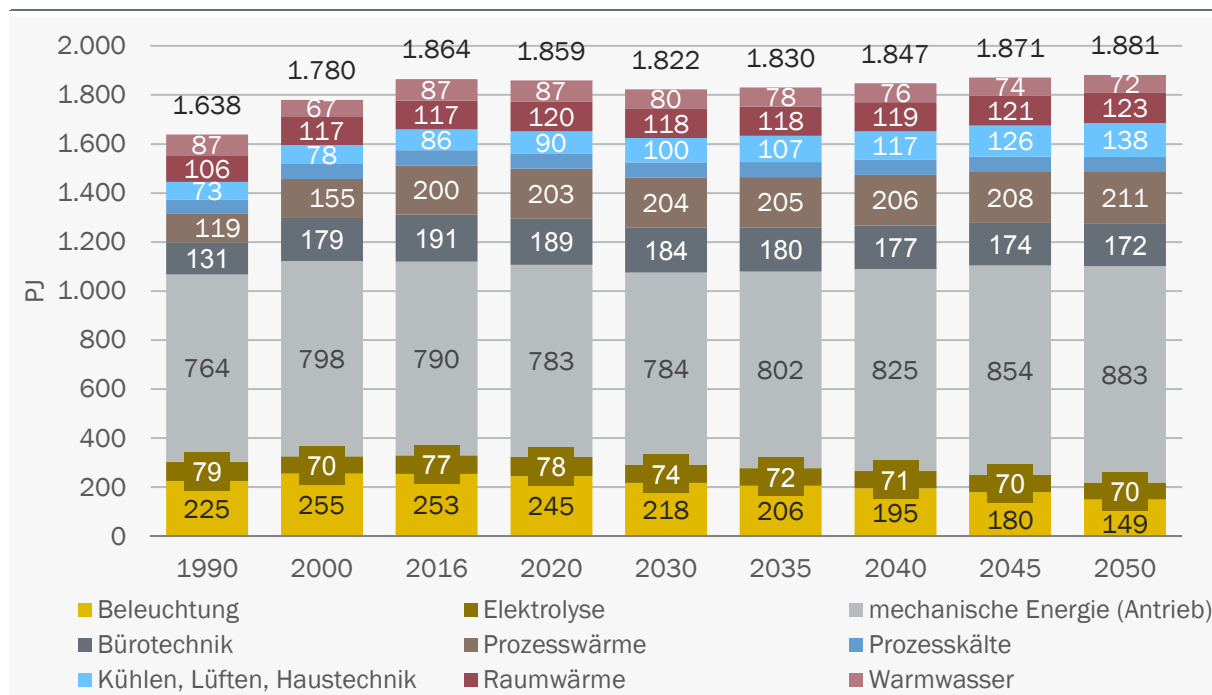
Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung, basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Abbildung 40: Referenzszenario: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



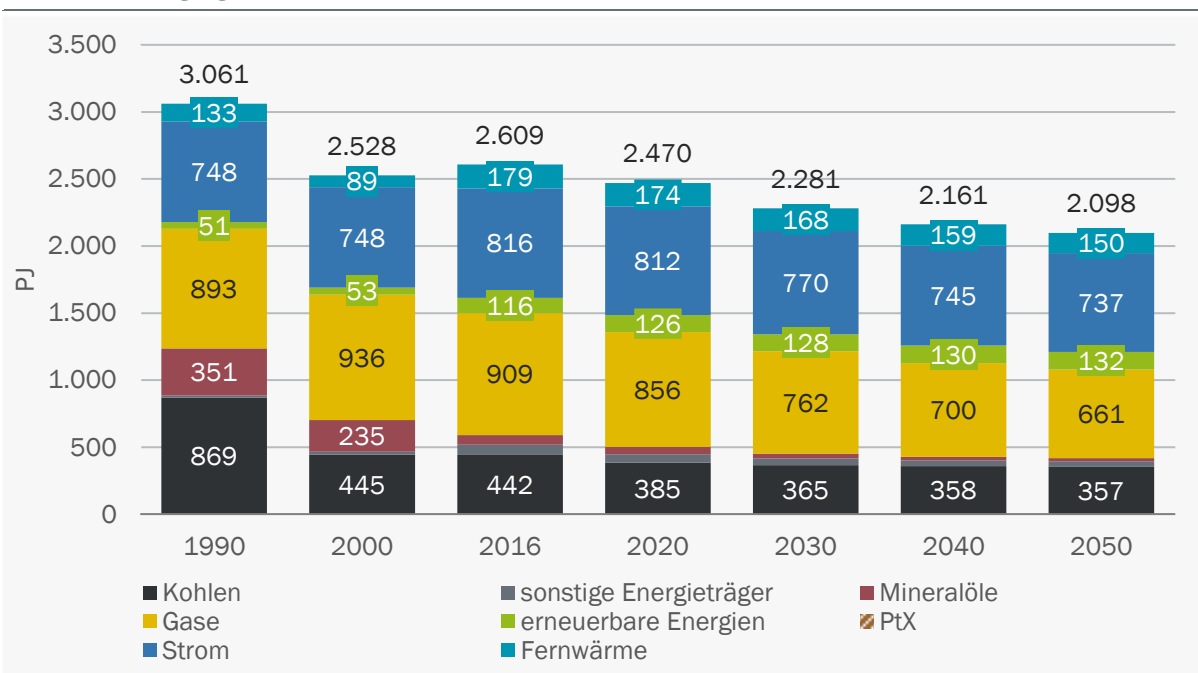
Quelle: eigene Berechnung, basierend auf AGEb (2008 – 2018)

4.2.4 Industrie

Der Endenergieverbrauch in der Industrie verringert sich im Referenzszenario zwischen 2016 und 2030 um 13 % auf 2.281 PJ und zwischen 2030 und 2050 um weitere 7 % auf dann 2.098 PJ (Abbildung 41). Während der Periode 2016 – 2050 ändert sich die Struktur der Endenergieträger nur geringfügig. Im Wesentlichen dominieren Strom mit 34 %, Erdgas mit 29 % und – bedingt durch die Eisenproduktion – Steinkohle mit 13 %. Zwischen 2016 und 2050 nimmt der Anteil der fossilen Energieträger von 57 % auf 51 %. Wo technisch und prozessbedingt möglich, ist bereits heute die Energieträgersubstitution weg von Kohle und Mineralölprodukten hin zu Strom und Erdgas weitgehend abgeschlossen; die Substitution hin zu Erneuerbaren und eine Elektrifizierung setzt sich weiter moderat fort. Außerdem werden sukzessive die branchen- und anwendungsspezifischen Effizienzpotenziale gehoben (Kapitel 4.1.1). Parallel dazu, wie in den Kapiteln 3.2 und 4.1.1 dargelegt, verringert sich die Produktion der meisten energieintensiven Produkte (außer Stahl, Chlor und Papier) bis 2030 sowie weiter bis 2050. Im Zusammenspiel von Produktionsrückgängen und Energieeffizienzgewinnen sinkt der Endenergiebedarf deutlich, nachdem er zwischen 1995 und 2016 ein Plateau von rund 2.550 PJ aufwies.

Abbildung 41: Referenzszenario: Energieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie

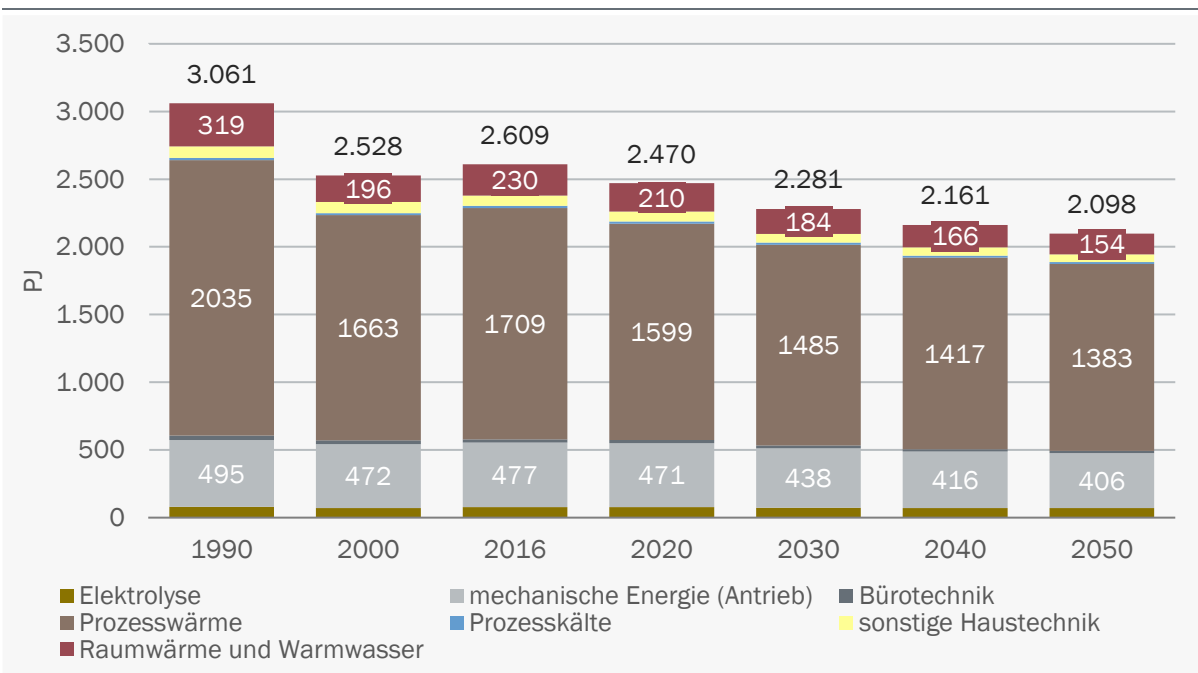
nur Wärmeerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 42: Referenzszenario: Energieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie

nur Wärmeerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ

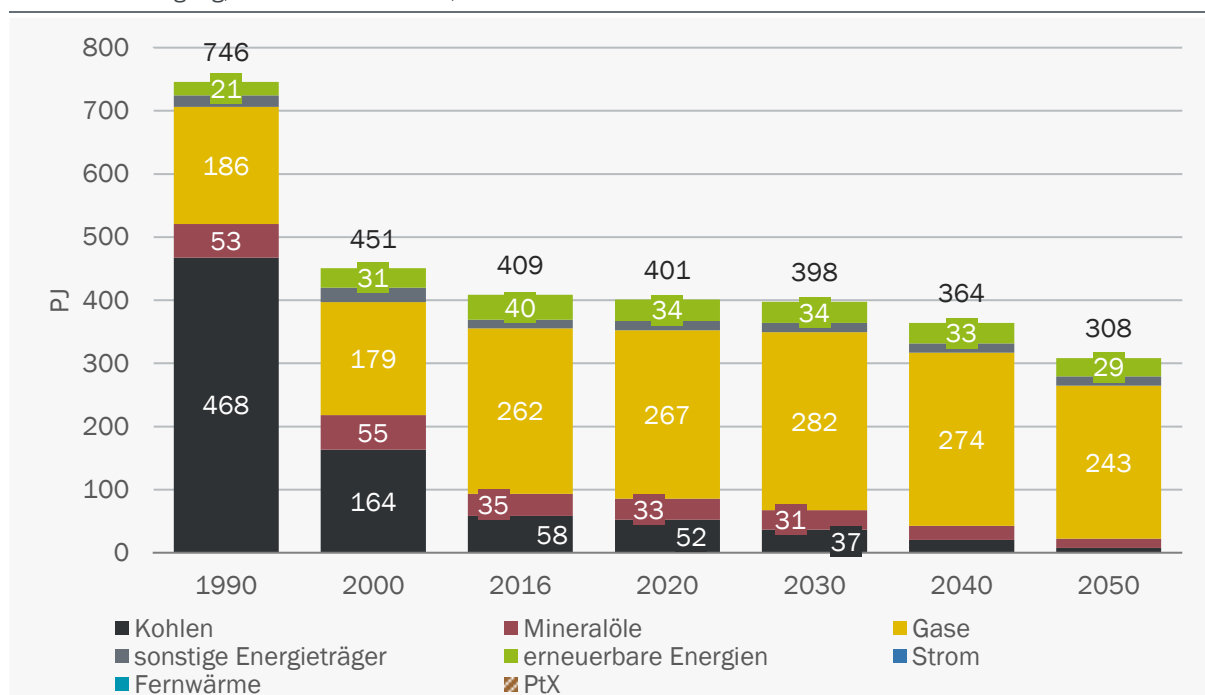


Quelle: eigene Berechnung

Rund zwei Drittel der Energie werden in der Industrie für die Bereitstellung von Prozesswärme und rund ein Fünftel für elektrische Antriebe aufgewendet (Abbildung 42). Lediglich ca. 12 % der Endenergie werden für Gebäude-Anwendungen wie z. B. Raumwärme oder Beleuchtung benötigt. Prozesskälte sowie der Stromeinsatz in industriellen Elektrolyseuren haben eine untergeordnete Bedeutung. Die Anwendungsstruktur ändert sich im betrachteten Zeitraum kaum.

Der Energieträgereinsatz in Industriekraftwerken zur Stromproduktion weist bis 2030 nur geringe Unterschiede in Energieträgereinsatz und -struktur im Vergleich zu 2016 auf. Im Wesentlichen wird zunehmend Erdgas anstelle von Kohlen und Mineralölen eingesetzt: 2030 liegt der Erdgasanteil bei knapp 50 % Erdgas, 2016 waren es noch 40 %. Nach 2030 geht die Eigenerzeugung aufgrund des zunehmenden Bezuges von Strom und Fernwärme aus den öffentlichen Netzen absolut zurück.

Abbildung 43: Referenzszenario: Energieverbrauch nach Energieträgern bei Industriekraftwerken
nur Stromerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

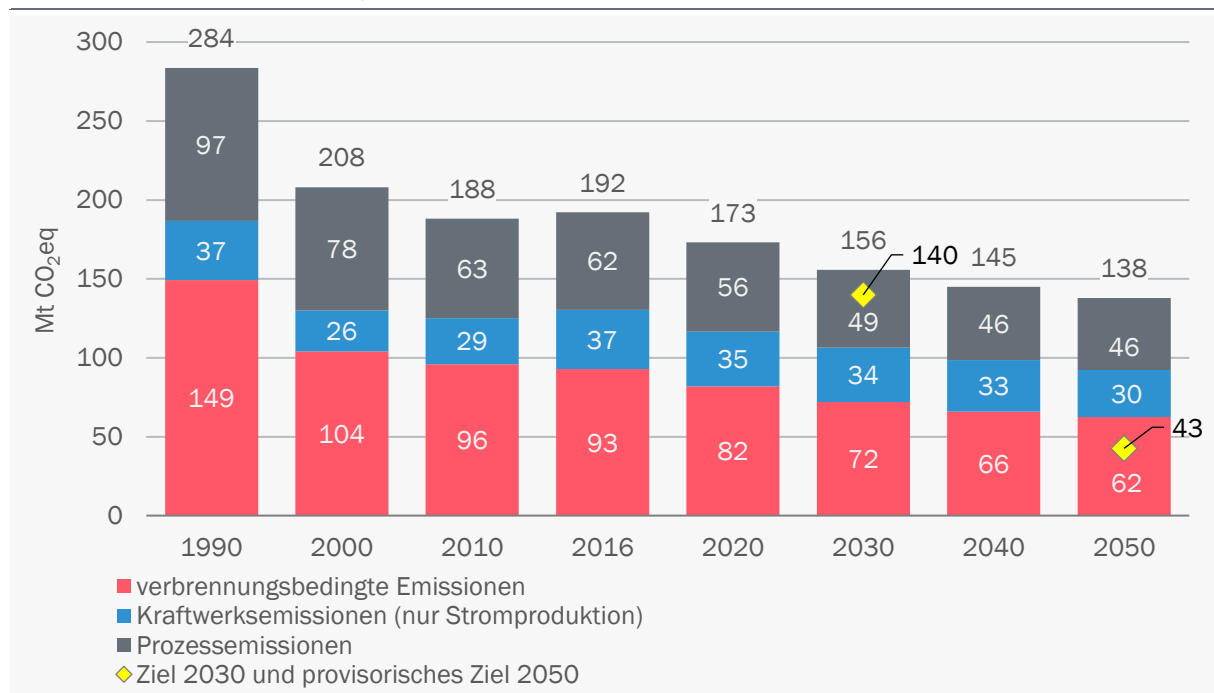
Dem Industriesektor sind in der Abgrenzung des Klimaschutzplans neben dem direkten Energieträgereinsatz zur Wärmeerzeugung vor Ort (in Öfen und Kesseln) auch derjenige zur Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken¹⁶ sowie prozessbedingte Emissionen zugeordnet. Den Prozessemissionen liegt kein Energieträgereinsatz zugrunde. Dies sind THG, die z. B. bei chemischen Umwandlungsprozessen entstehen oder während der Produktanwendungen ausgasen. Die mit dem direkten Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen in der Industrie reduzieren sich von 93 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 72 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-52 % gegenüber 1990). Im Jahr 2050 liegen sie bei 62 Mt CO₂eq (-58 % ggü. 1990). Die Prozessemissionen verringern sich von

¹⁶ Die Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken wird nach der Energiebilanz (EBil) zusammen mit dem direkten Energieträgereinsatz verbucht. Industriekraftwerke umfassen sowohl Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung als auch KWK-Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.

62 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 49 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-49 % ggü. 1990) bzw. 46 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-53 % ggü. 1990). Die Emissionen der Industriekraftwerke (nur Stromerzeugung) gehen unwesentlich von 37 Mt CO₂eq 2016 auf 34 Mt CO₂eq 2030 und 30 Mt CO₂eq 2050 (-8 % bzw. -20 % ggü. 1990) zurück. In der Abgrenzung nach KSP (energiebedingte, Industriekraftwerks- und Prozessemissionen) nehmen die THG-Emissionen ab von 192 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 156 Mt CO₂eq im Jahr 2030 sowie auf 138 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-45 % bzw. -51 % ggü. 1990). Die Ziellücke 2030 beträgt damit rund 16 Mt CO₂eq.

Abbildung 44: Referenzszenario: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



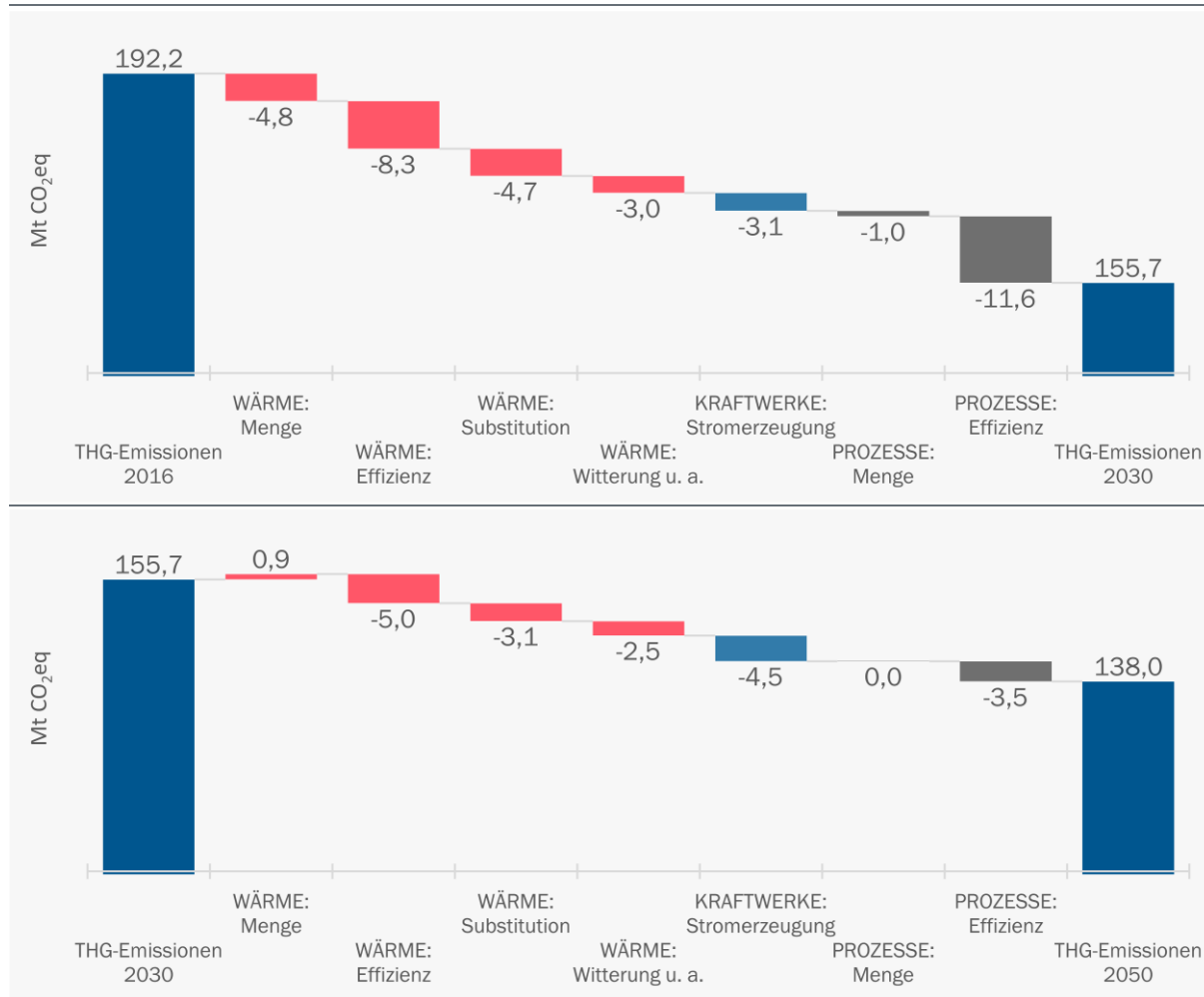
Quelle: eigene Berechnung

Der Rückgang der Treibhausgasemissionen ist in Abbildung 45 nach den jeweiligen Treibern untergliedert, wobei die beiden Zeiträume 2016 – 2030 und 2030 – 2050 getrennt betrachtet werden. Zusätzlich werden die drei Quellgruppen Verbrennungsbedingte Emissionen (Wärmeerzeugung), Kraftwerksemissionen (nur Stromproduktion) und Prozessemissionen getrennt dargestellt. Die Wirkungen der einzelnen Treiber addieren sich und lassen sich mathematisch nicht gänzlich separieren. Deshalb verbleibt ein Residuum, die Nichtlinearitäten. Diese sind üblicherweise klein und werden in der genannten Abbildung zusammen mit den anderen eher kleinen Posten unter „Witterung u. a.“ ausgewiesen. Der Rückgang (physischer) Produktionsmengen führt insgesamt zu einer Reduktion von 4,8 Mt CO₂eq bis 2030. Danach variieren die meisten Produktionsmengen der energieintensiven Produkte nicht mehr signifikant, lediglich die Produktion von Stahl und einigen weiteren Produkten steigt noch leicht und sorgt zwischen 2030 und 2050 für eine geringe Erhöhung der THG-Emissionen um 0,9 Mt CO₂eq. Größter Hebel zur THG-Reduktion sind autonome (d. h. marktgetriebene oder durch bestehende Maßnahmen und (Förder-)Instrumente getriebene) Energieeffizienzverbesserung. Insgesamt werden dadurch 19,9 Mt CO₂eq bis 2030 und zusätzlich 8,6 Mt CO₂eq bis 2050 eingespart. Dabei bewirkt die bereits in Kraft getretene F-Gas-Verordnung (EU) 517/2014 einen bedeutenden Anteil der eingesparten Prozessemissionen. Die

autonome Energieträgersubstitution weg von fossilen und hin zu erneuerbaren Energieträgern sowie zu Strom und Fernwärme führt bis 2030 zu einer Einsparung von 4,7 Mt CO₂eq und bis 2050 zu weiteren 3,1 Mt CO₂eq (Kapitel 4.1.1). Die anderen Treiber, darunter die verringerte Eigenproduktion in Industriekraftwerken, führen zusammen zu einer THG-Reduktion von 6,1 Mt CO₂eq bis 2030 und zusätzlichen 7,0 Mt CO₂eq bis 2050.

Abbildung 45: Referenzszenario: Änderung der THG-Emissionen nach Treibern in der Industrie

oben: 2016 bis 2030, unten: 2030 bis 2050; unterschiedliche Maßstäbe; in Mt CO₂eq



WÄRME = Wärmeerzeugung, KRAFTWERKE = Kraftwerke (nur Stromerzeugung), PROZESSE = Prozessemissionen, Witterung u. a. = Witterung, Bauwirtschaftlicher Verkehr, Nichtlinearitäten sowie Korrekturen auf sonstige Gase und Abfall

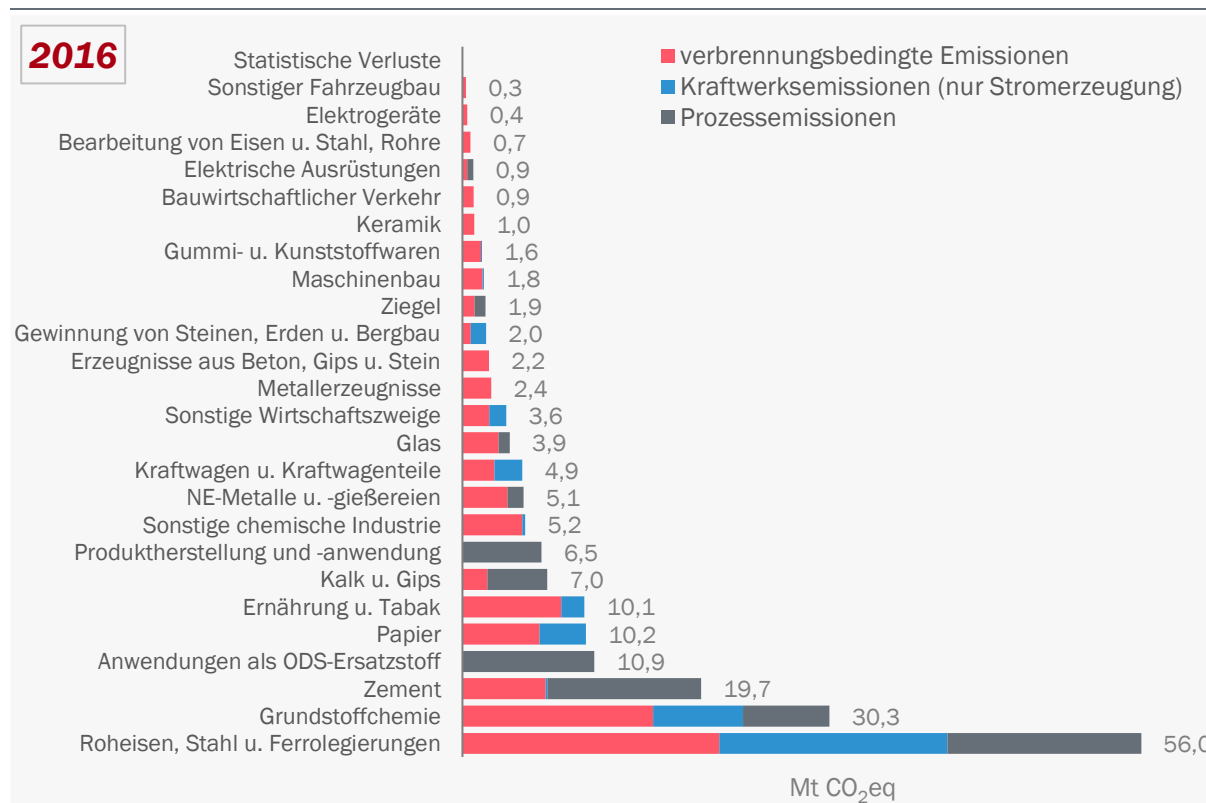
Quelle: eigene Berechnung

Die Aufschlüsselung der Treibhausgasemissionen nach Branchen bzw. Emittentengruppen (Abbildung 46) macht deutlich, dass sich der Großteil der Emissionen bei wenigen Produkten/Produktgruppen konzentrierten. So verursachen die Eisen- und Stahlherstellung, die Grundstoffchemie, die Zement(-klinker-)herstellung, die Papierherstellung sowie der Einsatz von fluorierten Treibhausgasen (F-Gase) als Kältemittlersatz für ozonersetzende Substanzen (ODS = Ozone

Depleting Substances) zusammen zwei Drittel der THG-Emissionen im Jahr 2016 in der Industrie (Abbildung 46).

Abbildung 46: Treibhausgasemissionen 2016 nach Gruppen in der Industrie

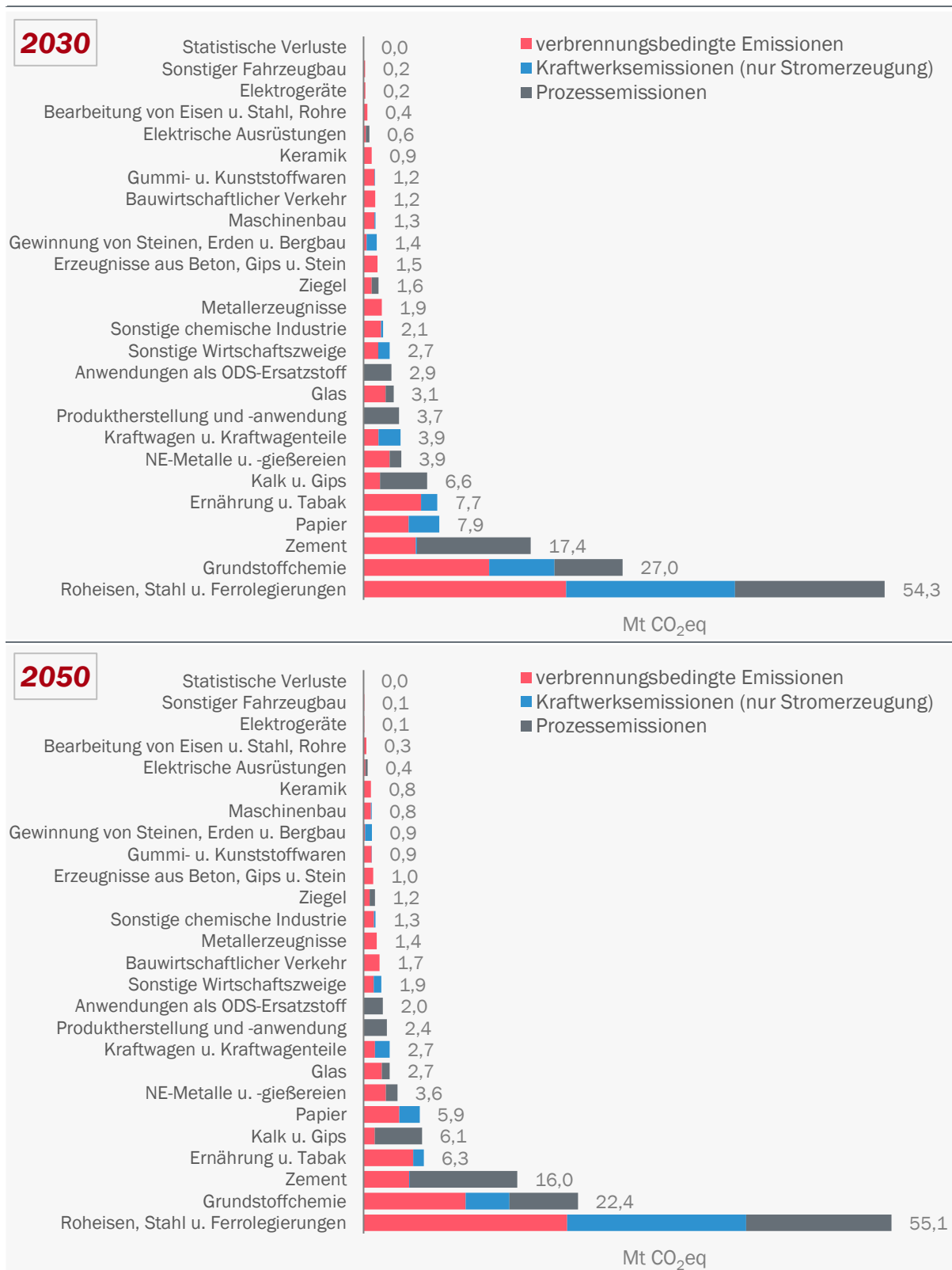
aufsteigend sortiert; in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

Die relative Bedeutung der energieintensiven Industrie an den THG-Emissionen nimmt im Referenzszenario kontinuierlich zu, sodass 2050 die Herstellung von Eisen und Stahl, Grundstoffchemikalien sowie Zement(-klinker) 68 % der gesamten Industrieemissionen ausmachen (Abbildung 47). Hintergrund ist, dass für den weit überwiegenden Verbrauch in nichtenergieintensiven Branchen – wie z. B. im Maschinenbau – Querschnittstechnologien relevant sind, welche nach heutiger Kenntnis erhebliche Energieeinsparpotenziale beim Austausch des Anlagenbestands auf neue Anlagen mit der besten verfügbaren Technik (BVT) bergen (Kapitel 4.1.1). Anders ist die Situation bei den energieintensiven Prozesstechnologien der Grundstoffindustrien, welche seit jeher ein ökonomisches Interesse an der Reduktion des spezifischen Energieeinsatzes haben: Hier sind die Einsparpotenziale (THG und EEV) bereits viel weiter ausgereizt und teilweise bereits nahe am technischen Limit, sofern nicht auf ein gänzlich anderes Produktionsverfahren gewechselt wird, was im Referenzszenario keine Option ist. Die resultierenden Emissionen der einzelnen Branchen bilden damit eine Grenze, die für das Referenzszenario und dessen Duktus eines „Weiter-wie-bisher“ nicht wesentlich unterschritten werden kann.

Abbildung 47: Referenzszenario: Treibhausgasemissionen 2030 und 2050 nach Gruppen in der Industrie
aufsteigend sortiert; in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

4.2.5 Verkehr

Im Jahr 2016 lag der Endenergieverbrauch des inländischen Verkehrs bei 2.347 PJ. Einschließlich internationaler See- und Luftverkehre – deren Treibhausgasemissionen gemäß Abgrenzung des Kyoto-Protokolls nicht den Ländern zugerechnet werden – liegt der Energieverbrauch des Verkehrs rund 20 % höher.

Mit über 60 % hatte der motorisierte Individualverkehr (MIV) den größten Anteil am nationalen Energieverbrauch. Wesentliche Anteile entfielen auch auf SNF (23 %) und LNF (9 %). Der inländische Luftverkehr, der Verkehr auf Binnengewässern, der Schienen- und der Busverkehr hatten hingegen zusammen nur einen Anteil von insgesamt 6 % am inländischen Endenergieverbrauch. Nach 2016 steigt der inländische Energieverbrauch zunächst weiter an und sinkt dann ab 2022 im Referenzszenario infolge von Elektrifizierung, Verkehrsverlagerung und Effizienzverbesserungen bis 2030 auf gut 2.200 PJ (- 4,9 % ggü. 2016) und bis 2050 weiter auf rund 1.700 PJ (-30 % ggü. 2016).

Der Absatz an Treibstoffen für den internationalen Luftverkehr stieg von 2000 bis 2016 um 34 % und damit langsamer als die Verkehrsleistung in diesem Zeitraum. Der internationale Personenluftverkehr verzeichnete ein Verkehrsleistungswachstum von 54 % und das Luftfrachtaufkommen verdoppelte sich (wenn auch auf vergleichsweise geringem Niveau). Der Absatz an Kraftstoffen für den internationalen Seeverkehr stieg zwischen 2000 und 2016 um 31 %.

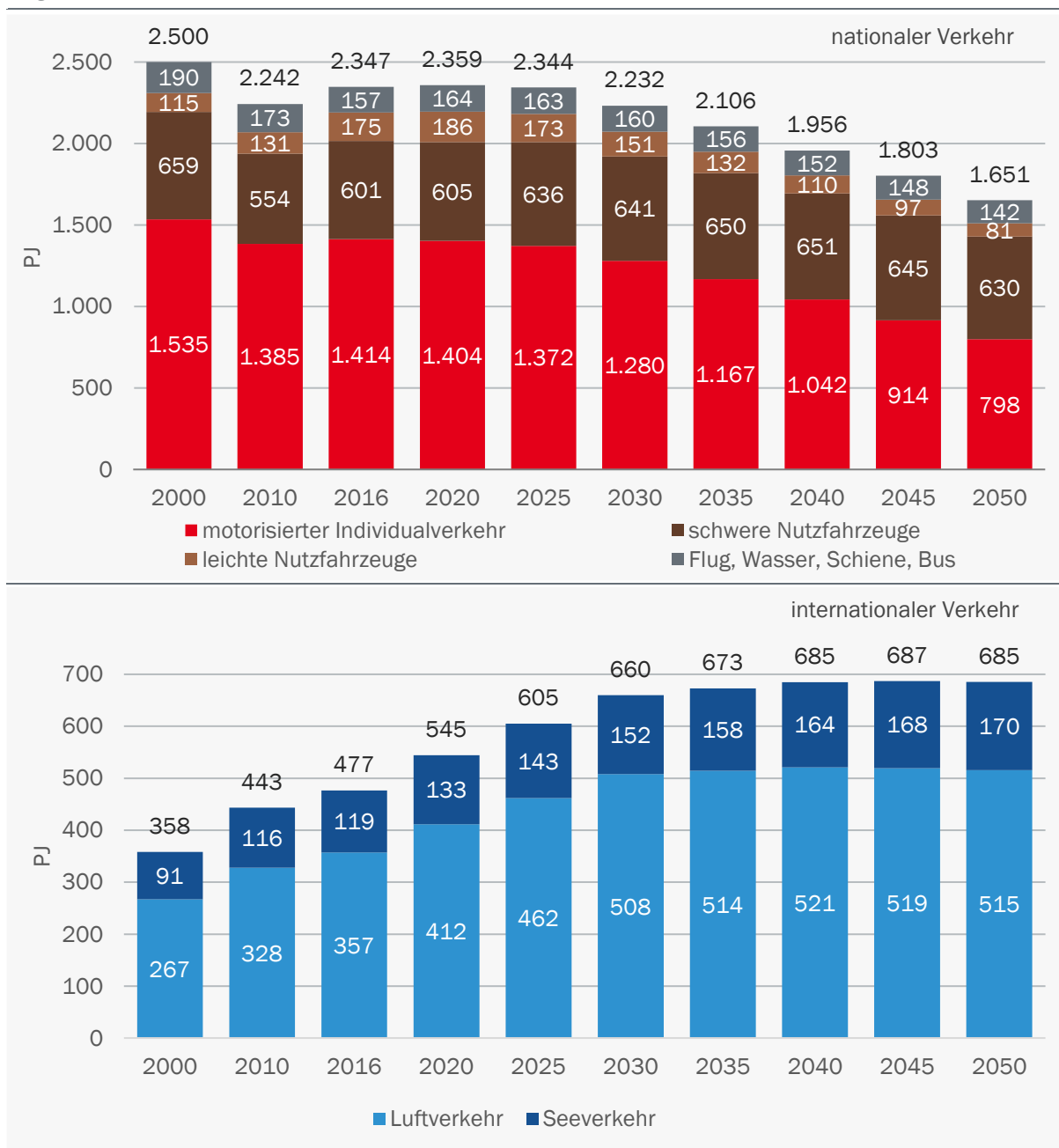
Bei beiden internationalen Verkehrssegmenten (Luft- und Seeverkehr) wird mit auch langfristig zunehmenden Verkehrsleistungen gerechnet. Dank weiterer Effizienzfortschritte erhöht sich der Energiebedarf nach 2030 nur noch marginal und geht nach 2045 leicht zurück.

Trotz deutlichen Rückgangs dominiert auch längerfristig der Einsatz von fossilen Flüssigkraftstoffen im Sektor Verkehr. Ausgehend von rund 2.200 PJ im Jahr 2016 sinkt der Verbrauch an fossilen Energieträgern im nationalen Verkehr um 8,6 % auf rund 1.900 PJ im Jahr 2030 und bis 2050 um 42 % auf rund 1.300 PJ. Wesentlicher Treiber für den Rückgang der fossilen Kraftstoffe ist die Elektrifizierung. Damit steigt der Stromverbrauch von 42 PJ im Jahr 2016 auf über 100 PJ im Jahr 2030 (+156 %) und auf rund 240 PJ im Jahr 2050. Im Jahr 2050 liegt der Anteil von Strom am inländischen Verbrauch bei rund 15 %. Der Einsatz biogener Kraftstoffe bewegt sich in einer Größenordnung von etwas mehr als 100 PJ, der Gasverbrauch bleibt weiterhin auf geringem Niveau.

Die mit dem Energieverbrauch des nationalen Verkehrs verbundenen THG-Emissionen reduzieren sich von 163 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 148 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-9 %), im Jahr 2050 liegen sie bei 93 Mt CO₂eq (-43 %). Abbildung 148 in Kapitel 7.4.5 zeigt die THG-Emissionen im Verkehr für das Referenzszenario im Vergleich zu den drei Zielszenarien.

Abbildung 48: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verkehrszweigen

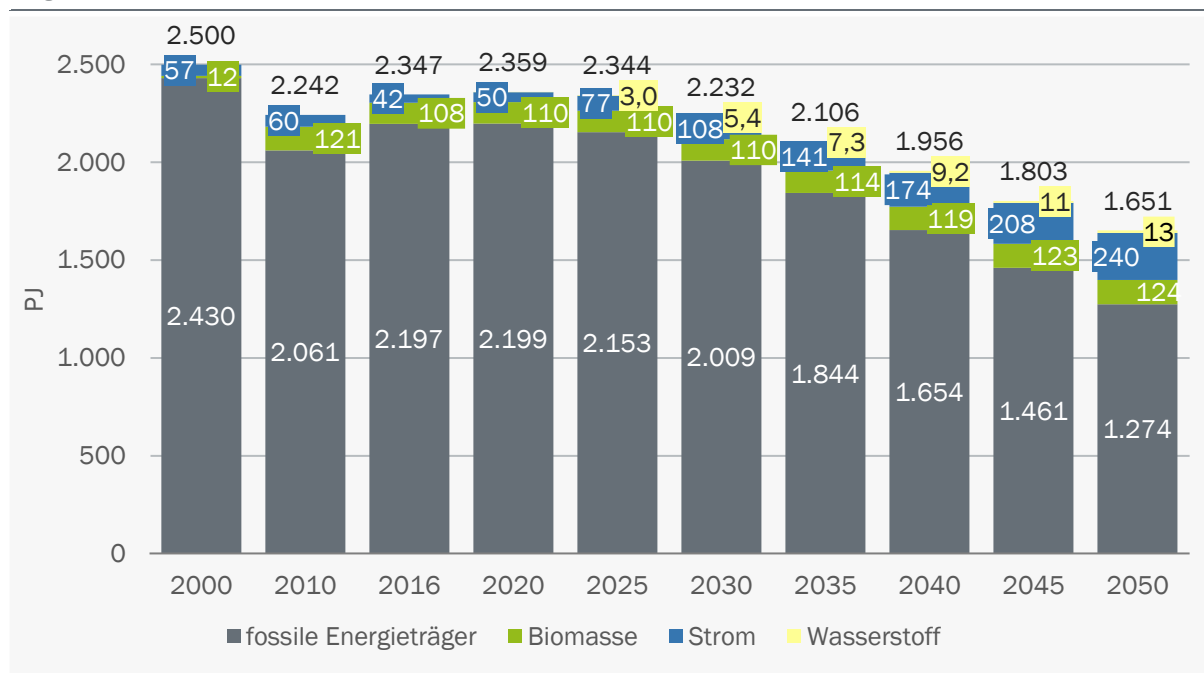
Angaben in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 49: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehrssektor

Angaben in PJ, ohne internationaler Verkehr



Quelle: eigene Berechnung der Projektionswerte auf Basis der Werte bis 2016 aus AGEb (2008 – 2018)

4.2.6 Private Haushalte

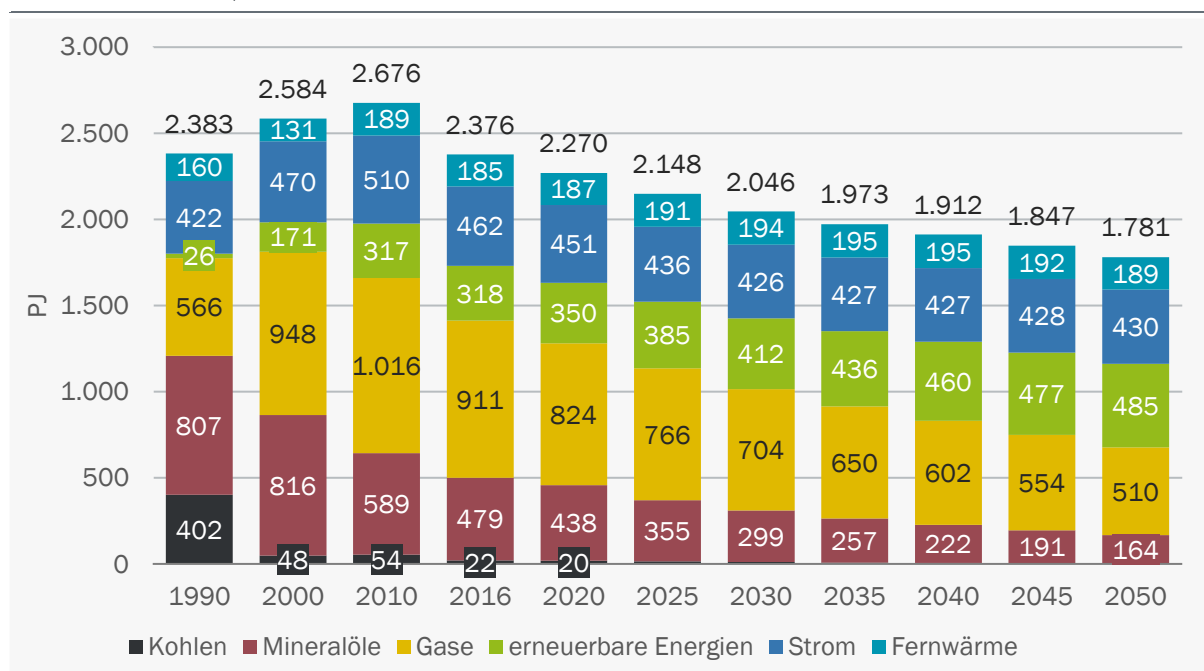
Die beiden wichtigsten technischen Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs und der THG-Emissionen im Sektor private Haushalte sind die Reduktion der Wärmeverluste und die Dekarbonisierung der für die Erzeugung der Wärme eingesetzten Energie. Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte verringert sich von 2.376 PJ im Jahr 2016 auf 2.046 PJ im Jahr 2030 (Abbildung 50). Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 1.781 PJ. Dies entspricht einem mittleren jährlichen Rückgang von 0,8 % (bezogen auf den Zeitraum 2016 – 2050).

Entsprechend der Entwicklung der Beheizungsstruktur der Wohngebäude (Kapitel 4.1.3) nimmt die Bedeutung der fossilen Energieträger ab. Der Anteil am Endenergieverbrauch der Haushalte verringert sich von 59 % im Jahr 2016 auf 38 % im Jahr 2050 (2030: 50 %). Demgegenüber erhöht sich der Stellenwert der erneuerbaren Energien und des Stroms. Der Stromverbrauch ist zwar ebenfalls leicht rückläufig (2016 – 2050: -7 %), der Anteil am Endenergieverbrauch erhöht sich jedoch von 19 % auf 24 %. Beim Stromverbrauch kompensieren die effizienteren Elektrogeräte, die effizientere Beleuchtung und der zunehmende Ersatz der konventionellen Elektroheizungen den Mehrverbrauch durch die elektrischen Wärmepumpen.

Der Einsatz erneuerbarer Energien erhöht sich bis zum Jahr 2050 um über 50 % auf 485 PJ. Der Anstieg ist hauptsächlich auf die mittels Wärmepumpen genutzte Umweltwärme zurückzuführen. Der Einsatz von Holz verändert sich hingegen nicht wesentlich. Dies gilt auch für die Fernwärme. Zwar wird deutlich mehr Wohnfläche mit leitungsgebundener Wärme versorgt. Da aber gleichzeitig der Wärmebedarf je Flächeneinheit abnimmt, steigt der Verbrauch nur geringfügig.

Abbildung 50: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im PHH-Sektor

Jahre 1990 bis 2050, in PJ

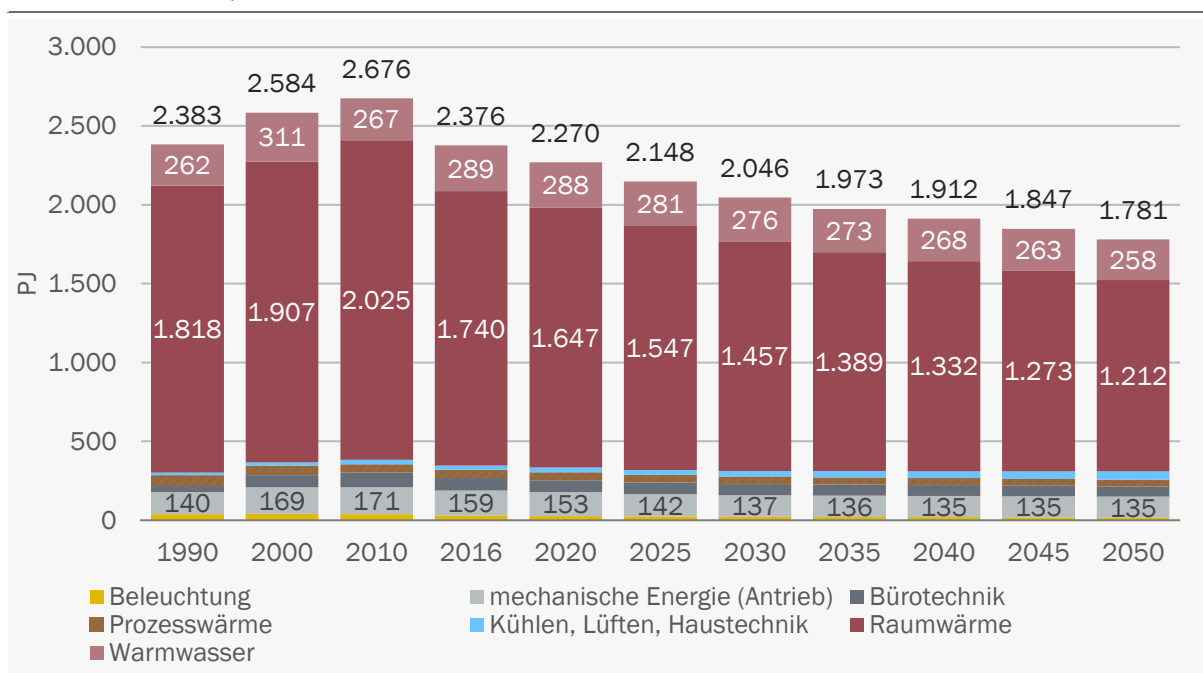


Quelle: eigene Berechnung der Projektionswerte auf Basis der Werte bis 2016 aus AGEb (2008 – 2018)

Über 70 % des Energieverbrauchs der Haushalte wird aktuell für Raumwärme aufgewendet (Abbildung 51). Die Raumwärme ist auch der Haupttreiber für den Verbrauchsrückgang. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Energiebedarf zur Erzeugung von Raumwärme gegenüber 2016 um 30 % (bis 2030: -16 %). Annähernd 90 % der sektoralen Verbrauchsreduktion im Zeitraum 2016 – 2050 sind auf den Rückgang des Raumwärmeverbrauchs zurückzuführen. Größere prozentuale Verbrauchsreduktionen zeigen sich auch bei den Elektrogeräten (IKT/Bürotechnik: -15 %; mechanische Energie: -22 %) und bei der Beleuchtung (-48 %; Werte 2050 ggü. 2016). Der Verbrauch für Warmwasser geht um 11 % zurück, was hauptsächlich auf die besseren Anlagennutzungsgrade und die etwas reduzierten Verteilverluste zurückzuführen ist. Einzig im Anwendungsbereich Klima, Lüftung und Haustechnik steigt der Verbrauch an. Dies ist auf den zunehmenden Bedarf für Klimakälte (wärmeres Klima) und den steigenden Hilfsenergieverbrauch durch Wärmepumpen und Lüftungsanlagen zurückzuführen.

Deutlich effizientere Elektrogeräte tragen zur Reduktion des Stromverbrauchs bei (Tabelle 19). Die in Tabelle 17 (Kapitel 4.1.3) beschriebenen Entwicklungen zum spezifischen Geräteverbrauch werden überlagert durch Struktur- und Mengeneffekte. Beispielsweise kompensieren die stark steigenden Gerätebestände bei Wäschetrocknern und IKT-Geräten den Verbrauchsrückgang durch die Reduktion des spezifischen Geräteverbrauchs. Die in den Szenarien unterstellte Verlagerung von reinen Kühlschränken hin zu Kühl-Gefrier-Kombis erklärt den starken Rückgang bei Kühlschränken im Vergleich zur Entwicklung bei den Kühl-Gefrier-Kombi-Geräten.

Abbildung 51: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor
Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Tabelle 19: Referenzszenario: Verbrauch ausgewählter Elektrogroßgeräte

Verbrauch Gesamtbestand, Jahre 2000 bis 2050, in PJ

Gerät	2000	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Waschmaschinen	25	19	18	15	13	13	-33 %
Wäschetrockner	15	16	15	15	16	16	-1 %
Kühlschränke	30	18	16	13	11	9	-50 %
Kühl-Gefrier-Kombis	20	17	16	13	15	15	-12 %
Gefriergeräte	33	21	20	18	18	17	-19 %
Geschirrspüler	20	22	22	20	20	19	-13 %
Laptop, Tablet	1	4	4	4	4	4	+1 %
TV-Geräte	25	25	21	21	21	21	-14 %
Beleuchtung	41	28,9	25,1	20,8	18,4	14,7	-49 %

Quelle: eigene Berechnung

Die mit dem Verbrauch der Energieträger Öl, Gas und Kohle verbundenen direkten THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte reduzieren sich von 89 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 63 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-53 % ggü. 1990). Im Jahr 2050 liegen die THG-Emissionen bei noch 41 Mt CO₂eq (-69 % ggü. 1990).

4.2.7 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)

In der Referenzentwicklung ergibt sich für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Landwirtschaft ein rückläufiger Endenergieverbrauch. Gegenüber dem Jahr 2016 sinkt er von 1.396 PJ auf 1.318 PJ im Jahr 2030. Der Rückgang ist vor allem auf die Entwicklung der Erwerbstätigenzahl zurückzuführen, die ab dem Jahr 2022 zunehmend sinkt. Dieser Trend setzt sich in den Jahren nach 2030 fort. Im Zeitraum zwischen 2016 und 2050 beträgt die effektive Reduktionsrate des Sektorenergieverbrauchs 0,5 % p. a. In den Jahren nach 2030 erhöht sich diese auf 0,8 % p. a., sodass der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 bei 1.132 PJ liegt. Gegenüber dem Jahr 2016 entspricht dies einer Reduktion um knapp 19 %.

Die Entwicklung des Energieverbrauchs ist in Abbildung 52 dargestellt. Sie ist für die einzelnen Energieträger unterschiedlich. Schon in der Referenzentwicklung stellt sich ein verstärkter Rückgang fossiler Energieträger ein, deren Anteil am Sektorenergieverbrauch von 51 % im Jahr 2016 auf 45 % im Jahr 2030 (2050: 37 %) sinkt. Den stärksten relativen Rückgang weisen die Kohlen auf, deren Anteil aber bereits im Jahr 2016 mit 1 PJ sehr gering war. Den stärksten absoluten Rückgang verzeichnen die Mineralöle. Dem Trend der letzten Jahre folgend, geht deren Verbrauch bis 2030 bzw. 2050 um 25 % bzw. 49 % gegenüber 2016 zurück. Auch der Verbrauch von Erdgas nimmt kontinuierlich ab. Bis zum Jahr 2030 steigt die jährliche Reduktionsrate auf 1,6 % und verbleibt danach im Mittel auf diesem Niveau.

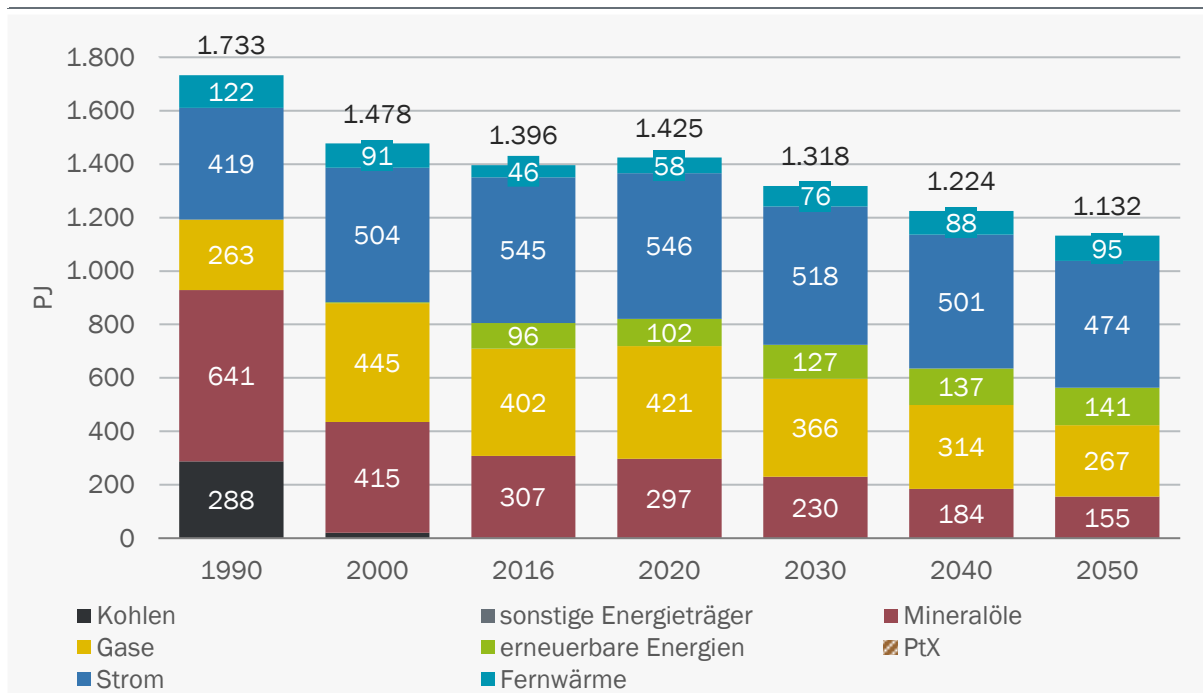
Der Rückgang fossiler Energieträger erfolgt vor allem zugunsten der Fernwärme und der erneuerbaren Energien, deren Anteile am Sektorenergieverbrauch kontinuierlich steigen und im Jahr 2030 6 % bzw. 10 % betragen. Bis zum Jahr 2050 erhöhen sich die Anteile weiter auf 8 % bzw. 12 %. Gegenüber dem Jahr 2016 entspricht dies einer Zunahme um über 100 % bei der Fernwärme und knapp 47 % bei den erneuerbaren Energien.

Die Entwicklung des Stromverbrauchs ist eng an die Zahl der Erwerbstätigen gekoppelt. So steigt der Stromverbrauch bis etwa zum Jahr 2020 weiter an und nimmt danach ab. Im Jahr 2050 liegt er bei 474 PJ (-13 % ggü. 2016). Zusätzlich zum Rückgang der Beschäftigten reduzieren auch Effizienzfortschritte den Stromverbrauch, insbesondere im Bereich der Beleuchtung (zunehmend flächendeckende Durchdringung mit LED). Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch des GHD-Sektors steigt dennoch von 39 % im Jahr 2016 auf 42 % im Jahr 2050.

Wie bei den Wohngebäuden nimmt der Anteil der mit Heizöl beheizten Flächen auch bei den Nichtwohngebäuden stark ab. An Bedeutung gewinnen Wärmenetze und elektrische Wärmepumpen. Die Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zeigt Abbildung 53.

Abbildung 52: Referenzszenario: Energieverbrauch nach Energieträgern im GHD-Sektor

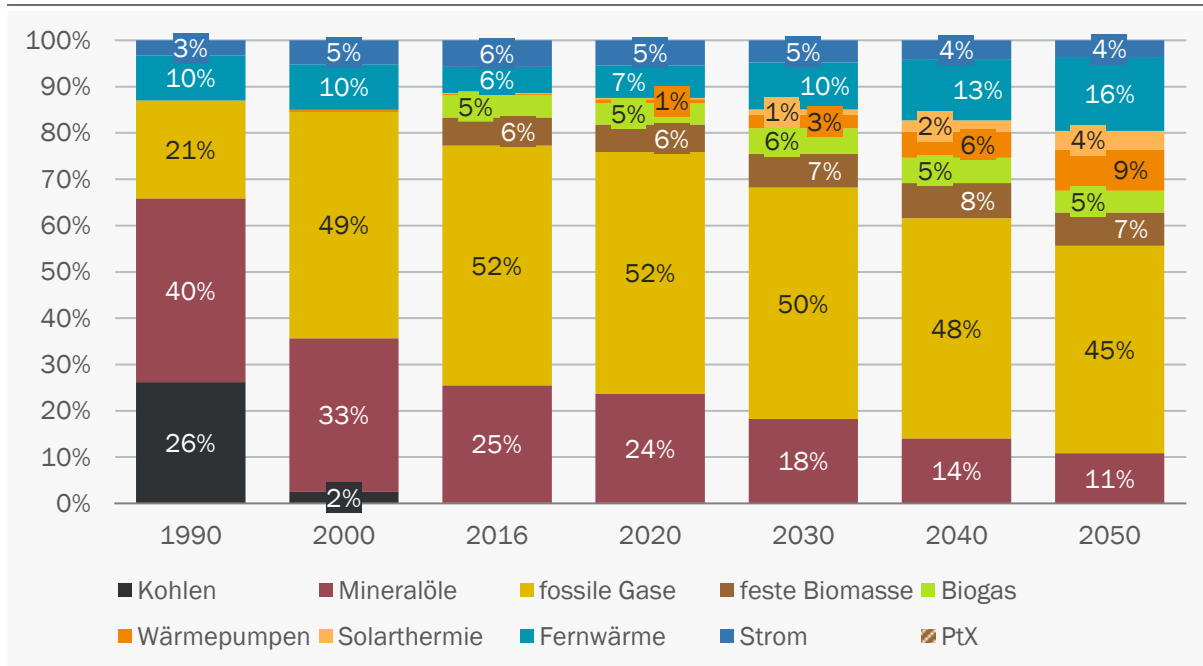
GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Werte bis 2016 aus (AGEB 2008 – 2018)

Abbildung 53: Referenzszenario: Verbrauchsstruktur für Heizzwecke im GHD-Sektor

Verteilung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser in Prozent



Quelle: eigene Berechnung

Der Energieverbrauch nach Anwendungen ist in Abbildung 54 dargestellt. Die Gebäudewärmeversorgung stellt den mit Abstand bedeutsamsten Verwendungszweck dar. Im Jahr 2016 entfielen gut 45 % des Sektorenergieverbrauchs auf die Raumwärmebereitstellung sowie weitere 4,5 % auf die Warmwassererzeugung. Aufgrund der klimatischen Veränderung hin zu milderem Witterungsverhältnissen sowie der autonomen Effizienzentwicklung der Anlagen nehmen die Verbräuche dieser beiden Kategorien im Betrachtungszeitraum ab. So reduziert sich der Energiebedarf zur Raumwärmebereitstellung bis zum Jahr 2030 um 20 PJ (-3,2 %) gegenüber dem Jahr 2016 und der Energieverbrauch zur Warmwasserbereitstellung um knapp 15 PJ (-23,7 % ggü. 2016). Dieser Trend setzt sich auch nach 2030 fort, sodass der Verbrauch bis 2050 auf 492 PJ für Raumwärme bzw. auf 38 PJ für Warmwasser zurückgeht. Damit einhergehend verringern sich die Anteile dieser beiden Verwendungszwecke am Sektorenergieverbrauch, im Jahr 2050 betragen sie 43 % für Raumwärme bzw. 3 % für Warmwasser.

Der zweitgrößte Verbrauchsposten war im Jahr 2016 mit 263 PJ die Erzeugung mechanischer Antriebsenergie¹⁷. Auch hier ist die Entwicklung rückläufig, sodass der Energieverbrauch im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um knapp 9 % geringer ist. Bis zum Jahr 2050 sinkt der Verbrauch weiter auf 229 PJ (-13 % ggü. 2016). In diesen Werten sind die Energieverbräuche landwirtschaftlicher Nutzfahrzeuge sowie der bauwirtschaftliche Verkehr inbegriffen. Auch der Verbrauch für Beleuchtung (drittgrößter Verwendungszweck) sinkt. Die mit der zunehmenden Durchdringung der LED-Technologie einhergehende autonome Effizienzentwicklung führt langfristig zu dem stärksten relativen Rückgang im anwendungsspezifischen Energieverbrauch. Bis zum Jahr 2030 stellt sich eine Reduktion um knapp 12 % gegenüber dem Jahr 2016 ein, bis 2050 steigt diese weiter auf gut 41 %.

Der Prozesswärmebedarf sinkt im Betrachtungszeitraum durchgehend mit einer Rate zwischen 1,0 und 1,3 % p. a.

Im Gegensatz zu den oben genannten Anwendungen steigen die Energieverbräuche für Klimatisierung und Lüftung, Bürotechnik sowie der Prozesskältebereitstellung. Insbesondere der Verbrauch für die Gebäudeklimatisierung ändert sich erheblich: Gegenüber 14 PJ im Jahr 2016 steigt er bis 2030 auf knapp 26 PJ (2050: 51 PJ). Der Hintergrund dieser Entwicklung ist die Klimaerwärmung, mit der aufgrund des bislang geringen Stellenwerts des Kältemanagements bei der Gebäudeauslegung und den steigenden Sommertemperaturen vor allem bei Nichtwohngebäuden ein steigender Klimatisierungsbedarf einhergeht.

Im zunehmenden Stromverbrauch bei Bürotechnik zeigt sich der steigende Digitalisierungsgrad. Allerdings fällt der Verbrauchszuwachs hier sowohl absolut als auch relativ gesehen deutlich schwächer aus als bei der Gebäudeklimatisierung: Gegenüber dem Jahr 2016 steigt der Verbrauch bis zum Jahr 2030 um gut 4 PJ (4,6 %). Bis zum Jahr 2050 geht der Verbrauch durch die steigende Geräteeffizienz wieder leicht zurück (1 PJ ggü. 2030).

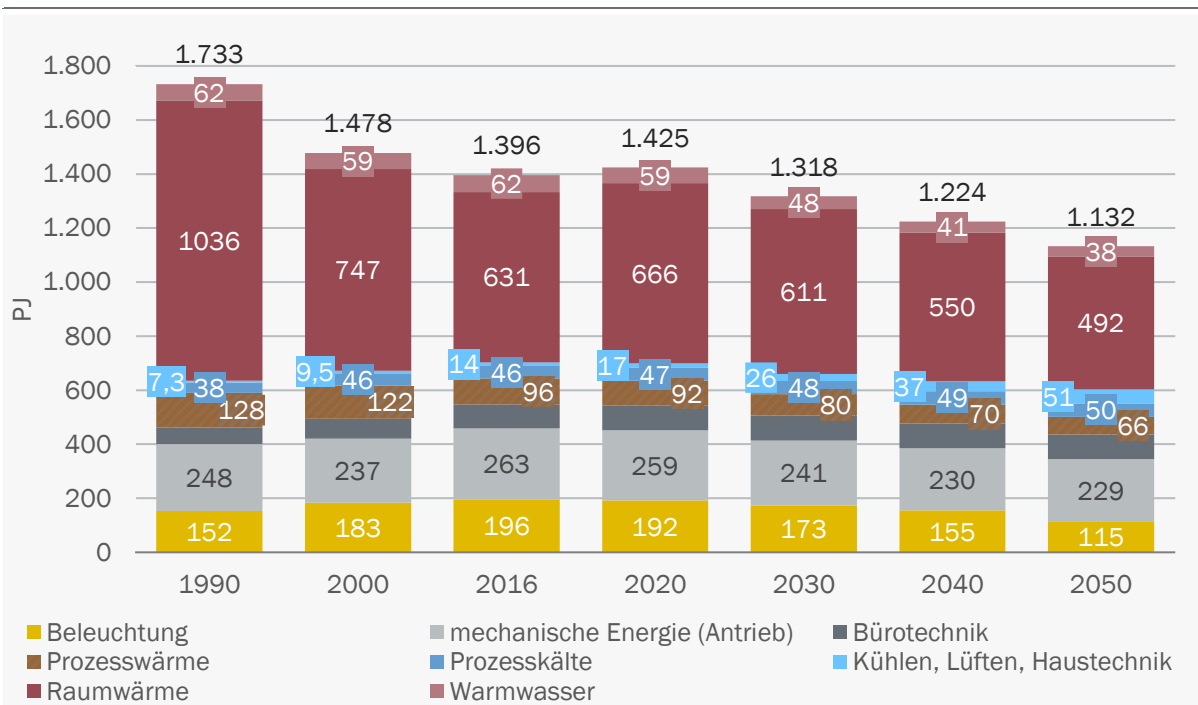
Auch der Prozesskältebedarf steigt kontinuierlich, bis 2050 auf 50 PJ (+8,9 % ggü. 2016).

Die oben beschriebene Entwicklung der fossilen Brennstoffe spiegelt sich in den energiebedingten Treibhausgasemissionen des GHD- und Landwirtschaftssektors wider. Diese reduzieren sich von 45,3 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 37,6 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-17 % ggü. 2016). Im Jahr 2050 liegen die energiebedingten THG-Emissionen bei 26,5 Mt CO₂eq (-41 % ggü. 2016).

¹⁷ Der Anwendungsbereich „mechanische Energie“ beinhaltet u. a. Energie für den Betrieb von Baumaschinen, landwirtschaftlichen Maschinen und für gewerbliche Prozesse.

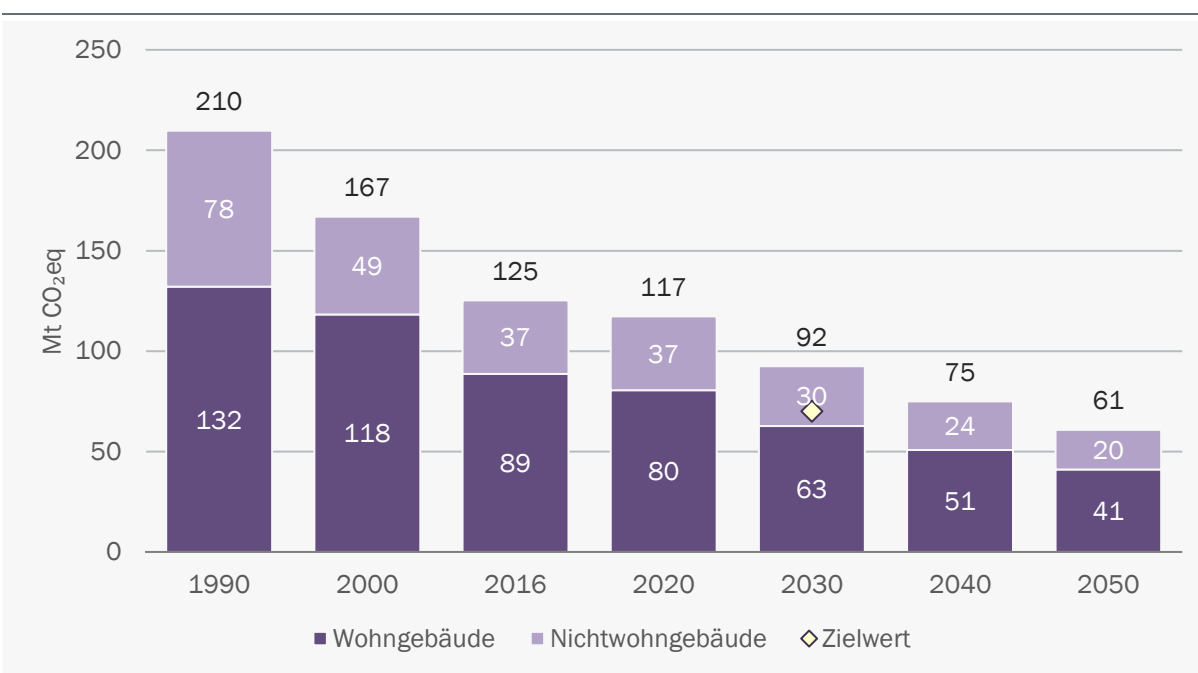
Abbildung 54: Referenzszenario: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im GHD-Sektor

GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 55: Referenzszenario: Emissionen des Gebäudesektors



Quelle: eigene Berechnung

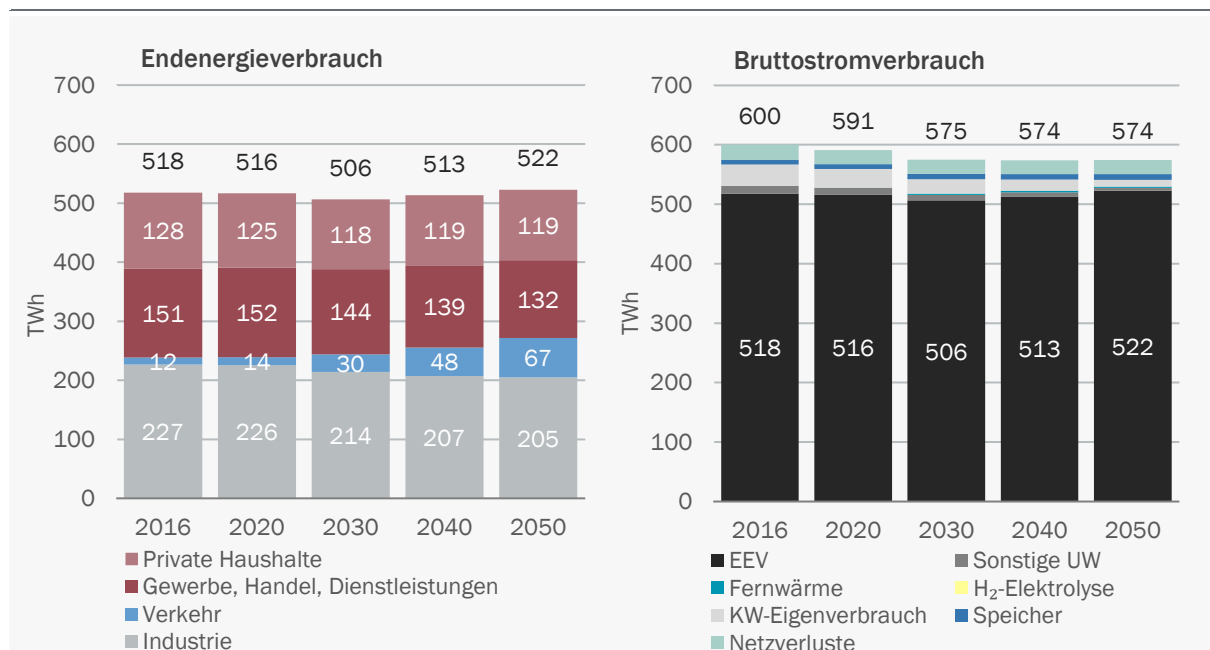
In der Abgrenzung des Klimaschutzprogramms werden die gebäuderelevanten Emissionen der Nachfragesektoren Private Haushalte und GHD im Gebäudesektor zusammengefasst (Kapitel 2.4). Hierfür werden die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft und des bewirtschaftlichen Verkehrs von den obigen Werten abgezogen und der Differenzbetrag mit den Emissionen des Nachfragesektors Private Haushalte aufsummiert. Die auf diese Weise berechneten THG-Emissionen des Gebäudesektors nach KSP verringern sich bis zum Jahr 2030 auf rund 92 Mt CO₂eq (1990: 210 Mt CO₂eq). Gegenüber dem Ziel im Klimaschutzgesetz von 70 Mt CO₂eq bleibt eine Lücke von 22 Mt CO₂eq.

4.2.8 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Aus den Modellberechnungen in den Nachfragesektoren sowie der sonstigen Umwandlung ergibt sich die Stromnachfrage. Sie ist eine zentrale Inputgröße für die Strommarktmodellierung. Von zentraler Bedeutung ist hierbei der Endenergieverbrauch (EEV) der vier Nachfragesektoren, da er für über 85 % des Bruttostromverbrauchs verantwortlich ist. Wie aus Abbildung 56 ersichtlich wird, verändert sich die Stromnachfrage im Zeitverlauf der Jahre 2016 bis 2050 nur wenig.

Abbildung 56: Referenzszenario: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch

Jahre 2016 bis 2050, in TWh



EEV: Endenergieverbrauch, KW: Kraftwerk, UW: Umwandlung

Quelle: eigene Berechnung

Bis 2030 führen weitere Effizienzverbesserung bei Haushaltsgeräten, Beleuchtung sowie in der Industrie dazu, dass der Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren leicht sinkt. Ab 2030 werden die Effizienzgewinne durch den steigenden Strombedarf im Verkehrssektor und bei Wärmepumpen überkompensiert und der EEV an Strom steigt wieder leicht an. Im Referenzszenario sind

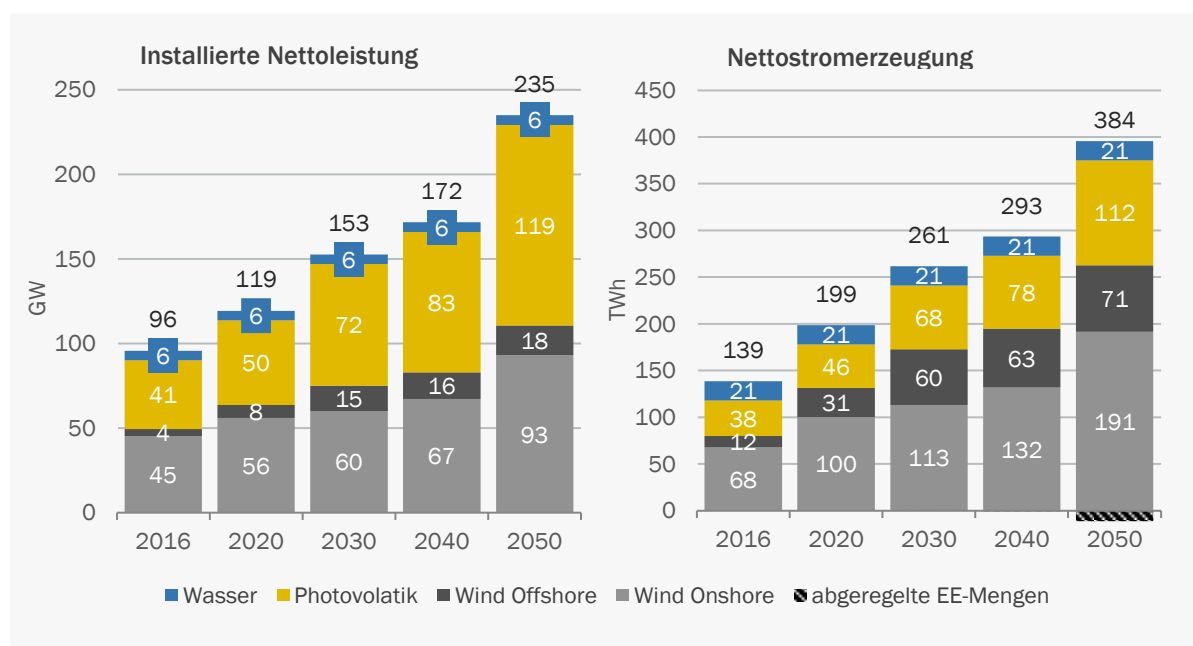
2030 4,0 Mio. Elektrofahrzeuge¹⁸ (2050: 18,9 Mio.) und 2,2 Mio. Wärmepumpen (2050: 4,3 Mio.) im Einsatz. Diese neuen Verbraucher haben zusammen einen Stromverbrauch von 25 TWh im Jahr 2030 bzw. rund 60 TWh im Jahr 2050.

Trotz langfristig leicht steigendem Endenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch im Referenzszenario 2030 und 2050 rund 4 % niedriger als heute. Ursächlich hierfür ist der 70 % Rückgang des Kraftwerkseigenverbrauchs und eine Halbierung des Strombedarfs im sonstigen Umwandlungssektor (Raffinerien, Kohlebergbau und -verarbeitung).

Abbildung 57 zeigt die Entwicklung Stromerzeugung aus Wind Onshore, Wind Offshore, Wasserkraft und Photovoltaik im Referenzszenario. Diese ergibt sich aus dem unterstellten Bruttoszubau, der Lebensdauer der Anlagen sowie den unterstellten Volllaststunden.

Abbildung 57: Referenzszenario: Fluktuierende erneuerbare Energien

zur Stromerzeugung, nach Technologie, Jahre 2016 bis 2050, in GW bzw. TWh



Wasserkraft: Lauf- und Speicherwasser, Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Abgeregelte EE-Mengen: beziehen sich hier ausschließlich auf die Strommengen, die zu einem Leistungsüberschuss im Inland führen würden und denen keine Stromnachfrage im In- oder Ausland gegenübersteht. Netzbedingte Abregelungen wurden bei der Ermittlung der Volllaststunden berücksichtigt.

Quelle: eigene Berechnung

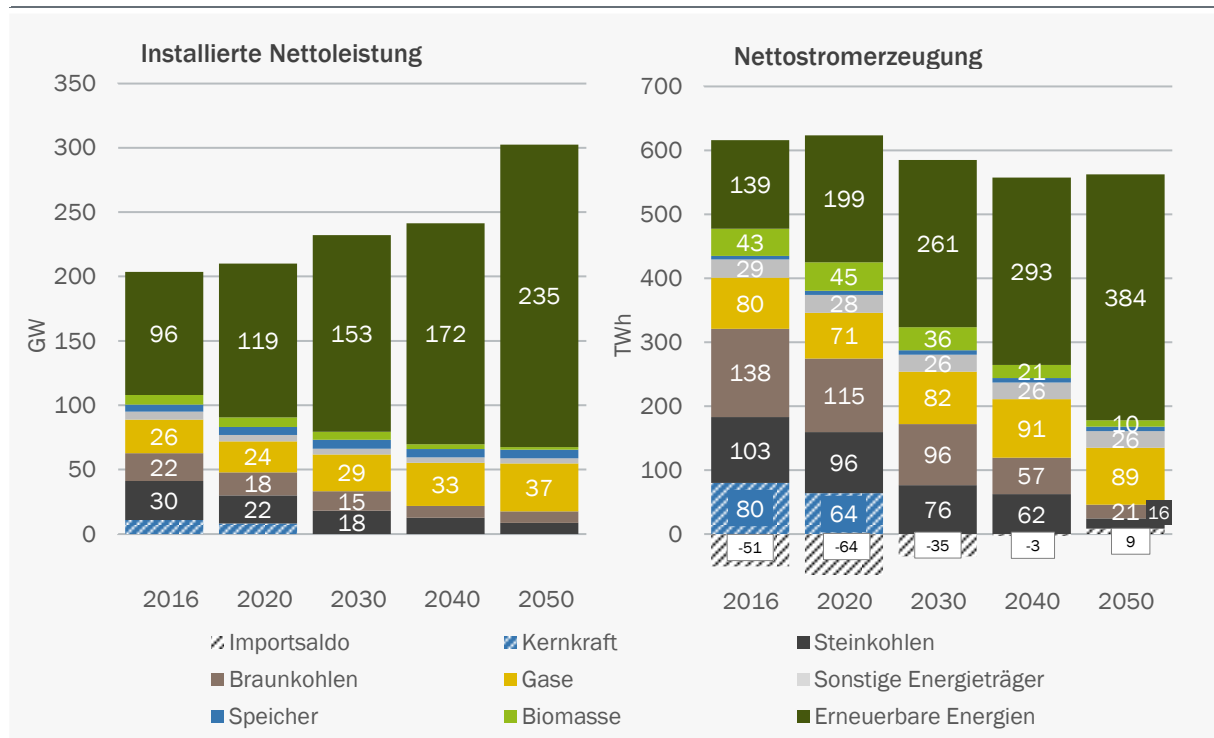
Abbildung 58 zeigt die Nettostromerzeugung des Referenzszenarios nach Brennstoffen. Im Jahr 2016 betrug die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle rund 240 TWh. Demgegenüber stand eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Höhe von rund 180 TWh, davon 43 TWh aus Bioenergie. Die Stromerzeugung aus Kernkraft hatte einen Anteil von knapp 13 %, die Stromerzeugung aus Erdgas betrug 80 TWh. Die Entwicklung bis 2030 ist zum einen

¹⁸ Davon im Jahre 2030 2,7 Mio. Batterieelektrisch (BEV) und 1,2 Mio. Plug-in-Hybride (PHEV); 2050: 13,4 Mio. BEV und 5,2 Mio. PHEV.

gekennzeichnet durch den Ausstieg aus der Kernkraftproduktion im Jahr 2022 sowie eine Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf rund 53 % des Bruttostromverbrauchs. Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlen sinkt um rund ein Drittel aufgrund von altersbedingten Stilllegungen von einzelnen Kraftwerken sowie aufgrund von den – im Vergleich zu Gaskraftwerken – stärker steigenden Grenzkosten. Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt zu auf rund 80 TWh. Langfristig steigt der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund des deutlich steigenden CO₂-Preises auf rund 70 %, bei gleichzeitigem Rückgang der Kohlestromerzeugung. Der Stromexportüberschuss Deutschlands geht bis zum Jahr 2035 zurück und kehrt sich danach ins Gegenteil. Hauptgrund dafür ist der langfristig schnellere Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausland.

Abbildung 58: Referenzszenario: Nettoleistung und Nettostromerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



Gase: hier nur Erdgas. Sonstige Energieträger (ET): Kuppelgase, Abfall (inkl. biogenem Anteil), Mineralöl, Sonstige. Erneuerbare Energien: Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Netz- und systembedingte Abregelung sind berücksichtigt

Quelle: eigene Berechnung

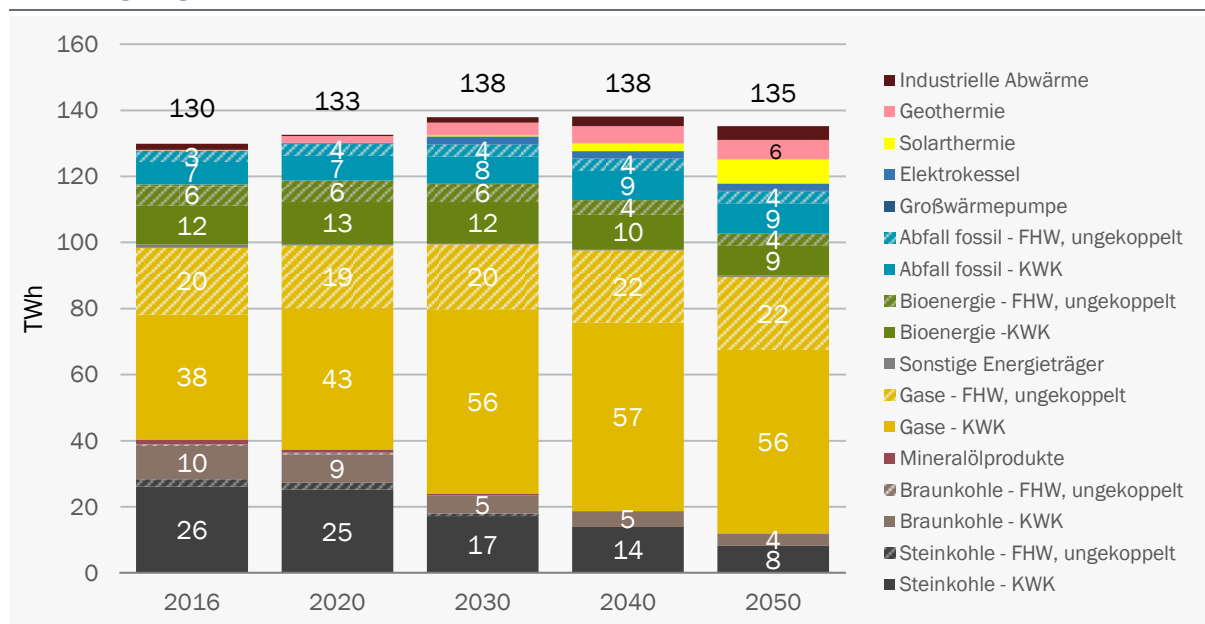
Auf Basis der Szenarienberechnungen wurden Endkundenstrompreise für verschiedene Abnahmefälle berechnet. Die Methodik und die Ergebnisse hierzu befinden sich in Kapitel 8.3.1.

Die Entwicklungen im Stromsektor spiegeln sich teilweise auch in der Struktur der Fernwärmeerzeugung wider – zumindest mit Blick auf den altersbedingten Rückgang bei der Erzeugung von gekoppelter Wärme aus Kohlekraftwerken. Diese sinkt von rund 40 TWh im Jahr 2016 auf rund 25 TWh im Jahr 2030. Die leicht steigende Nachfrage nach Fernwärme wird gedeckt durch eine

steigende Wärmeenergieerzeugung aus gasgefeuerten-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen). Der Beitrag erneuerbarer Fernwärme bleibt gering, abgesehen von der Fernwärmeerzeugung aus Bioenergie. Die Förderprogramme wie innovative KWK-Systeme und das Marktanzreizprogramm (MAP), führen in ihrer heutigen Ausgestaltung nur zu einer geringfügigen Zunahme von erneuerbarer Fernwärme.

Abbildung 59: Referenzszenario: Fernwärmeerzeugung

nach Energieträger, Jahre 2016 bis 2050, in TWh



Quelle: eigene Berechnung

4.2.9 Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Die Anteile erneuerbarer Energien (EE-Anteile) am Energieverbrauch sind relevante Indikatoren für die Fortschrittsbewertung der Energiewende. Auf europäischer Ebene werden sie durch die RED I/II zur quantitativen Definition der Ausbauziele herangezogen. Für die Bildung der Indikatoren wird der Gesamtenergieverbrauch auf die Verbrauchsgruppen Strom, Wärme und Verkehr aufgeteilt und die Verbräuche an erneuerbaren Energien ins Verhältnis zum Gesamtverbrauch gesetzt. Die europäischen Indikatoren unterscheiden sich von den nationalen Kennzahlen aufgrund von unterschiedlichen Berechnungsmethodiken. Dies betrifft vor allem den Verkehrssektor. Hier werden bei der Berechnung der europäischen Kennzahlen verschiedene erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Mehrgewichtungsfaktoren versehen.

In der folgenden Tabelle 20 sind die Kennzahlen nach nationaler Konvention angegeben. Der EE-Anteil am Stromverbrauch bezieht sich hierbei auf den Bruttostromverbrauch. Im Referenzszenario steigt der Anteil erneuerbarer Energien von 31,6 % im Jahr 2016 auf 53,3 % im Jahr 2030 (2050: 70,0 %). Die Entwicklung ist vor allem auf den Ausbau von Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Der Biomasseanteil am Bruttostromverbrauch steigt bis 2020 geringfügig und sinkt danach kontinuierlich auf 1,9 % im Jahr 2050. Die Anteile von Wasserkraft und biogenem Abfall bleiben nahezu unverändert.

Bei dem Indikator für den Verkehr wird der Verbrauch erneuerbarer Kraftstoffe zuzüglich des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Quellen mit dem Endenergieverbrauch des Sektors ins Verhältnis gesetzt. Im Referenzszenario steigt der Anteil von 5,2 % im Jahr 2016 nur geringfügig auf 7,5 % im Jahr 2030. Bis 2050 erhöht er sich weiter auf 17,8 %. Die Entwicklung ist fast ausschließlich auf den Ausbau der Elektromobilität bei steigendem Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen (EE-Strom) zurückzuführen.

Tabelle 20: Referenzszenario: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Gesamtverbrauch für Wärme und Verkehr

Energiequelle	1990	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050
Strom	3,4 %	6,3 %	17,0 %	31,6 %	42,6 %	53,3 %	56,0 %	70,0 %
Wind an Land	0,0 %	1,7 %	6,2 %	11,3 %	17,0 %	19,7 %	22,9 %	31,9 %
Wind auf See	0,0 %	0,0 %	0,0 %	2,0 %	5,3 %	10,3 %	10,9 %	11,9 %
Photovoltaik	0,0 %	0,0 %	1,9 %	6,4 %	7,9 %	11,9 %	13,6 %	19,5 %
Wasserkraft	3,2 %	3,8 %	3,4 %	3,4 %	3,5 %	3,6 %	3,6 %	3,6 %
Biomasse	0,0 %	0,5 %	4,7 %	7,5 %	7,9 %	6,7 %	3,8 %	1,9 %
biogener Anteil des Abfalls	0,2 %	0,3 %	0,8 %	1,0 %	1,0 %	1,1 %	1,2 %	1,2 %
Verkehr	0,1 %	0,6 %	5,8 %	5,2 %	5,6 %	7,5 %	11,1 %	17,8 %
Biodiesel (inkl. HVO und Pflanzenöle)	0,0 %	0,5 %	4,1 %	3,2 %	3,2 %	3,0 %	3,5 %	4,3 %
biogene Ottokraftstoffe	0,0 %	0,0 %	1,4 %	1,3 %	1,4 %	1,6 %	1,9 %	2,3 %
biogene Flugturbinentreibstoffe	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Biogase	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,6 %	0,1 %	0,3 %	0,6 %	0,8 %
EE-Strom	0,1 %	0,1 %	12,1 %	13,0 %	0,9 %	2,6 %	5,1 %	10,3 %
PtX	0,0 %	0,0 %	12,4 %	13,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Wärme und Kälte	1,4 %	4,8 %	0,9 %	1,7 %	15,1 %	19,2 %	22,6 %	25,8 %
Biomasse und erneuerbare Abfälle	1,4 %	4,6 %	0,1 %	0,1 %	12,7 %	14,5 %	15,4 %	15,4 %
sonstige EE	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	2,4 %	4,6 %	7,2 %	10,4 %
Bruttoendenergieverbrauch insgesamt	1,5 %	3,9 %	11,7 %	14,9 %	18,9 %	24,2 %	28,0 %	35,5 %

Quelle: eigene Berechnung

Für den Wärmeverbrauch errechnen sich die Indikatoren aus dem EE-Anteil am Endenergieverbrauch der Nachfragesektoren PHH, GHD und Industrie und der Nettofernwärmeerzeugung. Die Stromverbräuche zu Heizwecken werden hierbei nicht mitgerechnet, da diese bereits im Strom-Indikator berücksichtigt sind. Während der Anteil von Biomasse und erneuerbaren Abfällen bis 2050 nur geringfügig um 3,9 %-Punkte steigt, nimmt der Anteil sonstiger erneuerbarer Energien stärker zu. Insgesamt erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch von 13,3 % im Jahr 2016 auf 25,8 % im Jahr 2050 (2030: 19,2 %).

Der Kennzahl für den Gesamtverbrauch ergibt sich aus der Summe der Einsätze erneuerbarer Energien zu den oben genannten Zwecken geteilt durch den Bruttoendenergieverbrauch. Dieser ist definiert als Summe des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren, des in der Energiewirtschaft für die Erzeugung von Wärme und Strom anfallenden Eigenverbrauchs sowie der bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Transport- und Leitungsverluste. Gegenüber dem Jahr 2016 steigt diese Kenngröße im Referenzszenario um 9,3 %-Punkte auf 24,2 %. In den Folgejahren nimmt der Wert weiter zu und beträgt 35,3 % im Jahr 2050.

5 Zielszenario 1

In den nachfolgenden Kapiteln 5 bis 7 werden die drei berechneten Zielszenarien beschrieben. Bis zum Jahr 2030 wird die Entwicklung in den Zielszenarien durch politische Maßnahmen getrieben. Die Differenzen gegenüber der Referenzentwicklung erklären sich ausschließlich durch diese Maßnahmen. Die Entwicklung nach 2030 basiert zusätzlich auf strategischen Setzungen. Diese Setzungen wurden zwischen den Studiennehmern und dem Auftraggeber abgestimmt.

Die Beschreibung der Zielszenarien beinhaltet jeweils die Dokumentation der zugrunde gelegten sektoralen Maßnahmen und der sektorübergreifenden Maßnahmen sowie der strategischen Setzungen für den Zeitraum 2030 bis 2050. Anschließend werden die sich daraus ergebenden Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen dargestellt. Im darauffolgenden Kapitel 8 werden die Szenarien bezüglich Energieverbrauch, THG-Emissionen, Energiepreisen und Mehrinvestitionen verglichen.

Die Zielszenarien 1 und 2 bilden zwei unterschiedliche Pfade zur Erreichung der sektoralen Zwischenziele für das Jahr 2030 und des Langfristziels 2050 ab. Sie basieren auf hypothetisch im Szenario hinterlegten Maßnahmen und dienen insofern als Grundlage und Vorbereitung für das Szenario mit Klimaschutzprogramm (Zielszenario 3), welches für die Berichterstattung im Rahmen des NECP genutzt wurde. Anders als die Zielszenarien 1 und 2 beinhaltet das Szenario mit Klimaschutzprogramm politische Maßnahmen, die mit dem Klimaschutzprogramm 2030 im Oktober 2019 politisch beschlossen wurden und in der Folge umgesetzt werden.

Im Folgenden werden Annahmen und Ergebnisse von Zielszenario 1 beschrieben.

5.1 Übergeordnete Maßnahmen

CO₂-Lenkungsabgabe auf die Energiesteuer

Im Zielszenario 1 wird eine CO₂-Lenkungsabgabe implementiert, die auf die bestehende Energiesteuer aufgeschlagen wird. Die CO₂-Lenkungsabgabe wird auf fossile Brenn- und Kraftstoffe erhoben und ist proportional zum CO₂-Gehalt des Energieträgers. Davon ausgenommen sind Energieträger, die in vom europäischen Emissionshandel (EU-EHS) erfassten Feuerungen genutzt werden. Unterstellt wird eine stufenweise Erhöhung der Lenkungsabgabe: eine Erhöhung in Zweijahresschritten von 30 €/t in 2020 auf 180 €/t in 2030. Eine Abgabe von 30 €/t erhöht beispielsweise die kWh Heizöl um 0,8 Cent, die kWh Erdgas um 0,6 Cent. Bei einer Abgabenhöhe von 180 €/t erhöht sich die kWh Heizöl entsprechend um 4,8 Cents, die kWh Erdgas um 3,6 Cents. Bei den Kraftstoffen entspricht dies etwa 40 ct/l (für Benzin und Diesel).

Die CO₂-Abgabe erfasst die Brennstoffe Erdgas, Heizöl leicht, Heizöl schwer, Flüssiggas und Kohle, bei den Kraftstoffen soll die Abgabe für Benzin und Diesel im Straßenverkehr gelten. Kerosin sowie komprimiertes Erdgas (CNG), Flüssigerdgas (LNG) oder andere alternative Kraftstoffe (u. a. Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe) oder Anwendungsbereiche werden hier nicht betrachtet, obwohl sich dadurch zusätzliche Einsparungen an THG-Emissionen ergeben könnten. Eine Abgabe auf Fernwärme erfolgt am Ort der Erzeugung durch den Kraftwerksbetreiber (über CO₂-Abgabe oder EU-EHS) und wird daher nicht beim Endkunden erhoben. Die übergeordnete

Maßnahme CO₂-Abgabe wirkt in allen Verbrauchssektoren, entsprechend führt sie in allen Sektoren zu einer Reduktion der THG-Emissionen.

Im Gebäudesektor wirkt das Instrument vorwiegend auf selbstnutzende Eigentümer sowie auf Mieter. Die Überwälzung der Abgabe auf Mieter ist prinzipiell verursachergerecht. Allerdings ergibt sich dadurch ein Vermieter-Mieter-Handlungsdilemma, weil Mieter zwar mit ihrem Verbrauchsverhalten reagieren können, ihnen aber nicht der Hebel investiver Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs zur Verfügung steht. Bei den selbstnutzenden Eigentümern wird bereits mit der Ankündigung einer erhöhten Abgabe das Investitionsverhalten geändert. Die gesteigerte Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen führt zu einer Zunahme der Umsetzungsraten. Insgesamt wird die THG-Reduktionswirkung im Gebäudesektor im Jahr 2030 auf rund 4,3 Mt CO₂eq geschätzt (Prognos et. al 2018). Hinzu kommt eine verstärkende Wirkung auf andere Maßnahmen, z. B. auf die Ausschöpfung von Fördermitteln.

Im Verkehrssektor führt die Verteuerung des Kraftstoffs durch die Lenkungsabgabe zu einer verringerten Fahrzeugnutzung, u. a. durch die Verkehrsvermeidung, die Verlagerung auf andere Verkehrsmittel sowie zur Beschaffung von Fahrzeugen mit niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen. Die Höhe der Preiselastizitäten im Personen- und Güterverkehr ist unsicher, die ausgewertete Literatur zeigt diesbezüglich eine große Spannweite. Auf der einen Seite lässt sich argumentieren, dass eher langfristige Elastizitäten verwendet werden sollten, da die Preiseffekte auf längerfristige Investitionen bzw. Investitionsgüter wirken. Auf der anderen Seite erfolgt die Preissteigerung gleichmäßig über mehrere Jahre und beträgt ca. 4 ct/Liter p. a. (für Benzin und Diesel). Für das Zielszenario 1 werden folgende Preiselastizitäten unterstellt: im Personenverkehr -0,15 bis -0,25; im Güterverkehr -0,1 bis -0,3. Insgesamt wird die THG-Reduktionswirkung im Verkehrssektor im Jahr 2030 auf 6 bis 24 Mt CO₂eq geschätzt.

Im Sektor Industrie wird davon ausgegangen, dass der Verbrauch, der unter den Spitzenausgleich (§ 55 EnergieStG) oder unter den Emissionshandel (§ 51 EnergieStG) fällt, von der Lenkungsabgabe ausgenommen ist. In der Literatur sind zahlreiche, teils stark variierende Werte für Preiselastizitäten angegeben. Hier wurde auf die Angaben aus dem „2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan“ (BMWi 2011) aufgesetzt. Die Quantifizierung der Einsparwirkung dieses Instruments für den Sektor Industrie basiert auf der Studie „NAPE 2.0“ (Ecofys et al. 2017). Insgesamt führt die CO₂-Abgabe im Nicht-EU-EHS-Sektor der Industrie bis zum Jahr 2030 zu einer Reduktion von 2,1 Mt CO₂eq. Die Abschätzungen zu den Einsparungen sind, wie auch in den anderen Sektoren, mit Unsicherheit behaftet, da eine Wirkungsabschätzung (ex-ante) zum einen stark vereinfachende Annahmen über den Wirkungszusammenhang sowie zum anderen zusätzliche Annahmen über die Preisentwicklung „ohne Maßnahme“ treffen muss. Die Quantifizierung basiert daher auf einer – stark vereinfachenden und die kurz- und mittelfristigen Effekte „mischenden“ – Skalierung der Quantifizierung der Energiesteuerwirkung (Prognos 2013).

In der oben zitierten Studie „NAPE 2.0“ wird empfohlen, das Abgabenaufkommen bei der Rückverteilung zu splitten: Ein Teil der Einnahmen könnte Pro-Kopf an Verbraucher sowie an abgabepflichtige Unternehmen rückerstattet und ein Teil könnte für Fördermaßnahmen verwendet werden.

5.2 Sektorale Maßnahmen

Im nachfolgenden Kapitel werden die im Zielszenario 1 in den einzelnen Sektoren hinterlegten Maßnahmen beschrieben und im Hinblick auf die Größenordnung der mit ihnen erzielten Endenergieeinsparungen (teilweise auch getrennt nach Brennstoffen und Strom) sowie der

Minderung der direkten (brennstoffseitigen) THG-Emissionen charakterisiert. Die Einsparwirkungen stammen mit Ausnahme des Verkehrssektors aus externen Quellen. Die Wirkung der Einzelmaßnahmen wird jeweils gegenüber einem Referenzszenario im Jahr 2030 dargestellt.

Die angegebenen Abschätzungen zu den Einsparwirkungen können nur bedingt zusammengefasst oder mit anderen Quellen verglichen werden, da sie teils auf unterschiedlichen Datengrundlagen basieren. Diese unterschiedlichen Datengrundlagen sind dadurch bedingt, dass die Abschätzungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten für unterschiedliche Aufgaben vorgenommen wurden. Zudem war die Ausgangslage und die sich daraus ergebenden Anforderungen in den einzelnen Sektoren unterschiedlich, so dass kein für alle Sektoren einheitliches Vorgehen umgesetzt wurde. Für einige Maßnahmen wurden eigene Abschätzungen vorgenommen, dies gilt insbesondere für die Maßnahmen im Verkehrssektor. Für die Maßnahmen der Sektoren Gebäude und Industrie wurde auf vorliegende Abschätzungen aus anderen Arbeiten zurückgegriffen. Dazu zählen insbesondere die Studie „Gutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 im Gebäudesektor“ (Prognos et al. 2018) für die Maßnahmen des Gebäudesektors und die Studie „Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds“ (Fh-ISI et al., 2017b) für die Maßnahmen des Industriesektors. Es handelt sich bei diesen Abschätzungen somit nicht um Modellierungsergebnisse im Rahmen dieses Vorhabens. Im Industriesektor dienten diese externen Abschätzungen zum Energieverbrauch als zentraler Input für die hier vorgenommenen Modellberechnungen. Da bei einigen Industrie-Maßnahmen in den externen Arbeiten keine EEV-Einsparungen, sondern ausschließlich THG-Einsparungen ausgewiesen sind, wurden diese je nach Maßnahme unterschiedlich übertragen, um die THG-Einsparungen möglichst präzise in der Modellrechnung abzubilden – denn modellseitig muss entschieden werden, in welchem Umfang und bei welchen Verbrauchern diese Einsparungen zum Tragen kommen: als Energieträgersubstitution, als Prozessumstellung, als Mengenänderung etc. Beim Gebäudesektor wurden nicht direkt die in den externen Arbeiten ausgewiesenen Einsparwirkungen bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen übernommen, sondern die aus den externen Arbeiten abgeleiteten Effekte auf Aktivitätsgrößen, wie beispielsweise die Absatzstruktur bei den Wärmeerzeugern, die Sanierungsaktivität oder die Sanierungstiefe. Die ausgewiesenen Einsparwirkungen der Einzelmaßnahmen in den Sektoren Industrie und Gebäude beinhalten keine Interaktionseffekte; d. h. mögliche Überlappungen zwischen den Maßnahmen werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Für diese Sektoren sind die im Folgenden ausgewiesenen Werte daher zunächst als Orientierungsgröße zu interpretieren und dienen der Zusammenstellung sektoraler Maßnahmensets, mit denen sich die angestrebten sektoralen Reduktionsziele grundsätzlich erreichen lassen.

Im Verkehrssektor lagen keine vergleichbaren Sektorstudien vor, aus denen Einsparungen für die Einzelmaßnahmen hätten entnommen werden können. Es musste deshalb ein anderes Vorgehen gewählt und eine eigene Wirkungsabschätzung vorgenommen werden. Die Wirkung der Einzelmaßnahmen bezüglich Endenergieverbrauch nach Energieträgern und THG-Emissionen wurde im Verkehrssektor aus dem Modellergebnis abgeleitet (vgl. Abschnitt 2.6). Dabei wurden die Wirkungen in den verschiedenen Modellebenen (Verkehrsmengen, Antriebswahl, Fahrzeugeffizienz und alternative Kraftstoffe) gemessen und den politischen Maßnahmen zugewiesen. Da die Maßnahmen nicht einzeln im Modell simuliert wurden, wird die Wirkung der politischen Maßnahmen jeweils in Spannbreiten angegeben. Bei dieser Methode sind die Interaktionseffekte zwischen den politischen Maßnahmen bereits berücksichtigt. Für wenige ausgewählte Einzelmaßnahmen konnte die Einsparwirkung aus externen Studien entnommen werden (beispielsweise zum Ausbau der Oberleitungs-Lkw).

Für die Modellierung des Gesamteffekts ist folgendes zu berücksichtigen: Die ausgewiesenen Einzelwirkungen der Maßnahmen in Bezug auf die Treibhausgasminderungen fließen wie oben beschrieben nicht direkt in die sektorale Modellierung ein. In die Modellierung übernommen werden

vielmehr die im Rahmen der Einzelabschätzungen ermittelten Effekte auf Modellinputgrößen (Aktivitätsgrößen), wie z. B. die auf Beheizungsstrukturen im Gebäudesektor oder auf Verbrauchswerte (nur EEV) im Sektor Industrie und seinen Branchen. Bei Maßnahmen im Verkehrssektor, welche auf die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge abzielen (CO₂-Preis, Kaufförderung, etc.) wurde ein TCO-Modell¹⁹ genutzt, um die Effekte auf die Fahrzeuganschaffung abzuschätzen. Die Interaktionen zwischen den Einzelmaßnahmen werden dann im Rahmen der Modellierung implizit berücksichtigt. Denn erst durch die Modellierung wird die Gesamtwirkung des sektoralen Maßnahmenets unter Berücksichtigung von Interaktionen berechnet. Es wird damit aufgezeigt, inwieweit mit den vordefinierten Maßnahmenets die sektoralen Reduktionsziele erreicht werden können. Das zentrale Ziel dieses Vorhabens liegt in der Berechnung der Gesamtwirkung eines definierten Maßnahmenets gegenüber einem Referenzszenario. Die Modellergebnisse wurden nicht genutzt, um die Interaktionen zwischen den Maßnahmen rückwirkend auf Einzelmaßnahmenebene auszuweisen.

5.2.1 Industrie (inkl. GHD und Stromanwendungen von Haushalten)

Eines der Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 bezieht sich auf den Sektor Industrie. Die meisten der diskutierten Maßnahmen wirken jedoch auf Unternehmen insgesamt oder auf Gruppen von Unternehmen (z. B. Kleine- und mittlere Unternehmen – KMU), deren Energieverbrauch – nach der Systematik der nationalen Energiebilanz – teilweise dem Sektor Industrie, teilweise dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) zugerechnet werden. Die Diskussion dieser Maßnahmen erfolgt hier einheitlich im Sektor Industrie. Im Hinblick auf die Maßnahmenwirkungen werden beide Sektoren getrennt und die dem GHD-Sektor zuzurechnenden direkten Emissionsminderungen dem Gebäudesektor zugerechnet.

Für die Stromanwendungen in privaten Haushalten gibt es keine eigene Sektorzuordnung im Klimaschutzplan 2050. Stattdessen werden sie – wie auch die stromseitigen Emissionen aus Industrie und GHD – der Energiewirtschaft zugerechnet. Wegen der Ähnlichkeit der auf Stromanwendungen in privaten Haushalten und Unternehmen ausgerichteten Maßnahmen werden die auf die Verringerung des Strombedarfs privater Haushalte abzielenden Maßnahmen mit behandelt.

Im Folgenden wird ein erstes Set von neuen Maßnahmen für den Sektor Industrie skizziert und im Hinblick auf die Größenordnung der mit ihnen erzielten Endenergieeinsparungen getrennt nach Brennstoffen und Strom sowie der Minderung der direkten (brennstoffseitigen) THG-Minderung charakterisiert. Interaktionen, beziehungsweise Überlappungen zwischen den Maßnahmen werden bei Darstellung der Wirkung der einzelnen Maßnahmen nicht berücksichtigt (vergleiche die Einleitung von Kapitel 5.2). Wie oben beschrieben, werden in dieses strategische Maßnahmenet auch der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie Stromanwendungen im Sektor private Haushalte einbezogen.

¹⁹ TCO: Total Cost of Ownership

Tabelle 21: Zielszenario 1: Maßnahmenset in der Industrie (und im Gebäudesektor)

Angenommene Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der jeweiligen Referenz der externen Quelle

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	Strom-einsparung im Jahr 2030 [PJ]	Brennstoff-einsparung im Jahr 2030 [PJ]
übergeordnete Maßnahmen				
CO ₂ -Lenkungsabgabe	Einführung einer CO ₂ -Abgabe auf alle Brenn- und Kraftstoffe nach CO ₂ -Gehalt in Anlehnung an NAPE 2.0; Erhöhung von 30 €/t 2020 auf 180 €/t 2030	IND 2,1 GHD 4,0	-	IND 36 GHD 69
sektorale Maßnahmen				
verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit unter Art. 8 EED	Bei diesem Instrument geht es um eine Weiterentwicklung des bestehenden ordnungsrechtlichen Instruments der Durchführung von Energieaudits nach § 8 EDL-G, das mit einem Nachweis tatsächlich erbrachter Effizienzsteigerung verknüpft wird. Es wird eine verpflichtende Durchführung von Effizienzmaßnahmen für alle Unternehmen vorgeschlagen, die unter die Durchführungspflicht eines Energieaudits nach § 8 EDL-G fallen, beginnend mit dem 1. Re-Audit in 2019.	IND 1,2 GHD 0,2	IND 10,7 GHD 1,3	IND 21,3 GHD 2,7
ambitioniertes finanzielles Förderprogramm für elektrische Geräte	Finanzielles Förderprogramm für elektrische Geräte in privaten Haushalten	-	PHH 1,0	-
Ausweitung von finanziellen Förderprogrammen für KMU	Ausweitung finanzieller Förderprogramme (Querschnittstechnologien-Programm, ggf. weitere Programme) im Rahmen der neuen Förderstrategie des BMWi für Industrie und Gewerbe (geringe Wirkung dieses Förderprogrammes angenommen, weil es im Wesentlichen im Industrieförderprogramm aufgeht)	IND 0,01 GHD 0,01	IND 0,9 GHD 0,9	IND 0,1 GHD 0,1
Ausweitung Mindeststandards unter der EU-Ökodesign-Richtlinie	Ausweitung der Mindeststandards für energieverbrauchende Produkte unter der EU Ökodesign-Richtlinie auf weitere Produktgruppen	IND 0,2 GHD -	IND 2,5 GHD 15,8 PHH 8,6	IND 3,7 GHD -
Biomasse-Strategie in der Industrie	Förderung der direkten Verbrennung von Biomasse in industriellen Prozessen zur Wärmeerzeugung z. B. durch einen EE-Anteil an Prozesswärmeanlagen	IND 6 – 9	IND -	IND -
Industrieförderprogramm	Die neue Richtlinie für die Förderung der Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft fasst Bestandteile mehrerer Förderprogramme zusammen und vereinheitlicht diese. Ab 2019 inkl. bestehender Förderprogramme für KMU (u. a. Querschnittstechnologien-Förderprogramm).	IND 0,6 – 4,1 GHD 0,3 – 3,3	IND 2 – 28 GHD 1 – 14	IND 4 – 40 GHD 2 – 34
Summe	Einfache Summe der Maßnahmen, keine Berücksichtigung von Überlappungen	IND 11 – 17 GHD 5 – 8 PHH -	IND 16 – 41 GHD 27 – 39 PHH 9,6	IND 65 – 101 GHD 74 – 106 PHH -

^{*)} Die in der Tabelle ausgewiesene THG-Minderung ist eine hinreichende Schätzung; die resultierende THG-Einsparwirkung des gesamten Sets wird durch das Industriemodell anhand der umgelegten EEV-Einsparungen bestimmt und kann in geringem Umfang von der Schätzung der Einzelmaßnahmen abweichen.

Quelle: Berechnungen des Fh-ISI auf Basis von Fh-ISI et al. (2017b)

Das vorgeschlagene Maßnahmenpaket in Tabelle 21 beinhaltet ein starkes übergeordnetes Instrument der Preissteuerung (CO₂-Lenkungsabgabe) und kombiniert dieses mit einer Verstärkung des Ordnungsrechts (verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit nach Art. 8 EED) und einer Verstärkung der finanziellen Förderung für diejenigen Bereiche, die durch Preissteuerung und Ordnungsrecht noch nicht ausreichend adressiert werden (Stromanwendungen in den Sektoren GHD und private Haushalte). In die Modellierung des Industriesektors gehen ausschließlich die durch die Maßnahmen induzierten EEV-Änderungen ein; falls nur THG-Einsparungen vorliegen, so werden diese in entsprechende EEV-Änderungen umgerechnet und berücksichtigt.

Kurzbeschreibung der zugrunde gelegten Maßnahmen im Sektor Industrie

Verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit unter Art. 8 EED

Bei diesem Instrument geht es um eine Weiterentwicklung des bestehenden ordnungsrechtlichen Instruments der Durchführung von Energieaudits nach § 8 EDL-G, das mit einem Nachweis tatsächlich erbrachter Effizienzsteigerung verknüpft wird. Energieaudits sind ein wirkungsvolles Instrument, das am Anfang der Wirkungskette der Energieeffizienz steht.

Audits dienen dazu, informatorische Hemmnisse und institutionelle Hürden abzubauen, die dem Ausschöpfen von Einsparpotenzialen im Unternehmen entgegenstehen sowie dazu, einen Überblick über verfügbare und im Unternehmen umsetzbare Energieeffizienzmaßnahmen zu schaffen.

Es wird eine verpflichtende Durchführung von Effizienzmaßnahmen für alle Unternehmen vorgeschlagen, die unter die Durchführungspflicht eines Energieaudits nach § 8 EDL-G fallen, beginnend mit dem ersten Re-Audit 2019. Die umzusetzenden Maßnahmen sind auf Grundlage des Auditberichts in einem verbindlichen Modernisierungsfahrplan aufgeführt, der alle vier Jahre im Rahmen des Re-Audits überprüft und angepasst wird.

Die Quantifizierung der Einsparwirkung dieses Instruments für die Sektoren Industrie und GHD basiert auf der Studie „NAPE 2.0“ (Ecofys et al. 2017). Unter den dort getroffenen Annahmen zur Anzahl der betroffenen Unternehmen und unter Berücksichtigung der Evaluationsergebnisse des bestehenden Programms (IREES / adelphi, 2017) wird geschätzt, dass eine Umsetzungspflicht von Maßnahmen ab 2020 zu (Brutto-)Einsparungen von 5 % pro Unternehmen führt. Voraussetzung dafür sind qualitativ hochwertige Audits und damit höhere identifizierte Einsparpotentiale sowie Amortisationszeiten von unter 3 Jahren. Die Maßnahmen wirken vor allem in den Bereichen Heizwärme, Querschnittstechnologien und organisatorische Maßnahmen. Unter Abzug von autonomem Fortschritt und (überlappender) Mehrwirkung weiterer Instrumente wird von einer Nettoeinsparung von 3 % ausgegangen. Für die Wirkung des Instruments Verpflichtende Umsetzung von Maßnahmen muss die Differenz zwischen den durch die Auditpflicht ohnehin erzielten Einsparungen (0,7 %) und den durch die Umsetzungspflicht erhöhten tatsächlichen Einsparungen (3 %) zugrunde gelegt werden, d. h. rund 2,3 %.

Es wird weiterhin angenommen, dass die identifizierten Maßnahmen verteilt über die vier Jahre bis zum Re-Audit umgesetzt werden. Es ist davon auszugehen, dass bei erneuten Re-Audits (spätestens Ende 2023 und 2027) wiederum Einsparpotenziale in derselben Höhe identifiziert und ausgeschöpft werden.

Ambitioniertes finanzielles Förderprogramm für elektrische Geräte

Für elektrische Haushaltsgeräte gibt es derzeit – mit Ausnahme des Stromspar-Checks für einkommensschwache Haushalte - kein vergleichbares Förderprogramm in Deutschland. Bei einer Einführung eines solchen Programms könnten bis 2030 weitere Einsparungen erzielt werden. Allerdings ist davon auszugehen, dass aufgrund der teilweise nur geringen Preisdifferenzen von hocheffizienten gegenüber einem den Ökodesign-Anforderungen gerade genügenden Gerätes die Fördereffizienz bei elektrischen Haushaltsgeräten deutlich unter der von industriellen Querschnittstechnologien liegen dürfte. Bei einem Programm in der gleichen Größenordnung wie die Aufstockung für elektrische Querschnittstechnologien dürfte damit der Einspareffekt maximal halb so hoch sein wie bei dem an KMU gerichteten Programm. Außerdem ist bei Konzeption eines solchen Programms die Verschrottung des Altgerätes sicherzustellen. Bei der Ausgestaltung ist die direkte Einbeziehung des Handels wichtig. Im Hinblick auf mögliche soziale Folgeeffekte von Maßnahmen könnte bei der Ausgestaltung eine besondere Komponente für einkommensschwache Haushalte vorgesehen werden.

Mindeststandards (EU-Ökodesign-Richtlinie)

Als weiteres Instrument wird eine Ausweitung der Mindeststandards für energieverbrauchende Produkte unter der EU-Ökodesign-Richtlinie vorgeschlagen. Die Ausweitung umfasst auch Produkte und Produktgruppen, deren Einbezug in die EU-Ökodesign-Richtlinie bislang nur in der Beschlussphase vorliegt oder für die derzeit eine Vorstudie in so fortgeschrittenem Stadium vorliegt, dass eine belastbare Datengrundlage für eine Quantifizierung verfügbar ist. Diese beinhalten beispielsweise Zentralheizungen, Feuerungsanlagen und Öfen, Werkzeugmaschinen, Dampfkessel sowie Server. Außerdem soll für eine präzisere Abschätzung der Maßnahmenwirkung eine Prognoseentscheidung im Rahmen der jeweiligen Vorstudie diejenige Markt- und Technikentwicklung zu Grunde gelegt werden, welche zum Zeitpunkt der Durchführung erwartet werden kann. Auch soll in der Vorstudie zukünftig ein anspruchsvollerer Kostenbegriff untersucht werden. Dieser soll in bestimmten Fällen neben den geringsten Lebenszykluskosten (Least Life-Cycle Cost) auch den Punkt der gleichen Lebenszykluskosten (Equal Life-Cycle Cost) benennen. Mit dem zusätzlichen Kostenbegriff könnten in der Vorstudie Auswirkungen von Anforderungen mit einem höheren Effizienzniveau ausgewiesen werden.

Die Quantifizierung der Wirkung dieser Maßnahme basiert auf den Berechnungen im MWMS des Projektionsberichts 2017 (BMU 2017). Methodisch basiert diese Quantifizierung auf einer Modellierung des Energieverbrauchs in den Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie. Der größte Teil der durch diese Maßnahme erzielten Energieeinsparungen entfällt auf den Stromverbrauch.

Biomasse-Strategie

Eine Biomasse-Strategie soll den Einsatz der Biomasse in der Industrie unterstützen. D. h. bereits ab etwa 2025 soll der Einsatz von Biomethan und fester Biomasse deutlich ansteigen. Dabei werden für diese beiden erneuerbaren Energieträger 2030 Einsatzquoten von jeweils rund 12 % am EEV erreicht und knapp 6 Mt CO₂eq bzw. rund 100 PJ Primärenergie eingespart. Insbesondere zielt diese Maßnahme auf eine deutliche Steigerung des Erneuerbaren-Anteils zur Bereitstellung von Prozesswärme. Die Biomasse-Strategie weist eine Überlappung zum Marktanzreizprogramm

zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt auf, welches im Industrieförderprogramm verortet ist.

Industrieförderprogramm

Zum Jahr 2019 wurde die Energieeffizienzförderung des BMWi verändert und eine neue Förderrichtlinie ausgestaltet. Die Richtlinie für die „Förderung der Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ fasst dabei Bestandteile mehrerer Förderprogramme zusammen und vereinheitlicht diese. Es umfasst Querschnittstechnologien, die Abwärmerichtlinie, die Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen, Energiemanagementsysteme, sowie die Förderung von Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien aus dem Marktanreizprogramm. Da das bestehende Querschnittstechnologien-Förderprogramm (QST) ab 2019 im Industrieprogramm aufgegangen ist, wird die Ausweitung des QST-Programms nicht mehr als eigenständige Maßnahme dargestellt.

Für die Abschätzung der Wirkung der Maßnahme wird angenommen, dass sich die verbesserte Strukturierung der Förderlandschaft positiv auf die Antragszahlen auswirkt und ein Zuwachs an Einsparungen generiert werden kann. Bis 2030 wird eine jährlich wiederkehrende Endenergieeinsparung von rund 124 PJ erwartet. Davon sind ca. 9 PJ direkt der Neugestaltung der Förderung zuzurechnen. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei der erneuerbaren Prozesswärme um eine Energieträgersubstitution handelt und damit keine Endenergieeinsparung erfolgt. Dies gilt jedoch nicht für die Werte für Primärenergie und THG-Emissionen. Die zu erwartenden jährlichen Primärenergieeinsparungen betragen 249 PJ, davon 23 PJ resultierend aus der Neugestaltung der Förderung, was zu jährlichen THG-Einsparungen von 9,4 Mt führt. Von diesen THG-Einsparungen sind 0,9 Mt der Neuordnung zuzurechnen und 7,4 Mt THG der Zusammenlegung der Einzelprogramme. Grundlage der Abschätzungen bilden Fh-ISI et al. (2017b) und Fichtner et al. (2017).

5.2.2 Verkehr

Die Maßnahmen im Sektor Verkehr haben Einfluss auf verschiedene Modellparameter. Viele Maßnahmen wirken auf die Motorart (Antrieb) der Fahrzeuge und damit auf die Neuzulassungsstruktur nach Antrieben. Teilweise wirken die Maßnahmen bei den Verkehrsmengen (u. a. Modal Split), bei der Effizienz der Motoren oder der Beimischung von alternativen Kraftstoffen. Die Wirkung wird im Modell abgeschätzt, ohne die Maßnahmen einzeln zu modellieren. Die THG-Minderungsbeträge je Modellierungsebene (Verkehrsmengen, Antriebswechsel, Effizienz und alternative Kraftstoffe) werden mit den Maßnahmen verknüpft werden und die Gesamtwirkung auf die einzelnen Maßnahmen verteilt wird (vgl. Beschreibung in Kapitel 2.6). Dieses Vorgehen zur Wirkungsabschätzung von Einzelmaßnahmen unterscheidet sich von dem in den anderen Sektoren, wo Ergebnisse aus konkreten Sektorstudien zugrunde gelegt werden.

Ermittelt wird die Energieeinsparung nach Energieträgern, um damit die THG-Wirkung zu bestimmen. In der folgenden Tabelle 22 werden die Maßnahmen für den Sektor Verkehr im Zielszenario 1 skizziert und im Hinblick auf die Größenordnung der mit ihnen erzielten Endenergieeinsparungen und ihren THG-Minderungsbeitrag charakterisiert.

Das Maßnahmenset kombiniert ein übergeordnetes Instrument der Preissteuerung (CO₂-Lenkungsabgabe) mit einer wirkungsvollen Ausgestaltung des Bonus-Malus-Systems für Pkw sowie einem raschen Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr. Im Weiteren wird angenommen, dass die Entfernungspauschale (Pendlerpauschale) abgeschafft und die Lkw-Maut nach Energieeffizienzklassen gespreizt wird. Die Flottengrenzwerte für Pkw, leichte sowie

schwere Nutzfahrzeuge werden gemäß aktueller Umsetzung auf EU-Ebene angenommen. Im Bereich der alternativen Kraftstoffe wird von Beimischungsquoten ausgegangen, welche für die Mengen an biogenen und strombasierten Kraftstoffen sorgen, mit denen das THG-Ziel des KSP im Sektor Verkehr im Jahr 2030 erreicht wird.

Tabelle 22: Zielszenario 1: Maßnahmenset im Verkehr

Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der Referenz

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	EEV-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]
übergeordnete Maßnahme			
CO ₂ -Lenkungsabgabe	Einführung einer CO ₂ -Abgabe auf alle Kraftstoffe nach CO ₂ -Gehalt in Anlehnung an NAPE 2.0. Erhöhung von 30 €/t in 2020 auf 180 €/t in 2030.	15	230
sektorale Maßnahmen			
Oberleitungs-Lkw	Ambitionierter Ausbau und Markthochlauf Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Europa.	ca. 3	50
EU-CO ₂ -Flottengrenzwerte	Minderung um 37,5 % bei Pkw und 31 % bei LNF bis 2030 ggü 2021. Bei schweren Nutzfahrzeugen sollen die CO ₂ -Emissionen der Neuzulassungen im Mittel um 30 % bis 2030 ggü. 2019 abgesenkt werden.	3 – 5	50 – 80
erweiterter Umwelt-Bonus	Einführung eines Bonus-Malus-Systems bei Pkw-Neuwagen.	3 – 5	50 – 80
energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut	Spreizung der Lkw-Maut nach Energieeffizienzklassen.	ca. 1,5	20 – 25
Förderung Schienenverkehrsinfrastruktur	Engpässe beseitigt, zusätzliche Strecken elektrifiziert, Ertüchtigung des Netzes für den umfassenden Einsatz 740 m langer Züge.	0,1	1,4
Abschaffung Entfernungspauschale	Die steuerliche Absetzbarkeit von Fahrtkosten für den Arbeitsweg und Dienstfahrten wird gestrichen.	ca. 5	75
Reform Dienstwagenbesteuerung	Der zu versteuernde geldwerte Vorteil wird an den CO ₂ -Ausstoß der Fahrzeuge gekoppelt.	0,2 – 0,4	2,9 – 5,5
RED II	Neufassung der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (RED II): Fortführung der nationalen Beimischungsquoten für schadstoffarme, erneuerbare Treibstoffe innerhalb des Verkehrssektors, einschließlich strombasierter Treibstoffe und EE-Strom.	Aktuelle Anforderungen auf EU-Ebene bringen ggü. Referenz keine zusätzliche Einsparung	
Beimischungsquoten für biogene und strombasierte Kraftstoffe	Die Beimischungsquoten für biogene Otto und Diesel-Kraftstoffe sollen bis zum Jahr 2030 auf rund 15 % gesteigert werden. Der Anteil von Biogas am Erdgas soll bis auf 80 % gesteigert werden. Des Weiteren ist angenommen, dass ca. 4,5 % strombasierte Kraftstoffe bei Benzin und Diesel beigemischt werden.	15	0

Clean Vehicle Directive (Beschaffung öffentliche Hand)	Nach der Clean Vehicle Directive werden in Zukunft Mindestquoten bei der Beschaffung von emissionsarmen Fahrzeugen vorliegen.	ca. 0,1	1 – 2
Summe	Summe der Maßnahmen (gemäß Modellierung des-Szenarios)	50 – 53	480 – 550

Quelle: eigene Berechnung

Kurzbeschreibung der zugrunde gelegten Maßnahmen im Verkehrssektor

Oberleitungs-Lkw

Im Bereich des Straßengüterverkehrs wird ein rascher Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur angenommen. Im Zielszenario 1 wird davon ausgegangen, dass der Ausbau in Europa vorangetrieben wird und langfristig rund 30 % des Autobahnnetzes (dies entspricht ca. 4.000 km in Deutschland) mit Oberleitungen versehen werden. Bis 2030 soll in Deutschland ein Netz von über 2.000 km errichtet werden, um den Markthochlauf von rund 60.000 Oberleitungs-Hybriden-Lkw anzureizen.

Die Maßnahmenbewertung erfolgt in Abstimmung mit dem Fraunhofer ISI bzw. beruht die Markthochlaufentwicklung auf den Ergebnissen des Projekts „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ (Fh-ISI et al. 2017a). Die anschließende Berechnung der CO₂-Einsparungen basiert auf Annahmen zu den mittleren elektrischen Fahranteilen. Ohne Berücksichtigung etwaiger Mehremissionen bei der Stromerzeugung liegen die Einsparungen im Verkehrssektor in diesem Szenario im Bereich von ca. 3 Mt CO₂eq.

EU-CO₂-Flottengrenzwerte

Bisher gilt in der EU ab 2021 ein CO₂-Flottengrenzwert für neue Pkw von 95 g CO₂/km, gemessen im alten Testzyklus NEFZ. Aktuell liegt ein Beschluss der Europäischen Kommission für den Zeitraum bis 2030 vor, in dem anders als bisher kein absolutes CO₂-Ziel, sondern eine prozentuale Minderungsvorgabe definiert wird. Neuwagen (Pkw) sollen ihren CO₂-Ausstoß im Durchschnitt bis 2030 um 37,5 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2021 senken. Zum Vergleich: Im Referenzszenario sinken die mittleren CO₂-Emissionen der Pkw-Neufahrzeugflotte in diesem Zeitraum um 27 %. Da die Emissionen der Pkw den größten Anteil an den THG-Emissionen im Verkehr ausmachen, ist es für die Zielerreichung notwendig, die CO₂-Emissionen der Neuwagen stark zu reduzieren.

Auch für leichte und schwere Nutzfahrzeuge wurden Ende 2018 Grenzwerte für die Jahre 2025 und 2030 definiert. Bei LNF sollen die mittleren CO₂-Emissionen um 31 % (ggü. 2021) und bei SNF (ab 7,5 t zulässige Gesamtmaße und inkl. Busse) um 30 % (ggü. 2019) bis 2030 abgesenkt werden.

Je nach Allokation der Minderungswirkung zwischen den Instrumenten Bonus-Malus und Flottengrenzwerte können die THG-Emissionen im Verkehr dank der verschärften Flottengrenzwerte um 3 bis 5 Mt CO₂eq bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario abgesenkt werden.

Erweiterter Umwelt-Bonus

Mit dem Instrument des erweiterten Umwelt-Bonus wird ein Bonus-Malus-Systems beim Neuwagenkauf umgesetzt. Es gibt einen Bonus für BEV von 6.000 Euro bzw. von 1.000 Euro für PHEV.

Ab 2021 erfolgt eine lineare Absenkung dieses Bonuswertes bis 2030 auf 0 Euro. Die Malus-Komponente wird gestaffelt erhoben: im Jahr 2020 kein Malus für neue Pkw mit bis zu 95 g CO₂/km und ein maximaler Malus von 10.000 Euro für Pkw ab 250 g CO₂/km, dazwischen wird linear interpoliert. Ab 2021 bis 2030 lineare Absenkung der Schwellenwerte von 95 g CO₂/km auf 68 g CO₂/km bzw. 250 g CO₂/km auf 223 g CO₂/km. Die Wirkung hinsichtlich der Emissionsreduktion erfolgt auf zwei Wegen: einerseits durch eine zusätzliche Erhöhung der Verkaufszahlen von E-Pkw (BEV, PHEV) sowie andererseits durch die Minderung der spezifischen CO₂-Emissionen neu zugelassener Pkw mit Verbrennungsmotor.

Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut

Um den Energieverbrauch von schweren Nutzfahrzeugen zu senken und die damit verknüpften Treibhausgase zu mindern, soll der Mautsatz zukünftig von der Energieeffizienz der Fahrzeuge abhängen.

Der Anreiz für eine Steigerung der Energieeffizienz ist umso größer, je stärker der Mautsatz in Abhängigkeit von der Energieeffizienz variiert. Die mögliche Mautsatzspreizung hängt vom EU-rechtlichen Rahmen ab. Für die aktuell mögliche Spreizung der Mautsätze nach Schadstoffklassen erlaubt das geltende EU-Recht drei Arten der Differenzierung: die Spreizung der Infrastrukturkomponenten (Option 1), die Anrechnung von externen Kosten (Option 2) und die Kombination beider Möglichkeiten (Option 3). Diese bestehenden Möglichkeiten der Bemautung nach Schadstoffklassen könnten durch Anpassung des EU-Rechts auf Energieeffizienzklassen erweitert werden. Eine Differenzierung gemäß Option 1 wird im Rahmen des aktuellen Änderungsvorschlags der Eurovignetten-Richtlinie explizit genannt (Art. 7g Abs. 4). Die Optionen 2 und 3 verlangen zusätzliche Anpassungen der Eurovignetten-Richtlinie. Durch die Anpassung würde eine Differenzierung der Mautsätze nach Effizienzwerten ermöglicht, sodass im Rahmen einer geänderten deutschen Lkw-Maut ein entscheidender Anreiz für Energieeffizienz geschaffen werden könnte. Abhängig ist diese Mautsatzspreizung (bei den Optionen 2 und 3) von den externen Kosten, welche den CO₂-Emissionen zugeschrieben werden. Unter Annahme eines Kostensatzes von 80 Euro/t CO₂ und abhängig von den Annahmen zu den Emissionen der Fahrzeuge lassen sich die konkreten Mautsatzspreizungen ableiten. Bei Option 3 besteht das größte Delta mit 16,3 Cent/Fahrzeugkilometer. Somit wird bei dieser Option die größte THG-Minderung von rund 1,5 Mt CO₂eq erreicht.

Die Modellierung der energieeffizienzgespreizten Lkw-Maut im Zielszenario 1 erfolgt auf Basis der Analyse, welche Prognos im Rahmen des Projektes „Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut“ für das Verkehrsministerium erarbeitete (Prognos / FVT, 2018).

Förderung Schienenverkehrsinfrastruktur

Bei der Förderung der Schienenverkehrsinfrastruktur werden Engpässe im Netz beseitigt, zusätzliche Strecken elektrifiziert, Bypässe in ausreichendem Ausmaß sichergestellt sowie die Infrastruktur auf die Anforderungen für längere Güterzüge (mindestens 740 m) ausgelegt. Flankierend wird eine öffentliche Datenbank zu Anschlussbahnen aufgebaut.

Abschaffung Entfernungspauschale

Die Entfernungspauschale regelt die steuerliche Absetzbarkeit von Fahrtkosten für Arbeitswege. Arbeitnehmende können die Aufwendungen für den Weg vom Wohnort zum Arbeitsplatz von ihrem zu versteuernden Einkommen abziehen. In der Ausgestaltung wird angenommen, dass die Entfernungspauschale ab 2020 vollständig abgeschafft wird. Möglich ist die Einführung einer Härtefallregelung, die zu leicht reduzierten Einsparungen führen würde.

Als Effekt wird erwartet, dass Pendelwege sich verkürzen, weil der Wohnort in vielen Fällen näher am Arbeitsplatz gewählt wird. Hierzu existiert eine Reihe von Abschätzungen. Der Effekt tritt aufgrund der nötigen Umzüge und veränderten Arbeitsstätten zeitverzögert ein und führt 2030 zu zusätzlichen jährlichen THG-Einsparungen gegenüber dem Referenzszenario von rund 5 Mt CO₂eq.

Reform der Dienstwagenbesteuerung

Bei der Dienstwagenbesteuerung gilt für Arbeitnehmer ab 2019 eine Sonderregelung für die private Nutzung der E-Pkw. Statt monatlich ein Prozent des Listenpreises als geldwerten Vorteil zu versteuern, gilt für BEV und PHEV ein halbiertes Satz von 0,5 % des Listenpreises.

Bei der Modellierung von Zielszenario 1 wurde noch vom „Schwedischen Modell“ ausgegangen. Dabei werden 0,6% des Listenpreises (statt den üblichen 1 %) auf das Monatseinkommen versteuert. Dieser Einkommenssteuervorteil wird auf 0 % (linear) abgesenkt bis 2030. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Dienstwagensteuer bei Pkw mit über 160 g CO₂/km um 40 % erhöht wird (1,4 % des Listenpreises). Die Wirkung dieser Maßnahme wird auf 0,2 – 0,4 Mt CO₂eq. geschätzt.

RED II – Beimischungsquote für erneuerbare Kraftstoffe

Die Weiterführung der Beimischungsquote für erneuerbare Energieträger orientiert sich am aktuellen Vorschlag des Europäischen Rats zur Neufassung der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (RED II). Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor soll bis 2030 auf mindestens 14 % steigen. Dabei wird der maximale Anteil konventioneller Biotreibstoffe (auf Basis von Nahrungs- oder Futtermitteln) bei 7 % gedeckelt. Die restlichen 7 % (oder mehr) sollen durch fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe bereitgestellt werden. Dazu zählen unter anderem Kraftstoffe auf Basis von gebrauchten Speiseölen, land- und forstwirtschaftlichen Abfällen, Klärschlamm, Algen, Wasserstoff sowie strombasierte Energieträger (PtX) und erneuerbarer Strom. Dabei besteht eine Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe, die bis 2030 auf mindestens 3 % steigt.

Die oben genannten Zielwerte werden bereits in der Referenzentwicklung annähernd erreicht. Eine zusätzliche Wirkung zur Schließung der Ziellücke im Zielszenario 1 geht deshalb von der RED II nicht aus. Um das Klimaschutzziel im Sektor Verkehr im Jahr 2030 zu erreichen, sind höhere Beimischungen von Biokraftstoffen (hauptsächlich zweite Generation) sowie strombasierte Kraftstoffe notwendig. Diese werden mit dem nachfolgend beschriebenen Instrument adressiert.

Beimischungsquoten für biogenen und strombasierte Kraftstoffe

Die Beimischungsquoten für biogene Otto- und Diesel-Kraftstoffe sollen bis zum Jahr 2030 auf 10 % gesteigert werden, der Anteil von Biogas am Erdgas auf 80 %. Um die Ziellücke zu schließen, müssen noch ca. 4,5 % synthetische Kraftstoffe zu Benzin und Diesel beigemischt werden. Die Umsetzung dieser Beimischungsverpflichtungen im Zielszenario 1 führt im Jahr 2030 zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen im Sektor Verkehr von ca. 15 Mt CO₂eq.

Clean Vehicle Directive

Im Jahr 2019 hat das Europäische Parlament die Clean-Vehicle-Richtlinie verabschiedet und damit verbindliche Ziele für die Beschaffung von emissionsarmen Fahrzeugen durch öffentliche Behörden und Unternehmen geschaffen. Demnach müssen ab 2025 bei allen neu abgeschlossenen

öffentlichen Aufträgen mindestens 45 % der Busse alternative Antriebe besitzen. Im Jahr 2030 gilt eine Quote von 65 %. Gemäß Richtlinie werden alternative Antriebe als emissionsarme Fahrzeuge mit alternativem Antrieb (BEV-, FCV- aber auch Erdgas-Busse) verstanden. Auch mit Biomethan und Flüssiggas betriebene Fahrzeuge zählen dazu.

5.2.3 Gebäudesektor (Private Haushalte und GHD)

In der Referenzentwicklung verringern sich die THG-Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 auf rund 92 Mt CO₂eq. Gegenüber dem Ziel des Klimaschutzplans von 70 bis maximal 72 Mt CO₂eq ergibt sich eine Ziellücke von 20 – 22 Mt CO₂eq. Bezogen auf das verschärfte Ziel des Klimaschutzgesetzes beträgt die Ziellücke 22 Mt CO₂eq. Das Maßnahmenset des Zielszenarios 1 für den Gebäudesektor baut auf einem Gutachten zuhanden des BMWi zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 im Gebäudesektor auf (Prognos et al. 2018).²⁰ Der grundsätzliche Charakter des Maßnahmensets ist anreizorientiert:

- Die deutliche Erhöhung der Energiesteuer durch die Einführung einer CO₂-Lenkungs Komponente mit Rückverteilung erhöht sowohl die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen als auch die Investitionen in die erneuerbare Wärmeerzeugung.
- Zusätzlich erfolgt ein starker Ausbau der Förderung von energetischer Gebäudesanierung und effizienten Heizungsanlagen.
- Das Ordnungsrecht wird nur moderat angepasst.

Das Maßnahmenset ist breit gefächert, es sollen möglichst alle Akteure einbezogen werden (private Selbstnutzer, Mieter, Vermieter, Gewerbe). Zudem adressiert das Set sowohl die Steigerung der Energieeffizienz als auch den Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeugung sowie Neubauten und Bestandsbauten. Einige Maßnahmen haben nur einen geringen (oder gar negativen) Effekt auf die Entwicklung der THG-Emissionen (z. B. Reduktion der Modernisierungsumlage). Diese verringern aber die wirtschaftliche Belastung (insbesondere der finanziell schlechter gestellten Haushalte) und erhöhen dadurch die Akzeptanz der Energiewende.

In der nachfolgenden Tabelle 23 sind die einzelnen Maßnahmen des ersten Sets aufgelistet. Das Set besteht im Gebäudesektor aus neun Maßnahmen, welche teilweise in Teilmaßnahmen untergliedert sind. Insgesamt besteht das Set aus über 20 Teilmaßnahmen. Mehrere dieser Maßnahmen haben eine vergleichsweise geringe Wirkung. Es wird darauf hingewiesen, dass bei den in der Tabelle ausgewiesenen Wirkungen die Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen nicht berücksichtigt sind. Einerseits wird ein verstärkender Synergieeffekt der CO₂-Abgabe auf die übrigen Maßnahmen erwartet. Andererseits ergeben sich teilweise (erhebliche) Überschneidungen zwischen den Maßnahmen. Beispielsweise adressieren verschiedene Maßnahmen die Sanierungsaktivität oder den Einsatz erneuerbarer Wärmeerzeuger. Der Gesamteffekt des Maßnahmensets muss deshalb nicht mit der Summe der Einzelmaßnahmen übereinstimmen. Die Angaben zur Wirkungsabschätzung wurden in den meisten Fällen aus dem oben zitierten Gutachten zur Zielerreichung im Gebäudesektor 2030 übernommen. Bei den Angaben zur Wirkung der Maßnahmen wurde im Vorhaben „Zielerreichung Gebäude 2030“ nebst den eingesparten THG-Emissionen die eingesparte nicht erneuerbare Primärenergie ausgewiesen. Dies steht im Gegensatz zu

²⁰ Einzelne Maßnahmen wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit gegenüber dem Gebäudegutachten leicht modifiziert, dies umfasst u. a. die Höhe der Fördermittel und den Zeitpunkt der Einführung der verschärften energetischen Anforderungen im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG).

den anderen Sektoren (oder auch zum Zielszenario 2), bei denen die eingesparte Endenergie ausgewiesen wird. Dies muss beim Vergleich beachtet werden.

Tabelle 23: Zielszenario 1: Maßnahmenset im Gebäudesektor

Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber einer Referenzentwicklung

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	nicht erneuerbare PE-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]
übergeordnete Maßnahme			
CO ₂ -Lenkungsabgabe	Einführung einer CO ₂ -Abgabe auf alle Brenn- und Kraftstoffe nach CO ₂ Gehalt in Anlehnung an NAPE 2.0. Erhöhung von 30 €/t in 2020 auf 180 €/t in 2030.	4,3	58
übergreifende Maßnahmen im Gebäudesektor			
Verankerung der Wärmewende	a) Grundsteuer/Grunderwerbssteuer: Bonus-Malus-System mit Steuervergünstigung für den Erwerb energieeffizienter Gebäude und Steuererhöhung für den Erwerb ineffizienter Gebäude auf Basis des Gebäudeenergieausweises.	0,7	13
	b) Effizienzbonus auf Eigenheimzulage	<0,1	0,5
	c) Absenkung der Modernisierungsumlage von 11 % auf 6 % zur Förderung des Interessensausgleichs zwischen Mietern und Vermietern.	-0,6	-12
	d) Klimafreundliches Wohnen für Sozialleistungsempfänger: Klimakomponente bei Wohngeld und Grundsicherung.	0,3	7
Ordnungsrecht			
Gebäudeenergiegesetz (GEG)	a) Niedrigstenergiegebäude: KfW EH 55 bei Neubauten und Vorbildfunktion der öffentlichen Hand, ab 2025	0,5 – 0,7	k. A.
	b) Primärenergieanforderungen an wesentlich geänderte Bestandsgebäude. Der Primärenergieverbrauch soll maximal 40 % über demjenigen von Neubauten liegen.	0,4	7
	c) Dämmung oberste Geschossdecke.	0,5	8
	d) Keine Befreiung für jüngere Gebäude von den bedingten Nachrüstverpflichtungen.	0,6	11
Energieeffizienz im Bereich Klima/ Lüftung	Verschärfte Anforderungen im Rahmen der EnEV (GEG), verbunden mit vermehrten Stichprobenkontrollen; Zählernachrüstpflcht für größere Klima- und Lüftungsanlagen.	0,2	6
Steigerung der Energieeffizienz bei Produkten	Mindesteffizienzanforderungen für Heizgeräte und Warmwasserbereiter definiert durch EU-Ökodesign-Vorgaben. Verbindliche Kennzeichnung von Armaturen.	0,2	4
stärkere Qualitätssicherung bei der Umsetzung	a) Verpflichtender Nachweis über funktionsgerechte Dimensionierung von neuen Heizungsanlagen im künftigen Gebäudeenergiegesetz (GEG).	0,4	8

	b) Verpflichtende Inbetriebnahmemessung bei Kesseln über 70 kW	0,2	5
Förderung			
steuerliche Förderung	Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen für selbstgenutzte Wohngebäude und vermieteten Bestand.	ca. 2 – 4	ca. 35 – 70
Förderung erweitern	a) Soziale Energieeffizienz im vermieteten Gebäudebestand: Förderprogramm für energetische Sanierungen in Gebieten mit einer Konzentration von einkommensschwachen Mietern	0,3	7
	b) Serielle Sanierung: durch die Innovationsförderung, u. a. durch Ausschreibungen, wird Entwicklungswissen bei Planern, Herstellern und weiteren Akteuren aufgebaut.	0,1	0,8
	c) Verknüpfung investiver Förderung mit der Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, iSFP): Einführung einer Basis- und einer erhöhten „Premiumförderung“ für Einzelmaßnahmen Nachträgliche Rückerstattung der Erstellungskosten eines iSFP bei Umsetzung von Maßnahmen.	0,2	3
	d) Wärmenetze 4.0 und Wärmenetze in Ballungszentren: Fortführung und Ausweitung des bestehenden Programms „Wärmenetze 4.0“ über 2020 hinaus, Ergänzung um ein Programm zur Transformation bestehender Wärmenetze und Ausbau der Netzplanung.	ca. 2 – 3 ²¹	ca. 45
	e) EE-Anreize für Handwerker: Handwerker erhalten eine Vermittlungsprämie für die Installation erneuerbarer Wärmeanlagen.	0,5	3
	f) Zusammenführung und Optimierung bestehender Förderung (EBS-Programme, APEE und MAP). Förderbudget um 500 Mio.€ erhöht. verstärkter Förderung von EE-Heizungen, Sanierung von Bestandsgebäuden.	ca. 0,8 – 1	ca. 20 – 35
Flächendeckende Energieberatung für Privateigentümer von Wohngebäuden	a) Regionalmanager: Durch die Stärkung der Regionalmanagement-Strukturen in der Energieberatung der Verbraucherzentralen kann indirekt die Steigerung der energetischen Sanierungsaktivität erreicht werden.	<0,1	1
	b) Förderung des Aufbaus von regionalen Sanierungsnetzwerke: sie verbinden Information und Aufklärung mit der Umsetzungs- und Finanzierungsebene und bieten dabei Qualitätsfeedback und -sicherung.	0,2	5
Maßnahmen bei gewerblichen Prozessen und Antrieben	Nicht gebäudebezogene Maßnahmen.	1 – 2	7 – 20
Summe	Einfache Summe der Maßnahmen, keine Berücksichtigung von Überlappungen	16 – 21	ca. 240 – 305

Quelle: Prognos et al. (2018)

²¹ Weitere Reduktionen im Sektor Energiewirtschaft durch die Integration von erneuerbarer Wärme (Netztransformation)

Kurzbeschreibung der zugrunde gelegten Maßnahmen im Gebäudesektor

Die sektorübergreifende Maßnahme CO₂-Lenkungsabgabe ist in Kapitel 5.1 dokumentiert. Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen findet sich in Prognos et al. 2018.

1. Verankerung der Wärmewende

Dem Maßnahmenbündel Verankerung der Wärmewende werden verschiedene Teilmaßnahmen zugeordnet:

A) Grundsteuer/Grunderwerbssteuer

Die Grunderwerbsteuer ist eine Verkehrsteuer, die regelmäßig bei Erwerb eines inländischen Grundstücks anfällt (z. B. dem Kauf eines Grundstückes). Sie bemisst sich grundsätzlich nach dem Wert der Gegenleistung, d. h. bei einem Grundstückskauf nach dem Kaufpreis. Für energetische Gebäudesanierungen und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ist die Grunderwerbsteuer momentan eher ein Hindernis, da entsprechende Maßnahmen den Immobilienwert erhöhen und damit auch die bei einem Erwerbsvorgang zu zahlende Grunderwerbsteuer.

Vor diesem Hintergrund wird die Implementierung einer Lenkungswirkung in das Grunderwerbsteuergesetz (GrEStG) vorgeschlagen, die energetische Gebäudesanierungen und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz für beide Seiten – bisherige Eigentümer und Erwerber von Immobilien – attraktiv macht. Vorgeschlagen wird eine Bonus-Malus-Steuerstaffelung bei Immobilienerwerb in Kombination mit einer bedingten Steuerermäßigung für durchgeführte Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz nach Eigentumsübergang. Innerhalb der Bemessungsgrundlage wird nach Effizienzklassen gestaffelt: von -40 % bei Bedarfsausweis mit Effizienzklasse A+ bis +20 % bei Bedarfsausweis mit Effizienzklasse H, für Verbrauchsausweise erfolgt eine entsprechende Anpassung. Die Ausgestaltung soll mindestens aufkommensneutral ausfallen, sodass für die Bundesländer keine Mindereinnahmen anfallen. Die Maßnahme reizt indirekt zur Steigerung der energetischen Sanierungsrate und zur Erhöhung der Energieeffizienz an. Hierbei setzt sie sowohl aufseiten des Immobilienerwerbers als auch aufseiten des Veräußerers an.

B) Effizienzbonus Eigenheimzulage

Die Eigenheimzulage als Förderinstrument von selbstgenutztem Wohnraum wird um einen variablen Energieeffizienzbonus ergänzt. Die Höhe des Effizienzbonus bemisst sich an der energetischen Qualität des Bau- bzw. Kaufobjektes (Bemessungsgrundlage: Bedarfs- oder Verbrauchsausweis). Um den sozialpolitischen Charakter der Maßnahme zu untermauern, wird der Zuschuss familiengerecht anhand der im Haushalt lebenden Kinder gestaffelt. Der Effizienzbonus wird, analog zur Ausgestaltung des Baukindergeldes, jährlich über einen Gesamtzeitraum von zehn Jahren gewährt. Der Energieeffizienzbonus besteht dabei aus zwei Komponenten: einem Effizienzgrundbonus (Basisförderung) beim Kauf einer Wohneinheit im Gebäudebestand, die mindestens die Gebäudeeffizienzklasse D erfüllt, und aus einer progressiven Effizienzzulage beim Nachweis einer höheren energetischen Qualität der Wohneinheit. Die Zulage gilt sowohl für Neu- als auch für Bestandsbauten, es wird jedoch eine unterschiedliche Staffelung angesetzt. Der Effekt der Maßnahme auf die THG-Entwicklung wird als gering betrachtet, sie ist hauptsächlich sozialpolitisch motiviert.

C) Modernisierungsumlage

Die im Mietrecht vorgesehene Möglichkeit der Mieterhöhung nach Modernisierung ist eine entscheidende wirtschaftliche Voraussetzung für das Implementieren energetischer Modernisierungsmaßnahmen im Mietwohnungsbestand. Die aktuell zulässige Erhöhung der Jahresmiete beträgt 11 % der reinen Modernisierungsaufwendungen. Dieser Umlagesatz besteht seit 1978 unverändert. Ziel ist es, durch die Anpassung der maximal zulässigen Modernisierungsumlage einen ausgewogenen Ausgleich zwischen sozial- und umweltpolitischen Belangen herzustellen und gleichzeitig den Interessensausgleich zwischen den Mietern und Vermietern zu befördern. Neben der Sicherung von Investitionsanreizen für aus klimapolitischer Sicht notwendige energetische Sanierungen ist deshalb auch auf die Bezahlbarkeit des Wohnens zu achten.

Vor dem Hintergrund der aktuell günstigen Kapitalbeschaffungskosten erscheint eine Absenkung der Modernisierungsumlage von derzeit jährlich 11 % auf 6 % der Modernisierungsaufwendungen als angemessener Schritt, um den seit 1978 veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen (in Zielszenario 2: Absenkung auf 8 %). Es ist davon auszugehen, dass ein Absenken der Modernisierungsumlage für sich genommen zu einem geringfügigen Absinken der Sanierungstätigkeit im vermieteten Wohnbestand führt.

D) Klimafreundliches Wohnen für Sozialleistungsempfänger

Die Maßnahme adressiert Leistungsberechtigte für die Grundsicherung nach Sozialgesetzbuch (SGB) II und SGB XI und Wohngeldberechtigte nach dem Wohngeldgesetz (WoGG), indirekt auch die Eigentümer von Mietwohnungsbestand, die vorwiegend an Sozialleistungsempfänger vermieten. Energetisch hochwertige Wohnungen weisen in der Regel höhere Kaltmieten und geringere Heizkosten auf als energetisch schlechtere Wohnungen. Die Mietobergrenzen der Grundsicherung (SGB II und XII) und die Höchstbeträge für das Wohngeld werden allerdings überwiegend auf Basis der Bruttokaltmiete festgelegt. Daher können energetisch sanierte Wohnungen aufgrund der höheren Kaltmieten – trotz geringerer warmer Betriebskosten²² – durch Sozialleistungsempfänger meist nicht angemietet werden. Vorgeschlagen wird ein Klimabonus bei der Grundsicherung und eine Klimakomponente beim Wohngeld. Beim Klimabonus soll die maximal zu erstattende Nettokaltmiete von Empfängern der Grundsicherung nach SGB II und XII in Abhängigkeit des Energieeffizienzstandards der Wohneinheit angepasst werden. Je niedriger der Energieverbrauch, desto höher der Bonus für die zu erstattende Kaltmiete. Durch die Klimakomponente beim Wohngeld wird beim Erreichen von bestimmten Energieeffizienzstandards der Wohneinheit eine Differenzierung der Höchstbeträge für die zu berücksichtigende Miete bei der Wohngeldberechnung vorgenommen.

Die Einführung einer Klimakomponente in die Grundsicherung und für das Wohngeld hat den Vorteil, dass zusätzlich zu der mit der indirekten Berücksichtigung der Heizkosten einhergehenden sozialen Sicherungsfunktion eine energiepolitische Steuerungswirkung erzielt wird. Die Maßnahme erhöht bei den Mietern die Akzeptanz für energetische Modernisierungen und steigert die Nachfrage nach energetisch sanierten Wohnungen. Dies wiederum reizt bei Eigentümern Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen an.

²² Aufwendungen für Warmwasser und Heizung.

2. Ordnungsrechtliche Maßnahmen

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Auch bei der Änderung des Gebäudeenergiegesetzes werden mehrere Teilmaßnahmen zugerechnet.

A) Niedrigstenergiegebäude und Vorbild öffentliche Hand

Die Maßnahme betrifft alle Eigentümer und Bauherren neuer Wohn- und Nichtwohngebäude. Entsprechend der Vorgaben der Europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD) vom Mai 2010 (2010/31/EU) ist eine Umsetzung von Nahezu-Nullenergiegebäuden bzw. Niedrigstenergiegebäuden bei der Errichtung neuer Gebäude durch die Mitgliedsstaaten vorgesehen. Für Deutschland werden die Anforderungen der EPBD durch das Energieeinsparungsgesetz umgesetzt. Für Neubauten soll ab 2025 der Niedrigstenergiestandard gelten. Der Niedrigstenergiestandard soll mit dem heute von der KfW geförderten Effizienzhaus 55 gleichgesetzt werden. Die Vorbildfunktion der öffentlichen Hand wird mit den folgenden Maßnahmen realisiert:

- Effizienzhaus 55 für Neubauten der öffentlichen Hand ab 2025,
- Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude bei Bestandssanierungen, u. a. mit Nutzungspflicht von erneuerbaren Energien bei umfassenden Sanierungen,
- Monitoring aller sanierten und neu gebauten öffentlichen Gebäude,
- Einführung funktionaler Ausschreibungen und
- Einbeziehung von Aspekten des nachhaltigen Bauens und der Lebenszyklusbetrachtung.

B) Primärenergieanforderungen an wesentlich geänderte Gebäude

Nach dem bisherigen Verständnis der Energieeinsparverordnung (EnEV) durfte ein umfassend saniertes Bestandsgebäude maximal 40 % mehr Energie verbrauchen als ein Neubau. Die Anforderungen an neu zu errichtende Gebäude wurden zum 1.1.2016 um 25 % gegenüber dem Referenzgebäude verschärft. Diese Verschärfung wurde für Bestandsgebäude nicht eingeführt. In der Folge darf ein umfassend saniertes Gebäude heute rund 85 % mehr Energie verbrauchen als ein Neubau. Im Maßnahmenset 1 werden diese Anforderungen an wesentlich geänderte Gebäude so verschärft, dass sie wieder maximal 40 % über den Anforderungen an neu errichtete Gebäude liegen (bezogen auf EnEV 2016). Die Maßnahme betrifft alle Gebäudeeigentümer, die in einem Sanierungsschritt wesentliche Änderungen an ihren Gebäuden vornehmen.

C) Dämmung der obersten Geschossdecke

Die Dämmung der obersten Geschossdecke ist in der Regel eine sehr wirtschaftliche Maßnahme. Die oberste Geschossdecke unterliegt keinen Instandhaltungszyklen. Es wird vorgeschlagen, die Befreiung von Decken, die den Mindestwärmeschutz erfüllen, ersatzlos zu streichen.

D) Befreiung für jüngere Gebäude

Gebäude, die nach dem 31.12.1983 errichtet wurden, sind von den bedingten Nachrüstverpflichtungen in § 9 der EnEV befreit. Die betroffenen Gebäude dieser Baujahre kommen aktuell in den ersten Sanierungszyklus. Im Kopplungsprinzip mit den ohnehin anstehenden Sanierungen können energetische Verbesserungen wirtschaftlich durchgeführt werden. Sanierungen außerhalb des Kopplungsprinzips sind bei diesen jüngeren Baujahren hingegen kaum wirtschaftlich

darstellbar. Durch die Befreiung in ihrer jetzigen Form wird systematisch eine Lock-in-Situation für diese Gebäude produziert. Deshalb sollen keine Befreiungen für sie festgeschrieben werden.

Energieeffizienz im Bereich Klima und Lüftung

Im Bereich Klima und Lüftung ist der Energiebedarf der Lüftungsanlagen in Nichtwohngebäuden dominierend, während auf die Kälteerzeugung nur ca. 10 – 15 % des Stromverbrauches entfallen. Wohnungslüftungsanlagen sind derzeit noch vernachlässigbar. Die vorgesehenen Maßnahmen umfassen neben Beratungen und Informationen Anpassungen der EnEV und des GEG. Insbesondere soll auf die verbesserte DIN SPEC 15240 verwiesen werden anstelle des „Standes der Technik“. Die Berechnungsrahmenbedingungen der DIN V 18599 sollen den tatsächlichen späteren Betriebsbedingungen angepasst werden. Zusätzlich sollen Angaben zu den Klima- und Lüftungsanlagen auf dem Energieausweis ausgewiesen werden, vermehrte Stichprobenkontrollen durchgeführt und bei nicht Einhalten der Vorgaben Geldbußen fällig werden. Für größere Klima- und Lüftungsanlagen (>12 kW Nennkälteleistung bzw. >4.000 m³/h Volumenstrom) soll eine Zählernachrüstpflicht oder alternativ eine Nachrüstverpflichtung für wirtschaftliche Maßnahmen eingeführt werden.

Stärkere Qualitätssicherung bei der Umsetzung

In der Maßnahme sollen ordnungsrechtliche Ansätze verfolgt werden, um die Qualität von Effizienzmaßnahmen im Gebäude mit Fokus auf die Beheizung von Gebäuden zu verbessern. Sie berücksichtigt die beiden Komponenten Verpflichtender Nachweis über funktionsgerechte Dimensionierung und die Verpflichtende Inbetriebnahmemessung bei Kesseln über 70 kW.

Durch einen zu großen Heizkessel erhöht sich die Zahl der Brennerstarts (sog. taktender Betrieb) und damit auch der Schadstoffausstoß. Ebenso ist die korrekte Dimensionierung der Heizkörper entscheidend: Nur wenn alle Heizkörper für die Heizleistung ausreichend dimensioniert sind, kann die Heizungsanlage auf dem richtigen Temperaturniveau arbeiten. Die funktionsgerechte Dimensionierung ist Sache des Installateurs, Nachweise darüber werden bislang nicht verlangt. Um die Effizienzpotenziale zu erschließen, soll eine funktionsgerechte Dimensionierung von neuen Heizungsanlagen im künftigen Gebäudeenergiegesetz (GEG) ausdrücklich vorgeschrieben werden.

Nach Angaben der Verbraucherzentralen sind 90 % aller Heizungen nicht optimal eingestellt und verbrauchen so unnötig viel Energie. Es soll deshalb eine verpflichtende Inbetriebnahmemessung eingeführt werden (Betriebsbericht mit 30-Tage-Messung). Ein derartiger Betriebsbericht soll dokumentieren, ob die Anlage ordnungsgemäß läuft sowie fachliche Hinweise und Verbesserungsoptionen liefern. Angesichts des damit verbundenen Aufwands soll die verpflichtende Inbetriebnahmemessung nur für Kessel mit einer Leistung von über 70 kW, d. h. für größere Mehrfamilienhäuser oder Nichtwohngebäude, gefordert werden.

3. Förderung

Steuerliche Förderung

Die hier vorgeschlagene Ausgestaltung der steuerlichen Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen in selbstgenutzten Wohngebäuden soll progressionsunabhängig durch den Abzug von der Steuerschuld erfolgen. Die steuerliche Förderung umfasst sowohl Einzelmaßnahmen als auch Vollsanierungen. Es wird ein Abzugszeitraum von drei Jahren für Einzelmaßnahmen und von fünf Jahren für Vollsanierungen vorgeschlagen. Der verkürzte Abzugszeitraum verringert das

Risiko einer nicht vollständigen Ausschöpfung der Förderung vonseiten des Investors durch mögliche Einkommensänderungen und trägt somit zu einer Steigerung der Attraktivität der Maßnahme bei.

Im Gutachten „Zielerreichung Gebäude 2030“ wurde das jährliche Fördervolumen auf bis zu 1,1 Mrd. Euro geschätzt. Voraussetzung für die Inanspruchnahme der steuerlichen Förderung ist eine Bestätigung der Förderfähigkeit der durchgeführten Maßnahme durch einen Sachverständigen aus der Energieeffizienz-Expertenliste für Förderprogramme des Bundes. Die Förderfähigkeit der Einzelmaßnahmen orientiert sich ebenfalls an der bestehenden KfW-Förderung, wobei aufgrund der erwarteten Mitnahmeeffekte die Förderung von Brennwertkesseln mit Öl oder Gas als Brennstoff von der steuerlichen Förderung ausgenommen ist.

Förderung erweitern

Die Maßnahme Förderung erweitern setzt auf der bestehenden Förderstrategie auf. Vorausgesetzt wird die Umsetzung der Vereinheitlichung der Förderprogramme, der Schaffung eines vereinfachten Zugangs zu den Fördermitteln, der Angleichung der Rahmenbedingungen für Wohn- und Nichtwohngebäude, der Stärkung niederschwelliger Maßnahmen und der weiteren, in der Förderstrategie verankerten Maßnahmen. Zusätzlich soll die Förderung in folgenden Bereichen erweitert werden:

A) Soziale Energieeffizienz im vermieteten Gebäudebestand

Um Verdrängungseffekte von einkommensschwachen Mietern, insbesondere in wachsenden, angespannten Wohnungsmarktregionen zu verhindern und auch in schrumpfenden Regionen eine Sanierung des Gebäudebestandes zu vereinfachen, soll ein Förderprogramm aufgelegt werden, welches die energetische Sanierung in Gebieten mit einer Konzentration von einkommensschwachen Mietern zusätzlich fördert. Ein naheliegender Ansatz für diese Förderung ist die Anknüpfung an die soziale Wohnraumförderung der Länder. Dabei ist die Grundidee, dass mit der erweiterten sozialen Wohnraumförderung Mittel bereitgestellt werden, mit denen Gebäude gezielt deutlich besser gefördert werden, die Qualitätskriterien hinsichtlich Effizienzstandards sowie Anforderungen bezüglich Mietniveaus und sozialer Lage einhalten. Vorgeschlagen wird eine Förderung von 10 % der energetischen Sanierungskosten. Die Förderung kann durch Gebäudeeigentümer mit Mietern in einem schwierigen Umfeld in Anspruch genommen werden. Die Eigentümer können sowohl Kommunen, Wohnbaugesellschaften/-genossenschaften, Privatvermieter o. a. sein.

B) Serielle Sanierung

Die Erschließung von Skaleneffekten, industriellen Sanierungsverfahren und die Digitalisierung bei Planung und Vermessung birgt ein großes Kostensenkungspotenzial für Sanierungen. Die Förderung dieser Sanierungsverfahren wird derzeit in einem Pilotprojekt der dena vorbereitet. Die Ausweitung dieses Ansatzes soll in zwei Stufen erfolgen:

- Vorphase: Förderung der Bereitstellung von Messverfahren, Sanierungselementen und Fertigungs-Know-how. Diese Vorphase soll auf der aktuellen Projektentwicklungsphase der dena aufsetzen.
- Ausschreibungsphase: Zur Sicherstellung einer hohen Realisierungsquote sollen hohe Stückzahlen durch eine geschlossene Ausschreibung erreicht werden. Die Ausschreibung soll in zwei Stufen erfolgen (Sondierungsausschreibung und Massenausschreibung).

Durch die Förderung wird Entwicklungswissen bei Planern, Herstellern und Akteuren der Wohnungswirtschaft aufgebaut.

C) Verknüpfung investiver Förderung mit iSFP

Der gebäudeindividuelle Sanierungsfahrplan (iSFP) enthält Vorschläge für sinnvoll zusammengestellte Sanierungspakete für Gebäude. Die bestehende Einzelmaßnahmenförderung soll erweitert werden durch die Einführung einer Basis- und einer höheren Premiumförderung. Die Premiumförderung (beispielsweise Erhöhung des Fördersatzes um jeweils X-%-Punkte) soll in folgenden Fällen zum gewährt werden:

- bei Komponenten, welche im Sanierungsfahrplan als zielkompatibel eingestuft werden (dadurch wird eine weitere Verbindung mit dem Sanierungsfahrplan hergestellt)
- bei der Zusammenschürung von mindestens zwei Einzelmaßnahmen zu sinnvollen Paketen
- bei Komponenten der jeweils besten Effizienzstufe

Aktuell werden 60 % des Beraterhonorars für die Erstellung eines iSFP gefördert. Zukünftig sollen auch die nicht geförderten 40 % erstattet werden, wenn Empfehlungen des Sanierungsfahrplans tatsächlich umgesetzt werden (Anreiz zur Steigerung der Umsetzungswahrscheinlichkeit von Empfehlungen).

Aus Perspektive des Endkunden ergibt sich einerseits ein starker Anreiz zur Erstellung eines Sanierungsfahrplans durch die vollständige Finanzierung sowie durch die finanzielle Anreizwirkung durch die Erhöhung der Einzelmaßnahmenförderung. Zudem verringert der regelkonform ausgeführte Sanierungsfahrplan sanierungstechnische Fehlentscheidungen und die damit einhergehenden Lock-in-Effekte und Mehrkosten. Die einzelnen modernisierten Gebäudekomponenten sind – durch die Verknüpfung mit dem iSFP – zielkompatibler. Damit wird jedes einzelne Gebäude die Gebäudeziele besser erfüllen können. Auf die absolute Zielerfüllung des Gebäudeziels hat die Maßnahme nur einen beschränkten Einfluss.

D) Wärmenetze

Wärmenetze sind ein wichtiges Infrastrukturelement für eine zukünftige Wärmeversorgung und haben trotz rückläufigen Gebäudewärmebedarfs ein beträchtliches Ausbaupotenzial. Im Rahmen der Erweiterung der Förderung soll das neue Programm „Wärmenetze 4.0“ nach 2020 fortgeführt und ausgeweitet werden, um den Ausbaukorridor bis 2030 optimal auszunutzen und den Anteil von EE-Wärme und Abwärme zu maximieren. Nach 2023 wird der Fördersatz schrittweise reduziert, weil die Wärmenetze zunehmend wirtschaftlich werden.

Mit einer zweiten Säule der Förderung der Wärmenetze wird ein Netztransformationsprogramm für bestehende Wärmenetze eingeführt. Förderfähig sind Sanierungsmaßnahmen, die das Netz insgesamt in Richtung eines „dekarbonisierten“ Zielzustands bringen. Dazu zählen beispielsweise die Einbindung von erneuerbarer Energie und Abwärme, Vergrößerung der Heizflächen in den angeschlossenen Gebäuden oder ein hydraulischer Abgleich der Heizsysteme. Die Förderung beinhaltet auch die Erweiterung von Bestandsnetzen durch neue Trassen bzw. Neuanschlüsse sowie die Wärmenetzplanung in den Kommunen, um den Netzausbau zu beschleunigen (Zuschüsse zu den Planungskosten, Bereitstellung von Leitfäden und Informationen, ggf. auch durch Experten).

Die Förderung der Wärmenetze richtet sich an alle (potenziellen) Betreiber von Wärmenetzen: Stadtwerke, überregionale Energieversorger, Wohnungsunternehmen, Kommunen und Energiegenossenschaften. Die in der Tabelle 23 ausgewiesenen THG-Einsparungen betreffen nur die

Einsparung in den Gebäuden. Die Einsparung aufseiten der Wärmeerzeugung durch die Einbindung erneuerbarer Energien wird im Sektor Energiewirtschaft ausgewiesen.

E) EE-Anreize für Handwerker

Wesentlich für eine verstärkte Integration von erneuerbarer Wärme ist, dass das installierende Handwerk als wichtigster beratender Akteur den Einbau von EE-Wärmeerzeugern unterstützt. Konzeptionell ließe sich dies umsetzen, indem unter Berücksichtigung der beihilferechtlichen Randbedingungen die Handwerker einen pauschalen Förderbetrag erhalten. Der Ausgestaltungsvorschlag liegt bei einer pauschalen Vermittlungsprämie für jede EE-Installation in Höhe von 10 % der MAP-Förderung.

F) Zusammenlegung und Ausweitung der Förderprogramme

Die Förderung im Gebäudebereich soll erweitert und optimiert werden. Unter anderem sollen das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (EBS-Programm), das Marktanzreizprogramm (MAP) und das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) zusammengeführt werden. Das jährlich verfügbare Förderbudget soll um 500 Mio. Euro erhöht werden. Die Förderung wird optimiert durch eine Fokussierung auf Maßnahmen, welche ein gutes Verhältnis der CO₂-Einsparung je Fördereuro aufweisen. Schwerpunkte bilden dabei

- die Förderung von EE-Heizungen, insbesondere Wärmepumpen, Solarthermie und Biomasse (Biomasse: Begrenzung durch das verfügbare Potenzial),
- die Sanierung von Bestandsgebäuden u. a. durch die Verbesserung der entsprechenden Förderkonditionen sowie
- Maßnahmen zur Temperaturabsenkung in Heizsystemen (Flächen- und Niedertemperaturheizkörper), um die Einbindung von erneuerbaren Energien besser zu ermöglichen.

4. Flächendeckende geförderte Energieberatung für Privat-eigentümer von Wohngebäuden

A) Regionalmanager

Derzeit gibt es in der Regel eine/-n Regionalmanager/-in bei den Verbraucherzentralen in jedem Bundesland. Die Intensivierung von Kooperationen und die Erhöhung des Bekanntheitsgrades von Energieberatungsangeboten erscheinen angesichts dieser personellen Kapazitäten schwierig. Die personellen Kapazitäten sollen auf mindestens drei Regionalmanagement-Stellen pro Bundesland bzw. Stadtstaat aufgestockt werden.

Durch eine Stärkung der Regionalmanagement-Strukturen kann indirekt die Steigerung der energetischen Sanierungsrate und die Erhöhung der Energieeffizienz angereizt werden. Durch Erhöhung der personellen Kapazitäten, den intensiven Austausch untereinander und neue Kooperationsformen vor Ort kann die Transparenz vorhandener Energieberatungsangebote erhöht und die zielgruppengerechtere Ansprache weiter gefördert werden. Die Inanspruchnahme von Energieberatungen kann somit ausgebaut und die Umsetzung energetischer Modernisierungen vorangetrieben werden.

B) Sanierungsnetzwerke

In der komplexen Entscheidungskette von Sanierungsprojekten stellen Informationsdefizite sowie kontroverse Berichterstattungen in Medien und Meinungen verschiedenster Akteure wesentliche Hemmnisse dar. Möglicherweise Abhilfe schaffen hier regionale und flächendeckend geförderte

Sanierungsnetzwerke: Sie verbinden Information und Aufklärung mit der Umsetzungs- und Finanzierungsebene und bieten dabei Qualitätsfeedback und -sicherung.

Sanierungsnetzwerke wurden verschiedentlich diskutiert, soweit ersichtlich aber noch nicht flächendeckend etabliert. Gefördert werden deshalb sowohl der Aufbau regionaler Sanierungsnetzwerke (z. B. auf Landkreisebene) als auch die Weiterführung bereits bestehender Netzwerke. Durch eine Förderung flächendeckender regionaler Sanierungsnetzwerke kann indirekt die Steigerung der energetischen Sanierungsrate und die Erhöhung der Energieeffizienz angereizt werden.

5.2.4 Umwandlungssektor

Im Referenzszenario werden im Sektor Energiewirtschaft im Jahr 2030 insgesamt 261 Mt CO₂eq ausgestoßen. Im Vergleich zu den Zielen des Klimaschutzplans (175 – 183 Mt CO₂eq.) ergibt sich damit eine Ziellücke von 78 bis 86 Mt CO₂eq. In der nachfolgenden Tabelle 24 werden die Maßnahmen vorgestellt, mit der die Ziellücke geschlossen werden soll.

Tabelle 24: Zielszenario 1: Maßnahmenset im Umwandlungssektor

Titel	Kurzbeschreibung	adressierter Sektor
Reduktion Kohleverstromung	Kohleausstiegspfad anhand der Empfehlungen der WSB-Kommission	Strom ¹ / Wärme, sonstige Umwandlung ²
Ausbau erneuerbare Energien	Verstärkung des EE-Ausbaus durch Anhebung der Ausschreibungsmengen im EEG	Strom
Förderung von KWK-Systemen	Verstärkte Förderung von KWK-Systemen, bei den Erdgas-KWK-Anlagen und die Erzeugung von erneuerbarer Wärme in Kombination angereizt wird.	Strom/Wärme
Wärmenetze 4.0, Wärmenetze in Ballungszentren	Umsetzung von Wärmenetzen mit hohen EE-Anteilen, Abwärmennutzung oder/und geringeren Temperaturniveaus.	Wärme
Umsetzung RED II	Anstieg der EE-Einspeisung in Wärmenetze um 1 %-Punkt p. a., ansonsten Drittzugang von Erzeugern zu Wärmenetzen.	Wärme
Stromnetzausbau	Flankierender Stromnetzausbau (z. B. termingerechter Ausbau, zusätzlich Maßnahmen zur besseren Nutzung der Infrastruktur).	Strom
Flexibilität bzw. Verbesserung EE-Integration	Flexibilität des Stromverbrauchs (z. B. Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, Demandside-Management in der Industrie) und Speicher, Flexibilisierung KWK	Strom
Summe	Summe der Maßnahmen	78 Mt CO₂eq

¹) öffentliche und industrielle Stromerzeugung

²) Tagebau, Braunkohleveredlung

Quelle: eigene Darstellung

Von zentraler Bedeutung sind dabei folgende vier Maßnahmen, die vorwiegend auf die Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung wirken: die vorzeitige Beendigung der Kohleverstromung auf Basis des Vorschlags der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB), ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien, Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen durch Gas-KWK-Anlagen mit zunehmender Einbindung erneuerbarer Wärme und der Ausbau von Wärmnetzen.

Darüber hinaus sind flankierende Maßnahmen notwendig, wie der schnellere Ausbau der Stromnetze bzw. Maßnahmen zur besseren Auslastung der bestehenden Leitungen sowie eine stärkere Flexibilisierung von KWK-Anlagen. Hierbei ist anzumerken, dass auch Maßnahmen aus den Verbrauchssektoren indirekt emissionsenkend in der Energiewirtschaft wirken, wie z. B. Marktdurchdringung von E-Pkw und Wärmepumpen auf die Emissionen der Mineralölerarbeitung oder Stromeffizienzmaßnahmen.

Die aufgeführten Maßnahmen führen dazu, dass in Summe eine Einsparung von 78 Mt CO₂eq. erzielt wird. Eine Aufschlüsselung der Emissionswirkung einzelner Maßnahmen ist in der Energiewirtschaft nur bedingt möglich, da sich die Maßnahmen gegenseitig beeinflussen und es eine hohe Überschneidung. Diese integrierte Berechnung unterscheidet sich insofern von der additiven Darstellung von Einzelmaßnahmen bei den Sektoren Industrie und Gebäude.

Kurzbeschreibung der zugrunde gelegten Maßnahmen im Umwandlungssektor

Reduktion Kohleverstromung

Für die Reduktion der Stromerzeugung aus Kohle werden die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (WSB)“ berücksichtigt. Konkret heißt das:

- die Leistung der Kohlekraftwerke sinkt bis 2022 durch zusätzliche Stilllegungen auf 30 GW,
- stetiger Rückgang nach 2022 auf 15 GW im Jahr 2030 (9 GW Braunkohle, 8 GW Steinkohle),
- vollständiger Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung im Jahr 2038.

Ausbau erneuerbare Energien

Eine Erhöhung des Ausbaus erneuerbarer Energien gegenüber der Referenz wird über eine Anhebung der Ausschreibungsmengen im EEG dargestellt. In den meisten Zielszenarien wird ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 65 % im Jahr als erforderlich angesehen, Dabei konzentriert sich ein zusätzlicher Ausbau auf die kostengünstigsten Energieträger Windenergie an Land, auf See und Photovoltaik. Der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien erfordert zudem Maßnahmen zur Steigerung der Transport- und Verteilungskapazität des bestehenden Stromnetzes und ein verstärkter Ausbau neuer Netzkorridore. Um den Nord-Süd-Transportbedarf zu reduzieren werden Instrumente für einen regional verteilten Zubau im EEG implementiert. Der konkrete Ausbaupfad des Zielszenarios 1 ist in Kapitel 5.4.8 dargestellt.

Förderung von KWK-Systemen

Es wurde eine Weiterführung und Weiterentwicklung der KWK Förderung unterstellt. Im Fokus der Förderung stehen dabei die Flexibilisierung der KWK, der Ersatz von Kohle-KWK durch Gas-KWK-Anlagen sowie eine erhöhte erneuerbare Fernwärmeerzeugung. In diesem Szenario wird die erneuerbare Fernwärmeerzeugung u. a. durch eine Ausweitung der Förderung von innovativen KWK-Systemen deutlich gesteigert.

Wärmenetze 4.0, Wärmenetze in Ballungszentren

Der Begriff „Wärmenetzsysteme oder Wärmenetze 4.0“ bezeichnet zum einem ein Förderprogramm des BMWi; zum anderen adressiert der Begriff „Wärmenetze der vierten Generation“ aber auch bestimmte Technologien und Optionen der Transformation der Wärmenetze. Ziel des Förderprogramms und der Transformation ist dabei primär die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung durch moderne Wärmenetze mit geringen fossilen Anteilen. Mit einigen Aspekten sind weitere Co-Benefits verbunden, wie z. B. eine verbesserte Schnittstelle zum Strommarkt.

Wärmenetze der 4. Generation sind gekennzeichnet durch:

- mindestens 50 % der Wärmeeinspeisung aus EE oder Ab-wärme, davon maximal die Hälfte aus Biomasse
- maximal 10 % der Einspeisung aus ungekoppelter fossiler Wärmeerzeugung
- niedrigere Temperaturniveaus (20 °C bis 95 °C Vorlauftemperatur), was die effiziente Nutzung bestimmter Optionen (wie große Solarthermieanlagen) ermöglicht
- Einsatz saisonaler Großwärmespeicher, was ebenfalls für die Integration bestimmter Optionen, insbesondere der Solarthermie, nahezu unerlässlich ist
- automatisierter markt- oder netzdienlicher Betrieb der Stromerzeuger /-verbraucher und Online-Monitoring des Betreibers
- die Kosten für den Endkunden sollen mit denen klassischer, fossil geprägter Wärmenetze vergleichbar sein

Eine verstärkte Umsetzung von Wärmenetzen der 4. Generation ermöglicht damit eine emissionsarme Versorgung städtischer Gebiete und Gemeinden. Ohne zielgerichtete Transformationsanreize würde deren Wärmeversorgung mittel- bis langfristig zum Engpass der Wärmewende. Gerade die Absenkung des Temperaturniveaus ist durch die nachfrageseitigen Herausforderungen nicht in beliebiger Geschwindigkeit umsetzbar, u. a. durch die Vielzahl und den zeitlichen Versatz der Einzelentscheidungen und das Ownership-Dilemma.

Eine Ausweitung der Wärmenetze wird über eine Ausweitung und Aufstockung des Förderprogramms umgesetzt. Der Umfang des Ausbaus ergibt sich im Wesentlichen aus den im Gebäudesektor zusätzlichen geschaffenen Anschlüssen und des damit verbundenen zusätzlichen Wärmeverbrauchs. Grundlage bietet die Abschätzung im Gutachten zuhanden des BMWi zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 im Gebäudesektor (Prognos et al. 2018).

Netzausbau

Prinzipiell ist ein flankierender Stromnetzausbau (z. B. noch stärker termingerechter Ausbau, Maßnahmen zur besseren Nutzung der Infrastruktur), der zusätzlich zum Referenzszenario erfolgt, für höhere EE-Anteile unbedingt erforderlich. Es ist erklärtes Ziel der Politik den EE- und Netzausbau zu synchronisieren. Ein zusätzlicher EE-Ausbau kann deshalb nur mit zusätzlichen Maßnahmen im Bestandsnetz und vermutlich auch mit einem zusätzlichen Netzausbau realisiert werden.

Sektorkopplung

Sektorkopplungsmaßnahmen, inklusive der Reform von Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom, einer CO₂-Abgabe auf fossile Energieträger u. ä. Maßnahmen wirken als Emissionsreduktionsoptionen in den Nachfragesektoren. Die sich dadurch ergebenden Wirkungen in der

Energiewirtschaft, insbesondere der zusätzliche Stromverbrauch sowie sich dadurch ergebenden zusätzlichen Flexibilitätsoptionen werden in der Modellierung des Umwandlungssektors berücksichtigt.

Stromeffizienz (div. Maßnahmen)

Die zugehörigen Maßnahmen sind bei den Nachfragesektoren beschrieben. Zu beachten ist, dass im Stromsektor eine Einsparung des Stromverbrauchs nicht zwangsweise die Emissionen um das Produkt aus spez. Emissionsfaktor und eingesparter Energiemenge reduziert. Je nach Profil der Nachfrage und den Entwicklungen im europäischen Strommarkt können die Einsparung durch höhere Exporte kompensiert werden. In der Tendenz führt eine geringere Stromnachfrage jedoch zu einer geringeren Auslastung der Kohlekraftwerke.

5.3 Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 2030 bis 2050

5.3.1 Zieltableau 2050

Für das Zwischenziel 2030 gelten die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans. Bis zum Jahr 2050 gilt ein Zielkorridor für die THG-Reduktion von -85 bis -90 % gegenüber 1990. Diese Zielvorgabe entspricht einer Reduktion der THG-Emissionen auf maximal 185 Mt CO₂eq. Die Reduktionvorgabe enthält THG-Emissionen aller Sektoren mit Ausnahme des LULUCF -Sektors. Im Zielszenario 1 werden für das Ziel 2050 keine sektoralen Vorgaben gesetzt.

In der Zeit ab 2030 sollen Entwicklungen zur Reduktion des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen verstärkt werden. Grundlegende Brüche in der Entwicklung werden jedoch vermieden, respektive nicht angenommen. Folgende übergeordnete Maßnahmen werden berücksichtigt:

- starke Gewichtung der Effizienz
- verstärkte Nutzung respektive Ausbau der Erneuerbaren und volle Ausnutzung des verfügbaren Biomassepotenzials
- Elektrifizierung von Wärme und Verkehr (unter Berücksichtigung des begrenzten inländischen EE-Potenzials)
- Optimierung industrieller Prozesse, aber keine grundlegende Prozessumstellungen
- bei Bedarf – zum Sicherstellen der anvisierten Zielerreichung – Beimischung von strombasierten Energieträgern (PtX)

Auf den Einsatz von CCS oder negativen Emissionstechnologien wird verzichtet, sowohl bei der Stromerzeugung als auch in der Industrie. Weder die erste Variante noch die zweite Variante des Zielszenarios (Kapitel 6) haben einen Anspruch, der optimale Zielpfad zu sein.

5.3.2 Annahmen und Entwicklung in den Sektoren bis 2050

- Die unterstellten Rahmendaten, darunter die Entwicklung des BIP, der Bevölkerung und der Weltmarktenergiepreise, bleiben identisch mit denjenigen, welche in der Referenz verwendet wurden. Sie entsprechen dem im Ressortkreis abgestimmten Rahmendatenpapier (Öko-Institut et al. 2017).

Industrie

- Die autonome Effizienzentwicklung, wie sie auch im Referenzszenario wirkt, bleibt erhalten. Zusätzlich werden industrielle Prozess- und Querschnittstechnologien weiter optimiert und verbessert (eigene Berechnung Abbildung 137), es werden jedoch keine tiefgreifenden Prozessumstellungen vorgenommen (u. a. kein Einsatz von Wasserstoff bei der Stahl- und der Ammoniakherstellung).
- Die Substitution der fossilen Energieträger hauptsächlich mit Biomasse beginnt bereits vor 2030, getrieben durch die Biomasse-Strategie (Kapitel 5.2.1). Zwischen 2030 und 2050 nimmt diese Substitution nochmals deutlich zu. Maßgabe ist die Ausschöpfung des gesamten, auf den Industriesektor heruntergebrochenen Biomassepotenzials. Nur so können im Zielszenario 1 Prozessumstellungen in der Industrie im gesamten Projektionszeitraum vermieden bzw. umgangen werden.
- Nachteilig auf die Emissionen der Industrie wirkt sich der Produktionsrückgang in Kohlekraftwerken aus. Die beim Betrieb der Kohlekraftwerke anfallende Flugasche wird als Bindemittel in der Zementherstellung verwendet. Da nun weniger Flugasche anfällt, muss mehr Zementklinker hergestellt werden, um die gleiche, über alle Szenarien konstante Zementmenge bereitzustellen. Der Klinkerfaktor, also das mittlere Verhältnis von Klinker zu Zement, steigt bis 2050 um bis zu 10-%-Punkte an (rund 3 Mt Klinker mehr).
- Eine wichtige zusätzliche Maßnahme ist die deutlich stärkere Nutzung der industriellen Abwärme. Diese wird hauptsächlich in Fernwärmenetze eingespeist und steht als Fernwärme/leitungsgebundene Wärme allen Sektoren zur Verfügung. Die Nutzung industrieller Abwärme reduziert bilanziell die Emissionen im Umwandlungssektor.
- Das Maßnahmenset wirkt auch nach 2030 in ähnlichem Umfang weiter. Nur bei einzelnen Maßnahmen dämpfen Sättigungseffekte die Wirkung ab oder lassen sie ganz auslaufen.

Verkehr

Für die Modellierung bis 2050 gelten für den Sektor Verkehr folgende Grundannahmen:

- Die Transformation in Richtung emissionsfreier Mobilität wird nach 2030 gegenüber dem Zeitraum vor 2030 nochmals deutlich beschleunigt und verstärkt.
- Durch den weiteren Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur sowie anhaltende Lernkurven-Effekte bei den Batteriepreisen gewinnt die Elektromobilität im Pkw-Bereich bis 2050 weiter an Attraktivität.
- Die Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr wird nach 2030 weiter ausgebaut.
- Im Flugverkehr erfolgt langfristig (nach 2030) ein Umstieg von fossilem Kerosin auf erneuerbaren Kraftstoff, hergestellt aus erneuerbarem Strom.
- Zur Sicherstellung des Gesamtreduktionsziels von rund -87,5 % im Jahr 2050 werden als letzte Option flüssige strombasierte Kraftstoffe auch bei anderen Verkehrszweigen (z. B. Straßengüterverkehr) beigemischt.

Gebäude

- Verfolgt wird eine starke Gewichtung der Effizienz, auch bei Stromanwendungen. Die Effizienzmaßnahmen werden nach 2030 gegenüber dem Zeitraum vor 2030 nochmals deutlich verstärkt, u. a. werden die Sanierungsaktivität und die Sanierungstiefe erhöht, der Energieverbrauch von Neubauten weiter abgesenkt und die Elektrogeräte werden effizienter.
- In der Wärmeversorgung werden langfristig überwiegend elektrische Wärmepumpen, Wärmenetze und Biomasse eingesetzt.

- Beim verbleibenden Restbestand an fossilen Anlagen werden Strombasierte Energieträger beigemischt (PtL, PtG), dadurch wird der Einsatz fossiler Energieträger weitestgehend vermieden.
- Wasserstoff wird nicht eingesetzt.

Energiewirtschaft

- Der Ausbau erneuerbarer Energien wird weiter intensiviert.
- Entsprechend des Vorschlags der WSB-Kommission läuft die Kohleverstromung bis 2038 aus.
- Die Fernwärme wird weiter dekarbonisiert.
- Aufgrund der vergleichsweise geringen Einsparungen in der Industrie sind bis 2050 stärkere Einsparungen in der Energiewirtschaft notwendig. Ein Teil des Erdgases, welches für die regelbare Stromerzeugung eingesetzt wird, wird durch synthetische Gase ersetzt.

Einsatz von Wasserstoff (H₂)

- Der Einsatz von H₂ erfolgt im Zielszenario 1 nur sehr begrenzt und ausschließlich im Verkehrssektor, überwiegend für den Schwerverkehr.
- Der Transport von H₂ und damit auch die Importe sind technisch anspruchsvoll und mit Verlusten verbunden. Aus diesem Grund wird H₂ soweit wie möglich aus inländischem EE-Strom erzeugt. Dadurch steigen inländische Stromnachfrage und Stromerzeugung.

Biomasse

- Das im Zielszenario 1 verfügbare Biomassepotenzial liegt bei knapp 1.500 PJ (Kapitel 3.5).
- Verfolgt wird eine leichte Verschiebung der Prioritäten. Gegenüber heute soll weniger Biomasse im Gebäudesektor (und Umwandlungssektor) und mehr in der Industrie eingesetzt werden.
- Im Verkehrssektor wird hauptsächlich Biodiesel im Schwerverkehr eingesetzt.
- Biokraftstoffe sollen langfristig nachhaltig hergestellt werden. Die Anforderungen an die Nachhaltigkeit nehmen im Zeitverlauf zu. Längerfristig werden nur noch Biokraftstoffe der zweiten Generation eingesetzt. Diese werden mehrheitlich aus Abfall- und Reststoffen erzeugt. Die Herstellung ist teilweise mit bedeutenden Umwandlungsverlusten verbunden.
- Biogas:
 - An Bedeutung gewinnt das Reinigen und Einspeisen ins Gasnetz in Form von Biomethan, sofern eine Anbindung ans Netz gegeben ist. Die direkte Verstromung von Biogas verliert langfristig an Bedeutung.
 - An Bedeutung gewinnt die Verwendung für Hochtemperatur-Prozesswärme, die entstehende Abwärme wird weiter genutzt, entweder für niedertemperaturige Prozesswärme oder als Wärmequelle für Wärmenetze.
- Die feste Biomasse wird hauptsächlich für Niedertemperaturwärme bei Industrieprozessen (inkl. Industrie-KWK) und in Gebäuden eingesetzt.
- Biogene Abfälle werden in KWK-Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt.

5.4 Ergebnisse

5.4.1 THG-Emissionen

Im Zielszenario 1 verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 55 % gegenüber 1990 auf 564 Mt CO₂eq (Tabelle 25). Die Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2030 fällt in den einzelnen Sektoren unterschiedlich aus. Überdurchschnittlich sind die Rückgänge in den Sektoren GHD (-69 %), Private Haushalte (-62 %) sowie bei den energiebedingten Emissionen der Industrie (-63 %). Ebenfalls stark rückläufig sind die diffusen Emissionen (-83 %, u. a. flüchtige Emissionen von Gasleitungen [Leckagen] oder Kohlegruben).

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die Emissionen auf 185 Mt CO₂eq. Der angestrebte Zielkorridor für die THG-Reduktion von -85 % bis -90 % gegenüber 1990 wird knapp erreicht. Vergleichsweise gering fallen die Einsparungen bei den industriellen Prozessen (-50 %) und bei der Landwirtschaft aus (-37 %; jeweils gegenüber 1990). Die Emissionen der Industriekraftwerke sind bei der Darstellung in Tabelle 25 dem Umwandlungssektor zugerechnet.

Tabelle 25: Zielszenario 1: THG-Emissionen nach Sektoren (in Abgrenzung Energiebilanz)

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq Rückgang ggü. Referenzjahr 1990 in %

Sektor	1990	2000	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '30-'90	Δ '50-'90
Umwandlung	430	382	375	335	208	92	58	-51,6%	-86,5%
Industrie energiebedingt	181	104	88	78	56	24	16	-68,9%	-91,1%
Industrie prozessbedingt	97	78	62	57	54	50	49	-44,9%	-49,9%
Verkehr	163	181	165	161	98	43	4	-40,0%	-97,5%
GHD	92	58	45	43	29	11	2	-69,2%	-97,3%
Private Haushalte	132	118	89	79	50	22	3	-62,3%	-98,0%
Landwirtschaft	79	68	67	63	58	54	50	-26,3%	-36,9%
Abfall	38	29	11	8	5	3	2	-87,3%	-94,8%
diffuse Emissionen	38	26	10	9	7	3	2	-82,5%	-95,6%
Summe	1.251	1.045	911	834	564	303	186	-54,9%	-85,2%

Quellen: eigene Berechnung, Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut (2020), Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019)

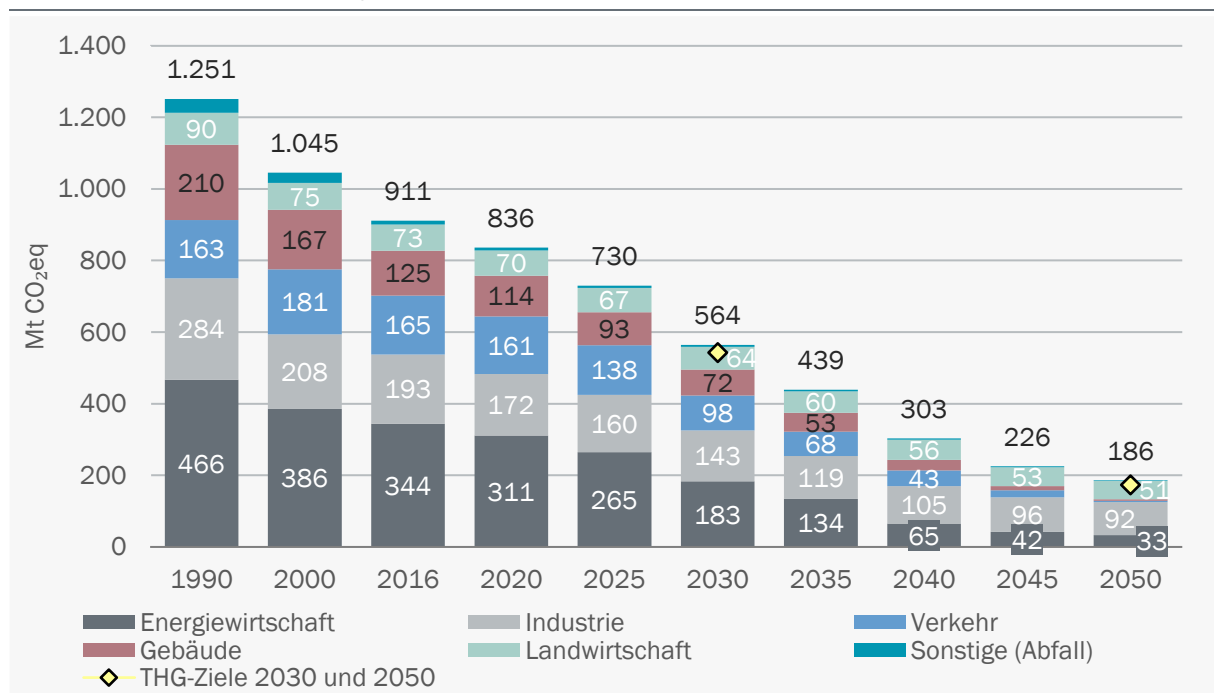
In der Abgrenzung nach Klimaschutzplan werden dem Industriesektor zusätzlich zu den verbrennungsbedingten Emissionen auch die industriellen Prozessemissionen, die Emissionen der Industriekraftwerke sowie des bauwirtschaftlichen Verkehrs zugerechnet. Auch in dieser Abgrenzung fallen die Beiträge der einzelnen Sektoren zur Zielerreichung 2050 sehr unterschiedlich aus. Während in den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude die Emissionen bis 2050 gegenüber 1990 um rund 95 % vermindert werden, ergibt sich für den Industriesektor lediglich eine Reduktion um 67 %. Rund 50 % der verbleibenden Emissionen entfallen auf den Industriesektor. Von hoher Bedeutung sind dabei die Branchen Eisen und Stahl, Zement und die Grundstoffchemie. Auf diese Branchen entfallen ca. 90 % der Restemissionen des Industriesektors. Durch das

Beibehalten der bisherigen Prozesstechnologien können die THG-Emissionen nicht weiter abgesenkt werden. Um die Gesamtzielerreichung von mindestens -85 % gegenüber 1990 sicherzustellen, müssen in den übrigen Sektoren die Emissionen weitestgehend vermieden werden. Erreicht wird dies über hohe Effizienz, den Einsatz von erneuerbaren Energien und durch den Einsatz von strombasierten Energieträgern (PtX). Die CCS-Technologie ist in diesem Zielszenario nicht berücksichtigt²³.

Im Vergleich zur Referenzentwicklung liegen die THG-Emissionen im Zielszenario 1 im Jahr 2030 um 167 Mt CO₂eq tiefer. Diese zusätzliche Reduktion ist auf die Wirkung des Maßnahmensets des Zielszenarios 1 zurückzuführen. Mit der Minderung auf 564 Mt CO₂eq im Jahr 2030 wird das von der Bundesregierung angestrebte Reduktionsziel von -55 % gegenüber 1990 annähernd erreicht. Die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans von 2016 enthalten Bandbreiten (BMU 2016; Tabelle 18). Diese Ziele werden in allen Sektoren außer der Landwirtschaft erreicht.

Abbildung 60: Zielszenario 1: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplans

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quellen: Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019), ab 2016 eigene Berechnung

Das Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 verschärft diese Sektorziele, indem es nur die unteren Ränder der Bandbreiten des Klimaschutzplans 2016 gesetzlich fest schreibt. **Zum Zeitpunkt der Zusammenstellung der sektoralen Maßnahmensets für das Zielszenario 1 galten die Sektorziele des KSP als verbindlich, das KSG war noch nicht in Kraft getreten.** Entsprechend wurde die Ausgestaltung der Maßnahmensets an den Zielen des KSP ausgerichtet. Im

²³ Bei der Szenariendefinition im Jahr 2017 wurde CCS bewusst ausgeschlossen, da keine Klimaneutralität, sondern „nur“ eine THG-Einsparung von -85 % ggü. 1990 angestrebt wurde und demnach signifikante Restemissionen verbleiben dürfen. Mit dem Konsens der Pariser Weltklimakonferenz, die Erderwärmung auf deutlich unter +2 °C ggü. dem vorindustriellen Niveau einzugrenzen und dem daraus abgeleiteten Ziel der Netto-Null-Emissionen kann längerfristig nicht auf CCS verzichtet werden.

Zielszenario 1 werden diese verschärften Sektorziele des KSG in allen Sektoren leicht verfehlt, mit Ausnahme des Sektors Abfälle (Tabelle 26). Insgesamt wird die im Klimaschutzgesetz angestrebte Gesamtminderung von 543 Mt CO₂eq um 21 Mt CO₂eq verfehlt.

Tabelle 26: Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz mit Zielszenario 1

in Mt CO₂eq

Sektor	2016		Zielwert KSG (2030)	2030		Abweichung ZS 1 ggü. KSG
	Statistik	Zielwert KSP (2016)		Zielszenario 1		
Energiewirtschaft	344	175 – 183	175	183	+8	
Industrie	193	140 – 143	140	143	+3	
Gebäude	125	70 – 72	70	72	+2	
Verkehr	165	95 – 98	95	98	+3	
Landwirtschaft	73	58 – 61	58	64	+6	
Sonstige (Abfall)	11	5	5	5	+0	
Insgesamt	911	543 – 562	543	564	+21	

Vorgabe der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quellen: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018), UBA (2019) und BMU (2016)

Die Emissionen des LULUCF -Bereichs werden in den internationalen Kyoto-Zielen nicht berücksichtigt. Auch im Klimaschutzplan sind für diesen Bereich keine Ziele enthalten. Der LULUCF-Bereich hatte in den vergangenen Jahren insgesamt mehr CO₂eq gebunden als emittiert und damit zu einer Dämpfung des Anstiegs der THG-Emissionen beigetragen (Senke). Für die Jahre ab etwa 2018 werden auch in diesem Bereich Netto-Emissionen erwartet (Öko-Institut et al. 2020). Im Rahmen des Zielszenarios 1 wurden jedoch keine Maßnahmen für diesen Bereich definiert.

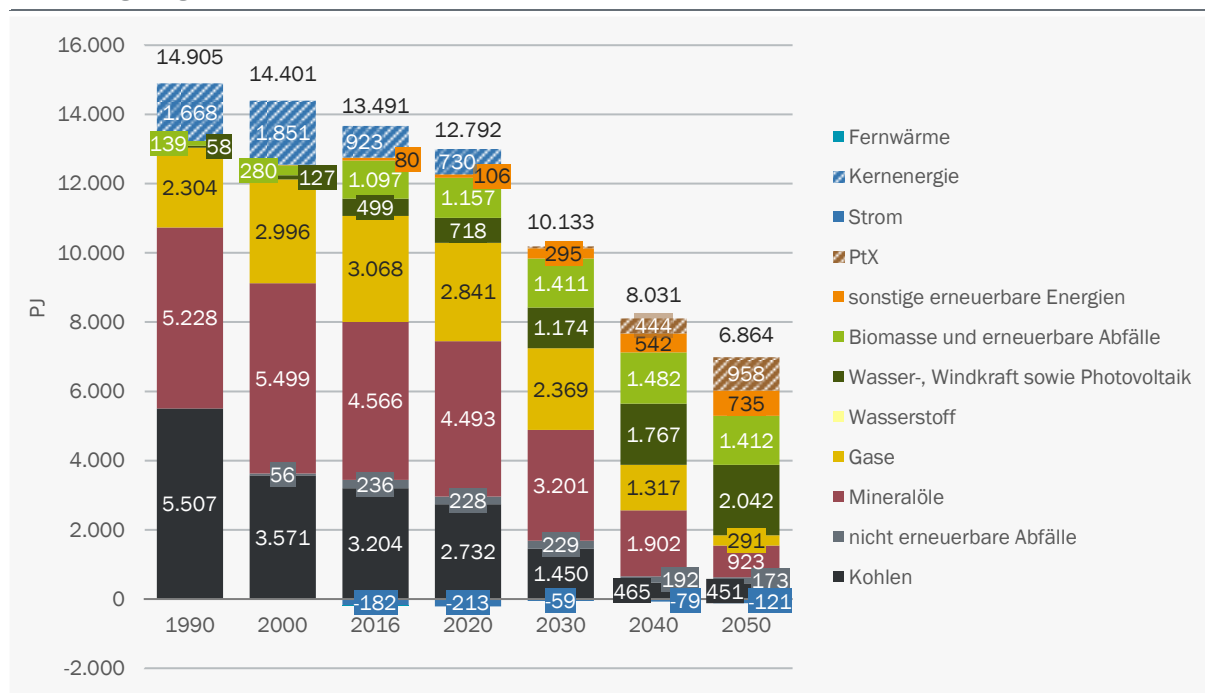
5.4.2 Primärenergie

Der Primärenergieverbrauch verringert sich im Zielszenario 1 bis zum Jahr 2030 auf 10.133 PJ (Abbildung 61). Für den Zeitraum 2016 bis 2030 entspricht dies einer mittleren jährlichen Reduktion um annähernd 2 % (Referenz: Reduktion um 1,2 % p. a.). Die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Zeitraum 2008 bis 2030 wird mit 29,5 % annähernd erreicht.

Gegenüber der Referenzentwicklung wird der Primärenergieverbrauch durch das Maßnahmenpaket des Zielszenarios 1 im Jahr 2030 um rund 1.290 PJ reduziert. Davon entfallen etwa 530 PJ auf den Umwandlungssektor und die restlichen rund 760 PJ auf die Endverbrauchssektoren. Der nicht energetische Verbrauch (NEV) beträgt im Jahr 2030 in beiden Szenarien rund 860 PJ. Der nicht energetische Verbrauch umfasst Energieträger (z. B. Kohle, Rohbenzin oder Erdgas), die auch als Rohstoffe für die Herstellung von Produkten eingesetzt werden (z. B. für die Herstellung von Kunststoffen).

Abbildung 61: Zielszenario 1: Primärenergieverbrauch

nach Energieträgern, Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Strom: dargestellt sind die Netto-Importe

Quellen: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018)

Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Primärenergieverbrauch im Zielszenario 1 auf 6.864 PJ (-52 % ggü. 2008). Die angestrebte Reduktion um 50 % gegenüber 2008 wird leicht übererfüllt. Im Zeitraum 2030 bis 2050 beträgt die jährliche Reduktion im Mittel 1,9 %.

Die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs verändert sich im Zeitverlauf deutlich. Mit der Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022 fällt auch im Zielszenario 1 der Verbrauch von Kernenergie weg. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, fossile Gase, Mineralölprodukte und nicht erneuerbare Abfälle sinkt von 82 % im Jahr 2016 auf 72 % im Jahr 2030 (Referenz 82 %). Bis zum Jahr 2050 verringert sich dieser Anteil auf 27 %. Sowohl der Verbrauch an Kohlen (-86 %) als auch an Mineralölen (-80 %) und fossilen Gasen (-90 %) nimmt im Zeitraum 2016 bis 2050 stark ab. Ein Großteil des verbleibenden Kohleverbrauchs wird zur Herstellung von Steinkohle-Koks für die Hochöfen eingesetzt (Stahlerzeugung). Mineralöle werden langfristig mehrheitlich nicht energetisch genutzt, sondern zur Herstellung von Produkten.

Gleichzeitig mit dem Rückgang der fossilen Energieträger erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger von 12 % im Jahr 2016 auf 28 % im Jahr 2030 (Referenz 19 %) und 61 % im Jahr 2050 (Referenz: 29 %). Diese Zunahme ist hauptsächlich auf den verstärkten Einsatz von PV und Wind zur Stromerzeugung sowie auf die mittels Wärmepumpen genutzte Umweltwärme zurückzuführen. Bis zum Jahr 2030 steigt auch der Verbrauch von Biomasse. Zwischen 2030 und 2050 verbleibt der jährliche Einsatz von Biomasse zwischen 1.400 bis knapp 1.500 PJ. Das verfügbare nachhaltige Biomassepotenzial wird weitgehend ausgenutzt.

Die Außenhandelsbilanz des Stroms bleibt im Verlauf der Jahre weitgehend ausgeglichen. Die Stromnachfrage wird über die Jahresbilanz betrachtet vollständig durch die inländische Erzeugungsmenge gedeckt. Der jährliche Netto-Stromexport geht bis zum Jahr 2030 auf knapp 20 TWh zurück, im Jahr 2050 beläuft sich der Netto-Export auf rund 15 TWh (2016 rund 50 TWh).

Nach 2030 steigt der Importbedarf an strombasierten Energieträgern kontinuierlich an. Bis zum Jahr 2050 erhöht er sich auf über 950 PJ. Das sind 14 % des gesamten Primärenergieverbrauchs. Rund 60 % der Importe werden im Verkehrssektor eingesetzt, davon rund 400 PJ für den internationalen Flug- und Seeverkehr.

5.4.3 Endenergieverbrauch insgesamt

Der Endenergieverbrauch verringert sich im Zielszenario 1 bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um 16 % auf 7.610 PJ (Abbildung 62; inkl. Treibstoffe für den internationalen Flugverkehr; Referenz -6 %). Dies entspricht gegenüber der Referenz einer zusätzlichen Reduktion um 761 PJ. Rund die Hälfte davon entfällt auf den Verkehrssektor (53 %), der Rest zu annähernd gleichen Teilen auf den Gebäudesektor (PHH und GHD) und die Industrie. Die hohe Einsparung im Verkehrssektor ist auf den schnelleren und stärkeren Umstieg auf Elektromobilität zurückzuführen. Elektromotoren sind im Vergleich zu den herkömmlichen Verbrennungsmotoren deutlich energieeffizienter. Dies zeigt sich auch am stark sinkenden Verbrauch für den Verwendungszweck mechanische Energie, welcher den Energieverbrauch für Mobilität einschließt (Abbildung 63).

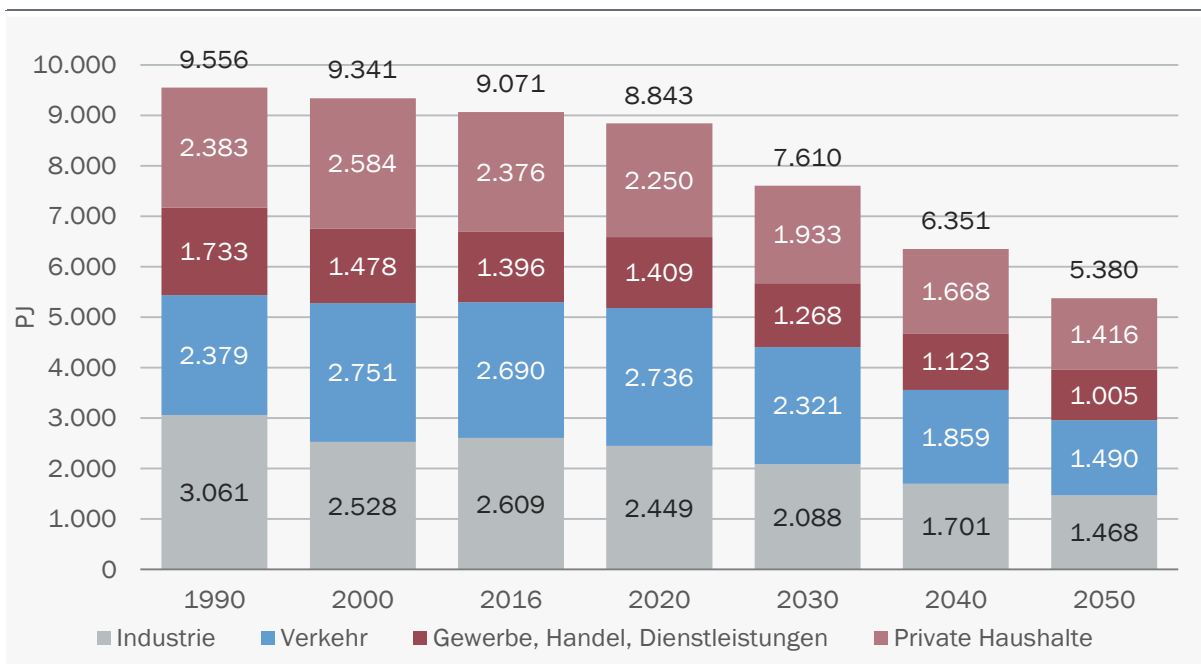
Nach 2030 beschleunigt die vorgegebene Effizienzentwicklung den Rückgang des Endenergieverbrauchs. Die mittlere jährliche Veränderungsrate erhöht sich von -1,2 % zwischen 2016 und 2030 auf -1,7 % nach 2030. Im Zeitraum 2000 bis 2016 lag der mittlere jährliche Rückgang bei lediglich 0,2 %. Bis zum Jahr 2050 fällt der Endenergieverbrauch auf 5.380 PJ. Der Rückgang im Zeitraum 2030 bis 2050 verteilt sich annähernd gleichmäßig auf die Sektoren Verkehr (-830 PJ), Industrie (-630 PJ) und Gebäude (PHH und GHD; -780 PJ).

Der Endenergieverbrauch wird dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme, mechanische Energie (inkl. Antriebe/Mobilität) und Prozesswärme (Abbildung 63). Die zusätzliche Einsparung gegenüber der Referenz von rund 760 PJ bis zum Jahr 2030 ist, wie oben erwähnt, stark auf den Rückgang des Verbrauchs für mechanische Energie zurückzuführen, welcher wiederum eng mit dem Aufkommen der Elektromobilität verbunden ist. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch für mechanische Energie auf 2.051 PJ. Dies entspricht einer Reduktion um 42 % gegenüber 2016. Auch bei der Raumwärme (-44 %) und der Prozesswärme (-41 %) zeigen sich hohe Einsparungen. Die größte prozentuale Reduktion ergibt sich bei der Beleuchtung (65 %). Dies ist auf den weitgehenden Ersatz herkömmlicher Leuchten durch LED-Leuchten zurückzuführen.

Der Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch nimmt von 68 % im Jahr 2016 auf 54 % im Jahr 2030 ab. Sowohl der Verbrauch an Mineralölprodukten (-1.184 PJ; -35 %) als auch der Verbrauch an fossilen Gasen (-746 PJ; -33 %; im wesentlichen Erdgas) sind im Zeitraum 2016 bis 2030 deutlich rückläufig (Abbildung 64). Gegenüber der Referenzentwicklung nimmt der Verbrauch fossiler Energieträger um zusätzliche 1.244 PJ ab. Bis zum Jahr 2050 verringert sich sowohl der Verbrauch an Mineralölprodukten als auch der Verbrauch an fossilen Gasen um über 90 % gegenüber 2016. Der Endenergieverbrauch an fossilen Energieträgern liegt dann bei noch 680 PJ (2016: 6.161 PJ).

Abbildung 62: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in PJ

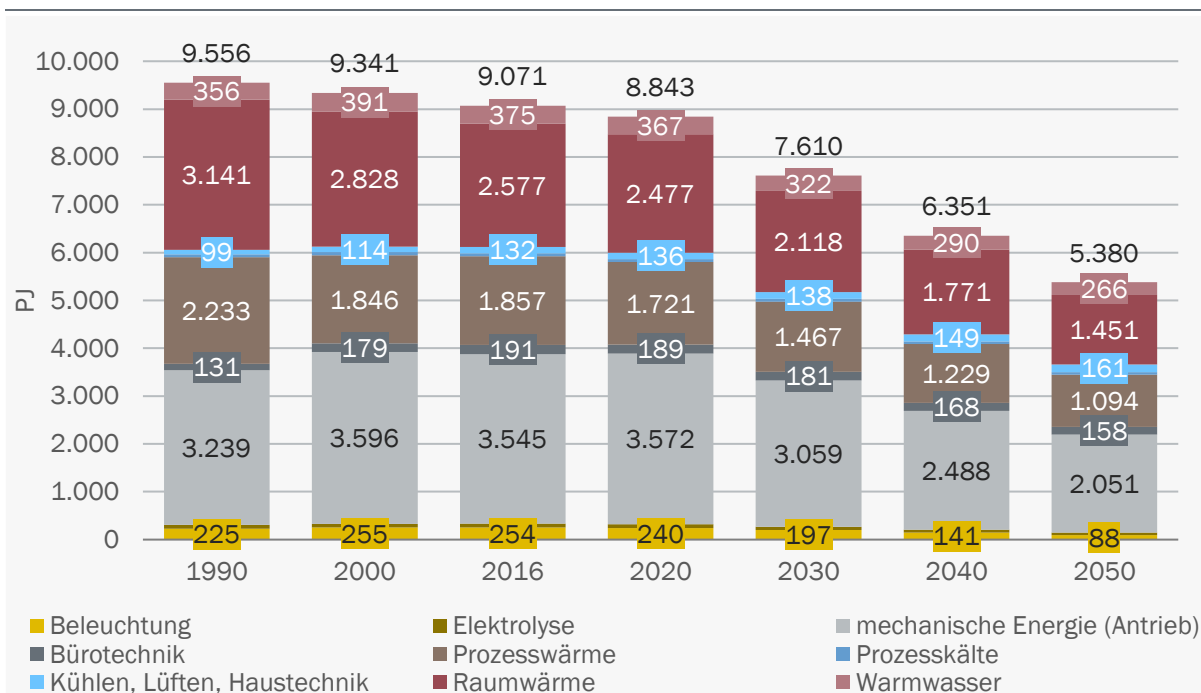


Verkehrssektor: inkl. internationalen Flugverkehr, ohne internationalen Seeverkehr

Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Abbildung 63: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

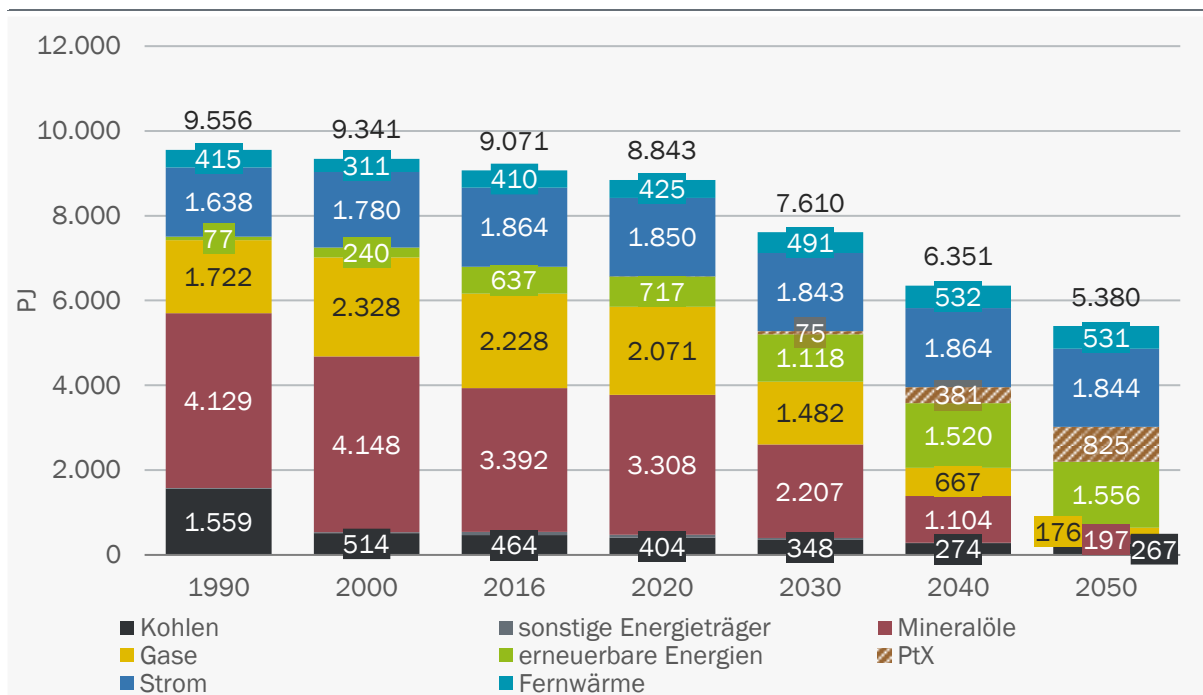
Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Abbildung 64: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



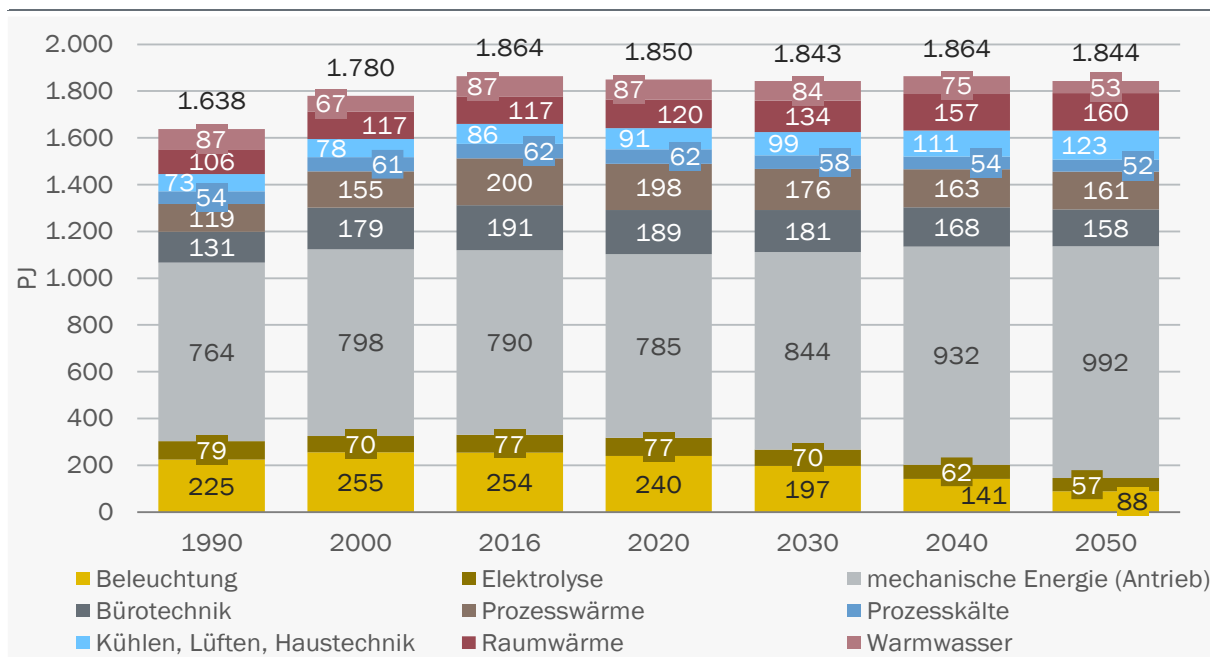
Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Trotz der steigenden Bedeutung des Stroms, insbesondere im Verkehrs- und Gebäudesektor, bleibt der Stromverbrauch im Verlauf der Jahre 2016 bis 2050 in den Endverbrauchssektoren annähernd unverändert bei rund 1.840 PJ bis 1.860 PJ (rund 510 – 520 TWh). Auch gegenüber der Referenzentwicklung steigt der Stromverbrauch nicht wesentlich an. Bei der Struktur des Stromverbrauchs zeigt sich jedoch eine deutliche Verschiebung (Abbildung 65). Aufgrund des zusätzlichen Stromverbrauchs für die Elektromobilität steigt der Verbrauchsanteil der mechanischen Energie stark an. Der Stromeinsatz für Raumwärme erhöht sich hingegen nicht wesentlich. Die steigende Effizienz von Gebäudehüllen und Wärmepumpen sowie insbesondere der Ersatz konventioneller Stromheizungen dämpfen hier den Verbrauchsanstieg. Der stärkste Rückgang ergibt sich bei der Beleuchtung. Im Gegensatz zum Stromverbrauch in den Endverbrauchssektoren steigt die Stromerzeugung langfristig deutlich an, dies ist auf die zunehmende inländische Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zurückzuführen.

Die Förderung der Wärmenetze erhöht im Zielszenario 1 den Verbrauch an Fernwärme um 16 % bis zum Jahr 2030. Nach 2030 wird das Wärmenetz weiter ausgebaut und engmaschiger. Die abgesetzte Wärmemenge bleibt jedoch im Zielszenario 1 weitgehend konstant, da auch hier die Effizienz der Gebäude und Leitungen den Verbrauch dämpft.

Abbildung 65: Zielszenario 1: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



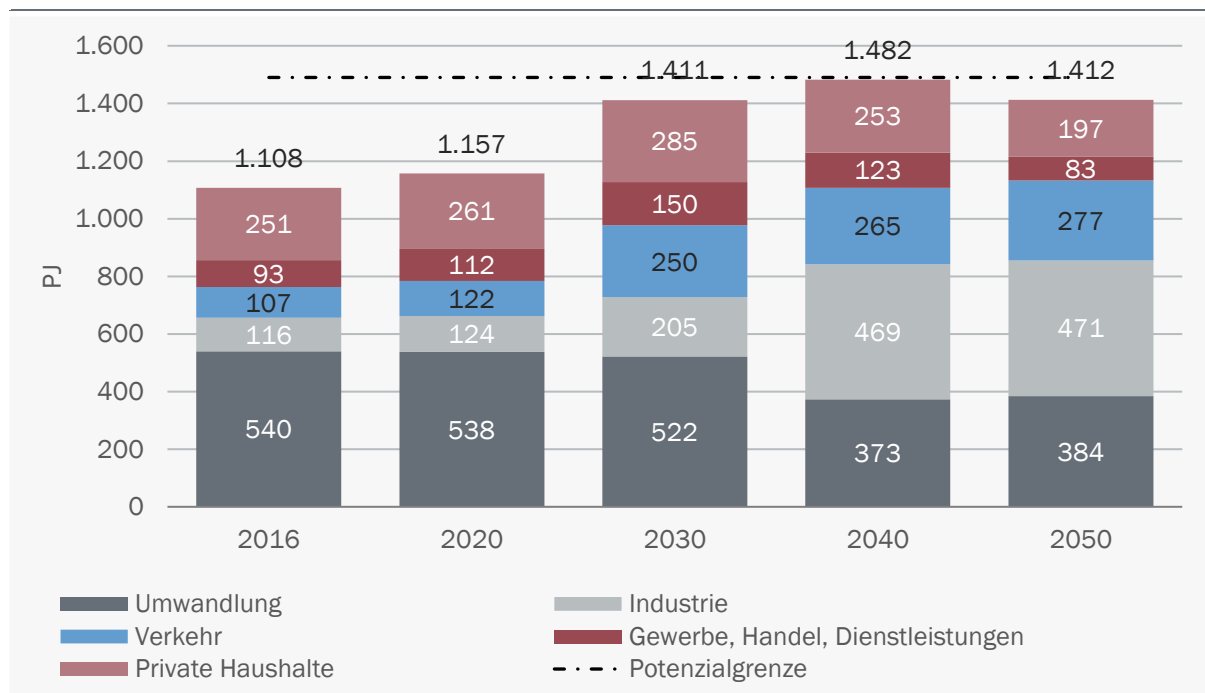
Verbrauch in den Endverbrauchssektoren, ohne Stromverbrauch im Umwandlungssektor zur Erzeugung von Wärme oder Wasserstoff

Quelle: eigene Berechnung

Der Einsatz von Biomasse steigt in Zielszenario 1 deutlich an, bis 2030 auf 1.411 PJ und danach bis an die Potenzialgrenze von 1.490 PJ (Abbildung 66). In den Sektoren Gebäude und Umwandlung nimmt der Einsatz ab, in den Sektoren Industrie und Verkehr steigt der Verbrauch. Im Verkehrssektor werden überwiegend Biodiesel und Biomethan eingesetzt. Dabei ist der Anstieg des Biomasseverbrauchs hauptsächlich auf das Biomethan zurückzuführen. In der Industrie steht die Erzeugung von Prozesswärme im Vordergrund. Für hohe Prozesstemperaturen wird überwiegend Biomethan, für die tieferen Prozesstemperaturen feste Biomasse eingesetzt.

Abbildung 66: Zielszenario 1: Biomasseeinsatz nach Sektoren

Jahre 2016 bis 2050, in PJ



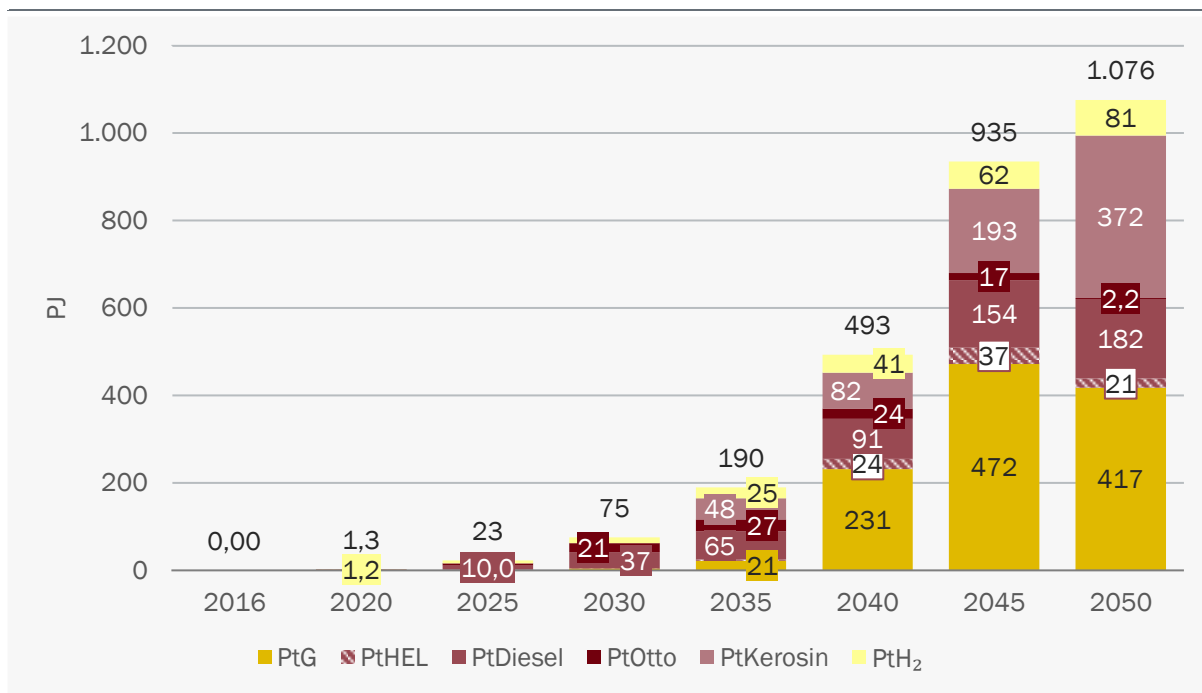
Da die Energiebilanz den Verbrauch an Biomasse vor 2010 nur lückenhaft abbildet, wird auf die Darstellung dieser Werte verzichtet.

Quelle: eigene Berechnung

Der Einsatz strombasierter Energieträger steigt im Zielszenario 1 bereits bis zum Jahr 2030 auf 75 PJ an. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Verbrauch auf 1.076 PJ (Abbildung 67). Der strombasierte Wasserstoff (H₂) wird ausschließlich inländisch aus erneuerbarem Strom erzeugt. Aufgrund der begrenzten Kapazitäten für EE-Strom und aus Kostengründen werden die übrigen strombasierten Energieträger vollständig aus dem Ausland importiert (keine inländische Produktion). Strombasierter Wasserstoff wird lediglich im Verkehrssektor eingesetzt. PtG (synthetisches Methan) wird ins Gasnetz eingespeist und dem Erdgas beigemischt und in allen Sektoren verwendet, auch im Umwandlungssektor. Die Beimischungsquote wird zusehends angehoben, 2050 erreicht sie rund 70 % (Anteil an der Summe von Erdgas und PtG). Die Höhe der Beimischungsquote orientiert sich am THG-Ziel für das Jahr 2050. Sie wird soweit erhöht, dass das THG-Ziel von mindestens -85 % gegenüber 1990 erreicht wird.

Abbildung 67: Zielszenario 1: Einsatz strombasierter Energieträger nach Sektoren

Jahre 2020 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

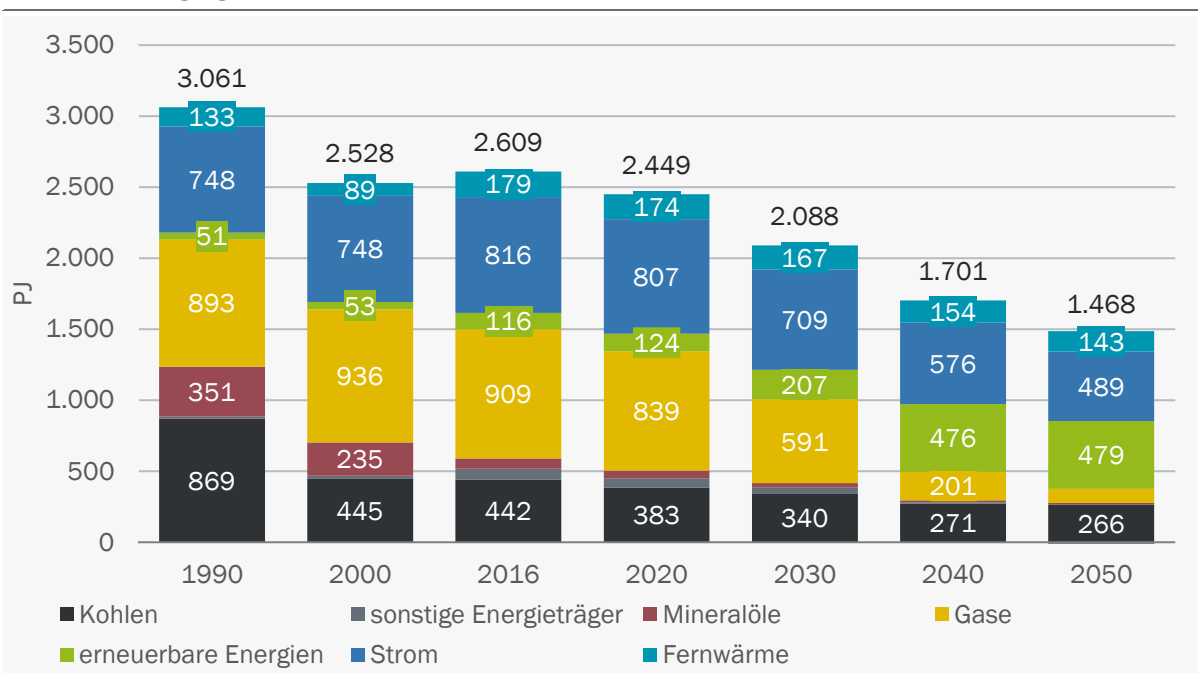
5.4.4 Industrie

Der Endenergieverbrauch in der Industrie verringert sich im Zielszenario 1 zwischen 2016 und 2030 um 20 % auf dann 2.088 PJ und bis 2050 um weitere 24 % auf 1.468 PJ (Abbildung 68). Während dieser Periode ändert sich die Struktur der Endenergieträger deutlich. Zwar dominieren weiterhin Strom und Fernwärme mit einem Anteil von zusammen rund 40 %. Fossile Energieträger verlieren jedoch an Bedeutung: ihr Anteil schrumpft von 57 % 2016 auf 49 % 2030 sowie 27 % 2050. Übrig bleibt 2050 ein durch die konventionelle Stahlherstellung bedingter Sockel an Steinkohle von 266 PJ. Diejenigen fossilen Energieträger, welche nicht durch Effizienzgewinne eingespart werden, werden nahezu hälftig durch Erneuerbare Energieträger substituiert. Deren Anteil steigt von 4 % 2016 auf 10 % 2030 und 33 % 2050.

Im Jahr 2016 werden 65 % der Energie in der Industrie für die Bereitstellung von Prozesswärme und 18 % für elektrische Antriebe aufgewendet. Bis 2030 ändern sich diese Anteile kaum. Bis 2050 jedoch steigt der Anteil der Prozesswärme auf 70 %, bedingt durch die etwas geringeren spezifischen Energieeinsparungen im Bereich der Ofentechnik ggü. den überwiegend strombasierten Querschnittstechnologien. Aus dem gleichen Grunde sinkt der Anteil an Gebäudeanwendungen wie z. B. Raumwärme oder Beleuchtung von 13 % 2016 auf 7 % 2050. Prozesskälte sowie der Stromeinsatz in industriellen Elektrolyseuren haben eine untergeordnete Bedeutung (Abbildung 69).

Abbildung 68: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie

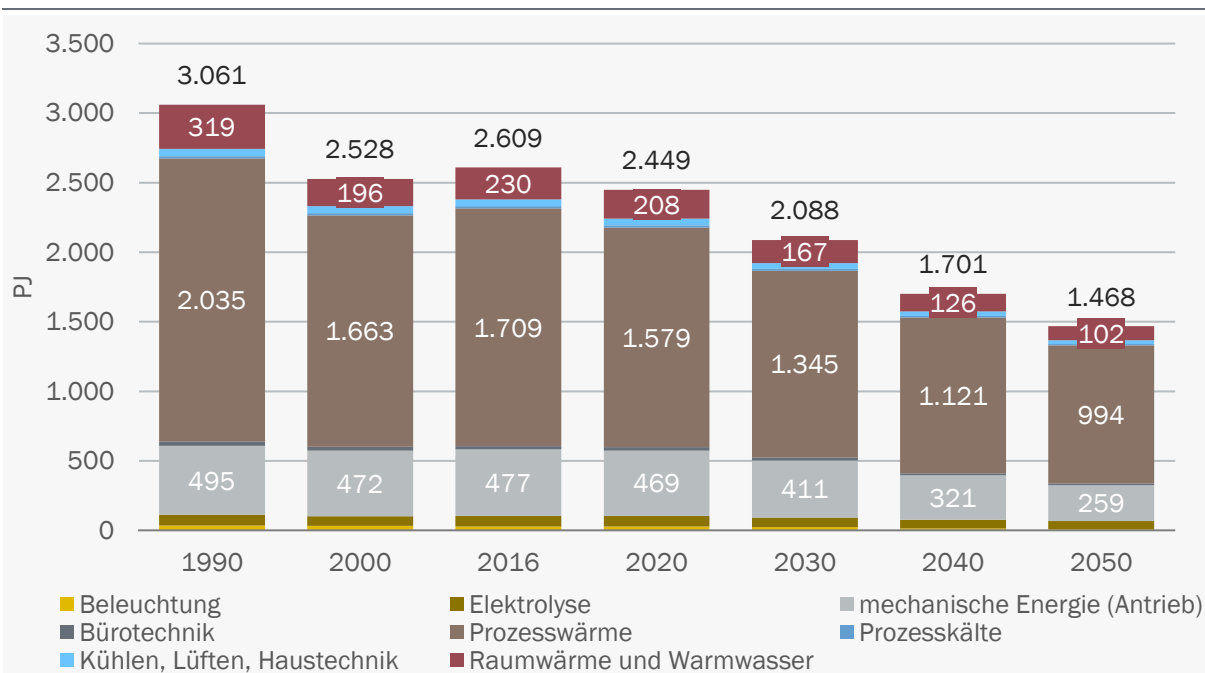
nur Wärmeerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 69: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie

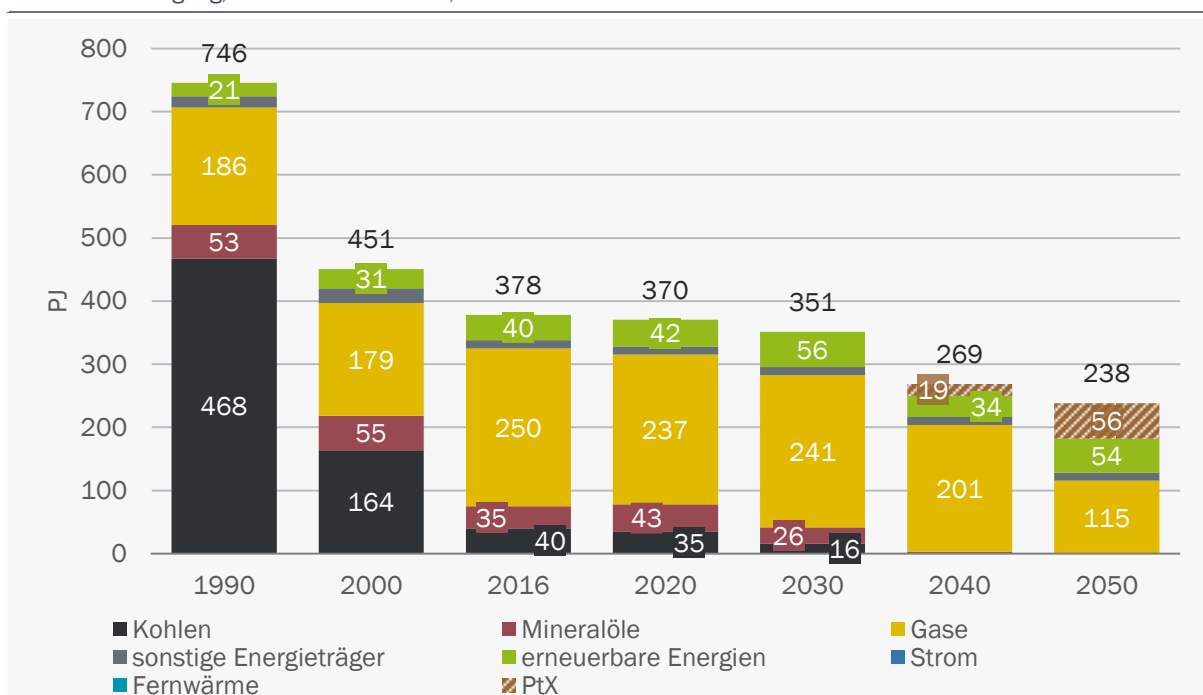
nur Wärmeerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Der Primärenergieverbrauch der Industriekraftwerke sinkt bis 2050 gegenüber 2016 um etwa 37 %. Durch die zunehmend erneuerbare Stromerzeugung und phasenweise sehr günstige Großhandelsstrompreise sinkt, insbesondere nach 2030, die Stromerzeugung der Industriekraftwerke. Stein- und Braunkohle sowie Mineralöle werden nach 2030 werden ab 2040 nicht mehr in Industriekraftwerken eingesetzt. Dafür steigt ab 2040 die Verwendung von synthetisch hergestellten Energieträgern.

Abbildung 70: Zielszenario 1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern bei Industriekraftwerken
nur Stromerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

THG-Emissionen des Industriesektors im Zielszenario 1

Die Entwicklung der THG-Emissionen in der Industrie im Zielszenario 1 stellt sich wie folgt dar:

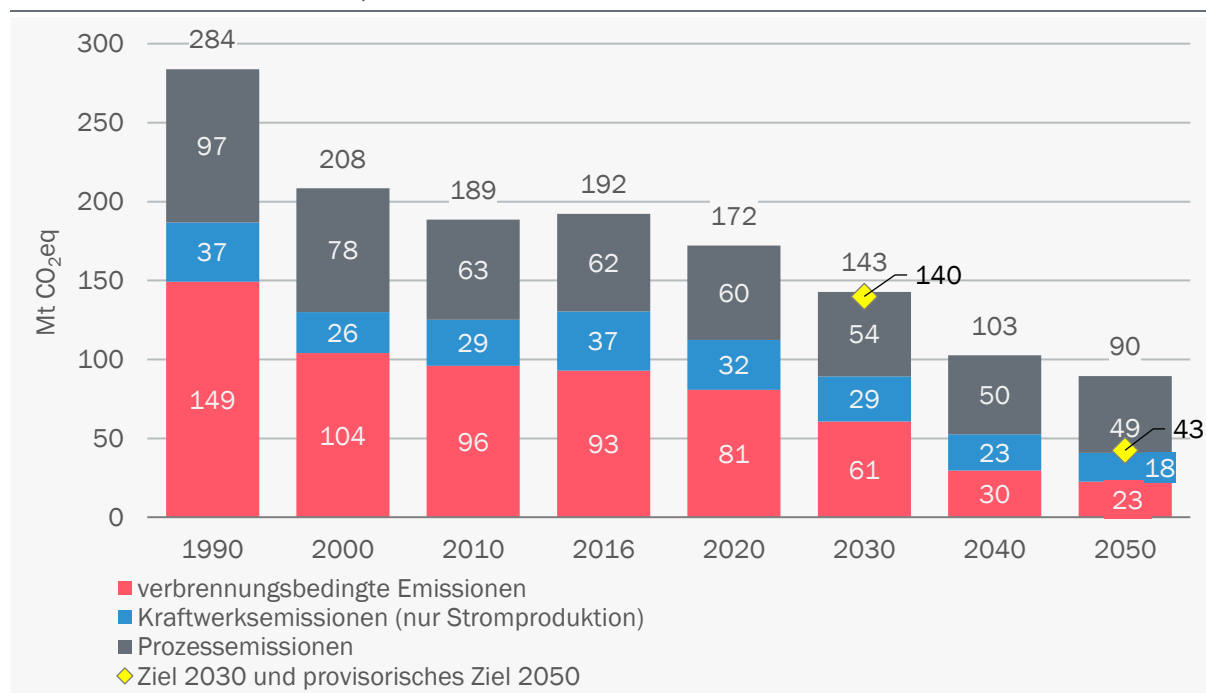
- Die mit dem direkten Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen (Wärmeerzeugung) reduzieren sich von 93 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 61 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-59 % ggü. 1990; -11 Mt CO₂eq ggü. Referenzszenario [REF]). Im Jahr 2050 liegen die energiebedingten THG-Emissionen bei 23 Mt CO₂eq (-85 % ggü. 1990; -39 Mt CO₂eq ggü. REF).
- Die Prozessemissionen verringern sich von 62 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 54 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-45 % ggü. 1990; jedoch +5 Mt CO₂eq ggü. REF) bzw. 49 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-50 % ggü. 1990; jedoch +3 Mt CO₂eq ggü. REF).
- Die Emissionen der Industriekraftwerke (nur Stromerzeugung) reduzieren sich von 37 Mt CO₂eq 2016 auf 29 Mt CO₂eq 2030 und 18 Mt CO₂eq 2050 (-23 % bzw. -50 % ggü. 1990; -5 Mt CO₂eq bzw. -12 Mt CO₂eq ggü. REF).

In der Abgrenzung nach KSP (energiebedingte, Industriekraftwerks- und Prozessemissionen) nehmen die THG-Emissionen ab von 192 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 143 Mt CO₂eq im Jahr 2030

sowie auf 90 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-50 % bzw. -68 % ggü. 1990; -13 Mt CO₂eq bzw. -48 Mt CO₂eq ggü. REF²⁴).

Abbildung 71: Zielszenario 1: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

Das KSP-Sektorziel von 140 Mt CO₂eq wird demnach um 3 Mt CO₂eq verfehlt. Die gesamte THG-Einsparwirkung des Maßnahmensets im Zielszenario 1 beträgt in der Industrie 12,8 Mt CO₂eq. Geschätzt wurde die Wirkung mit 10 – 17 Mt CO₂eq (Kapitel 5.2.1). Im Blick auf das Jahr 2050 wird eine Zielmarke von 43 Mt CO₂eq unterstellt. Das entspricht einer Reduktion der Emissionen gegenüber 1990 um 85 %. Die Zielmarke ist nicht verbindlich; sie wird hier in der Studie nur der Orientierung halber angegeben. Es leitet sich ab vom anvisierten Ziel der EU und Deutschlands, bis 2050 eine Treibhausgasreduktion über alle Emittenten von 80 % bis 95 % zu erreichen.

5.4.5 Verkehr

Für die Entwicklung der THG-Emissionen im Verkehr sind die Emissionen der Pkw von großer Bedeutung. Um die angestrebte Emissionsreduktion zu erreichen, ist eine starke Durchdringung des Fahrzeugbestands mit Elektrofahrzeugen notwendig. Im Zielszenario 1 wirken die CO₂-Lenkungsabgabe, die Pkw-Flottengrenzwerte sowie eine ambitioniert ausgestaltete Bonus-Malus-Regelung für Neuwagen in diese Richtung. Bereits im Jahr 2025 werden pro Jahr mehr als 1 Mio. batterieelektrische Pkw neu zugelassen. Dies entspricht einem Anteil von 35 % an den Neuzulassungen.

²⁴ Zielszenario 1 unterscheidet sich methodisch leicht vom Referenzszenario und dem Szenario KSP. Es fehlen insbesondere kleinere THG-Korrekturen bei sonstigen Gasen, welche die Energiebilanz nicht führt, sowie eine Anpassung der Abfallemissionen, welche sich zwischen Energiebilanz und Inventarbericht ebenfalls unterscheiden. 2030 weisen diese Unstimmigkeiten eine Unsicherheit von etwa 2 Mt auf, 2050 sind es 0,2 Mt.

Bis 2030 steigt dieser Anteil auf 52 %. Auch Plug-in-Hybride profitieren von den Maßnahmen, ihr Anteil steigt in Zielszenario 1 auf 10 % im Jahr 2025 und auf 12 % im Jahr 2030.

Bedingt durch die demografische Entwicklung geht der Pkw-Bestand nach 2025 leicht zurück. Durch den Einsatz der weiter oben genannten Instrumente verändert sich der Antriebsmix bei den Pkw nach 2020 fundamental. Im Jahr 2030 sind im Zielszenario 1 rund 6,7 Mio. batterieelektrische Pkw zugelassen. Zusammen mit den 2 Mio. Plug-in-Hybriden und 0,1 Mio. Brennstoffzellen-Pkw sind insgesamt 8,8 Mio. Pkw mit Elektroantrieb auf der Straße. Dies entspricht im Jahr 2030 einem Anteil von 20 % am gesamtem Pkw-Bestand. Bis 2050 steigt der Anteil der Pkw mit Elektroantrieb auf 86 %.

Auch die mit Erdgas betriebenen Pkw werden in Zielszenario 1 stärker nachgefragt als in der Referenz. Im Jahr 2030 sind über 2 Mio. Erdgas-Pkw zugelassen und bis 2040 steigt die Zahl sogar auf 3,5 Mio. CNG-Pkw an (zusätzlich sind in 2040 noch rund 250 Tsd. LPG-Pkw im Bestand, welche auch zu den Gasantrieben zählen). Dieser Hochlauf der CNG-Pkw wird hauptsächlich über die verschärften Flottengrenzwerte bis 2030 erreicht. Außerdem ist in Zielszenario 1 genügend Biomethan verfügbar, so dass die Emissionen im Sektor Verkehr dank der CNG-Pkw substanziell gesenkt werden kann.

Im Basisjahr 2016 ist der Personenverkehr für rund zwei Drittel des nationalen Endenergieverbrauchs im Verkehr verantwortlich. Im Projektionszeitraum verschieben sich die Anteile zwischen Personen- und Güterverkehr leicht, da beim Personenverkehr eine stärkere Elektrifizierung – und entsprechend eine höhere Einsparung beim Endenergieverbrauch – erreicht wird.

Der MIV, bestehend aus Pkw und motorisierten Zweirädern, hat den größten Anteil am Endenergieverbrauch und beim MIV sind es hauptsächlich die Pkw (zu 98 %), welche für den Energieverbrauch verantwortlich sind. Im Zielszenario 1 liegt der Endenergieverbrauch des MIV im Jahr 2030 um 21 % und im Jahr 2050 um 72 % niedriger als im Basisjahr 2016. Dieser deutlich niedrigere Endenergieverbrauch ist maßgeblich auf die Elektrifizierung der Pkw-Flotte zurückzuführen, aber auch Effizienzgewinne beim Fahrzeugantrieb sowie die Vermeidung und Verlagerung von Fahrten tragen zu einem niedrigeren Energieverbrauch bei den Pkw bei.

Bei den LNF verringert sich der Endenergieverbrauch dank einer hohen Durchdringung von BEV-LNF prozentual und bis 2030 noch stärker als beim MIV. Die rund 900 Tsd. elektrischen LNF (entspricht einem Anteil von 34 % am LNF-Bestand im Jahr 2030) tragen zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs von insgesamt 39 % bis 2030 und 71 % bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 2016 bei.

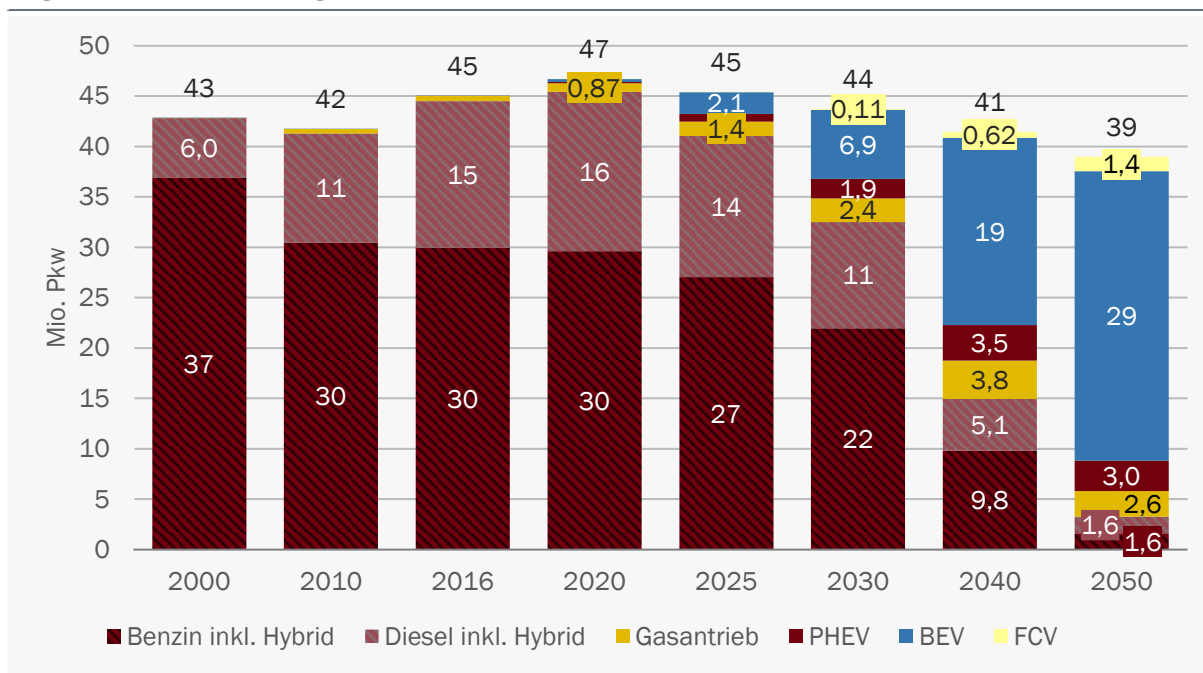
Trotz steigender Verkehrsleistungen verringert sich auch der Energieverbrauch der schweren Nutzfahrzeuge. Dies gelingt hauptsächlich dank der Verlagerung einerseits auf andere Verkehrsträger (Schiene und Binnenschiff) und andererseits auf Oberleitungshybride-Lkw. Zur Umsetzung der CO₂-Flottengrenzwerte im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge wird zusätzlich eine Erhöhung der Effizienz angesetzt.

Insgesamt verringert sich der Energieverbrauch im Verkehrssektor deutlich und liegt 2030 um 26 % und 2050 um 65 % unter dem Ausgangswert des Jahres 2016.

Den Energieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern zeigt die Abbildung 74. Der Anteil der fossilen Kraftstoffe betrug im Basisjahr 2016 rund 94 %, der Anteil aller flüssigen Kraftstoffe 98 %. Strom war 2016 mit 1,6 % und Gas mit 0,3 % im Endenergieverbrauch im Verkehr vertreten. Gemessen am Endenergieverbrauch dominieren bis 2030 flüssige Kraftstoffe.

Abbildung 72: Zielszenario 1: Pkw-Bestand nach Antrieb

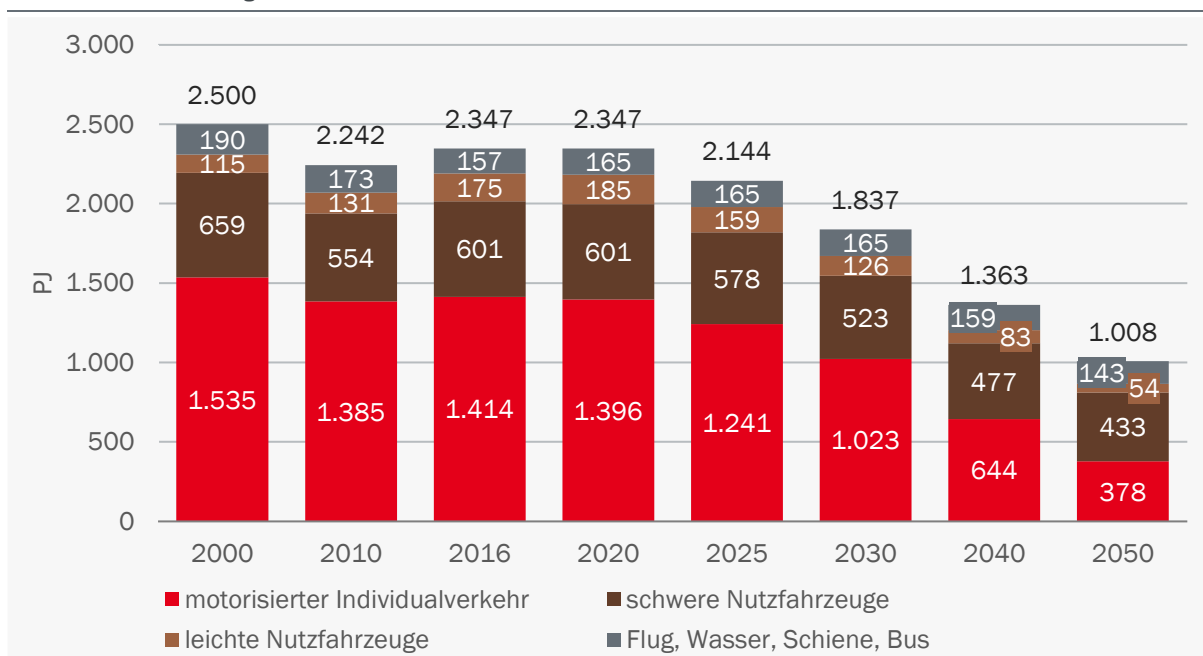
Angaben in Millionen Fahrzeugen



Quelle: Werte bis 2016 nach KBA-FZ 13 (2019), ab 2016 eigene Berechnung

Abbildung 73: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Verkehrszweigen

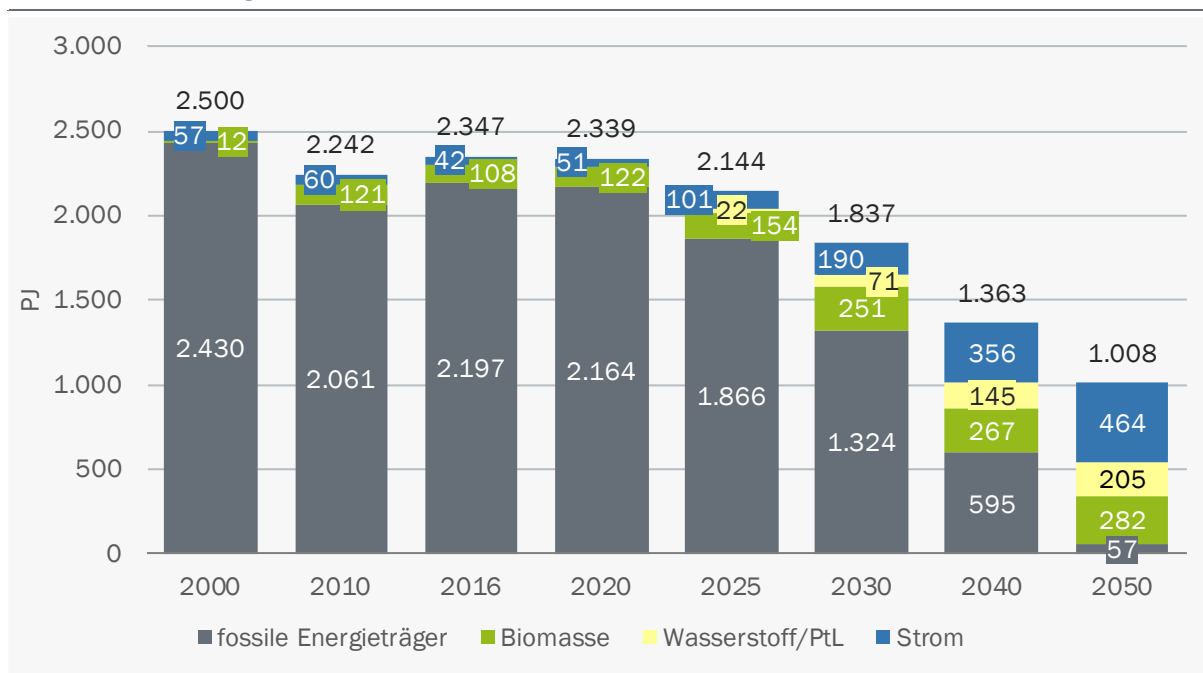
Nationaler Verkehr, Angaben in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 74: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehr

Nationaler Verkehr, Angaben in PJ



Quelle: Werte bis 2016 aus UBA (2019), ab 2016 eigene Berechnung

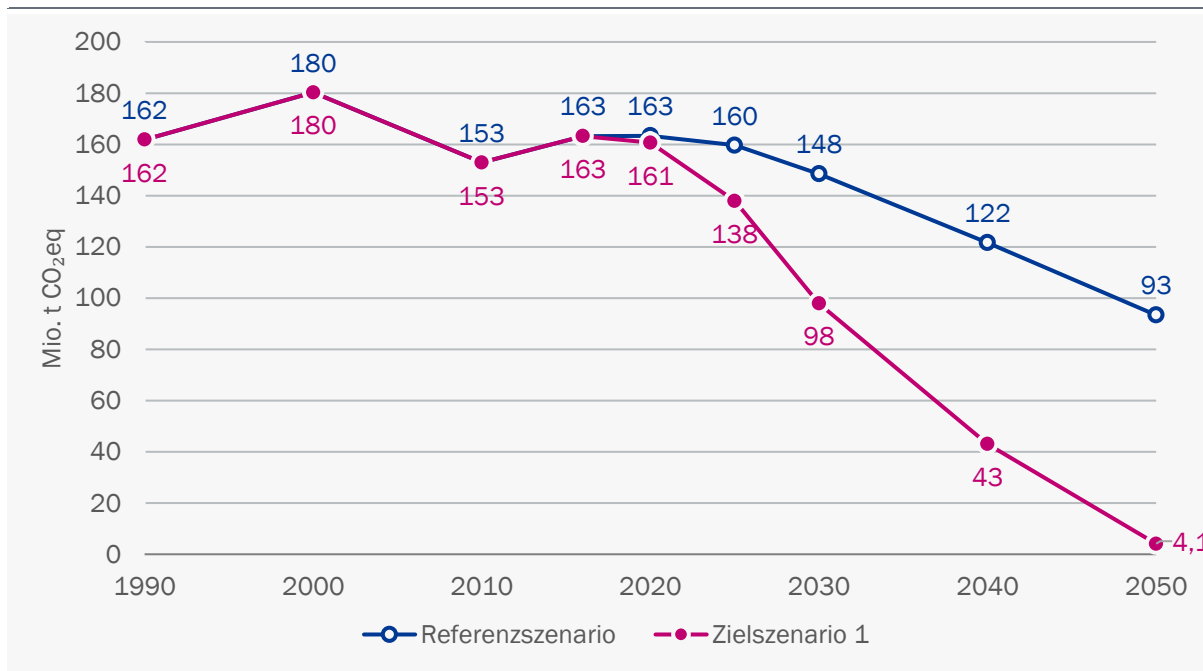
Dank des verstärkten Einsatzes biogener und strombasierter Kraftstoffe sowie einer zunehmenden Elektrifizierung wird der Einsatz fossiler Kraftstoffe stark reduziert. Bis zum Jahr 2030 verringert sich der Verbrauch fossiler Energieträger um rund 860 PJ (-39 %) und bis zum Jahr 2050 um rund 2.160 PJ (-98 %) gegenüber dem Basisjahr 2016 im Zielszenario 1.

THG-Emissionen des Verkehrssektors im Zielszenario 1

Über die Emissionsfaktoren je Energieträger, welche im nationalen Verkehr eingesetzt werden, ergeben sich die THG-Emissionen für den Sektor Verkehr. Bis 2016 entsprechen die Werte den veröffentlichten Daten im Treibhausgasinventar. Mit den unterstellten Instrumenten im Zielszenario 1 wird der obere Rand des THG-Sektorzieles nach dem Klimaschutzplan im Jahr 2030 erreicht. Die THG-Emissionen im nationalen Verkehr sinken damit von 163 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 98 Mt CO₂eq im Jahr 2030. Dies entspricht einer Reduktion um 65 Mt CO₂eq oder 40 %. Langfristig soll der Einsatz von fossilen Energieträgern beim nationalen Verkehr komplett zurückgefahren werden. Entsprechend der Energieträgerstruktur reduzieren sich die THG-Emissionen im Zielszenario 1 bis auf 4 Mt CO₂eq. im Jahr 2050. Die nachfolgende Abbildung zeigt die THG-Emissionen im Zielszenario 1 im Vergleich zur Referenzentwicklung.

Abbildung 75: Zielszenario 1: THG-Emissionen im Verkehr

Abgrenzung gemäß THG-Inventar, Referenz- und Zielszenario 1 im Vergleich; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

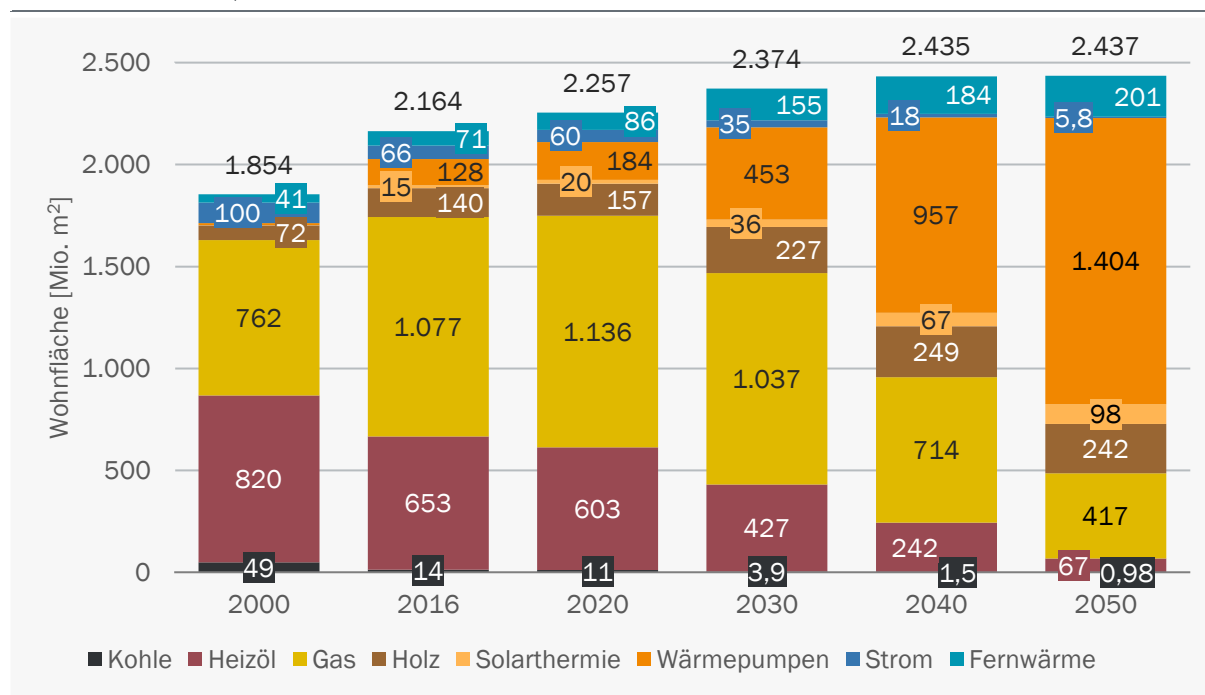
5.4.6 Private Haushalte

Das Maßnahmenset 1 und die strategischen Setzungen für den Zeitraum 2030 bis 2050 verändern im Zielszenario 1 die Energieträgerstruktur der Wärmeversorgung deutlich. Für den Zeitraum bis 2030 sind insbesondere die CO₂-Lenkungsabgabe, die Förderung der Wärmenetze und der Ausbau der Förderung von großer Bedeutung. Die Absätze von Gas- und Heizölheizungen gehen bis 2030 deutlich zurück: Der Anteil der Gasheizungen fällt auf unter 25 %, derjenige der Ölheizungen auf unter 5 %. Nach 2030 setzt sich der Rückgang fort. Im Gegenzug steigt der Anteil der elektrischen Wärmepumpen an; im Jahr 2050 liegt er bei über 70 % (2030: rund 50 %). Der Rest entfällt auf Biomasse, Wärmenetze und solarthermische Anlagen (zur Heizungsunterstützung). Die neuen Wärmeerzeuger diffundieren in den Anlagenbestand und verändern zunehmend die Struktur der Wärmeversorgung. Die elektrische Wärmepumpe wird im Zielszenario 1 zur wichtigsten Technologie zur Wärmeerzeugung in Wohngebäuden. Bei den EZFH steigt der Anteil an der beheizten Fläche von 6 % im Jahr 2016 über 19 % im Jahr 2030 und auf 58 % im Jahr 2050 (Referenz: 22 %; Abbildung 76). Auch bei den größeren MFH gewinnt die Wärmepumpe zusehends an Bedeutung, der Anteil der mit ihr beheizten Fläche erhöht sich bis zum Jahr 2050 auf 23 % (Referenz: 11 %; Abbildung 77). Die Fernwärme wird zum wichtigsten System im MFH Segment, der Anteil steigt langfristig auf rund 30 %. Damit verbunden ist eine Verdoppelung der versorgten Gebäudefläche. Der Anteil der Biomasseanlagen verändert sich im Zeitraum 2016 bis 2050 nicht wesentlich. Bei den kleinen Gebäuden erhöht er sich von 6 % auf 10 %, bei den größeren MFH bleibt der Anteil bei etwa 3 %. Solarthermische Anlagen werden bei der Modellierung zu Vollversorgungsäquivalenten aggregiert. Der Beitrag zur Wärmeversorgung steigt im Zielszenario 1 gegenüber dem Referenzszenario leicht an.

Aufgrund der rückläufigen Absätze sinkt der Anteil der mit fossilen Anlagen beheizten Fläche stark. Bis zum Jahr 2030 sinkt der Anteil auf 58 %; im Jahr 2016 lag der Anteil bei noch 76 %. Bis

zum Jahr 2050 sinkt der Anteil der mit fossilen Anlagen beheizten Wohnfläche weiter auf unter 20 %. Davon entfällt der Großteil auf Gasheizungen; Öl- und Kohleheizungen verschwinden weitgehend aus der Wärmeversorgung. Die Gasheizungen werden überwiegend mit Biomethan und synthetischem Methan betrieben.

Abbildung 76: Zielszenario 1: Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern nach Heizungsstruktur
Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

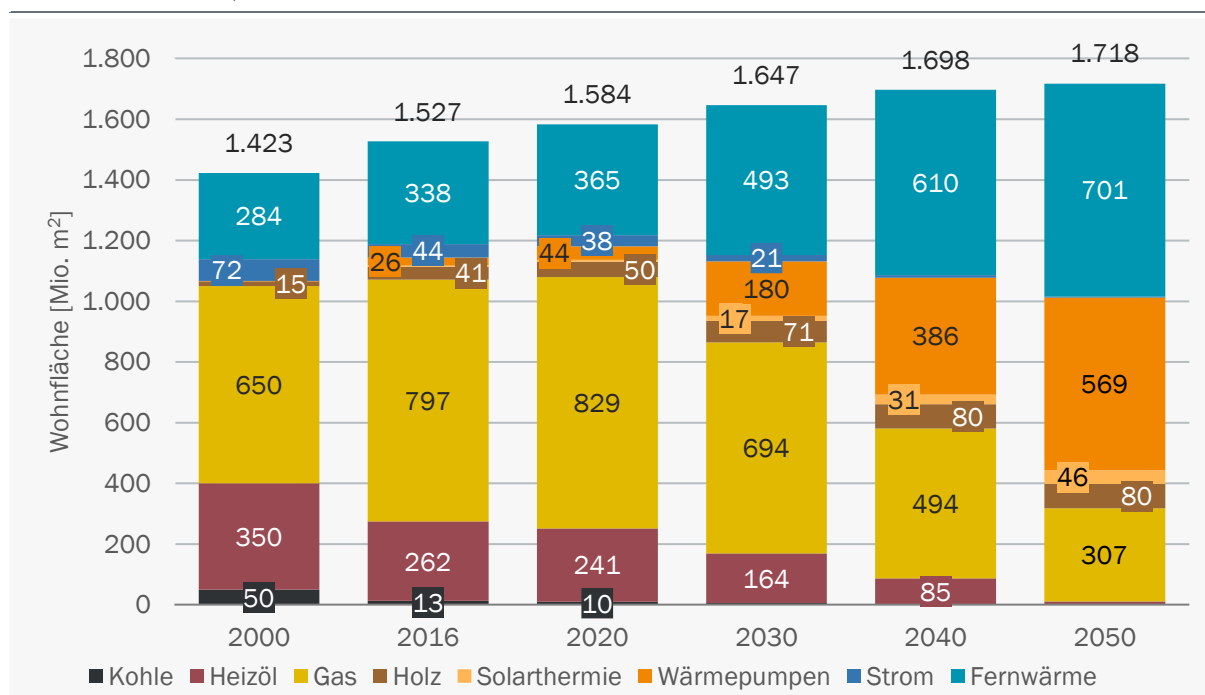
Quelle: eigene Berechnung

Die Effizienz der fossilen Wärmeerzeuger Gas und Heizöl verändert sich gegenüber der Referenzentwicklung nicht wesentlich. Durch den weiter steigenden Einsatz von Brennwertgeräten und die Verringerung von Verteilverlusten steigt der mittlere Nutzungsgrad der fossilen Anlagen auf über 95 % (bezogen auf den Heizwert). Der mittlere Jahresnutzungsgrad von Wärmepumpen nimmt hingegen im Zielszenario 1 stärker zu als in der Referenzentwicklung. Einerseits kann aufgrund der besseren energetischen Qualität der Gebäude ein höherer Nutzungsgrad erzielt werden, zum anderen werden effizientere Wärmepumpen eingesetzt. Auch die Maßnahmen zur verstärkten Qualitätssicherung tragen zur Verbesserung der Effizienz bei. Dadurch erhöht sich im Bestand der mittlere Jahresnutzungsgrad auf annähernd 3,9 im Jahr 2050 (Referenz: 3,4).

Die Steigerung der Effizienz der Gebäudehülle wird im Zielszenario 1 sehr stark gewichtet. Durch die im Maßnahmenset 1 vorgesehene Verschärfung der EnEV wird der Energieverbrauch von Neubauten gegenüber der Referenzentwicklung ab 2025 weiter abgesenkt (Verschärfung um rund 20 %). Dadurch verringert sich der spezifische Verbrauch der EZFH auf rund 35 kWh/m² Wohnfläche, derjenige der MFH auf unter 30 kWh/m² Wohnfläche. Um 2035 wird im Zielszenario 1 eine weitere Verschärfung unterstellt, Neubauten verbrauchen ab dann nur noch rund 20 bis 25 kWh/m² Wohnfläche.

Abbildung 77: Zielszenario 1: Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern nach Beheizungsstruktur

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

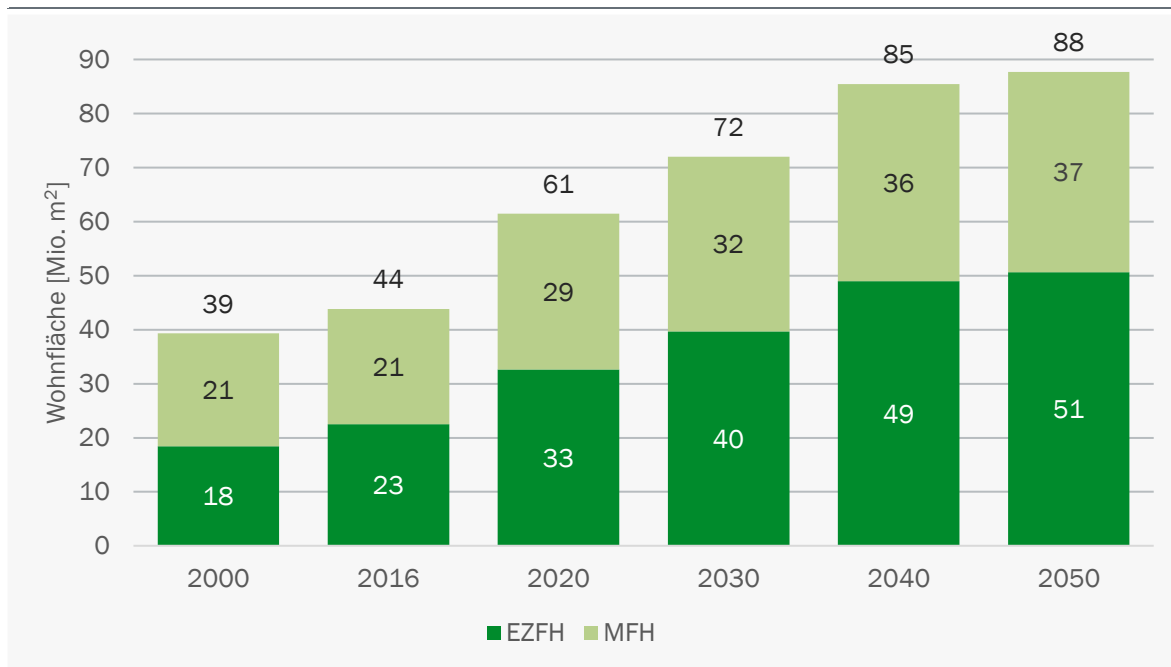
Quelle: eigene Berechnung

Die Mindestanforderungen an energetische Sanierungen werden durch die ordnungsrechtlichen Maßnahmen ebenfalls verschärft. Die Fördermaßnahmen wirken zusätzlich reduzierend auf den spezifischen Verbrauch sanierten Gebäude. Im Zielszenario 1 verringert sich der mittlere Verbrauch nach Vollsanierungen bei EZFH bis zum Jahr 2030 auf 65 kWh/m² und bis zum Jahr 2050 auf rund 40 kWh/m² Wohnfläche (Referenz: 65 kWh/m²). Bei MFH sinkt der spezifische Verbrauch bei Vollsanierungen bis zum Jahr 2030 auf rund 50 kWh/m² und bis zum Jahr 2050 auf rund 40 kWh/m² Wohnfläche (Referenz: 50 kWh/m²). Berücksichtigt ist in diesen Werten die Einsparung durch Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.

Die starke Forcierung der Gebäudeeffizienz im Zielszenario 1 wird auch bei der Sanierungsrate deutlich. Die Maßnahmen führen ab dem Jahr 2020 zu einem deutlichen Anstieg der Rate. Bis zum Jahr 2030 erhöht sie sich auf 1,6 % bei den EZFH und 1,9 % bei den MFH. Die strategischen Setzungen lassen die Rate nach 2030 weiter ansteigen; sowohl bei den EZFH als auch bei den MFH wird langfristig eine Sanierungsrate von rund 2 % erreicht (bezogen auf den Gesamtgebäudebestand). Mit dem Anstieg der Sanierungsrate ist eine sehr starke Zunahme der jährlich sanierten Fläche verbunden, die sich gegenüber 2000 um rund 100 % erhöht (Abbildung 78). Motivation für die starke Forcierung der Effizienz ist nicht allein die Reduktion der THG-Emissionen, sondern auch das Erreichen des Effizienzziels Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 %.

Abbildung 78: Zielszenario 1: energetisch sanierte Wohnfläche nach Gebäudetypen

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



sanierte Wohnfläche: Teilsanierungen zu Vollsaniierungen aggregiert

Quelle: eigene Berechnung

Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte verringert sich bis zum Jahr 2030 auf 1.933 PJ (Abbildung 79). Gegenüber der Referenzentwicklung bewirken die Maßnahmen des ersten Maßnahmenets eine zusätzliche Einsparung von 113 PJ. Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei 1.416 PJ. Die mittlere jährliche Reduktionsrate erhöht sich von 0,5 % im Zeitraum 2000 bis 2016 auf 1,5 % im Zeitraum 2016 bis 2050 (Referenz: 0,8 %).

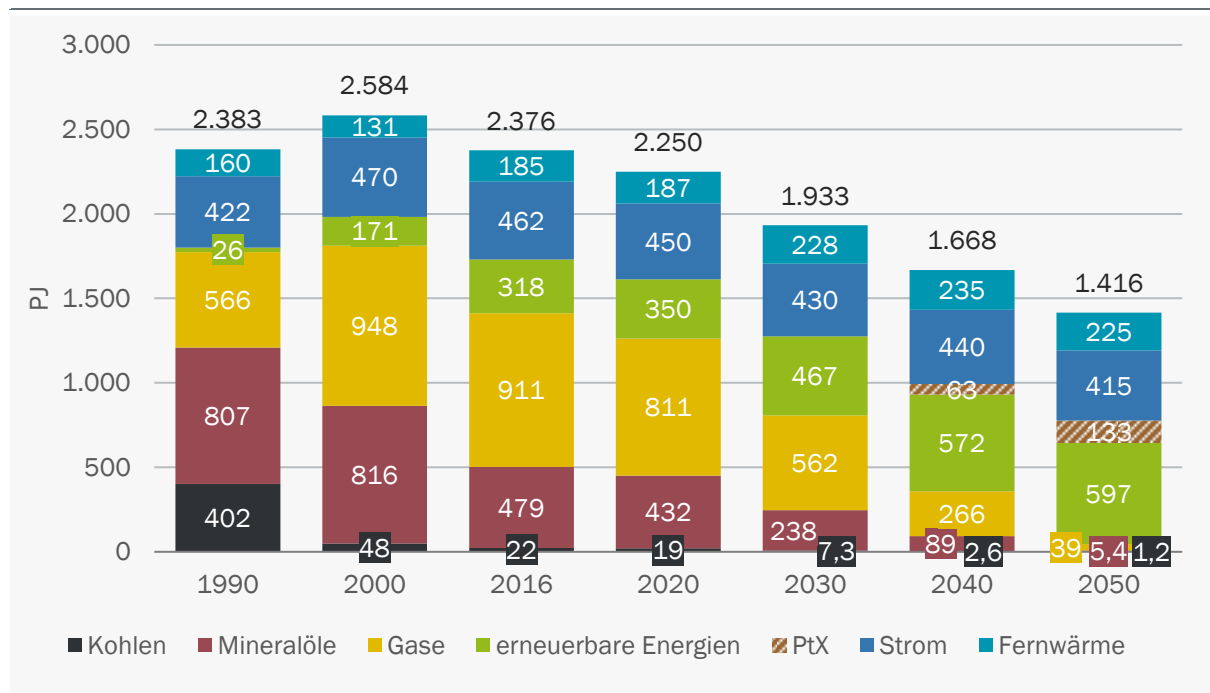
Die durch die Maßnahmen beschleunigte Verschiebung der Beheizungsstruktur zeigt sich auch in der Struktur des Energieverbrauchs. Der Anteil der fossilen Energieträger Heizöl, Erdgas und Kohle am Endenergieverbrauch der Haushalte ist schneller rückläufig als in der Referenzentwicklung. Der Anteil verringert sich von 59 % im Jahr 2016 über 42 % im Jahr 2030 (Referenz 50 %) auf 3 % im Jahr 2050 (Referenz: 38 %). Die Beimischung strombasierter Heizöle und Gase beginnt ab 2035. Die Beimischungsquote wird im Zeitverlauf angehoben und liegt im Jahr 2050 bei über 70 % (ohne Anteil Biogas). Der Verbrauch an PtX beträgt dann 133 PJ, davon rund 120 PJ PtG.

Der Stellenwert der erneuerbaren Energien und des Stroms erhöht sich deutlich. Der Einsatz erneuerbarer Energien verstärkt sich von 317 PJ über 467 PJ im Jahr 2030 auf 597 PJ im Jahr 2050. Gegenüber 2016 entspricht dies einer Zunahme um 88 %. Dieser Anstieg hängt eng zusammen mit dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und der von diesen Anlagen genutzten Umweltwärme. Der Verbrauch von Biomasse nimmt leicht ab. Auch der Stromverbrauch ist zwar rückläufig (2016 – 2050: -10 %), der Anteil am Endenergieverbrauch des Sektors Private Haushalte steigt jedoch von 19 % auf 29 % (Referenz: 24 %). Wie in der Referenzentwicklung dämpfen die gesteigerte Gebäude- und Geräteeffizienz, der Einsatz von LED-Leuchten und der

weitgehende Ersatz der konventionellen Elektroheizungen den Mehrverbrauch durch die elektrischen Wärmepumpen.

Der Verbrauch an Fernwärme steigt bis zum Jahr 2030 aufgrund der Fördermaßnahmen von rund 185 PJ im Jahr 2016 auf 228 PJ im Jahr 2030. Nach 2030 erhöht sich der Verbrauch nicht mehr wesentlich. Die weitere Zunahme an Wohnungsanschlüssen wird kompensiert durch Effizienzgewinne an der Gebäudehülle.

Abbildung 79: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Private Haushalte
Jahre 1990 bis 2050, in PJ



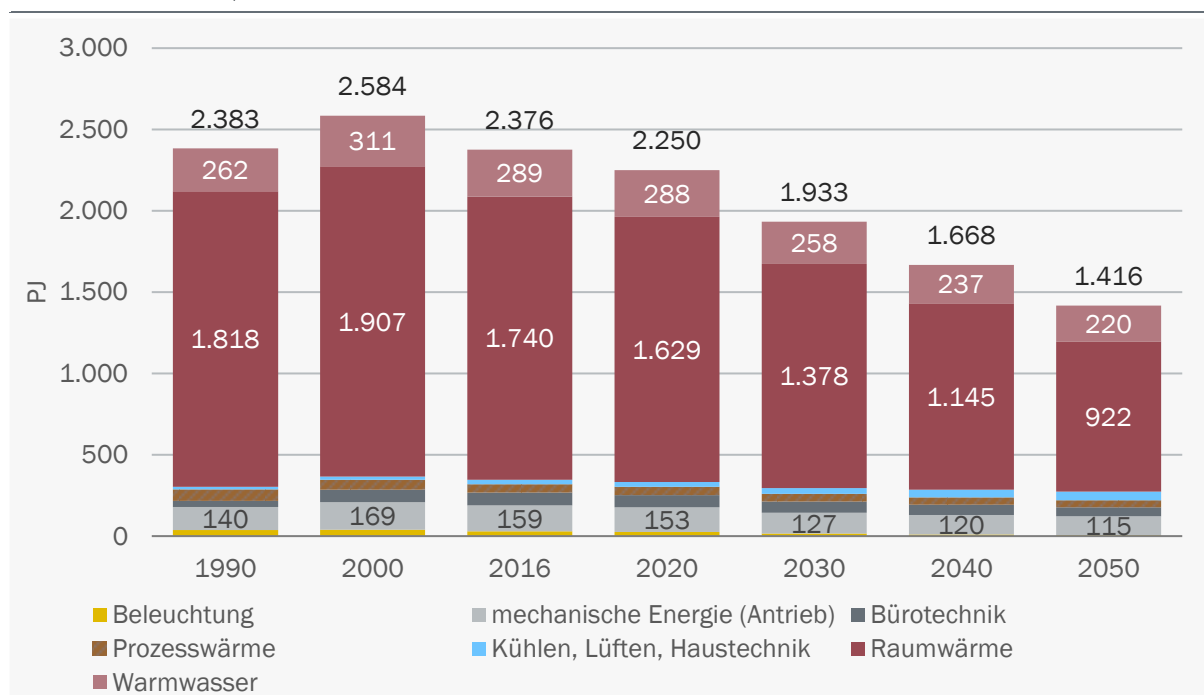
Quelle: Werte bis 2016 nach AGEb (2008 – 2018), Werte ab 2016 eigene Berechnung

Über 70 % des Energieverbrauchs der Privaten Haushalte wird aktuell für Raumwärme aufgewendet (Abbildung 80), die Haupttreiber für den Verbrauchsrückgang in der Referenzentwicklung ist. Das Maßnahmenset 1 verringert den Raumwärmeverbrauch bis zum Jahr 2030 um zusätzliche 80 PJ. Das sind rund 70 % der gesamten zusätzlichen Einsparungen des Sektors Private Haushalte gegenüber der Referenz. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Raumwärmeverbrauch auf 922 PJ, das sind 47 % weniger als im Jahr 2016.

Deutliche prozentuale Verbrauchsreduktionen zeigen sich auch bei den Elektrogeräten (IKT/Bürotechnik: -28 %; mechanische Energie: -27 %) und bei der Beleuchtung (-80 %; Werte 2050 ggü. 2016). Der Verbrauch für Warmwasser geht um 24 % zurück, was hauptsächlich auf die besseren Anlagennutzungsgrade und die etwas reduzierten Verteilverluste zurückzuführen ist. Einzig im Anwendungsbereich Klima, Lüftung und Haustechnik steigt der Verbrauch im Zeitverlauf an. Dies ist auf den zunehmenden Bedarf für Klimakälte (wärmeres Klima) und den steigenden Hilfsenergieverbrauch durch Wärmepumpen und Lüftungsanlagen zurückzuführen. Der gegenüber der Referenzentwicklung verstärkte Einsatz dieser Anlagen wird hinsichtlich des Stromverbrauchs weitgehend durch eine Steigerung ihrer Effizienz kompensiert.

Abbildung 80: Zielszenario 1: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Der Stromverbrauch von Elektrogeräten verringert sich bereits in der Referenzentwicklung deutlich. Das verbleibende zusätzliche Reduktionspotenzial ist begrenzt. Adressiert werden die Elektrogeräte durch die Maßnahmen Ausweitung Mindeststandards unter der EU-Ökodesign-Richtlinie sowie das Förderprogramm für elektrische Geräte (als Teil des Maßnahmensets des Industriesektors inkl. Stromanwendungen). Beim Verwendungszweck IKT Bürogeräte verringert sich der Stromverbrauch im Zielszenario 1 bis zum Jahr 2050 gegenüber der Referenz um zusätzliche 8 PJ, beim Verwendungszweck mechanische Energie²⁵ um 19 PJ. Die Verbrauchsentwicklung ausgewählter Elektrogroßgeräte im Zielszenario 1 ist in Tabelle 27 dargestellt.

Die mit dem Verbrauch der Energieträger Öl, Gas und Kohle verbundenen direkten THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte reduzieren sich im Zielszenario 1 von 89 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 50 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (Abbildung 81). Dies entspricht einer Reduktion um 62 % gegenüber 1990 (Referenz: -53 %). Das heißt, durch das Maßnahmenset 1 werden gegenüber der Referenzentwicklung 13 Mt CO₂eq eingespart. Die jährliche Veränderungsrate steigt deutlich an, von -1,8 % im Zeitraum 2000 bis 2016 auf -4 % zwischen 2016 bis 2030. Im Jahr 2050 liegen die THG-Emissionen bei noch 3 Mt CO₂eq (-98 % ggü. 1990); das sind 38 Mt CO₂eq weniger als in der Referenzentwicklung.

²⁵ Mechanische Energie umfasst u. a. die Haushaltsgrossgeräte wie Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefrierschränke.

Tabelle 27: Zielszenario 1: Verbrauch ausgewählter Elektrogroßgeräte

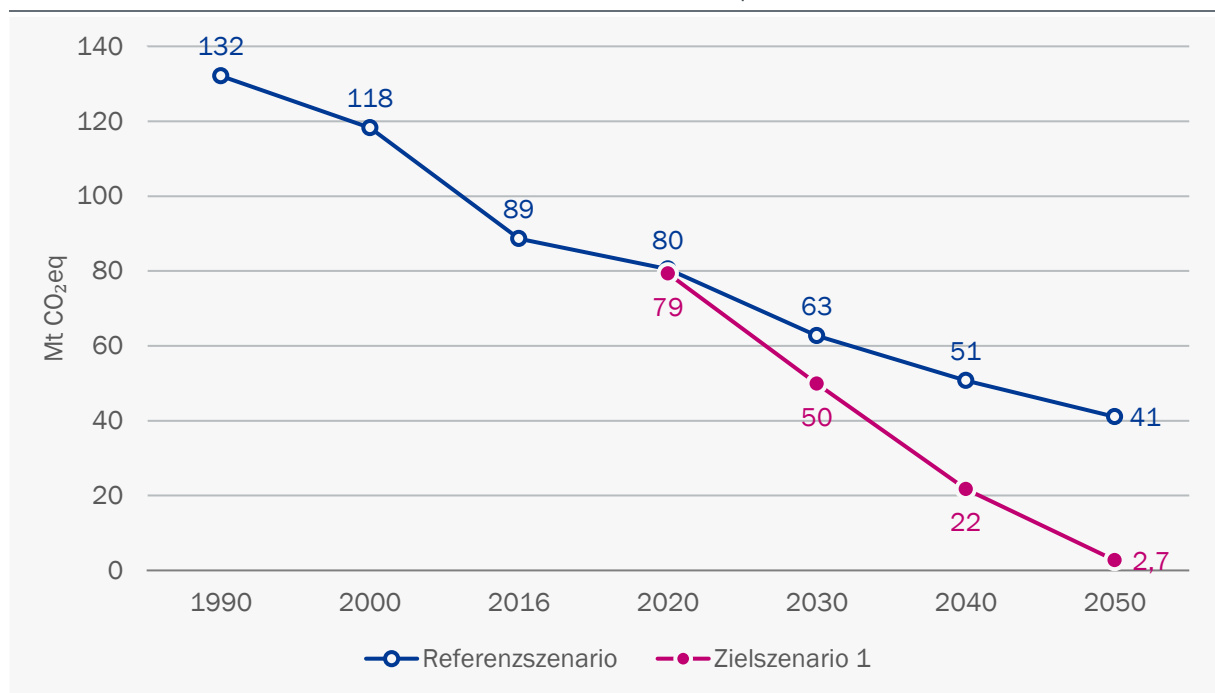
Verbrauch Gesamtbestand, Jahre 2000 bis 2050, in PJ

	2000	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Waschmaschinen	25	19	18	14	13	12	-36 %
Wäschetrockner	15	16	15	13	13	14	-15 %
Kühlschränke	30	18	16	13	10	8	-55 %
Kühl-Gefrier-Kombis	20	17	16	12	13	13	-24 %
Gefriergeräte	33	21	20	16	16	15	-28 %
Geschirrspüler	20	22	22	20	19	17	-22 %
Laptop, Tablet	1	4	4	3	4	3	-14 %
TV-Geräte	25	25	21	20	20	18	-26 %
Beleuchtung	41	29	24	16	10	6	-80 %

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 81: Zielszenario 1: THG-Emissionen im PHH-Sektor

Referenzszenario und Zielszenario 1; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

5.4.7 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)

Wie bereits im vorherigen Kapitel zu den Privaten Haushalten diskutiert, wirken sich in dem modellierten Maßnahmenset insbesondere die CO₂-Lenkungsabgabe, die Förderung der

Wärmenetze und der Ausbau bestehender Fördermaßnahmen stark auf die Struktur der Wärmefachfrage in Gebäuden aus.

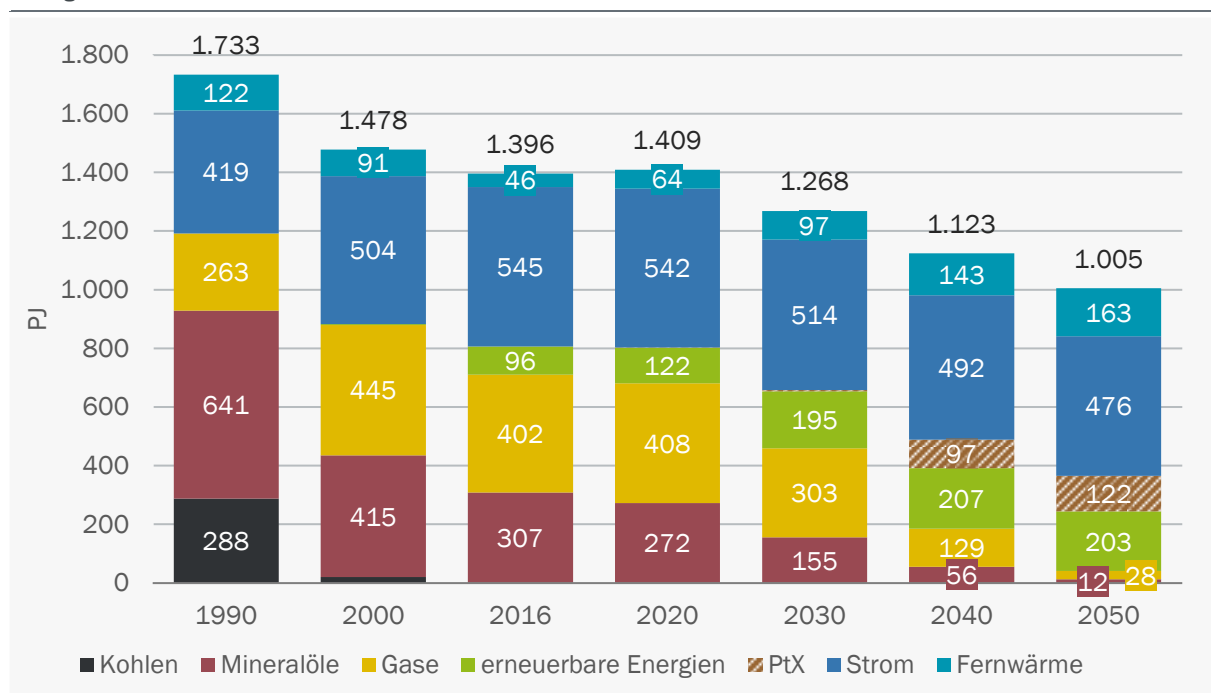
Im produzierenden Gewerbe haben vor allem die Ausweitung der Mindeststandards unter der EU-Ökodesign-Richtlinie und das Industrieförderprogramm positive Effekte für die Energieeffizienz. Sie führen aufgrund der vorherrschenden Energieträgerstruktur jedoch primär zu Stromeinsparungen.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern ist in Abbildung 82 dargestellt. Bis zum Jahr 2030 sinkt der Endenergieverbrauch in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Landwirtschaft auf 1.268 PJ und liegt somit 50 PJ (-4 %) unterhalb des Referenzwertes. Gegenüber 2016 entspricht dies einer Reduktion um 128 PJ (-9 %).

Der schon in der Referenzentwicklung zu beobachtende Trend weg von den treibhausgasintensiven Brennstoffen Kohle und Heizöl wird vor allem durch die Wirkung der CO₂-Lenkungsabgabe verstärkt: Bis 2030 verringert sich der Mineralöleinsatz gegenüber dem Jahr 2016 um etwa die Hälfte; der Kohleeinsatz geht im gleichen Zeitraum um 73 % zurück. Auch der Erdgasverbrauch ist mit einer mittleren Reduktionsrate von -2 % p. a. deutlich stärker rückläufig als in der Referenz. Insgesamt sinkt der Anteil fossiler Brennstoffe um 15%-Punkte und liegt im Jahr 2030 bei 36 %.

Abbildung 82: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Energieträger im GHD-Sektor

Energieverbrauch in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Bei der Gebäudebeheizung erfolgt eine Substitution primär durch erneuerbare Energien und Fernwärme. Bei der Prozesswärmebereitstellung und Bereitstellung mechanischer Antriebsenergie stellt sich eine verstärkte Elektrifizierung ein. Dies hat zur Folge, dass die

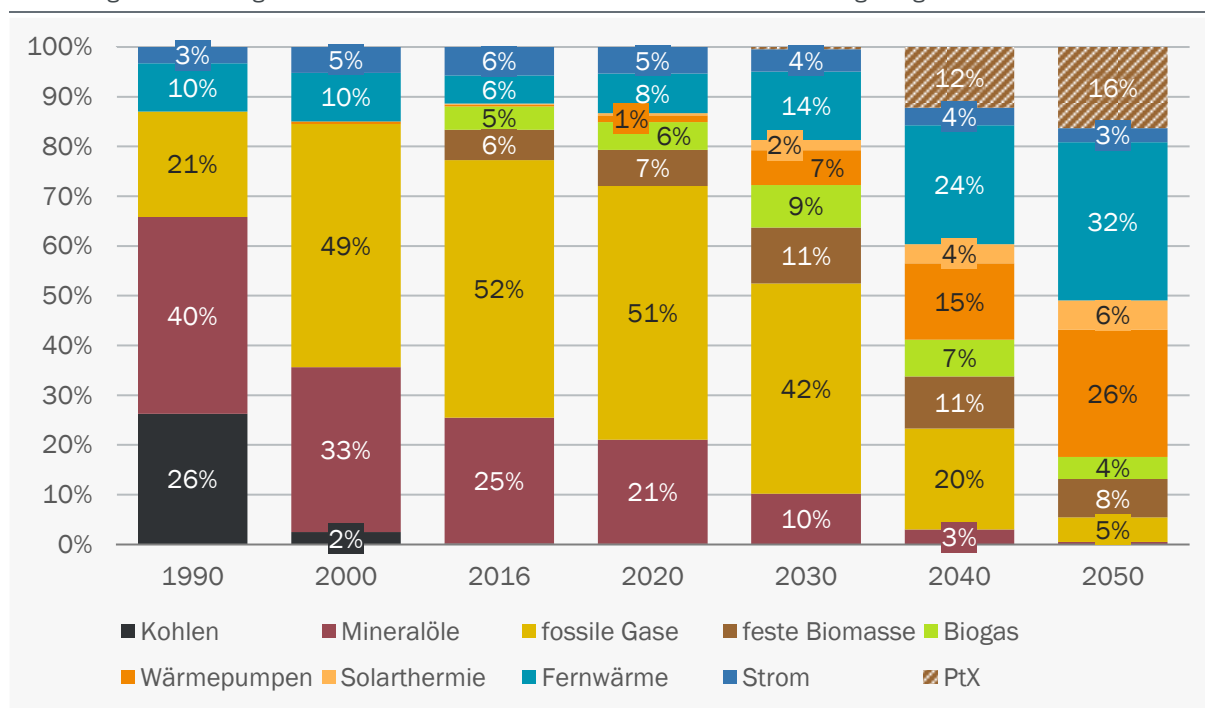
maßnahmengetriebenen Effizienzgewinne beim Stromverbrauch teilweise kompensiert werden. Insgesamt verringert sich der Stromverbrauch gegenüber dem Jahr 2016 um 31 PJ (-6 %) und liegt im Jahr 2030 bei 514 PJ (Referenz: 518 PJ).

In den Jahren nach 2030 setzt sich die Entwicklung fort und führt im Jahr 2050 zu einem Endenergieverbrauch von 1.005 PJ (-28 % ggü. 2016). Gegenüber der Referenz entspricht dies einem Verbrauchsrückgang um 128 PJ (-11 %). Der Anteil fossiler Brennstoffe im Sektorenergieverbrauch sinkt weiter auf 4 %. Zusätzlich zum verstärkten Einsatz erneuerbare Energieträger werden synthetische Brenn- und Kraftstoffe zur Bereitstellung mechanischer Antriebsenergie sowie zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme genutzt.

Die Veränderung der Verbrauchsstruktur zu Gebäudeheizzwecken ist separat in Abbildung 83 dargestellt. Bis zum Jahr 2050 vollzieht sich ein deutlicher Wandel in der Verbrauchsstruktur: Fernwärme entwickelt sich mit einem Anteil von knapp einem Drittel zum bedeutendsten Energieträger in der Wärmebereitstellung, gefolgt von Wärmepumpen (26 %) und synthetischen Brennstoffen (16 %).

Abbildung 83: Zielszenario 1: Verbrauchsstruktur für Heizzwecke im GHD-Sektor

Verteilung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern in Prozent



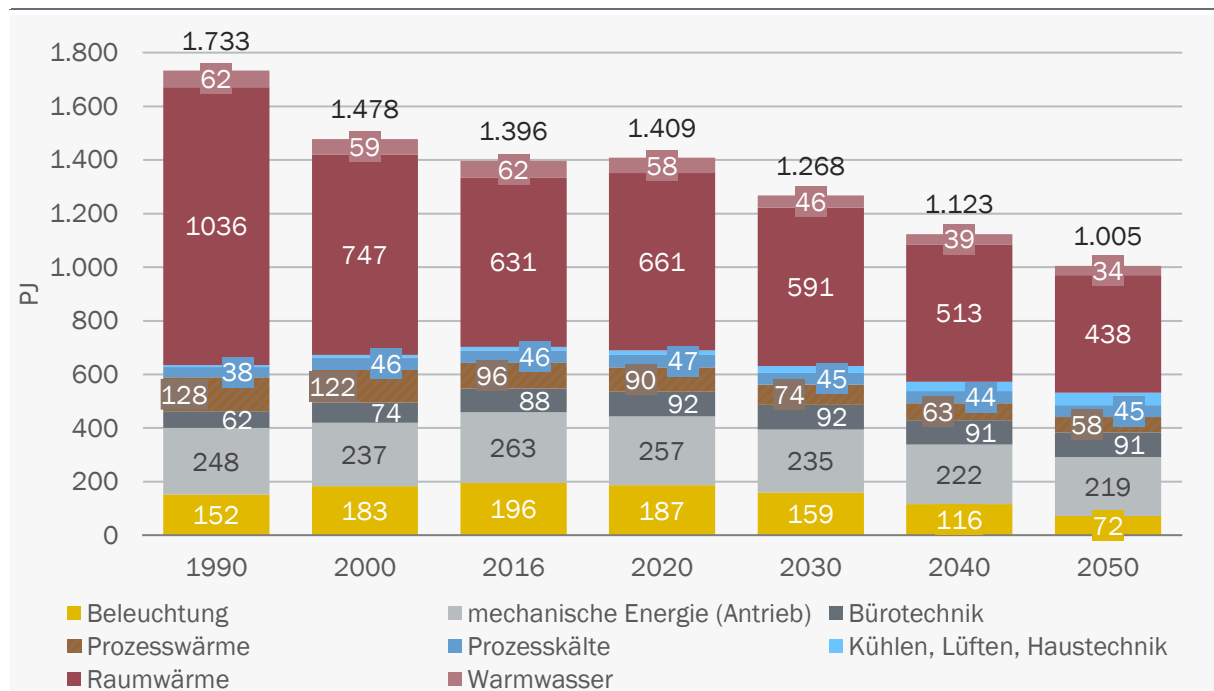
Quelle: eigene Berechnung

Die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken ist in Abbildung 84 dargestellt. Den stärksten effizienzgetriebenen Rückgang im Zeitraum 2016 bis 2030 verzeichnen die Verwendungszwecke Prozesswärme (-23 %), Beleuchtung (-19 %) und mechanische Energie (-11 %). Gleichzeitig steigt der Energiebedarf zur Gebäudeklimatisierung deutlich um 11,5 PJ. Der Gebäudewärmebedarf ist mit einem Anteil von 50 % im Jahr 2030 das bedeutendste Aggregat. Auch hier ist die Reduktion aufgrund der maßnahmengetriebenen höheren Sanierungsaktivität

und Effizienzentwicklung stärker als in der Referenzentwicklung. Das Verbrauchsniveau liegt im Jahr 2030 bei 637 PJ (Referenz: 658 PJ) und sinkt im Vergleich zum Jahr 2016 um 8 % (Referenz: -5 %). Die Entwicklungen setzen sich bis nach 2030 fort: Während der Energiebedarf für Raumklimatisierung aufgrund der klimatischen Einflüsse weiter ansteigt (+33 PJ ggü. 2016), sinken die Verbräuche für die Verwendungszwecke Beleuchtung (-63 %), Prozesswärme (-40 %), Gebäudewärme (-32 %) und mechanische Energie (-17 %) weiter. Der Verbrauchsanteil für die Gebäudeklimatisierung erhöht sich als Folge dieser Entwicklungen von 1 % im Jahr 2016 auf knapp 5 % im Jahr 2050.

Abbildung 84: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken im GHD-Sektor

Energieverbrauch in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Mit dem Brennstoffverbrauch sind Treibhausgasemissionen verbunden, die sich entsprechend der Effizienzfortschritte und der sich ändernden Energieträgerstruktur rückläufig entwickeln. In den Jahren 2030 bzw. 2050 betragen die den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Landwirtschaft zuzuordnenden energieverbrauchsbedingten Emissionen 28 bzw. 14 Mt CO₂eq. Gegenüber dem Referenzjahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 69 % bzw. 85 %.

THG-Emissionen des Gebäudesektors im Zielszenario 1

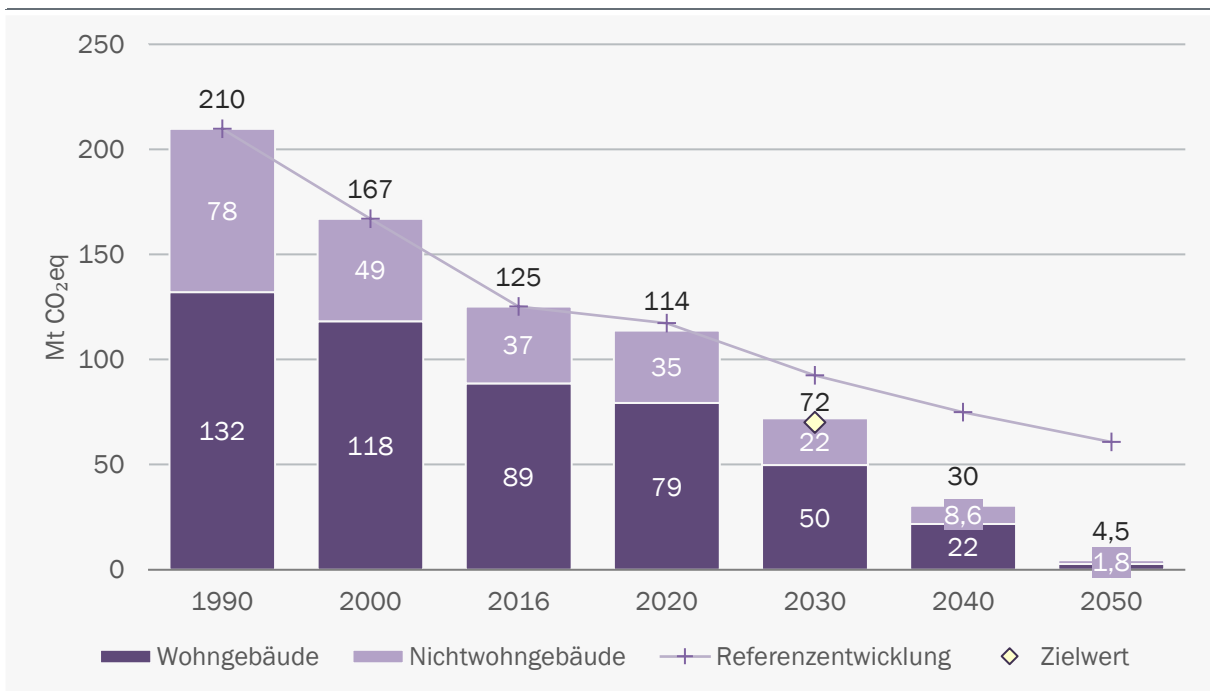
Der Gebäudesektor in der Abgrenzung des KSP umfasst die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs, ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft (Kapitel 3.1.1).

Von den 9,1 Mt CO₂eq THG-Emissionen, welche im Zielszenario 1 in den Sektoren GHD inkl. Landwirtschaft gegenüber der Referenz zusätzlich eingespart werden, entfallen 7,6 Mt CO₂eq auf den

Gebäudesektor, die restlichen Einsparungen auf den bauwirtschaftlichen Verkehr (in KSP-Logik dem Industriesektor zugerechnet) und den Sektor Landwirtschaft. Im Sektor Private Haushalte werden durch das Maßnahmenset 1 rund 13 Mt CO₂eq eingespart. Insgesamt verringern die Maßnahmen des ersten Maßnahmensets die THG-Emissionen des Gebäudesektors gegenüber der Referenz um rund 20 Mt CO₂eq auf 72 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (Abbildung 85). Gegenüber dem Reduktionsziel des Klimaschutzgesetzes von 70 Mt CO₂eq verbleibt eine Ziellücke von rund 2 Mt CO₂eq. Der Zielkorridor des Klimaschutzplans von 70 bis 72 Mt CO₂eq wird knapp erreicht. Gegenüber 1990 werden die THG-Emissionen um 66 % reduziert.

Abbildung 85: Zielszenario 1: THG-Emissionen im Gebäudesektor

Referenzszenario und Zielszenario 1; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

5.4.8 Strom- und Fernwärmeerzeugung

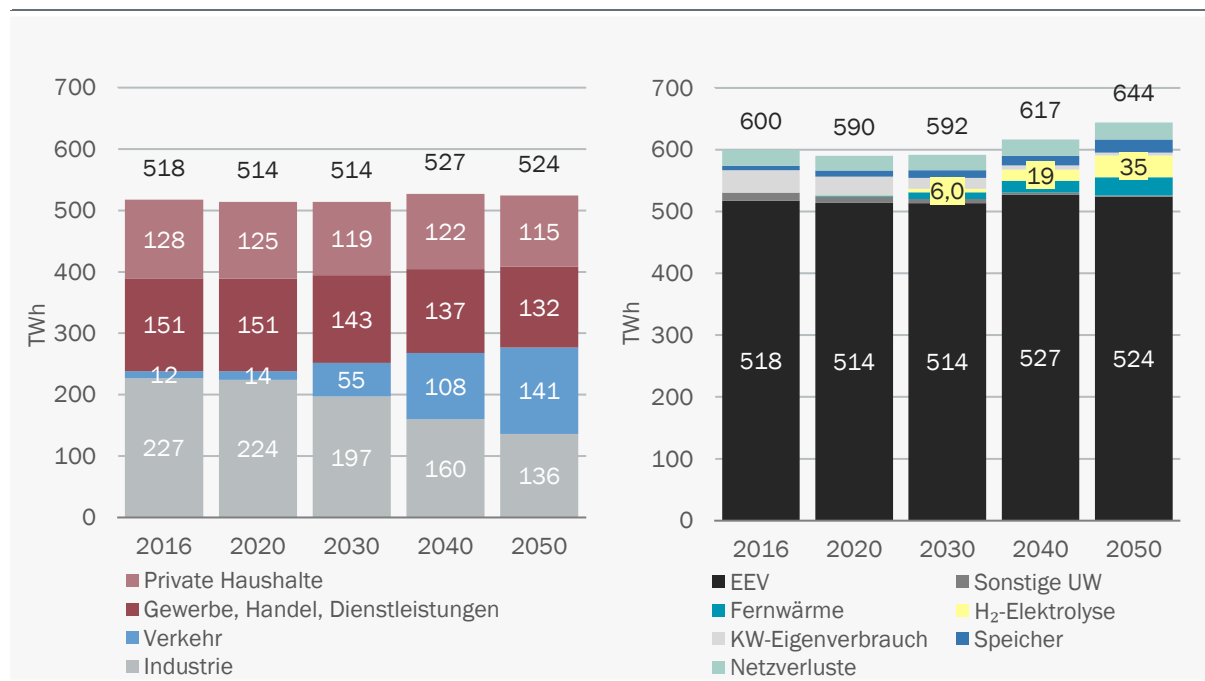
Ein zentraler Treiber für die Stromerzeugung ist die Entwicklung der Stromnachfrage. Im Zielszenario 1 bleibt diese bis 2030 weitgehend konstant. Sowohl der Endenergieverbrauch als auch die Stromnachfrage aus der sonstigen Umwandlung verändern sich in Summe im Vergleich zu 2016 kaum. Deutliche Abweichungen zeigen sich jedoch bei der Struktur des Verbrauchs. Die stärkste Verbrauchsänderung zeigt sich in der Industrie. Hier sinkt die Nachfrage bis 2030 um rund 30 TWh im Vergleich zu 2016 bzw. um 20 TWh im Vergleich zum Referenzszenarios. Die Stromnachfrage der Sektoren Privaten Haushalte und GHD sinkt im Zeitraum 2016 bis 2030 ebenfalls. Ursächlich hierfür sind u. a. die effizientere Beleuchtung, effizientere Geräte und effizientere Motoren bei Antrieben und Prozessen. Die Effizienz kompensiert die steigende Stromnachfrage durch elektrische Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Im Zielszenario 1 sind im Jahr 2030 insgesamt rund 3,8 Mio. Wärmepumpen in Wohn- und Nichtwohngebäuden eingebaut. Der Stromverbrauch hierfür beläuft sich auf rund 20 TWh (2050: 42 TWh). Gegenüber der Referenzentwicklung verändert sich der Stromverbrauch in den Sektoren PHH und GHD bis

zum Jahr 2030 jedoch nicht wesentlich. Im Verkehrssektor steigt die Stromnachfrage bis 2030 auf 55 TWh bedingt durch den Anstieg des Bestands von Elektrofahrzeugen auf rund 9 Mio. Fahrzeuge. Damit sind im Vergleich zum Referenzszenario fast doppelt so viele E-Fahrzeuge im Einsatz.

In der sonstigen Umwandlung ist ebenfalls eine deutliche Strukturveränderung zu verzeichnen. Der Strombedarf für die Mineralölverarbeitung und die Braunkohleveredelung sinkt aufgrund des Verbrauchsrückgangs in den Nachfragesektoren. Der Kraftwerkseigenverbrauch ist durch den Rückgang der Kohleverstromung ebenfalls rückläufig. Gleichzeitig entsteht neue Stromnachfrage durch den Einsatz von Großwärmepumpen und Elektroheizern in der Fernwärme sowie der Produktion von grünem Wasserstoff. Insbesondere nach 2030 führen diese neuen Anwendungen zu Anstieg des Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2050 liegt dieser bei 644 TWh, dieses entspricht einer Steigerung von 44 TWh im Vergleich zu 2016.

Abbildung 86: Zielszenario 1: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch

Jahre 2016 bis 2050, in TWh



EEV: Endenergieverbrauch, KW: Kraftwerk, UW: Umwandlung

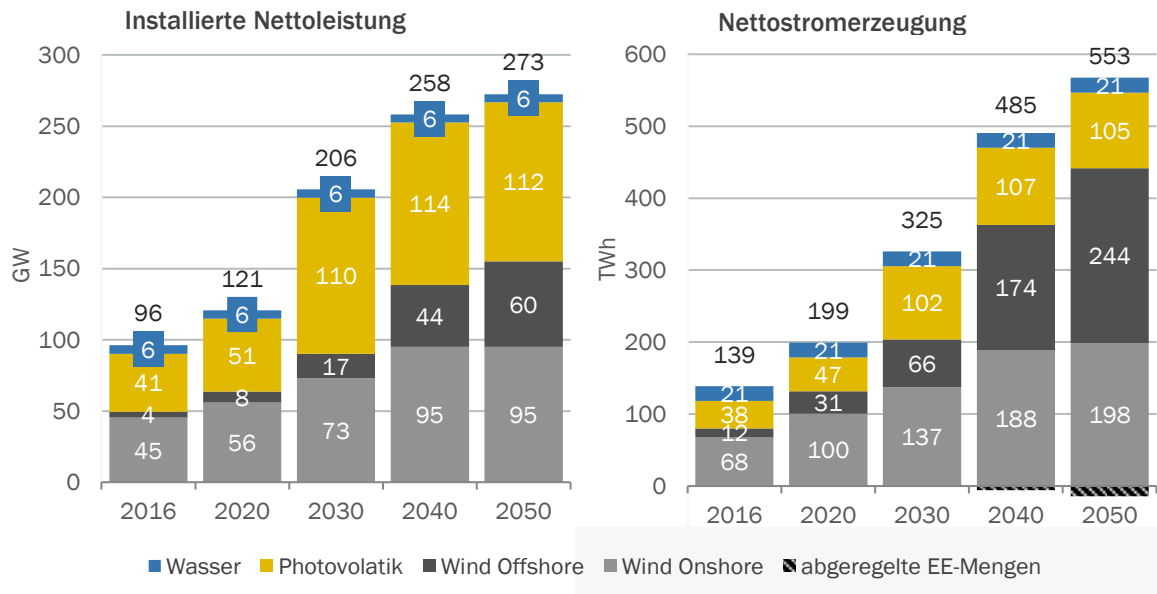
Quelle: eigene Berechnung

Für die Dekarbonisierung des Stromsystems ist der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung. Im Vergleich zum Referenzszenario steigt der Ausbau für Windanlagen auf See im Jahr 2030 von 15 auf 17 GW an. Die Leistung von Wind Onshore steigt im Jahr 2030 von 60 GW im Referenzpfad auf 73 GW im Zielszenario 1. Die deutlichsten Veränderungen ergeben sich bei der Entwicklung der Photovoltaik. Hier steigt die installierte Leistung bis 2030 um das 2,7-Fache im Vergleich zur heute bzw. um das 1,5-Fache im Vergleich zum Referenzszenario. Dieses entspricht etwa einem jährlichen Zubau von etwa 6 GW p. a. und liegt damit unter den Zubau

starken Jahrgängen in der Vergangenheit (z. B. 2012: 8 GW). Insgesamt beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 63,8 %.

Abbildung 87: Zielszenario 1: Fluktuierende erneuerbare Energien

nach Technologie, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



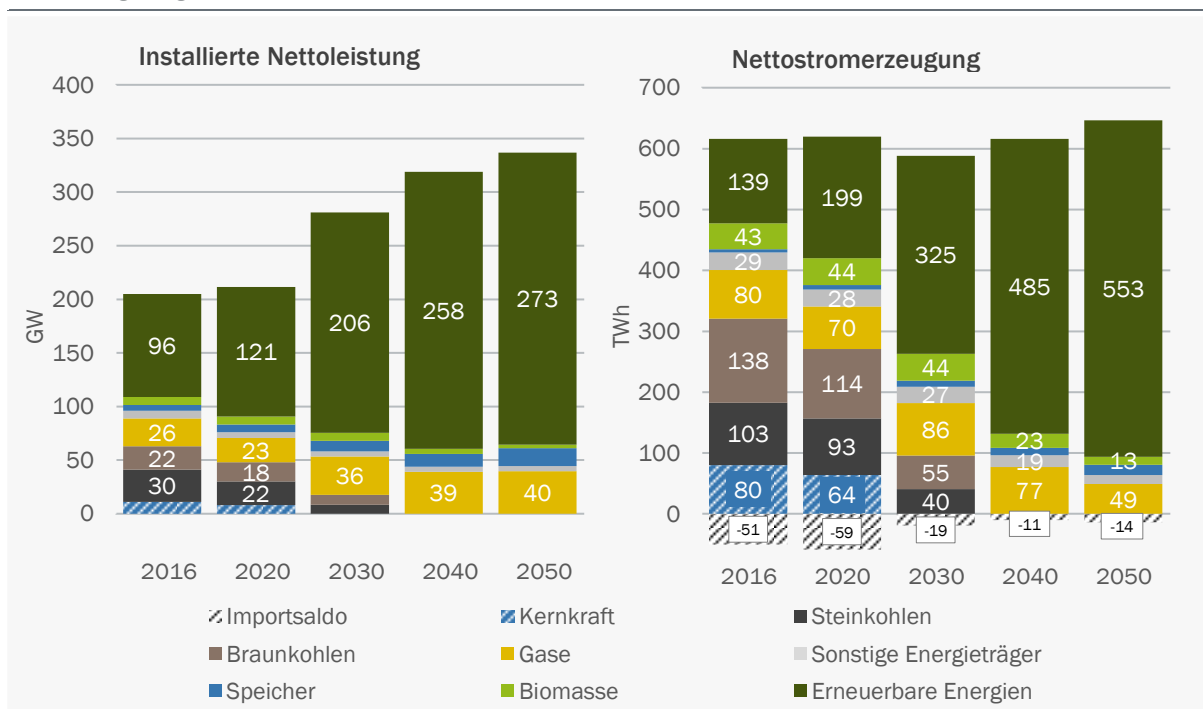
Wasserkraft: Lauf- und Speicherwasser, Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Abgeregelte EE-Mengen: beziehen sich hier ausschließlich auf die Strommengen, die zu einem Leistungsüberschuss im Inland führen würden und denen keine Stromnachfrage im In- oder Ausland gegenübersteht. Netzbedingte Abregelungen wurden bei der Ermittlung der Volllaststunden berücksichtigt.

Quelle: eigene Berechnung

Spiegelbildlich zur Stromerzeugung erneuerbarer Energien sinkt die Erzeugung aus fossilen Energieträgern kontinuierlich. Grund hierfür ist der Ausstieg aus der Kernenergie 2022 sowie der hinterlegte Kohleausstiegspfad auf Basis der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Die Erdgaserzeugung steigt mittelfristig an und kompensiert zum Teil die sinkende Kohlestromerzeugung. Langfristig sinkt der Erzeugung auf knapp 50 TWh. Aufgrund der vergleichsweise geringen Emissionsminderungen in den Verbrauchssektoren müssen die Emissionen der Energiewirtschaft im Jahr 2050 in diesem Zielszenario deutlich stärker sinken. Rund 75 % des Brennstoffeinsatzes der Gaskraftwerke werden deshalb durch PtG ersetzt.

Abbildung 88: Zielszenario 1: Nettoleistung und Nettostromerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



Gase: bis 2040 nur Erdgas, danach Beimischung von PtG und Biomethan ins Erdgasnetz. Sonstige Energieträger (ET): Kuppelgase, Abfall (inkl. biogenem Anteil), Mineralöl, Sonstige. Erneuerbare Energien: Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Netz- und systembedingte Abregelung sind berücksichtigt

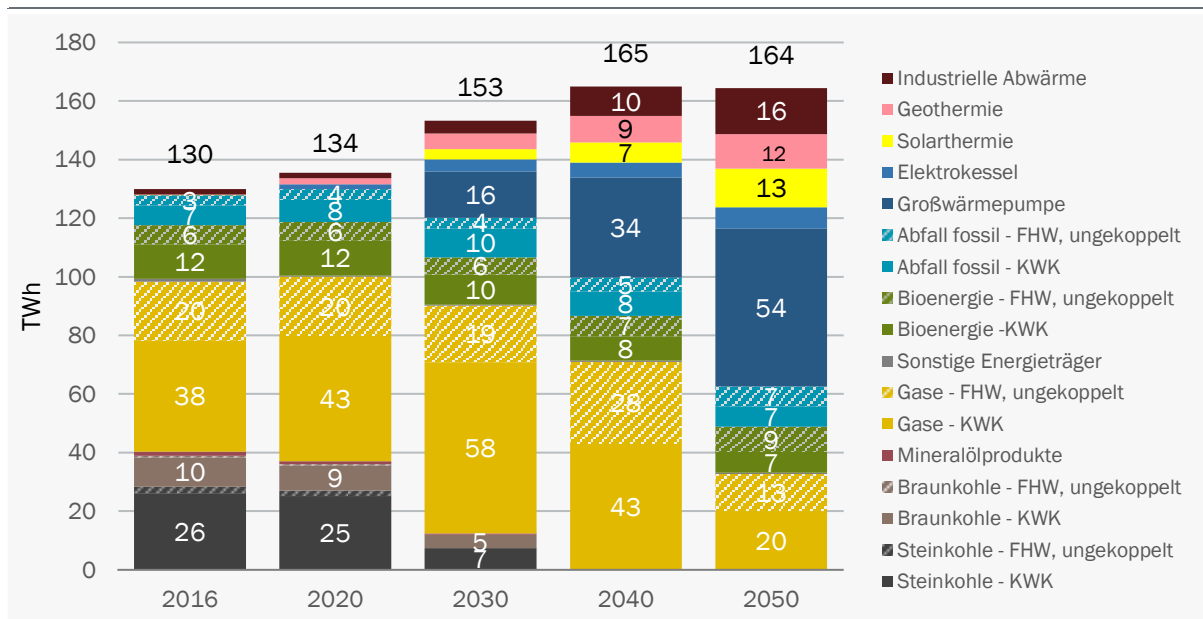
Quelle: eigene Berechnung

Durch den relativ starken Ausbau der Fernwärmenetze steigt in dem Szenario die Fernwärmeerzeugung bis zum Jahr 2040 kontinuierlich. Nach 2040 bleibt die Erzeugung in etwa konstant, da die Effizienzgewinne bei den Gebäuden den Zuwachs der Anschlüsse in etwa ausgleichen.

Die Struktur der Fernwärmeerzeugung ändert sich im Zeitverlauf bis 2050 deutlich. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wird bis zum Jahr 2030 der Großteil der Fernwärmeerzeugung aus Kohle-KWK-Anlagen wegfallen. Die Bedeutung von Erdgas an der Wärmeerzeugung wird mittelfristig zunehmen. Der Anteil der erneuerbaren Energien sowie der industriellen Abwärme wird bis zum Jahr 2030 deutlich steigen.

Abbildung 89: Zielszenario 1: Fernwärmeerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in TWh



FHW: Fernheizwerk. KWK: Kraft-Wärme-Kopplung in Heizkraftwerken. Gase: Erdgas, ab 2040/2045 auch PtG und Biomethanbeimischung im Erdgasnetz.

Quelle: eigene Berechnung

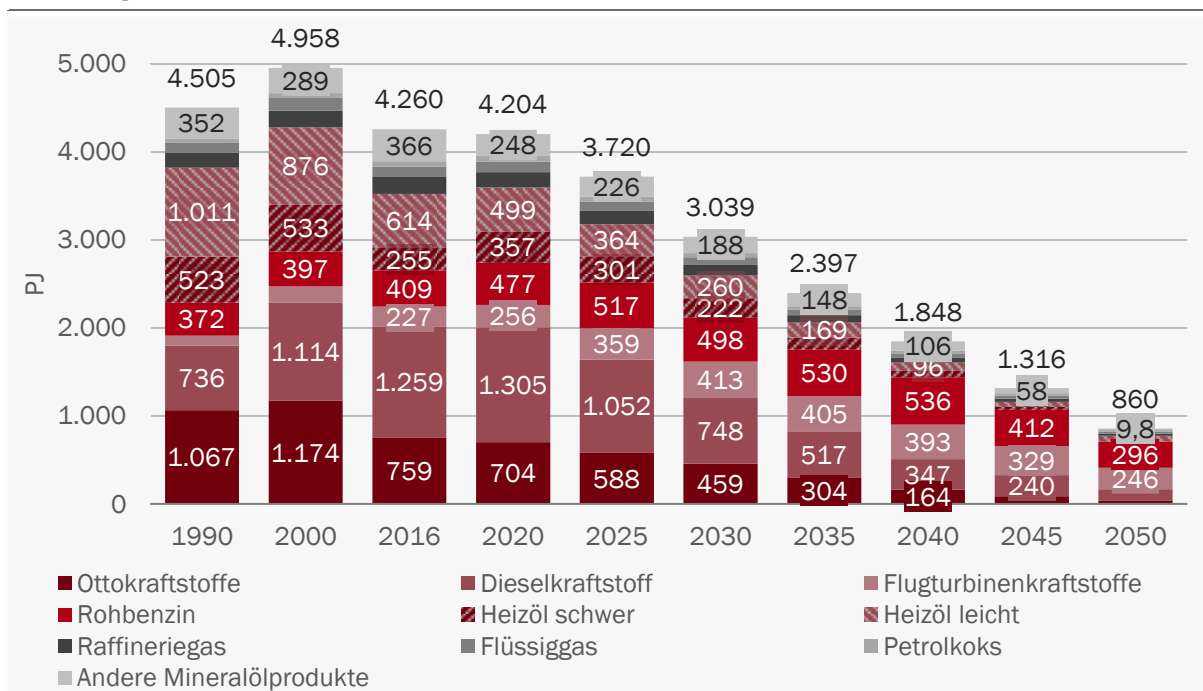
5.4.9 Sonstige Umwandlung

Im Zielszenario 1 geht die Nachfrage nach Mineralölprodukten bis 2050 um rund 80 % zurück. Der Grund für diesen Verbrauchsrückgang liegt hauptsächlich im Verkehrssektor und der Wärmebereitstellung. Im Verkehr geht bis 2050 beispielsweise der Verbrauch von Ottokraftstoffen fast vollständig zurück. Das Gleiche gilt für den Verbrauch von leichtem Heizöl der nur noch bei 1 % des Wertes von 2016 liegt. Die Raffinerien bedienen in diesem Szenario hauptsächlich die Nachfrage des stofflichen Verbrauchs und einen Teil der Fluggastkraftstoff mit Mineralölprodukten.

Aufgrund dieser Verschiebungen bei der Nachfrage kommt es auch zu einer Verschiebung beim Fraktionsverhältnis der Raffinerieprodukte. Bei den Mitteldestillaten nimmt der Anteil der Fluggastkraftstoffe am Gesamtoutput von rund 5 % im Jahr 2016 auf 29 % bis 2050 zu. Gleichzeitig halbiert sich der Anteil an Dieselmotorkraftstoffen von 30 % auf 15 %. Bei den Benzenen sinkt der Anteil von an Ottokraftstoffen deutlich von 18 % auf rund 5 % ab. Die Produktion von Rohbenzin geht absolut zwar auch zurück, aufgrund der gesunkenen Gesamtproduktion steigt der Anteil aber von rund zehn Prozent auf 34 % an.

Abbildung 90: Zielszenario 1: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung

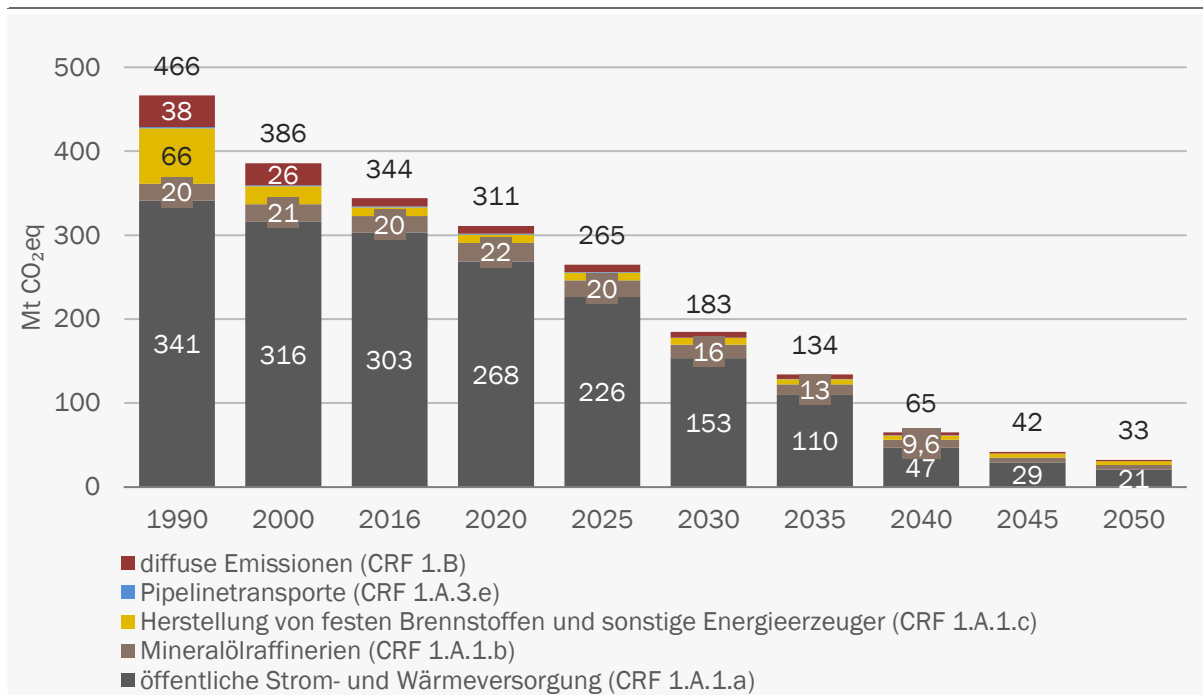
Darstellung in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 91: Zielszenario 1: THG-Emissionen des Umwandlungssektors

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

Die Produktion strombasierter Energieträger wie Wasserstoff wird ebenfalls der Sonstigen Umwandlung zugerechnet. Für eine detaillierte Beschreibung der Angebots- und Nachfragesituation für strombasierte Energieträger in allen Szenarien siehe Kapitel 8.2.6.

THG-Emissionen des Umwandlungssektors im Zielszenario 1

Abbildung 91 zeigt für den gesamten Umwandlungsbereich die Entwicklung der Treibhausgasemissionen. Sie sinken von 344 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 183 Mt CO₂eq im Jahr 2030 und verfehlen damit die Ziele aus dem Klimaschutzgesetz um 8 Mt.

5.4.10 Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Die Modellergebnisse der Kapitel 5.4.3 bis 5.4.9 lassen sich zusammenfassen, um die Anteile erneuerbarer Energien am Strom- und Wärmeverbrauch sowie am Verbrauch für den Verkehr darzustellen, welche zur Fortschrittsbewertung der Energiewende herangezogen werden. Die Zusammensetzung der Indikatoren wurde bei der Beschreibung der Referenzentwicklung in Kapitel 4.2.9 erläutert.

Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch steigt von 31,6 % im Jahr 2016 auf 63,8 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 53,3 %). Der kontinuierliche Anstieg setzt sich in den Jahren nach 2030 fort. Im Jahr 2050 beträgt der EE-Anteil 88,6 % (Referenzszenario: 70,0 %). Wie auch im Referenzszenario resultiert die Entwicklung vor allem aus dem verstärkten Ausbau der Windenergie und in geringerem Maße aus der Zunahme der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen. Nach einem zwischenzeitlichen Anstieg auf 7,9 % im Jahr 2030 sinkt der Biomasseanteil am Stromverbrauch langfristig wieder auf 2,2 % im Jahr 2050. Die Anteile von Wasserkraft und erneuerbaren Abfällen bleiben nahezu konstant.

Auch der Verkehrssektor verzeichnet einen kontinuierlichen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch. Bis zum Jahr 2030 ist dies vor allem auf die Erhöhung der Anteile von Strom aus erneuerbaren Quellen (+6,0 %-Punkte ggü. 2016), Biogas (+5,1 %-Punkte ggü. 2016) sowie synthetischen Treibstoffen (+3,8 %-Punkte ggü. 2016) zurückzuführen. Bis 2050 gewinnen die synthetischen Treibstoffe weiter an Bedeutung und sind mit einem Anteil von 16,7 % nach EE-Strom (35,6 %) der zweitwichtigste erneuerbare Energieträger. Auch der Anteil von Biodiesel erhöht sich langfristig von 3,2 % im Jahr 2016 auf 11,2 % im Jahr 2050. Insgesamt steigt der EE-Anteil am Energieverbrauch des Verkehrs von 5,2 % im Jahr 2016 auf 23,5 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 7,5 %) und 75,5 % im Jahr 2050 (Referenzszenario: 17,8 %).

Der Indikator für den EE-Anteil am Wärmeenergieverbrauch umfasst sowohl den Endenergieverbrauch zur Wärmeerzeugung als auch die Nettofernwärmeerzeugung. Im Jahr 2016 betrug er 13,3 % und bestand größtenteils aus den Energieträgern Biomasse und erneuerbare Abfälle. Bis 2030 nimmt der Anteil dieser Energieträger um weitere 7,6 %-Punkte zu. Der Zuwachs ist für die Energieträgergruppe der sonstigen erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum vergleichbar. In den Folgejahren verstärkt sich dieser weiter: Im Jahr 2050 beträgt der EE-Anteil am Wärmeverbrauch 64,5 % und besteht zu annähernd gleichen Teilen aus den beiden Energieträgergruppen Biomasse/erneuerbare Abfälle und sonstige erneuerbare Energien zurück.

Der Indikator für den Gesamtverbrauch ergibt sich aus der Summe der Einsätze erneuerbarer Energien in den obigen Verbrauchsbereichen relativ zum Bruttoendenergieverbrauch. Im Jahr 2030 beträgt dieser 36,0 % (Referenzszenario: 24,2 %) und ist damit mehr als doppelt so hoch

wie im Jahr 2016. Bis zum Jahr 2050 steigt der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch weiter auf 78,1 % (Referenzszenario: 35,3 %).

Tabelle 28: Zielszenario 1: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Gesamtverbrauch für Wärme und Verkehr

Energiequelle	1990	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050
Strom	3,4 %	6,3 %	17,0 %	31,6 %	42,7 %	63,8 %	83,3 %	88,6 %
Wind an Land	0,0 %	1,7 %	6,2 %	11,3 %	17,0 %	23,1 %	30,0 %	29,8 %
Wind auf See	0,0 %	0,0 %	0,0 %	2,0 %	5,3 %	11,2 %	27,8 %	36,6 %
Photovoltaik	0,0 %	0,0 %	1,9 %	6,4 %	8,0 %	17,2 %	17,4 %	16,3 %
Wasserkraft	3,2 %	3,8 %	3,4 %	3,4 %	3,5 %	3,5 %	3,4 %	3,2 %
Biomasse	0,0 %	0,5 %	4,7 %	7,5 %	7,9 %	7,9 %	4,0 %	2,2 %
biogener Anteil des Abfalls	0,2 %	0,3 %	0,8 %	1,0 %	1,0 %	0,9 %	0,7 %	0,5 %
Verkehr	0,1 %	0,6 %	5,8 %	5,2 %	6,2 %	23,5 %	47,7 %	75,5 %
Biodiesel (inkl. HVO und Pflanzenöle)	0,0 %	0,5 %	4,1 %	3,2 %	3,6 %	5,2 %	6,9 %	11,2 %
biogene Ottokraftstoffe	0,0 %	0,0 %	1,4 %	1,3 %	1,5 %	2,7 %	3,2 %	0,9 %
biogene Flugturbinentreibstoffe	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,5 %	2,2 %
Biogase	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,6 %	0,1 %	5,1 %	7,2 %	8,9 %
EE-Strom	0,1 %	0,1 %	12,1 %	13,0 %	0,9 %	6,6 %	20,4 %	35,6 %
PtX	0,0 %	0,0 %	12,4 %	13,5 %	0,1 %	3,8 %	9,6 %	16,7 %
Wärme und Kälte	1,4 %	4,8 %	0,9 %	1,7 %	15,6 %	28,2 %	50,3 %	64,5 %
Biomasse und erneuerbare Abfälle	1,4 %	4,6 %	0,1 %	0,1 %	13,1 %	19,1 %	29,7 %	31,1 %
sonstige EE	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	2,6 %	9,1 %	20,6 %	33,4 %
Bruttoendenergieverbrauch insgesamt	1,5 %	3,9 %	11,7 %	14,9 %	19,4 %	36,0 %	60,4 %	78,1 %

Quelle: eigene Berechnung

6 Zielszenario 2

Das Zielszenario 2 bildet einen alternativen Pfad zur Erreichung der sektoralen Zwischenziele für das Jahr 2030 und des Langfristziels 2050 ab. Auch das Zielszenario 2 basiert auf einem hypothetischen Maßnahmenset, das als Grundlage und Vorbereitung für das Szenario mit Klimaschutzprogramm (Zielszenario 3) dienen. Im nachfolgenden werden die im Zielszenario 2 zugrunde gelegten sektoralen und sektorübergreifenden Maßnahmen beschrieben.

6.1 Übergeordnete Maßnahmen

Bei einem Verzicht auf ein übergeordnetes Instrument im 2. Zielszenario wären zur Erreichung der Sektorziele sehr viele kleinteilige Maßnahmen erforderlich. Die möglichen Interaktionen zwischen diesen vielen Maßnahmen sind ex-ante nur schwer abschätzbar. Es wird deshalb auch im Zielszenario 2 ein sektorübergreifendes Instrument berücksichtigt: Betrachtet wird ein nationales Emissionshandelssystem für Verkehr und Wärme. Die Ausgestaltung dieses übergreifenden Instruments orientiert sich an der für das BMWi erstellten Studie „NAPE 2.0“ (Ecofys et al. 2017). Das Instrument sieht die Einführung eines separaten deutschen Upstream-Emissionshandelssystems für die Sektoren Verkehr und Wärme vor, welche nicht bereits im EU-EHS erfasst sind. Dabei soll (vorerst) keine Verknüpfung zwischen den beiden Handelssystemen bestehen. Im Gegensatz zu einem Downstream-EHS wie dem EU-EHS erfasst ein Upstream-EHS Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette, also bei den Primärenergieträgern (z. B. Erdgas, Öl oder dessen Folgeprodukten wie Benzin oder Diesel). Die emissionsmindernde Wirkung wird dabei durch dieselben Mechanismen wie in einem Downstream-System erzielt: Die Fixierung einer maximalen Emissionsmenge (Cap) und eine jährliche Reduktion des Cap bewirken eine politisch gesetzte Knappheit, aus der heraus sich CO₂-Preise bilden. Die höheren Preise für fossile Energie schaffen monetäre Anreize für Reduktionsmaßnahmen.

Nationale Emissionshandelssysteme (nEHS) für Verkehr und Wärme

Im Rahmen des 2. Zielszenarios werden ab dem Jahr 2021 zwei separate nationale EHS eingeführt, ein EHS für Verkehr und ein EHS für Wärme. Das jeweilige Cap bezieht sich auf eine absolute Emissionsmenge. Dabei orientiert sich die Höhe des Cap an den Sektorzielen nach Klimaschutzplan für die Bereiche Verkehr respektive Gebäude (inkl. Non-EU-EHS-Anteil der Industrie), sodass im Jahr 2030 in diesen Sektoren die Sektorziele erreicht werden. In den Jahren zwischen 2021 bis 2030 wird die zulässige Emissionsmenge linear abgesenkt, dadurch wird der Reduktionpfad transparent vorgegeben.

Abgrenzung

Das hier vorgeschlagene nationale Upstream-EHS zielt nur auf energiebedingte Emissionen ab; prozessbedingte Emissionen der Industrie werden zu einem Großteil unter dem bestehenden EU-EHS erfasst. Für das Monitoring und die Bestimmung der benötigten Emissionsberechtigungen werden die in Verkehr gebrachten fossilen Brenn- und Kraftstoffe mit den jeweiligen Emissionsfaktoren multipliziert. Da die EU-EHS-Richtlinie festlegt, dass dem bestehenden EU-EHS stets Vorrang vor nationalen Upstream-Regelungen eingeräumt werden muss, darf die Abgrenzung

zwischen den beiden Systemen nur so erfolgen, dass das EU-Downstream-EHS unberührt bleibt. Doppelzählungen müssen vermieden werden und es dürfen keine „Schlupflöcher“ entstehen.

Im vorliegenden Vorschlag beinhaltet das EHS für Wärme den Energieverbrauch der Verbrauchssektoren Private Haushalte und GHD, ohne die Landwirtschaft. Ein Einbezug des Non-EU-EHS-Bereichs des Industriesektors (inkl. Industriegebäude) wird ebenfalls vorgeschlagen. Eingeführt werden Emissionsrechte für CO₂-Emissionen aus Heizöl (leicht und schwer), Erdgas und sonstigen fossilen Energieträgern (Flüssiggas, Kohle). Strombasierte Brennstoffe sowie Bioenergieträger sind vom nationalen EHS ausgenommen. Dies gilt auch für Strom.

Bei Industrieunternehmen, welche nicht an das EU-EHS angeschlossen sind, spielen die Energiekosten in der Regel eine untergeordnete Rolle (z. B. beim Maschinen- oder Fahrzeugbau). Dadurch ergibt sich keine bedeutende Benachteiligung der deutschen Unternehmen im internationalen Wettbewerb; das Carbon-Leakage-Risiko wird als begrenzt eingestuft. Falls bei einzelnen Branchen oder Unternehmen trotzdem ein Carbon-Leakage-Risiko bestehen sollte, könnte dieses durch eine Kompensationszahlung gemindert werden, beispielsweise analog zur Beihilferegulung im EU-EHS.

Das EHS für Verkehr umfasst die direkten Emissionen aller Verkehrsträger; ausgenommen sind die Luftfahrt und der internationale Seeverkehr. Der nationale Flugverkehr ist bereits Teil des EU-EHS, der internationale Flug- und Seeverkehr sind nicht Bestandteil der Klimaschutzziele 2030; sie werden deshalb nicht in das EHS einbezogen. Eingeführt werden Emissionsrechte für die energetische Verwendung von Mineralölprodukten, darunter Benzin (Ottokraftstoffe), Diesel, Heizöl (schwer), von Flüssiggas und von Erdgas. Strombasierte Kraftstoffe und Biokraftstoffe sind vom nationalen EHS ausgenommen. Schweres Heizöl wird überwiegend im internationalen Schiffsverkehr (oder in der Industrie) eingesetzt. Damit kein Anreiz zum Mehreinsatz dieses Energieträgers entsteht, bzw. um „Schlupflöcher“ zu verhindern, sollte schweres Heizöl trotzdem in das EHS für Verkehr aufgenommen werden.

Die Dieselpreise, welche die Transportunternehmen zu bezahlen haben, sind nicht vom CO₂-Aufschlag, der durch die Emissionszertifikate entsteht, befreit. Dadurch wird ein höherer Dieselpreis als im Ausland erwartet. Um zu verhindern, dass sich im grenzüberschreitenden Straßengüterverkehr die Betankung übermäßig ins benachbarte Ausland verschiebt, wird die bestehende Lkw-Maut um eine energieeffizienzgespreizte Komponente²⁶ erweitert, wobei die inländisch getankten Mengen bei der Bezahlung der Maut gegengerechnet werden können. Diese zusätzliche Mautkomponente gilt sowohl für inländische wie auch für ausländische Transportunternehmen auf dem gesamten deutschen Straßennetz. Der Zuschlag auf die bestehende Maut wird periodisch angepasst. Der Aufschlag orientiert sich am Preis für die Emissionszertifikate im EHS für Verkehr. Um den Unternehmen Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte die Periode zur Anpassung des Mautzuschlags einerseits nicht zu kurz gewählt werden. Andererseits darf sie nicht zu lang sein, um sicherzustellen, dass eine ausreichende Kopplung zwischen den Mautgebühren und dem Preis für die Emissionszertifikate gegeben ist. Durch die Anrechenbarkeit des CO₂-Aufschlags ergibt sich kein Anreiz, auf eine Betankung im Inland zu verzichten (Vermeidung von Tanktourismus). Eine verstärkte Verlagerung des Betankens ins Ausland erleichtert zwar die Zielerreichung in Deutschland, trägt aber nicht zur Reduktion der globalen THG-Emissionen bei. Die Verlagerung könnte sogar mit zusätzlichen Fahrten verbunden sein. Durch den verstärkten Tanktourismus würde zudem der Umsatz der Tankstellen zurückgehen und dem Staat würden Steuereinnahmen

²⁶ Die Einführung einer energieeffizienzgespreizten Lkw-Maut ist u. a. im Rahmen der Überarbeitung der europäischen Rahmengesetzgebung in Planung. Um eine entsprechende Maut einführen zu können, muss sichergestellt werden, dass die europäische Rahmengesetzgebung entsprechende Anpassungen der energieeffizienzabhängigen Komponente ermöglicht.

entgehen. Eine veränderte Routenwahl könnte die zusätzliche Mautkomponente allerdings begrenzt verhindern: Transportunternehmen könnten ihre Routen vermehrt um Deutschland herum planen.

Emissionspflichtige Akteure

Bei der Auswahl der verpflichteten Akteure müssen die Vorteile eines möglichst weit oben ansetzenden Upstream-Modells mit wenigen Akteuren gegen die daraus resultierenden Nachteile abgewogen werden. Die Zahl der Akteure wird reduziert, je weiter oben in der Wertschöpfungskette die Emissionshandelspflicht ansetzt. Dies vereinfacht den administrativen Aufwand. Gleichzeitig wird die Abgrenzung zwischen upstream und downstream erfassten Energieträgermengen bzw. CO₂-Emissionen erschwert, da der finale Einsatz des Energieträgers nicht immer abzusehen ist. Daher wird hier vorgeschlagen, bei der konkreten Ausgestaltung die emissionshandelspflichtigen Akteure je nach Energieträger unterschiedlich zu definieren:

- Mineralölprodukte (Diesel, Ottokraftstoffe, Heizöl): Aufbereitungsanlagen, Ebene Umwandlung bzw. Mineralölproduzenten und -Importeure
- Flüssiggas: Transporteure und Vertrieb/bei Füllstationen
- Kohle (nur sehr geringe Bedeutung bei Gebäuden): Ebene Umwandlung bzw. Produzenten für Produkte für Gebäudeheizungen
- Erdgas: im Idealfall auf Ebene der Produzenten und Importeure, alternativ auf Ebene des Vertriebs

Um bei Erdgas die Zahl der betroffenen Akteure klein zu halten, könnte auf Ebene der Produzenten und Importeure angesetzt werden. Auf dieser Ebene ist jedoch die Verwendung des Erdgases in der Regel nicht bekannt. Beispielweise ist nicht klar, ob das Erdgas in Gebäuden eingesetzt wird, als Antriebsgas im Verkehr oder in der Industrie für Prozess- oder Raumwärme. Es müsste ein begleitendes Monitoring der Energieflüsse respektive der Verwendung der Energie eingeführt werden, das sicherstellt, dass die in die jeweiligen Bereiche fließenden Erdgasmengen nicht höher sind als die vorhandenen Emissionsberechtigungen. Zudem sollten Doppelzählungen mit dem bestehenden EU-EHS vermieden werden. Falls dies schwierig umzusetzen wäre, könnte trotz der Vielzahl der Akteure auf Ebene des Vertriebes angesetzt werden (Gaslieferanten, Mid-Stream-Ansatz). Die Anzahl der betroffenen Akteure wäre dann zwar größer, aber wohl auch die Zielgenauigkeit des Instruments. Kleinere Akteure könnten ihre Aktivitäten bündeln, um besser am Markt teilnehmen zu können.

Allokation

Wie in einem Downstream-EHS stehen auch in einem Upstream-EHS zwei grundlegende Zuteilungsmöglichkeiten zur Verfügung:

- Erstens die kostenfreie Zuteilung
 - als Grandfathering, wie sie zum Start des EU-EHS vorgenommen wurde, oder
 - durch Benchmarking, bei dem Akteure, basierend auf der Emissionsintensität ihrer Aktivitäten, bedingt kostenfreie Zuteilung erhalten.
- Zweitens die Auktionierung, über die mittlerweile z. B. (fast) alle Emissionsberechtigungen im Stromsektor in der EU zugeteilt werden.

Für den vorliegenden Fall zweier Upstream-EHS für den Verkehrs- und Wärmesektor ist eine kostenfreie Zuteilung weniger zu empfehlen. Denn ein Upstream-EHS hat die Besonderheit, dass die regulierten Unternehmen zumeist nicht selbst die gewünschten Einsparungen vornehmen

können, da die Minderungsoptionen in der Regel nicht auf der Ebene der am EHS teilnehmenden Unternehmen vorhanden sind. Das Weiterreichen der im Falle einer Auktionierung durch das EHS entstehenden Kosten an die Ebenen mit Minderungsoptionen ist daher notwendig und gewünscht, um das Einsparpotenzial zu realisieren.

Durch das Weiterreichen der Zertifikatskosten entsteht in der Regel in den Sektoren Verkehr und Gebäude kein Wettbewerbsnachteil und somit auch kein Carbon-Leakage-Risiko (CL-Risiko). In Grenznähe dürfte bei Pkw der Tanktourismus zunehmen. Beim Schwerverkehr ergibt sich aufgrund der zusätzlichen energiegespreizten Maut jedoch kaum ein Anreiz zu mehr Tanktourismus. Im Bereich Wohngebäude dürften die höheren Wärmekosten nicht zu einer Verlagerung der Wohnsitze ins Ausland führen. Im GHD-Sektor sowie in den Industrieunternehmen, welche nicht am EU-EHS teilnehmen, sind die Energiekosten in der Regel von untergeordneter Bedeutung. In den wenigen Bereichen, in denen ein CL-Risiko besteht, könnte dieses durch Kompensationszahlungen gemindert werden. Auch auf Ebene der Inverkehrbringer der in den EHS einbezogenen Energieträger entsteht kein Wettbewerbsnachteil durch die Auktionierung, da alle Akteure, welche in Deutschland Energie absetzen, gleichermaßen betroffen sind. Allenfalls ist eine Bagatellgrenze für Akteure mit sehr geringen Mengen vorzusehen. Nicht betroffen sind die Aktivitäten der am EHS teilnehmenden Akteure im Ausland.

Kritisch bei einer kostenfreien Zuteilung sind auch verteilungspolitische Aspekte zu bewerten. Aufgrund der durch das EHS induzierten Knappheitspreise fielen den etablierten Akteuren Einnahmen zu, die bei einer Auktion der Emissionsrechte dem Staat/der Allgemeinheit zustünden.

Für die Allokation der Emissionsberechtigungen wird daher eine jährliche Auktionierung vorgeschlagen, wobei Teilmengen auch unterjährig versteigert werden können. Die Einnahmen erhält der Staat. Vorgeschlagen wird eine Rückverteilung an die Bevölkerung und die Unternehmen, analog zum Vorgehen, das für die CO₂-Abgabe angedacht war. Allenfalls kann ein Teil zur Finanzierung von Förderprogrammen, für Kompensationszahlungen oder zur Gegenfinanzierung der Senkung der staatlich bedingten Strompreisbestandteile verwendet werden. Die gewählte Mittelverwendung der Allokationserlöse spielt eine entscheidende Rolle für die resultierende Verteilungswirkung.

Die in einer Handelsperiode ersteigerten Emissionsberechtigungen können in die nächsten Handelsperioden übertragen werden (Banking), sie können aber auch weitergehandelt werden. Es wird angenommen, dass Emissionsberechtigungen nicht von einem EHS in das andere EHS übertragen werden dürfen. So können weder Zertifikate des EHS für Wärme im EHS für Verkehr geltend gemacht werden noch umgekehrt Zertifikate des EHS für Verkehr im EHS für Wärme.

Banking macht das System flexibler, da es hilft, Schwankungen der Energienachfrage auszugleichen. Beispielsweise können in wärmeren Jahren Zertifikate angespart werden, sodass in kälteren Jahren mit höherem Wärmebedarf mehr Zertifikate zur Verfügung stehen. Auch konjunkturbedingte Schwankungen können dadurch ausgeglichen werden. In der Regel gleichen sich im Verlauf der Jahre die Schwankungen nach oben und unten aus. Das Banking hat keine Auswirkung auf die kumulierten (aufsummierten) Emissionen der Jahre 2021 – 2030.

Aufgrund der Möglichkeit zum Banking von Emissionsrechten könnte trotz der festgesetzten Mengengrenzung die Zielerreichung im Jahr 2030 leicht verfehlt werden. Dies könnte eintreffen, wenn im Jahr 2030 in den Vorjahren angesparte Zertifikate zusätzlich eingesetzt würden. Dieses Risiko kann vermindert werden, indem die maximale Emissionsmenge (Cap) auf die untere Grenze der Emissionsziele gemäß KSP eingestellt wird. Im Verkehrssektor könnte beispielsweise das Cap für das Jahr 2030 auf 95 Mt CO₂eq fixiert werden. Dadurch würde auch bei einem

Mehrverbrauch von bis zu 3 Mt CO₂eq aufgrund der Einlösung angesparter Zertifikate der obere Rand der vorgegebenen Bandbreite von maximal 98 Mt CO₂eq erreicht werden.

Damit kein Anreiz entsteht, die angesparten Zertifikate im Zwischen-Zieljahr 2030 einzulösen, muss garantiert sein, dass die beiden EHS für Verkehr und Wärme nach 2030 weiterlaufen und ambitioniert ausgestaltet bleiben. Die angesparten Zertifikate behalten dadurch ihren Wert über das Jahr 2030 hinaus (kein Wertverlust). Da die beiden Sektoren Gebäude und Verkehr (mit Ausnahme des Schwerverkehrs) nur sehr begrenzt von der Konjunktur abhängen, und konjunkturelle Schwankungen in der Regel kurz- bis mittelfristig sehr begrenzt ausfallen, können hier nur wenige Zertifikate angespart werden. Im Gebäudebereich könnten zudem, wie erwähnt, in Jahren mit wärmerer Witterung Zertifikate angespart werden. Da sich wärmere und kühlere Jahre im Verlauf der Zeit annähernd ausgleichen, können aber auch dadurch keine Zertifikate im größeren Umfang angespart werden.²⁷ Zwischen zwei aufeinander folgenden Jahren kann der Raumwärmebedarf aufgrund der Witterungsbedingungen hingegen erheblich schwanken. Beispielsweise nahm im Jahr 2010 der Raumwärmeverbrauch gegenüber dem Vorjahr 2009 witterungsbedingt um rund 12 % zu, während er im Jahr 2011 witterungsbedingt wieder um rund 15 % abnahm. Deshalb wäre es sinnvoll, die Witterung bei der Überprüfung der Zielerreichung zu berücksichtigen (witterungsbereinigte Mengen).

Interaktion mit anderen Maßnahmen

Bei der Verwendung zweier nationaler EHS für die Bereiche Verkehr und Wärme könnte theoretisch auf zusätzliche Maßnahmen verzichtet werden, da das EHS bei geeigneter Setzung des Cap die Zielerreichung alleine sicherstellt. Der CO₂-Preis könnte, in Abhängigkeit der Entwicklung der THG-Emissionen und des Verhaltens der Akteure am Markt auch höher als 180 Euro je Tonne ausfallen, wenn im Vergleich zur Lenkungsabgabe im 1. Szenario weniger weitreichende zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden (180 Euro je Tonne entspricht dem Preis der CO₂-Lenkungsabgabe im 1. Zielszenario im Jahr 2030).

Es wird empfohlen, ergänzende, flankierende Maßnahmen in das zweite Maßnahmenpaket aufzunehmen, welche die THG-Vermeidung unterstützen, den CO₂-Preis senken und damit die Verteilungswirkungen reduzieren können. Da die zusätzlichen Maßnahmen ebenfalls Verteilungswirkungen haben, ist deren Verringerung insgesamt jedoch nicht grundsätzlich gesichert. Die ergänzenden, flankierenden Maßnahmen können vor allem finanzielle Förderungen sowie ordnungspolitische Vorgaben sein. Solche flankierenden Maßnahmen sind im Bereich der Endverbraucher deshalb relevant, weil ein nationales EHS im Wesentlichen durch Preisanreize wirkt. In den Endverbrauchssektoren gibt es jedoch auch nicht monetäre Hemmnisse, die der Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen entgegenstehen (z. B. mangelnde Information oder Kapitalverfügbarkeit). Eine ausschließliche Adressierung der monetären Hemmnisse würde somit möglicherweise nicht alle wirtschaftlichen Einsparpotenziale ausschöpfen. Die entstehende Überlappung des EHS mit den flankierenden Maßnahmen beeinträchtigt die Funktionsfähigkeit des EHS nicht.

Einrichtungen und Aufwand

Der zeitliche und finanzielle Aufwand für Einrichtung, Regulierung und Monitoring des Handelssystems ist nach Erfahrungen aus dem EU-EHS und anderen Ländern oder Bundesstaaten (Neuseeland, Kalifornien, Québec, Shanghai, Süd-Korea) bedeutend. Allenfalls kann der administrative Aufwand durch die Anknüpfung an bestehende Strukturen, wie beispielsweise die

²⁷ Aufgrund der beobachteten Klimaerwärmung ergibt sich kein vollständiger Ausgleich. Die kurz- bis mittelfristige Veränderung des Klimas ist aber deutlich geringer als die jährlichen Witterungsschwankungen.

Energiebesteuerung, reduziert werden. Der Aufwand ist stark abhängig von der Zahl der direkt regulierten Akteure, dem notwendigen Monitoringsystem (u. a. für die Vermeidung von Doppelzählungen oder „Schlupflöchern“) und der Allokation der Zertifikate.

Tabelle 29: Bewertung zweier nationaler Emissionshandelssysteme für Wärme und Verkehr hinsichtlich ausgewählter Kriterien

Kriterium	Emissionshandelssystem (EHS) für Verkehr und Wärme
Umfang der Energieeinsparungen und THG-Minderungen	<ul style="list-style-type: none"> ■ hoch, abhängig von der Höhe des Cap
Genauigkeit der Zielerreichung	<ul style="list-style-type: none"> ■ grundsätzlich hoch, da mengensteuerndes Instrument ■ geringe Unsicherheit aufgrund von Banking und Veränderung der Lagerbestände, diese haben jedoch keinen Einfluss auf die kumulierten Effekte
Überlappung mit anderen Instrumenten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsätzlich besteht eine hohe Überlappung, da die durch ein EHS adressierten Einsparpotenziale auch von anderen Instrumenten (Förderprogramme, wettbewerbliche Ausschreibung) adressiert werden; das EHS als übergeordnetes Instrument „absorbiert“ die Einsparungen der übrigen Instrumente. ■ Aus theoretischer Sicht wären bei genügend hohem CO₂-Preis und funktionierendem Monitoring des Systems keine weiteren Instrumente nötig, da das EHS eine hohe Zielgenauigkeit aufweist. ■ Aus verteilungspolitischen Erwägungen sowie zur stärkeren Adressierung nicht-monetärer Hemmnisse kann der Einsatz flankierender Instrumente sinnvoll sein. ■ Die Überlappung, bzw. die Interaktion mit anderen Instrumenten beeinträchtigt die Funktionsfähigkeit des EHS nicht, sie beeinflusst lediglich die Verteilung der Minderungsleistung zwischen den Instrumenten.
Verteilungswirkungen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bei steigenden CO₂-Preisen ist eine größere Kostenbelastung der Energieverbraucher zu erwarten. ■ Es kann potenziell zu Belastungen insbesondere sozial schwacher Haushalte kommen, sobald die Preissteigerungen auf den Endverbraucher (Haushalte) übergewälzt werden, diese aber nur begrenzte Möglichkeiten zu unmittelbaren Einsparungen beim Brenn- oder Kraftstoffeinsatz haben. ■ Die Gegensteuerung durch flankierende Maßnahmen ist möglich und sinnvoll, um negative Verteilungswirkungen abzumildern. Diese Maßnahmen können aus den EHS-Erlösen finanziert werden. ■ Die gewählte Mittelverwendung der Allokationserlöse spielt eine entscheidende Rolle für die resultierende Verteilungswirkung.
Einrichtung der Systeme	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zeitlicher und finanzieller Regulierungsaufwand sind nach Erfahrungen aus dem EU-EHS und anderen Ländern bzw. Bundesstaaten (Neuseeland, Kalifornien, Québec, Shanghai, Süd-Korea) signifikant ■ Administrativer Aufwand kann durch die Anknüpfung an bestehende Strukturen der Energiebesteuerung reduziert werden.

Quelle: eigene Darstellung

Bestehende Upstream-Emissionshandelssysteme sind in der UBA-Studie „Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor“ (Öko-Institut et al. 2014) beschrieben. Untersucht werden dort beispielsweise Upstream-EHS in Australien, Neuseeland und den USA, insbesondere Kalifornien.

Übergreifende Bewertung

In Tabelle 29 wird ein nationales EHS im Hinblick auf ausgewählte Kriterien zusammenfassend bewertet. Im Hinblick auf die Zielerreichung ist zu berücksichtigen, dass bei mengensteuernden Instrumenten – bei einer entsprechenden Erfolgskontrolle – die intern gesetzten Ziele grundsätzlich erreicht werden. Hier vorgeschlagen wird die Ausrichtung an den Sektorzielen des Klimaschutzplanes 2050.

Senkung staatlicher Strompreiskomponenten

Als zusätzliche sektorübergreifende Maßnahme wird im Folgenden auch eine Senkung staatlicher Strompreiskomponenten (z. B. Stromsteuer, EEG-Umlage oder Teile davon) ab dem Jahr 2020 vorgeschlagen. Die Gegenfinanzierung erfolgt beispielsweise über CO₂-abhängige Steuern auf sonstige Energieträger. Eine alternative Möglichkeit ist eine Gegenfinanzierung durch die Auktionen der Erlöse im Rahmen des nationalen Emissionshandelssystems für Wärme und Verkehr. Dadurch könnte auf eine zusätzliche Besteuerung der Energie verzichtet werden. Durch die Senkung bestimmter Strompreiskomponenten wird die Sektorkopplung begünstigt, z. B. die Entwicklung der Elektromobilität oder die Nutzung von PtX. Die dadurch erzielte THG-Reduktion erfolgt in den Nachfragesektoren. Der Sektor Energiewirtschaft ist nur indirekt betroffen, hier können sich aufgrund des höheren Stromverbrauchs gegenläufige Effekte ergeben. Die zusätzliche Stromnachfrage verursacht aber durch den Cap im EU-EHS keine zusätzlichen Emissionen (auf europäischer Ebene).

Die Wirkung der Maßnahme Senkung staatlicher Strompreisbestandteile hängt von der Ausgestaltung ab. Es wird für das 2. Zielszenario vorgeschlagen, die Stromsteuer abzusenken und die allgemeine EEG-Umlage in Teilen aus Haushaltsmitteln zu finanzieren.

- Durch die Senkung der Stromsteuer von heute 2,05 Cents/kWh auf die EU-Mindeststeuersätze von 0,05 Cents/kWh für Haushalte und auf 0,1 Cents/kWh für gewerbliche Kunden sinkt der Strompreis um 2 bzw. 1,95 Cents/kWh. Die Entlastung der Stromkunden beläuft sich damit insgesamt auf rund 6,5 – 7 Mrd. Euro.
- Durch die Gegenfinanzierung (eines Teils) der allgemeinen EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln werden Stromkunden entlastet. Es wird eine Entlastung in Höhe von etwa 5 Mrd. Euro angenommen.

Die Umlegung dieser beiden Komponenten auf eine CO₂-abhängige Energiesteuer erhöht ab dem Jahr 2020 die Preise für Erdgas und Mineralölprodukte um bis zu 0,7 – 0,9 Cents/kWh. Die dadurch entstehende Lenkungswirkung (rund 30 Euro/t CO₂) ist jedoch deutlich geringer als die im Szenario 1 angedachte CO₂-Lenkungsabgabe mit 180 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2030. Eine Alternative wäre eine Gegenfinanzierung aus den Erlösen der Auktionierung im Rahmen der beiden nationalen EHS für Verkehr und Wärme.

6.2 Sektorale Maßnahmen

Im nachfolgenden Kapitel werden die im Zielszenario 2 in den einzelnen Sektoren hinterlegten Maßnahmen beschrieben und im Hinblick auf die Größenordnung der mit ihnen erzielten Energieeinsparungen (teilweise auch getrennt nach Brennstoffen und Strom) sowie der Minderung der direkten (brennstoffseitigen) THG-Emissionen charakterisiert. Die Einsparwirkungen stammen teilweise aus externen Quellen, teilweise wurden eigenen Abschätzungen durchgeführt.

Die Wirkung der Einzelmaßnahmen wird jeweils gegenüber einem Referenzszenario im Jahr 2030 dargestellt.

Die angegebenen Abschätzungen zu den Einsparwirkungen können nur bedingt zusammengefasst oder mit anderen Quellen verglichen werden, da sie teils auf unterschiedlichen Datengrundlagen basieren. Diese unterschiedlichen Datengrundlagen sind dadurch bedingt, dass die Abschätzungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten für unterschiedliche Aufgaben vorgenommen wurden. Zudem war die Ausgangslage und die sich daraus ergebenden Anforderungen in den einzelnen Sektoren unterschiedlich, so dass kein für alle Sektoren einheitliches Vorgehen umgesetzt wurde. Für die Maßnahmen des Industriesektors wurde für die Einzelabschätzung unter anderem auf die Studie „Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds“ (Fh-ISI et al., 2017b) zurückgegriffen. Die Wirkungsabschätzung der Einzelmaßnahmen im Gebäudesektor basiert teilweise auf der Studie „Gutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 im Gebäudesektor“ (Prognos et al., 2018); für dort nicht betrachtete Maßnahmen wurden ergänzende bottom-up Abschätzungen durchgeführt. Es handelt sich bei den Abschätzungen im Industrie- und Gebäudesektor somit nicht um Modellierungsergebnisse im Rahmen dieses Vorhabens. Im Industriesektor dienten diese externen Abschätzungen zum Energieverbrauch als zentraler Input für die hier vorgenommenen Modellberechnungen. Da bei einigen Industrie-Maßnahmen keine EEV-Einsparungen, sondern ausschließlich THG-Einsparungen ausgewiesen sind, wurden diese je nach Maßnahme unterschiedlich übertragen, um die THG-Einsparungen möglichst präzise in der Modellrechnung abzubilden – denn modellseitig muss entschieden werden, in welchem Umfang und bei welchen Verbrauchern diese Einsparungen zum Tragen kommen: als Energieträgersubstitution, als Prozessumstellung, als Mengenänderung etc. Beim Gebäudesektor wurden nicht direkt die ausgewiesenen Einsparwirkungen bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen übernommen, sondern die abgeleiteten Effekte auf Aktivitätsgrößen, wie beispielsweise die Absatzstruktur bei den Wärmeerzeugern, die Sanierungsaktivität oder die Sanierungstiefe. Die ausgewiesenen Einsparwirkungen der Sektoren Industrie und Gebäude beinhalten zudem keine Interaktionseffekte; d. h. mögliche Überlappungen zwischen den Maßnahmen werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Für diese Sektoren sind die im Folgenden ausgewiesenen Werte daher zunächst als Orientierungsgröße zu interpretieren und dienen der Zusammenstellung sektoraler Maßnahmensets, mit denen sich die angestrebten sektoralen Reduktionsziele grundsätzlich erreichen lassen. Da für den Verkehrssektor keine vergleichbaren externen Sektorstudien zu Einzelmaßnahmen vorlagen, wurde für den Verkehrssektor ein von den Sektoren Industrie und Gebäude abweichendes Vorgehen gewählt. Die Einzelabschätzung erfolgte im Rahmen der Modellierung mit dem Verkehrsmodell (vgl. Kapitel 2.6 und 5.2). Die Interaktionen (Überlappungen) zwischen den einzelnen Maßnahmen sind dadurch beim Verkehrssektor implizit berücksichtigt.

Für die Modellierung des Gesamteffekts ist folgendes zu berücksichtigen: Die ausgewiesenen Einzelwirkungen der Maßnahmen in Bezug auf die Treibhausgasreduzierungen fließen wie oben beschrieben nicht direkt in die sektorale Modellierung ein. In die Modellierung übernommen werden vielmehr die im Rahmen der Einzelabschätzungen ermittelten Effekte auf Modellinputgrößen, wie z. B. auf die Beheizungsstruktur im Gebäudesektor, die Antriebsstrukturen im Verkehrssektor oder auf Verbrauchswerte (nur EEV) im Sektor Industrie und seinen Branchen. Die Interaktionen zwischen den Einzelmaßnahmen werden dann im Rahmen der Modellierung implizit berücksichtigt. Denn erst durch die Modellierung wird die Gesamtwirkung des sektoralen Maßnahmensets unter Berücksichtigung von Interaktionen berechnet. Es wird damit aufgezeigt, inwieweit mit den vordefinierten Maßnahmensets die sektoralen Reduktionsziele erreicht werden können.

6.2.1 Industrie

Sämtliche Maßnahmen aus dem Maßnahmenpaket der Zielszenarios 1 werden übernommen mit Ausnahme der CO₂-Abgabe und dem Industrieförderprogramm. Zusätzlich werden folgende weiteren Maßnahmen auf Basis der Ziellücke von rund 16 Mt CO₂eq eingeführt (Tabelle 30):

Ergänzung der verpflichtenden Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit

Ergänzung der Maßnahme „Verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit unter Art. 8 EED“ durch eine zusätzliche Verpflichtung zur Einführung eines Energiemanagementsystems (EMS). Laut aktuellen Evaluierungsergebnissen (IREES 2018; Fh-ISI et al. 2017b) sind die Umsetzungsrate von Energieeffizienzmaßnahmen und die Steigerung der Energieeffizienz in Unternehmen, die sich für die Einführung von Energiemanagementsystemen nach ISO 50001 entschieden haben, signifikant höher als bei Unternehmen, die lediglich ein Audit nach EN 16247-1 durchgeführt haben, um ihrer gesetzlichen Pflicht nach dem Energiedienstleistungsgesetz nachzukommen. Mit einer ergänzenden Pflicht zur Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 oder eines Umweltmanagementsystems nach dem *EU Eco-Management and Audit Scheme* (EMAS) könnte daher ein zusätzlicher Einspareffekt erzielt werden. Eine erste Wirkungsabschätzung basiert auf den Annahmen in der NAPE 2.0-Studie zur Maßnahme „Verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit unter Art. 8 EED“ unter Berücksichtigung der Evaluierungsergebnisse zum Artikel 8-Audit. Danach lässt sich im Jahr 2030 mit dieser ergänzenden Maßnahme eine zusätzliche Endenergieeinsparung von etwa 36 PJ (davon rund 24 PJ Brennstoffe) entsprechend rund 1 – 1,2 Mt CO₂eq²⁸ erzielen.

Beschleunigte Abschreibung

Ermöglichung zur beschleunigten Abschreibung (AfA) für Investitionen in Energieeffizienz. Dieser Instrumentenvorschlag basiert auf Erfahrungen in Irland und dem Vereinigten Königreich, die eine solche Maßnahme eingeführt haben. Danach können durch dieses Instrument bestehende Hemmnisse für die Durchführung von Energieeffizienzinvestitionen abgebaut und damit bestehende Effizienzpotenziale stärker ausgeschöpft werden (Cahil 2018; Department of Finance Ireland 2017). In einer Abschätzung wird angenommen, dass mit diesem Instrument bis 2030 rund 15 % bis 20 % des in der NAPE-2.0-Studie für die Sektoren Industrie und GHD (ohne Gebäude) ermittelten wirtschaftlichen Potenzials (ca. 180 PJ) adressiert werden könnten (Einzelwirkung ohne Berücksichtigung von Interaktionen mit anderen Instrumenten).

Nationales EHS für Wärme

Jene Bereiche des Industriesektors, welche nicht am EU-EHS teilnehmen, fallen unter das neue nationale EHS für Wärme (Kapitel 6.1). Dieser adressiert heute knapp 30 % der verbrennungsbedingten Emissionen des Industriesektors (ohne die Emissionen aus Prozessen und Industriekraftwerken, welche beide nahezu komplett vom EU-EHS adressiert werden). Das EHS für Wärme unterstützt dadurch die Zielerreichung in der Industrie, stellt sie aber nicht sicher.

Das Cap für das EHS Wärme richtet sich aus am THG-Ziel des Gebäudesektors nach Klimaschutzplan 2050 plus den Emissionen derjenigen Verbraucher und Anlagen, welche nicht am EU-EHS angeschlossen sind (genaue Definition der EU-EHS-pflichtigen Anlagen in [BGBl 2011]). Für diese industriellen Emissionen wird ein Zielpfad festgelegt. Dieser muss so ausgestaltet werden, dass die Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 ausreichend stark zurückgehen und das

²⁸ Unter der Annahme, dass zwei Drittel der Maßnahmen Brennstoffeinsparungen sind, ergibt sich ein THG-Faktor von 0,1 Mt CO₂eq / PJ EEV.

Reduktionsziel im Gebäudesektor mit hoher Wahrscheinlichkeit erreicht wird. Der Zielpfad muss gegebenenfalls im Zeitraum 2020 – 2030 angepasst werden, z. B. falls sich abzeichnet, dass im Gebäudesektor der Rückgang zu gering und in der Industrie zu stark ausfällt. Angenommen wird eine notwendige Reduktion der Emissionen aus dem Non-EU-EHS-Bereich der Industrie von rund 45 Mt CO₂eq im Jahr 2015 auf unter 30 Mt CO₂eq im Jahr 2030.

Markteinführung und Diffusion von CO₂-armen/-freien Produktionsverfahren

Weiterhin wird ein Instrumentenbündel zur Unterstützung der Markteinführung und Diffusion von CO₂-armen/-freien Produktionsverfahren in der energieintensiven Grundstoffindustrie vorgeschlagen.²⁹ Aufgrund der langen Investitionszyklen in den energieintensiven Branchen kann dieses Instrumentenbündel nur langfristig eine relevante Wirkung entfalten, weshalb die CO₂-Emissionsreduktion bis 2030 nur vergleichsweise gering ausfällt. Zentrale Gründe, aus denen Unternehmen in diesen Branchen nicht stärker in Forschung und Entwicklung sowie Markteinführung von neuen Verfahren investieren, sind die Risiken hinsichtlich des zukünftigen CO₂-Preises und der potenziellen Nachfrage nach entsprechenden neuen Produkten. Folgendes Maßnahmenbündel, dessen Finanzierung aus einem Innovationsfonds erfolgen könnte, der in der novellierten Emissionshandelsrichtlinie zur Förderung CO₂-armer Technologien vorgesehen ist, adressiert diese Hemmnisse:

- Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von Pilot- und Demonstrationsanlagen im Bereich der energieintensiven Produktionsprozesse mit dem Ziel niedriger CO₂-Emissionen bzw. langfristig CO₂-freie Produktionsprozesse inkl. Carbon Capture and Use für prozessbedingte CO₂-Emissionen
- öffentliche Beschaffung von Produkten der Grundstoffindustrie, um Nischenmärkte zu schaffen und somit das Marktrisiko für neue CO₂-arme Produkte der Grundstoffindustrie zu senken
- Förderung der Entwicklung von CO₂-Nutzungsoptionen

Fortführung Spitzenausgleich

Der bestehende Spitzenausgleich soll über das Jahr 2022 hinaus weitergeführt werden. Die Ausgestaltung orientiert sich an der bestehenden Ausgleichsregelung. Zahlt ein Unternehmen mehr Energie- und Stromsteuern als Arbeitgeberanteile an der Rentenversicherung seiner Beschäftigten, kann es diese Mehrkosten als Spitzenausgleich zurückerstattet bekommen.

Biomasse-Strategie

Eine Biomasse-Strategie soll den Einsatz der Biomasse in der Industrie unterstützen, um zu einer ähnlichen Entwicklung des Biomasseeinsatzes wie im Zielszenario 1 zu kommen. D. h. bis 2030 soll der Einsatz von Biomethan und fester Biomasse deutlich zunehmen. Auch der verstärkte Einsatz von Elektroöfen soll gefördert werden. Diese Maßnahme ist für die Non-EHS-Unternehmen eng verknüpft mit dem EHS für Wärme (hohe Überlappung der Effekte).

Senkung bestimmter Strompreiskomponenten

Die Senkung bestimmter Strompreiskomponenten (z. B. Stromsteuer, EEG-Umlage oder Teile davon) begünstigt Stromanwendungen. Die finanziellen Anreize für einen Wechsel von fossilen Anwendungen zu Stromanwendungen nehmen dadurch zu. Für energieintensive Betriebe, welche

²⁹ Siehe dazu auch die vergleichbare Maßnahme „CO₂-arme Industrieprozesse“ im Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 (BMU 2017).

bereits heute den Mindeststeuersatz bezahlen, ergibt sich keine Verbilligung. Allfällige Rebound-Effekte bei bestehenden Stromanwendungen werden vernachlässigt (beispielsweise könnten die niedrigeren Strompreise die Effizianzanreize reduzieren).

Verstärkung des EU-EHS

Als subsidiäre Maßnahme ist eine Verstärkung des EU-EHS bzw. die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Rahmen des EU-EHS vorgesehen. Diese subsidiäre Maßnahme wird nur dann eingeführt, wenn das THG-Einsparziel durch die vorangestellten Maßnahmen absehbar nicht erreicht wird.

Zudem zeigt sich aufgrund der vorgeschlagenen langfristigen Annahmen bereits bis 2030 ein Trend zu Wasserstoff-Technologien in industriellen Prozessen bei der Stahl- und der Ammoniakherstellung.

Die bei Prozessen und Antrieben im GHD-Sektor (und im Sektor private Haushalte) erzielten THG-Einsparungen werden in der Abgrenzung nach Klimaschutzplan beim Gebäudesektor berücksichtigt. Das heißt, die erzielten Einsparungen von 0,3 – 0,5 Mt CO₂eq im GHD-Sektor helfen mit, um die Ziellücke im Gebäudesektor zu schließen.

Tabelle 30: Zielszenario 2: Maßnahmenset in der Industrie

Angenommene Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der jeweiligen Referenz der externen Quelle

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung* im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	EEV-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]
Maßnahmen für Zielszenario 1 und 2			
verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit unter Art. 8 EED	Bei diesem Instrument geht es um eine Weiterentwicklung des bestehenden ordnungsrechtlichen Instruments der Durchführung von Energieaudits nach § 8 EDL-G, das mit einem Nachweis tatsächlich erbrachter Effizienzsteigerung verknüpft wird. Es wird eine verpflichtende Durchführung von Effizienzmaßnahmen für alle Unternehmen vorgeschlagen, die unter die Durchführungspflicht eines Energieaudits nach § 8 EDL-G fallen, beginnend mit dem ersten Re-Audit 2019.	IND 1,2 GHD 0,2	IND 32 (66% BS, 33% EL) GHD 4 (66% BS, 33% EL)
Ausweitung von finanziellen Förderprogrammen für KMU	Ausweitung finanzieller Förderprogramme (Querschnittstechnologien-Programm, ggf. weitere Programme) im Rahmen der neuen Förderstrategie des BMWi für Industrie und Gewerbe	IND 0,01 GHD 0,01	IND 1,0 (10% BS, 90% EL) GHD 1,0 (10% BS, 90% EL)
ambitioniertes finanzielles Förderprogramm für elektrische Geräte	Finanzielles Förderprogramm für elektrische Geräte in privaten Haushalten	-	PHH 1,0 (100% Strom)
Ausweitung Mindeststandards unter der EU-Ökodesign-Richtlinie	Ausweitung der Mindeststandards für energieverbrauchende Produkte unter der EU Ökodesign-Richtlinie auf weitere Produktgruppen.	IND 0,2	IND 6,2 (60% BS, 40% EL) GHD 15,8 (100% EL) PHH 8,6 (100% EL)

neue Maßnahmen in Zielszenario 2

EHS für Wärme (übergreifende Maßnahme)	Ein Upstream-EHS erfasst Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette, also bei den Primärenergieträgern wie z. B. Erdgas, Öl oder dessen Folgeprodukten wie z. B. Heizöl. Festlegung einer absoluten Emissionsobergrenze (Cap), die sich an den Sektorzielen orientiert. Ziel für EHS-Wärme: Gebäudesektor plus Emissionen für Industrieanlagen, die nicht dem EU-EHS unterliegen.	IND 3 – 4 (Reduktion im Gebäudesektor in Kapitel 3.2.3 ausgewiesen)	IND 25 – 30
Ergänzung der Maßnahme „Verpflichtende Durchführung von Maßnahmen aus dem Energieaudit unter Art. 8 EED“ durch eine zusätzliche Verpflichtung zur Einführung eines EMS	Mit der zusätzlichen verpflichtenden Einführung eines EMS für die der Auditpflicht unter Art. 8 EED unterliegenden Unternehmen soll die Wirkung dieses Instruments weiter verstärkt werden.	IND 0,4 – 0,5 GHD 0,0 – 0,1	IND 8 – 10 (66% BS, 33% EL) GHD ~ 2 (66% BS, 33% EL)
beschleunigte Abschreibungen für Investitionen in Energieeffizienz	Durch die Einführung von beschleunigten Abschreibungsmöglichkeiten für Investitionen in energieeffiziente Produkte und Anlagen soll ein (aufkommensneutraler) Steueranreiz für verarbeitende Unternehmen gesetzt werden.	IND 1,1 – 1,4 GHD 0,1 – 0,2	IND 25 – 33 (66% BS, 33% EL) GHD 5 – 7 (66% BS, 33% EL)
Unterstützung der Markteinführung und Diffusion von CO ₂ -armen/freien Produktionsverfahren in der Grundstoffindustrie	Förderung der Entwicklung und Demonstration von Prozessinnovationen in der energieintensiven Grundstoffindustrie (z. B. durch den Innovationsfonds des Emissionshandels) Hinweis: die Breitenwirkung dieser Maßnahme tritt erst nach 2030 ein.	IND 8 (4 Verbrennung, 4 Prozesse)	IND 90 (85 BS, 5 EL)
Senkung staatlich bedingter Strompreisbestandteile	Senkung der Abgaben und Umlagen auf den Stromverbrauch, Gegenfinanzierung über CO ₂ -abhängige Steuern auf Energie oder Einnahmen aus dem nationalen EHS	nicht abgeschätzt	
Fortführung Spitzenausgleich Industrie	Kein Auslaufen der bestehenden Regelung zum Spitzenausgleich, betroffene Unternehmen können weiterhin Steuerentlastungen der Energie- und Stromsteuer geltend machen	IND 1	IND 36 (21 BS, 15 EL)
Biomasse-Strategie in der Industrie	Förderung der direkten Verbrennung von Biomasse in industriellen Prozessen zur Wärmeerzeugung z. B. durch einen EE-Anteil an Prozesswärmeanlagen. Hinweis: die Breitenwirkung dieser Maßnahme tritt erst nach 2030 ein.	IND 1 – 2	-
subsidiär: Verstärkung des EU-EHS	Eine Verstärkung des EU-EHS wird erreicht z. B. durch einen CO ₂ -Mindespreis. Diese Maßnahme würde sich auch auf den Sektor Energiewirtschaft auswirken. Es handelt sich hierbei um eine subsidiäre Maßnahme.	nicht abgeschätzt	
Summe	Einfache Summe der Maßnahmen, keine Berücksichtigung von Überlappungen	IND ~16 – 18 GHD ~0,3 – 0,5 PHH ~0,0	IND ~230 GHD ~30 PHH ~10 ~ (220 BS, 50 EL)

*) Die THG-Minderung (nur brennstoffseitige Emissionen) ist eine hinreichende Schätzung; die tatsächliche THG-Einsparwirkung des gesamten Sets wird durch das Industriemodell anhand der umgelegten EEV-Einsparungen bestimmt und kann in geringem Umfang von der Schätzung der Einzelmaßnahmen abweichen.

BS: Brennstoffe, EL: Elektrizität

Abgrenzung gemäß KSP: Einsparungen im GHD- und PHH-Sektor sind dem Gebäudesektor zuzurechnen

Quelle: Berechnungen des Fh-ISI auf Basis von Fh-ISI et al. (2017b), IREES (2018)

6.2.2 Verkehr

Um den oberen Rand der Klimaschutzziele im Verkehr laut Klimaschutzplan 2050 (maximal 95 – 98 Mt. CO₂eq im Jahr 2030) zu erreichen, ist eine Absenkung der Emissionen um 65 Mt CO₂eq im Jahr 2030 gegenüber 2016 notwendig. Damit werden die Ziele gemäß Klimaschutz-Gesetz jedoch leicht verfehlt (unterer Rand würde eine Reduktion um 68 Mt CO₂eq bedingen). Die Ziellücke ergibt sich aus den Emissionen im Referenzszenario und den Klimaschutzzielen im Verkehr und beträgt im Jahr 2030 50 – 53 Mt CO₂eq. Die Schließung dieser Ziellücke ist ambitioniert zumal seit 2009 die Emissionen im Verkehrssektor wieder zunehmen. Im Jahr 2016 lagen sie erstmals wieder über dem Wert von 1990 und in Zukunft ist mit deutlich höheren Verkehrsleistungen zu rechnen, insbesondere beim Straßengüterverkehr.

Für das Maßnahmenset im Zielszenario 2 wird im Vergleich zum Zielszenario 1 die CO₂-Lenkungsabgabe gestrichen, analog zum Vorgehen in den übrigen Sektoren. Stattdessen wird ein nationales Emissionshandelssystem (EHS) für den Verkehrssektor analog zum Wärmebereich eingeführt (Kapitel 6.1). Das Cap für das Jahr 2030 wird so gesetzt, dass die kraftstoffbedingten Emissionen den oberen Rand des Sektorzieles von 98 Mt CO₂eq. im Jahr 2030 nicht überschreiten. Das Sektorziel nach dem Klimaschutzplan 2050 für das Jahr 2030 wird dadurch erreicht. Die Wirkung der übrigen Maßnahmen überlappt sich vollständig mit der Wirkung des EHS. Die Einsparwirkung des EHS kann deshalb nicht zu den Effekten der übrigen Maßnahmen addiert werden. Da das EHS bei geeigneter Setzung des Cap die Zielerreichung alleine sicherstellt, könnte im Prinzip auf zusätzliche Maßnahmen verzichtet werden. Je mehr ergänzende Maßnahmen aus dem Set gestrichen werden, desto höher dürfte der CO₂-Preis werden und desto mehr Lenkungswirkung würde durch das EHS erzeugt.

Da beim EHS die Menge an fossilen Kraftstoffen im Verkehr künstlich verknappt wird, ist mit einem deutlichen Preisanstieg zu rechnen (die Kosten für die Zertifikate werden auf den Kraftstoffpreis umgelegt). Der Straßengüterverkehr ist stark vom internationalen Wettbewerb bzw. von grenzüberschreitenden Verkehren betroffen³⁰. Um den Tanktourismus beim Straßengüterverkehr durch das EHS nicht anzureizen, wird vorgeschlagen, die Lkw-Maut so anzupassen, dass beim Tanken im Inland keine Mehrbelastung entsteht. Die EHS-bedingten Mehrkosten beim Diesel würden den Transporteuren zurückerstattet werden. Damit würden die emissionsbedingten Mehrkosten beim Straßengüterverkehr auf die Lkw-Maut übertragen (Kapitel 6.1).

Beim Personenverkehr wird durch das EHS hauptsächlich der Pkw-Verkehr mit fossilen Antrieben durch höhere Kraftstoffpreise belastet. Um den Preisanstieg etwas abzufedern, werden auch im zweiten Zielszenario besonders wirkungsvolle Maßnahmen unterstützend beibehalten. Die CO₂-Flottengrenzwerte werden entsprechend der Beschreibung im Zielszenario 1 (Kapitel 5.2.2) umgesetzt. Anders als im 1. Zielszenario wird vorgeschlagen, die Maßnahme Bonus-Malus-System zu stärken: Im 1. Zielszenario wird ein Bonus von maximal 6.000 Euro für Elektrofahrzeuge sowie ein Malus von maximal 10.000 Euro für Hochemissionsfahrzeuge eingeführt. Im 2. Zielszenario wird neu mit einem Bonus von 10.000 Euro für batterieelektrische Pkw, 2.000 Euro für Fahrzeuge mit Plug-in-Hybridantrieb sowie einem Malus von bis zu 20.000 Euro für Hochemissionsfahrzeuge gerechnet.

In Zielszenario 2 ist ein geringeres Biomassepotenzial als in Zielszenario 1 hinterlegt (Ausführungen zum Biomassepotenzial sind in Kapitel 8.2.5 beschrieben). Die angesetzten Beimischungsquoten für biogene Energieträger liegen im Jahr 2030 bei 9 % (Zielszenario 1: 15 %).

³⁰ Rund 40 % der Verkehrsleistung in Deutschland betrifft den grenzüberschreitenden Verkehr (Import, Export oder Transit).

Im zweiten Zielszenario wird auf den Aufbau von Oberleitungen bis 2030 auf Autobahnen verzichtet. Damit entfällt die entsprechende Wirkung dieser Maßnahme.

Tabelle 31: Zielszenario 2: Zweites Maßnahmenset im Verkehr

Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der Referenz

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	EEV-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]
EHS für den Verkehrssektor	Ein Upstream-EHS erfasst Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette, also bei den Primärenergieträgern, wie z. B. Erdgas, Öl oder dessen Folgeprodukten, wie z. B. Benzin oder Diesel. Festlegung einer absoluten Emissionsobergrenze (Cap). Das Cap wird mit dem Zielwert 2030 gleichgesetzt. Die Wirkung ist nicht mit den anderen Maßnahmen addierbar (vollständige Überlappung).	22	340
Senkung staatlich bedingter Strompreisbestandteile	Senkung der Abgaben und Umlagen auf den Stromverbrauch, Gegenfinanzierung über CO ₂ -abhängige Steuern auf Energie oder alternativ durch die Erlöse aus Erlösen der EHS-Auktion. Fördert die Elektromobilität.	0,5 – 1	8 – 17
EU-CO ₂ -Flottengrenzwerte	Minderung um 37,5 % bei Pkw und 31 % bei LNF im Jahr 2030 ggü 2021. Bei SNF sollen die CO ₂ -Emissionen bei Neufahrzeugen um 30 % im Jahr 2030 ggü. 2019 abgesenkt werden.	3 – 5	50 – 80
erweiterter Umwelt-Bonus	Einführung eines Bonus-Malus-Systems bei Neuwagenkauf. Verstärkung ggü. Zielszenario 1	7 – 10	110 – 170
Abschaffung Entfernungspauschale	Die Entfernungspauschale (steuerliche Absetzbarkeit von Fahrtkosten in Höhe von 30 ct/km zur Arbeitsstätte und auch von Dienstreisekosten für beruflich bedingte Fahrten zwischen mehreren Arbeitsstätten) entfällt.	ca. 5	75
RED II	Neufassung der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (RED II): Fortführung der nationalen Beimischungsquoten für schadstoffarme, erneuerbare Treibstoffe innerhalb des Verkehrssektors, einschließlich strombasierter Treibstoffe und EE-Strom	Aktuelle Anforderungen auf EU-Ebene bringen ggü. Referenz keine zusätzliche Einsparung	
Beimischungsquoten für biogene und strombasierte Kraftstoffe	Die Beimischungsquoten für biogene Otto- und Dieselkraftstoffe sollen bis zum Jahr 2030 auf rund 9 % gesteigert werden. Der Anteil von Biogas am Erdgas soll bis auf 80 % gesteigert werden. Um die Ziellücke zu schließen, müssen noch ca. 3,5 % synthetische Kraftstoffe bei Benzin und Diesel beigemischt werden.	7	
Clean Vehicle Directive (Beschaffung öffentliche Hand)	Nach der Clean Vehicle Directive werden in Zukunft Mindestquoten bei der Beschaffung von emissionsarmen Fahrzeugen vorliegen.	0,1	1,4
Förderung Schienenverkehrsinfrastruktur	Engpässe beseitigt, zusätzliche Strecken elektrifiziert, Ertüchtigung des Netzes für den umfassenden Einsatz 740 m langer Züge	0,1	1,4
CO ₂ -abhängige Lkw-Maut	Gekoppelt an EHS.	keine zusätzliche Wirkung zu EHS	
Summe	Summe der Maßnahmen (gemäß Modellierung des-Szenarios)	50 – 53	590 – 685

Quelle: eigene Berechnung

Die restlichen Instrumente des Zielszenarios 1 werden analog im Zielszenario 2 beibehalten bzw. umgesetzt. Informationen zur Wirkungsabschätzung der einzelnen Maßnahmen sind in den Kapiteln 2.6 und 5.2.2 beschrieben. Eine Übersicht der Instrumente im 2. Zielszenario für den Sektor Verkehr ist der folgenden Tabelle 31 zu entnehmen.

6.2.3 Gebäude

In der Referenzentwicklung verringern sich die THG-Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 auf rund 92 Mt CO₂eq. Gegenüber dem Ziel des Klimaschutzplans von 70 bis maximal 72 Mt CO₂eq ergibt sich eine Ziellücke von 20 – 22 Mt CO₂eq. Bezogen auf das verschärfte Ziel des Klimaschutzgesetzes beträgt die Ziellücke 22 Mt CO₂eq.

Im zweiten Maßnahmenset soll auf eine CO₂-Lenkungsabgabe und auf den Ausbau des Ordnungsrechts weitgehend verzichtet werden. Entsprechend werden aus dem Set des 1. Zielszenarios die CO₂-Abgabe und die ordnungsrechtlichen Instrumente gestrichen, darunter

- die Verschärfung der Primärenergieanforderungen an wesentlich geänderte Bestandsgebäude,
- die Pflicht zur Dämmung der obersten Geschossdecke,
- die Aufhebung der Befreiung für jüngere Gebäude von den bedingten Nachrüstverpflichtungen,
- verschärfte Anforderungen an Lüftungs- und Klimageräte,
- die verpflichtende Inbetriebnahmemessung bei Kesseln über 70 kW sowie
- die stärkere Qualitätssicherung bei der Umsetzung.

Weitere Maßnahmen, die im ersten Set enthalten waren, aber im zweiten Set nicht weiterverfolgt werden sind:

- Verknüpfung sozialer Aspekte mit Energieeffizienz im vermieteten Gebäudebestand: Förderprogramm für energetische Sanierungen in Gebieten mit einer Konzentration von einkommensschwachen Mietern
- klimafreundliches Wohnen für Sozialleistungsempfänger: Klimakomponente bei Wohngeld und Grundsicherung
- EE-Anreize für Handwerker: Handwerker erhalten eine Vermittlungsprämie für die Installation erneuerbarer Wärmeanlagen
- Bonus-Malus-System im Rahmen der Grunderwerbssteuer

Mittelfristig sind ordnungsrechtliche Anpassungen des Neubaustandards vorgesehen. Für die nach Mitte der 2020er-Jahre errichteten Neubauten wird im Set 2 der energetische Standard von Wohn- und Nichtwohngebäuden im Rahmen des geltenden Wirtschaftlichkeitsgebots schrittweise gegenüber dem derzeitigen Niveau nochmals weiterentwickelt. Die umfangreichen Fördermaßnahmen des ersten Sets werden übernommen und teilweise ausgebaut. Zusätzlich werden auch bestehende Fördermaßnahmen optimiert und verstärkt, indem die Fördertöpfe vergrößert und die einzelnen Programme noch besser aufeinander abgestimmt werden.

Das zweite Set wird durch zwei übergeordnete Maßnahmen ergänzt: einerseits eine Senkung staatlich bedingter Strompreisbestandteile und andererseits ein nationales EHS für den Bereich Wärme, analog zum EHS für den Verkehrssektor. Insgesamt ist das zweite Maßnahmenset mehr anreiz- als verpflichtungsorientiert. In der nachfolgenden Tabelle sind die vorgeschlagenen Maßnahmen aufgelistet.

Tabelle 32: Zielszenario 2: Maßnahmenset im Gebäudesektor

Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber einer Referenzentwicklung

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	EEV-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]
übergreifende Maßnahmen		2 – 3 ohne EHS; EHS: 20 – 22	30 – 40 (inkl. EHS)
EHS für den Bereich Wärme Sektoren PHH, GHD und Non-EU-EHS-Bereich der Industrie	Ein Upstream-EHS erfasst Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette, also bei den Primärenergieträgern, wie z. B. Erdgas, Öl oder dessen Folgeprodukte wie z. B. Heizöl. Festlegung einer absoluten Emissionsobergrenze (Cap), sektoral für den Gebäudebereich, inkl. Anteil der industriellen Prozesswärme. Separater EHS für den Verkehrssektor. Das Cap im Jahr 2030 wird mit dem Zielwert 2030 für den Gebäudesektor plus einer Korrektur um den Verbrauch im Industriebereich (Non-EU-EHS-Bereich) gleichgesetzt. Die Wirkung ist nicht mit den anderen Maßnahmen addierbar (vollständige Überlappung der Wirkung).	20 – 22 ohne Einsparungen in der Industrie (Non-EU-EHS-Bereich)	25 – 35 ohne Einsparungen in der Industrie
Senkung staatlich bedingter Strompreisbestandteile	Senkung der Abgaben und Umlagen auf dem Stromverbrauch. Gegenfinanzierung über CO ₂ -abhängige Steuern auf Energie oder aus Erlösen der EHS-Auktionierung. Fördert Stromanwendungen, im Gebäudebereich insbesondere elektrische Wärmepumpen.	2 – 3	4 – 6
übergreifende Maßnahmen im Gebäudesektor		1 – 13	1 – 17
	a) Absenkung der Modernisierungsumlage von 11 % auf 8 % zur Förderung des Interessensausgleichs zwischen Mietern und Vermietern. Ergänzt um eine Erhöhung der AfA oder eine Sonder-AfA (Abschreibung für Anlagen). Mietrecht wird dahingehend reformiert, dass Vermieter auch in Kombination mit der Modernisierungsmieterhöhung direkt von den öffentlichen Fördermitteln profitieren können.	<0,1	-0,5 – 0
	b) Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften. Umsetzung des Fahrplans mit Vorbildfunktion.	<i>noch keine Einzelabschätzung vorliegend</i>	
gesetzliche „Flottenanforderung“ für Wärmerezeuger	Gesetzliche „Flottenanforderung“ für Inverkehrbringer von Heizungsanlagen zur Erhöhung des Anteils von EE-Heizungen, respektive der Reduktion des fossilen Anteils. Sanktionen bei Zielverfehlung. Ambitionierte Umsetzung zur Flankierung des EHS. Der Anteil fossiler Heizungen am Absatz soll sich ab 2020 jährlich um rund 3,5 %-Punkte verringern.	1 – 13	1 – 17

Ordnungsrecht		-1	6 – 8
wirtschaftlich und technisch machbare Vorgaben zur Automation von großen Nichtwohngebäuden	Heizungsanlage mit einer Nennleistung von mehr als 290 Kilowatt oder Klimaanlage mit einer Nennleistung von mehr als 290 Kilowatt ab 2025 gemäß den Anforderungen der novellierten EU-Gebäuderichtlinie	<i>noch nicht abgeschätzt</i>	
Gebäudeenergiegesetz (GEG)	a) Für die ab Mitte der 2020er-Jahre errichteten Neubauten entwickelt sich der energetische Standard von Wohn- und Nichtwohngebäuden im Rahmen des geltenden Wirtschaftlichkeitsgebots schrittweise gegenüber dem derzeitigen Niveau weiter. Für die Berechnungen wurde für Wohngebäude ab 2025 der KfW-Standard 55 unterstellt.	0,5 – 0,7	6 – 8
	b) Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften. Umsetzung des Fahrplans mit Vorbildfunktion.	<i>noch keine Einzelabschätzung vorliegend</i>	
Förderung		5 – 7	38 – 53
bestehende Förderung optimieren und ausbauen	Zusammenführung und Optimierung bestehender Förderung (EBS-Programme, APEE und MAP). Förderbudget um 500 Mio. Euro erhöht. Verstärkte Förderung von EE-Heizungen, Sanierung von Bestandsgebäuden.	0,3 – 1	3 – 10
steuerliche Förderung	Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen über Investitionszulagen, für selbstgenutzte Wohngebäude, vermieteten Bestand sowie für Nichtwohngebäude, als Ergänzung zur KfW-Förderung.	1,5	25 – 30
Förderung erweitern	a) serielle Sanierung: durch die Innovationsförderung, u. a. durch Ausschreibungen, wird Entwicklungswissen bei Planern, Herstellern und weiteren Akteuren aufgebaut.		
	Verdopplung der Fördersumme ggü. Set 1.	0,1 – 0,2	1 – 2
	b) Wärmenetze 4.0 und Wärmenetze in Ballungszentren: Fortführung des bestehenden Programms „Wärmenetze 4.0“ über 2020 hinaus, Ergänzung um ein Programm zur Transformation bestehender Wärmenetze und Ausbau der Wärmenetzplanung.		
	Die Förderung umfasst auch die Transformation bestehender Wärmenetze (in Wärmenetze der zweiten und dritten Generation), die Förderung der Wärmenetzplanung in den Kommunen sowie die Erweiterung von Bestandsnetzen durch neue Trassen bzw. Neuanschlüsse. Hinweis: Die Reduktionswirkung der Netztransformation wird im Sektor Energiewirtschaft ausgewiesen.	2	2
	d) Erweiterung / Optimierung der Fördermaßnahmen zur energetischen Stadt- und Quartiersanierung	0,5 – 1	0,5
flächendeckende Energieberatung für Privateigentümer von Wohngebäuden	Regionalmanager: Durch die Stärkung der Regionalmanagement-Strukturen in der Energieberatung der Verbraucherzentralen kann indirekt die Steigerung der energetischen Sanierungsaktivität erreicht werden.		

	Verdoppelung der Kapazitäten ggü. dem Set 1.	0,2 – 0,4	1 – 2
Regelberatung	Anlassbezogene kostenlose Pflichtberatung („Regelberatung“) bei Kauf/Verkauf von Ein-/Zweifamilienhäusern, Einbezug von MFH.	0,3 – 1	5 – 6
Maßnahmen bei gewerblichen Prozessen und Antrieben	vergleiche Tabelle 30 zu den Maßnahmen im Sektor Industrie inkl. GHD	1	7
Summe	Einfache Summe der Maßnahmen, keine Berücksichtigung von Überlappungen	ohne EHS: ~10 – 25 EHS: 20 – 22	80 – 125 (inkl. EHS)

Hinweis: Einsparungen im Umwandlungssektor durch Maßnahmen bei Wärmenetze werden dem Sektor Energiewirtschaft angerechnet und dort ausgewiesen.

weiß hinterlegt: Maßnahmen für 1. und 2. Zielszenario

grau hinterlegt: neue oder im 2. Zielszenario abgeänderte Maßnahmen

Quelle: eigene Berechnung und Prognos et al. (2018)

Nationalen EHS für den Bereich Wärme

Ohne das EHS für Wärme ergibt sich für die Summe der Einzelwirkungen eine THG-Reduktion von rund 10 bis 25 Mt CO₂eq (Tabelle 32). Da die Überlappung der Maßnahmen teilweise erheblich ist (u. a. viele Maßnahmen, welche auf die Energieträgerstruktur einwirken), dürfte das Reduktionsziel ohne das EHS für den Bereich Wärme nicht erreicht werden. Beim nationalen EHS für den Bereich Wärme (Sektoren Private Haushalte, GHD und Industrie Non-EU-EHS-Bereich) wird die Menge jährlich absetzbarer fossiler Brennstoffe (im wesentlichen Erdgas, Heizöl, Kohle) begrenzt. Daraus ergibt sich ein Aufpreis auf fossile Energie („indirekte CO₂-Abgabe“), welcher den Ersatz fossiler Energie durch Erneuerbare und Strom sowie die Einsparung fossiler Energie durch Effizienzmaßnahmen anreizt. Das Cap (maximale Verkaufsmenge) wird im Zeitverlauf linear abgesenkt. Das Cap der Emissionen für das Jahr 2030 wird so gesetzt, dass die brennstoffbedingten Emissionen den Zielwert für den Gebäudesektor im Jahr 2030 nicht überschreiten (Wert Gebäudesektor plus Aufschlag des Industrieanteils). Dadurch wird das Reduktionsziel gemäß Klimaschutzplan mit hoher Sicherheit erreicht. Die Reduktionswirkung der Maßnahme entspricht im Gebäudesektor der Ziellücke (20 – 22 Mt CO₂eq); zusätzliche Reduktionen ergeben sich in der Industrie (Kapitel 3.2.1). Die Wirkung der übrigen Maßnahmen überlappt vollständig mit der Wirkung des EHS. Entsprechend wird in der oben stehenden Tabelle zur Bildung der Gesamtsumme die Wirkung des EHS nicht zu den Wirkungen der übrigen Maßnahmen addiert. Die übrigen Maßnahmen sind als flankierende Maßnahmen zu betrachten, welche die Markttransformation beschleunigen und die Verteilungseffekte steuern.

Senkung staatlicher Strompreisbestandteile

Die Wirkung der Maßnahme Senkung staatlicher Strompreisbestandteile hängt von deren Ausgestaltung ab. Durch die Reduktion der Stromsteuer auf die EU-Mindeststeuersätze sinkt der Strompreis, die Stromkunden werden jährlich um rund 6,5 – 7 Mrd. Euro entlastet. Durch die Finanzierung (eines Teils) der allgemeinen EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln können die Stromkunden um zusätzlich 5 Mrd. Euro entlastet werden (Kapitel 6.1). Die Umlegung dieser beiden Komponenten ab dem Jahr 2020 auf eine CO₂-abhängige Energiesteuer erhöht die Preise für Erdgas und Mineralölprodukte um bis 0,7-0,9 ct/kWh (reale Preise, Basisjahr 2016). Eine Alternative wäre

eine Gegenfinanzierung aus den Erlösen der Auktionierung im Rahmen des EHS für Verkehr und Wärme. Die Reduktion der Strompreise und eine Erhöhung der Preise für fossile Energieträger reizt den Einsatz von Stromanwendungen an.

Flottenanforderungen bei Wärmeerzeugern

Die gesetzliche Flottenanforderung für Inverkehrbringer von Heizungsanlagen zur Erhöhung des Anteils von EE-Heizungen erfolgt in Anlehnung zur Flottenanforderung im Pkw-Bereich. Die Zielwerte orientieren sich an Art. 23 Abs. 1 der RED II. Darin ist ein jährlicher Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien um +1,3 %-Punkte vorgesehen. Umgelegt auf die Anteile der jährlichen Neuinstallation entspricht dies gemäß einer ersten Abschätzung im Mittel der Jahre einem Anteil von rund 3,5 %-Punkten. Als Vorgabe soll deshalb ab 2020 der Anteil der abgesetzten fossilen Wärmeerzeuger am Gesamtabsatz jährlich um 3,5 – 4 %-Punkte abnehmen (maximaler Anteil am Absatz 2030 rund 45 %, 2016 rund 85 %). Bei einer Zielverfehlung werden Sanktionen fällig. Die in Tabelle 32 ausgewiesene Wirkungsabschätzung weist eine sehr große Bandbreite auf. Da sich die Maßnahme weit mit anderen Maßnahmen überschneidet (viele Maßnahmen wirken auf den Anteil der Erneuerbaren), hängt die geschätzte Einzelwirkung stark davon ab, ob diese Maßnahme als erste oder als letzte der zusätzlichen Maßnahmen eingeführt wird.³¹

Förderung

Die Förderung im Gebäudebereich wird erweitert und optimiert. Unter anderem werden das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (EBS-Programme), das Marktanreizprogramm (MAP) und das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) zusammengeführt. Das jährlich verfügbare Förderbudget wird um 500 Mio. Euro auf 3 Mrd. Euro erhöht. Die Förderung wird optimiert durch eine Fokussierung auf Maßnahmen, welche ein gutes Verhältnis der CO₂-Einsparung je Fördereuro aufweisen, unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrags bzw. des Klimaschutzprogramms. Schwerpunkte bilden dabei

- die Förderung von EE-Heizungen, insbesondere Wärmepumpen, Solarthermie und Biomasse (Biomasse: Begrenzung durch das verfügbare Potenzial) sowie die Förderung von Hybridheizungen,
- die Sanierung von Bestandgebäuden, u. a. durch die Verbesserung der entsprechenden Förderkonditionen, sowie
- Maßnahmen zur Temperaturabsenkung in Heizsystemen (Flächen- und Niedertemperaturheizkörper), um die Einbindung von erneuerbaren Energien besser zu ermöglichen.

Weitere Bestandteile sind ein Innovationsbonus für serielle/industrielle Sanierungen, Fördermaßnahmen zur energetischen Stadt- und Quartiersanierung sowie die Förderung von Wärmenetzen. Dabei wird zum einen der Bau neuer effizienter Wärmenetze gefördert, zum anderen die Erweiterung und Transformation bestehender Wärmenetze. Die Förderung der Transformation bestehender Wärmenetze wirkt sich auf die Emissionen im Sektor Energiewirtschaft aus (z. B. Einbindung von erneuerbaren Energien in den Erzeugungsmix), während neue Anschlüsse auf den Gebäudesektor einwirken. Gefördert werden im zweiten Set

- der Neubau von Wärmenetzen 4.0,

³¹ Wird diese Maßnahme isoliert betrachtet, ergibt sich ein sehr starker THG-Reduktionseffekt, da sie die Energieträgerstruktur erheblich verändert. Wird sie hingegen bei der Abschätzung der Reduktionswirkung als letzte der neuen Maßnahmen eingeführt, ist der zusätzliche THG-Reduktionseffekt viel schwächer. Die übrigen Maßnahmen wirken ebenfalls stark auf die Energieträgerstruktur ein und reduzieren den Anteil der fossilen Systeme deutlich. Die zusätzliche Wirkung der Flottenanforderung ist in diesem Fall signifikant geringer.

- der Umbau (die Transformation) bestehender Netze in energieeffiziente, nachhaltige Netze, in Wärmenetze der zweiten und dritten Generation (gefördert werden auch Einzelmaßnahmen, wie z. B. Förderung von einzelnen Großwärmepumpen),
- die Erweiterung von Bestandsnetzen durch neue Trassen bzw. Neuanschlüsse sowie
- die Wärmenetzplanung in den Kommunen, um den Netzausbau zu beschleunigen (Zuschüsse zu den Planungskosten, Bereitstellung von Leitfäden und Informationen, gegebenenfalls auch durch Experten).

Steuerliche Förderung

Die eingeführte steuerliche Förderung erfolgt im zweiten Maßnahmenpaket über Investitionszulagen (Set 1: Kopplung an Einkommensteuer). Der Vorschlag einer steuerlichen Förderung energetischer Sanierungen über das Investitionssteuerzulagengesetz (InvZulG) hat den Vorteil, dass es sich um eine Zuwendung handelt, die nicht über die Minderung des zu versteuernden Einkommens des Antragenden gewährt wird, sondern eine direkte Subvention darstellt. Die Investitionszulage soll sowohl durch selbstnutzende Eigentümer als auch durch institutionelle Vermieter in Anspruch genommen werden können (Wohn- und Nichtwohngebäude). Es werden unterschiedliche Umsetzungsvarianten diskutiert, welche jeweils Vor- und Nachteile bezüglich der Kriterien Breitenwirkung, zielkonformes energetisches Ambitionsniveau und Wechselwirkung mit der KfW-Förderung haben. Für die Umsetzung in der Szenarioberechnung wird eine mittlere Variante gewählt: geringe Wechselwirkung mit der KfW-Förderung, begrenzte Breitenwirkung, Anforderung ambitionierter als das EnEV-Niveau.

In der Abgrenzung nach Klimaschutzplan enthält der Gebäudesektor auch Emissionen aus Prozessen und Antrieben des GHD-Sektors. Die vorgeschlagenen Maßnahmen in den Anwendungen Prozesse und Antriebe im GHD-Sektor sind in Kapitel 6.2.1 beschrieben, die damit erzielten THG-Einsparungen belaufen sich insgesamt auf rund 1 Mt CO₂eq.

6.2.4 Umwandlungssektor

Das Maßnahmenpaket des Zielszenarios 2 bis zum Jahr 2030 entspricht grundsätzlich den für das Zielszenario 1 definierten Maßnahmen (vgl. Kapitel 5.2). Im Sektor Energiewirtschaft beschränken sich die Handlungsoptionen im Wesentlichen auf den Ausbau erneuerbarer Strom- und Wärmeenergieerzeugung und die Reduktion der Strom- und Wärmeenergieerzeugung aus fossilen Kapazitäten. Die Empfehlungen zum Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung wurden berücksichtigt.

Gewisse Änderungen ergeben sich im Vergleich zum Zielszenario in der konkreten Ausgestaltung. Aufgrund des höheren Strombedarfs ist ein stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien notwendig, der in diesem Szenario über den stärkeren Ausbau von PV und Wind Onshore erfolgt.

Die Senkung staatlicher Strompreiskomponenten (z. B. Stromsteuer, EEG-Umlage oder Teile davon) als zusätzliche sektorübergreifende Maßnahme (vgl. Kapitel 6.1) wirkt vor allem in den Nachfragesektoren. Der Sektor Energiewirtschaft ist indirekt über durch einen höheren Stromverbrauch betroffen.

6.3 Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 2030 bis 2050

6.3.1 Zieltableau 2050

Die Beiträge der einzelnen Sektoren zur THG-Zielerreichung 2050 fallen im Zielszenario 1 sehr unterschiedlich aus. In den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude werden die Emissionen bis 2050 gegenüber 1990 um rund 95 % vermindert. In der Industrie werden die Emissionen im gleichen Zeitraum lediglich um 73 % reduziert, rund 45 % der verbleibenden Emissionen entfallen auf den Industriesektor. Für das Zielszenario 2 wird deshalb eine ausgeglichener Lastenverteilung angestrebt, für die Sektoren werden spezifische Zielgrößen vorgegeben. Folgende übergeordnete Vorgaben werden gesetzt:

- Wie im Zielszenario 1 gelten bis zum Jahr 2030 die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans (BMU 2016).
- Der anvisierte Zielkorridor für die THG-Reduktion im Jahr 2050 bleibt bei -85 bis -90 % gegenüber 1990, analog zur Vorgabe im Zielszenario 1.
- Die Verteilung der THG-Einsparungen soll ausgeglichener ausfallen als im 1. Zielszenario, dazu soll die Industrie die Emissionen stärker reduzieren.
- Das Zieltableau für 2050 ist in Tabelle 33 dargestellt, die Werte sind als Richtgrößen zu interpretieren, die nicht exakt erreicht werden müssen.

Tabelle 33: Zielszenario 2: THG-Emissionen im Jahr 2050 nach Sektoren und Zielvorgaben

in Mt CO₂eq und Einsparungen in % gegenüber 1990, Zielszenario 1 und Vorgabe für Zielszenario 2 im Vergleich

Sektor	Vorgabe für Zielszenario 2		Ergebnis Zielszenario 1	
	Emissionen in Mt CO ₂ eq	Einsparung ggü. 1990 in %	Emissionen in Mt CO ₂ eq	Einsparung ggü. 1990 in %
Energiewirtschaft	~30 – 40	-90 bis -95 %	33	-93 %
Industrie	~40 – 50	-80 % bis -85 %	92	-67 %
Gebäude	~10 – 20	-90 bis -95 %	5	-98 %
Verkehr	~10 – 20	-90 bis -95 %	4	-97 %
Landwirtschaft	~45 – 50	-45 % bis 50 %	51	-44 %
Sonstige (Abfall)	~2 – 3	-90 bis -95 %	2	-92 %
Insgesamt	~140 – 185	-85 bis 90 %	186	-85 %

Quelle: eigene Berechnung

Wie im Zielszenario 1 sollen ab 2030 Entwicklungen zur Reduktion von Energieverbrauch und THG-Emissionen verstärkt werden, aber keine grundlegenden Brüche erfolgen. Als übergeordnete Maßnahmen vorgesehen sind:

- starke Gewichtung der Effizienz
- verstärkte Nutzung respektive der Ausbau der Erneuerbaren und volle Ausnutzung des verfügbaren Biomassepotenzials

- Elektrifizierung von Wärme und Verkehr (unter Berücksichtigung des begrenzten inländischen EE-Potenzials)
- grundlegende Prozessumstellung in den Bereichen Eisen und Stahl sowie bei der Grundstoffchemie
- bei Bedarf – zum Sicherstellen der anvisierten Zielerreichung – Beimischung von strombasierten Energieträgern (PtX)

Wie im Zielszenario 1 wird der Einsatz von CCS oder negativen Emissionstechnologien nicht berücksichtigt, sowohl bei der Stromerzeugung als auch in der Industrie.

6.3.2 Annahmen und Entwicklung in den Sektoren bis 2050

Die übergeordneten Annahmen in den Sektoren für das Zielszenario 2 werden nachfolgend beschrieben. Der Schwerpunkt wird auf die Veränderungen gegenüber der ersten Variante des Zielszenarios gelegt. Die unterstellten Rahmendaten, darunter die Entwicklung des BIP, der Bevölkerung und der Weltmarktenergiepreise, bleiben identisch mit denjenigen, welche in der Referenz und im Zielszenario 1 verwendet werden. Sie entsprechen dem im Ressortkreis abgestimmten Rahmendatenpapier (Öko-Institut et al. 2017).

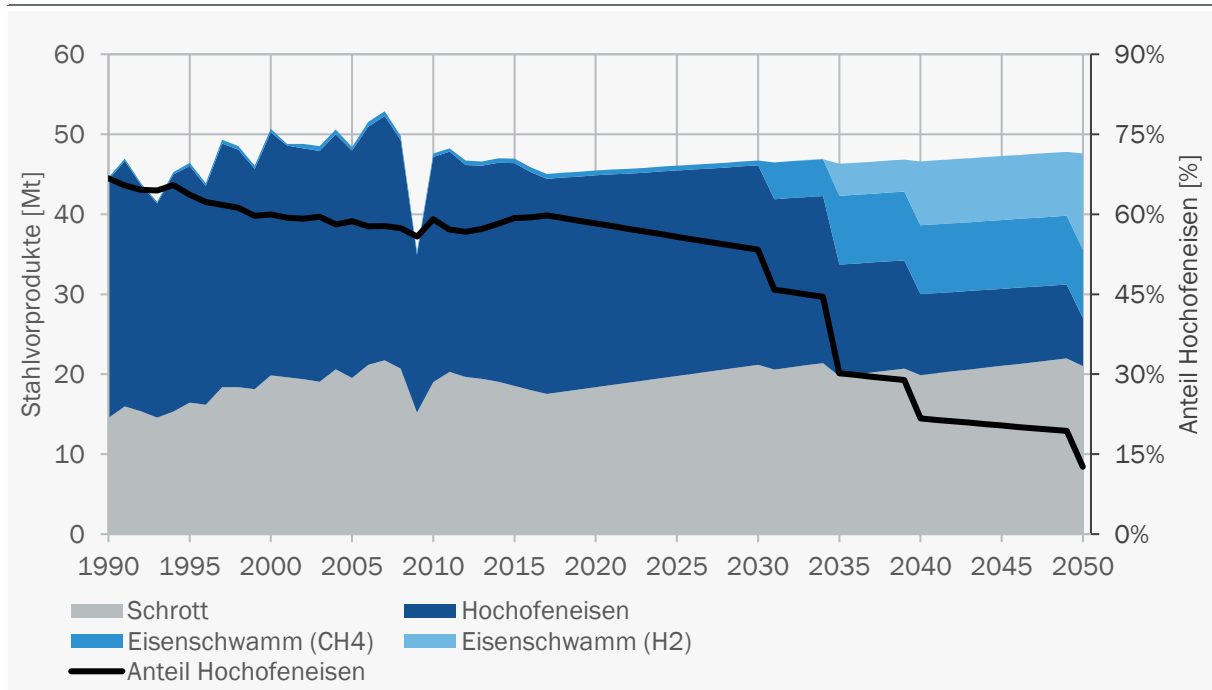
Industriesektor

Es werden tiefgreifende Prozessumstellung in verschiedenen Branchen umgesetzt:

- Die Stahlherstellung wird ab 2031 teilweise auf Direktreduktion umgestellt. Statt Koks kommt dann Erdgas bzw. Wasserstoff (H₂) als Reduktionsmittel zum Einsatz. In einem ersten Schritt wird Erdgas als Ausgangsstoff genutzt und später zunehmend durch Elektrolyse-H₂ ersetzt. Die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff kann stattfinden, ohne dass der Anlagenpark erneut ausgetauscht werden muss. Der Einsatz von H₂ hängt vom Erzeugungspotenzial respektive von den Importmöglichkeiten ab. Bedingung dafür ist, dass das H₂ immer nachhaltig, d. h. aus erneuerbaren Energien, hergestellt wurde. Eine detaillierte Übersicht der unterstellten Entwicklung aller Stahlvorprodukte im Zielszenario 2 gibt Abbildung 92.
- Bis 2050 werden aufgrund der langen Investitionszyklen nicht alle Eisenwerke mit konventioneller Hochofenroute umgerüstet sein. Bei diesen Werken kommt flächendeckend die Gichtgasrückführung als Hebel für eine deutliche Energieeffizienzsteigerung der bestehenden Hochöfen zum Einsatz.
- Für die Ammoniak-Synthese kommt bereits ab 2022 Wasserstoff anstelle von Erdgas zum Einsatz (Abbildung 93). Unter Berücksichtigung einer Betriebslebensdauer der bestehenden Wasserstofferzeuger von 50 bis 60 Jahren werden ab 2038 alle vier deutschen Standorte zur Ammoniakherstellung ausschließlich über Elektrolyseure mit Wasserstoff versorgt. Dies reduziert nicht nur verbrennungsbedingte Emissionen, sondern auch in erheblichem Maße die Prozessemissionen.

Abbildung 92: Zielszenario 2: Stahlvorprodukte

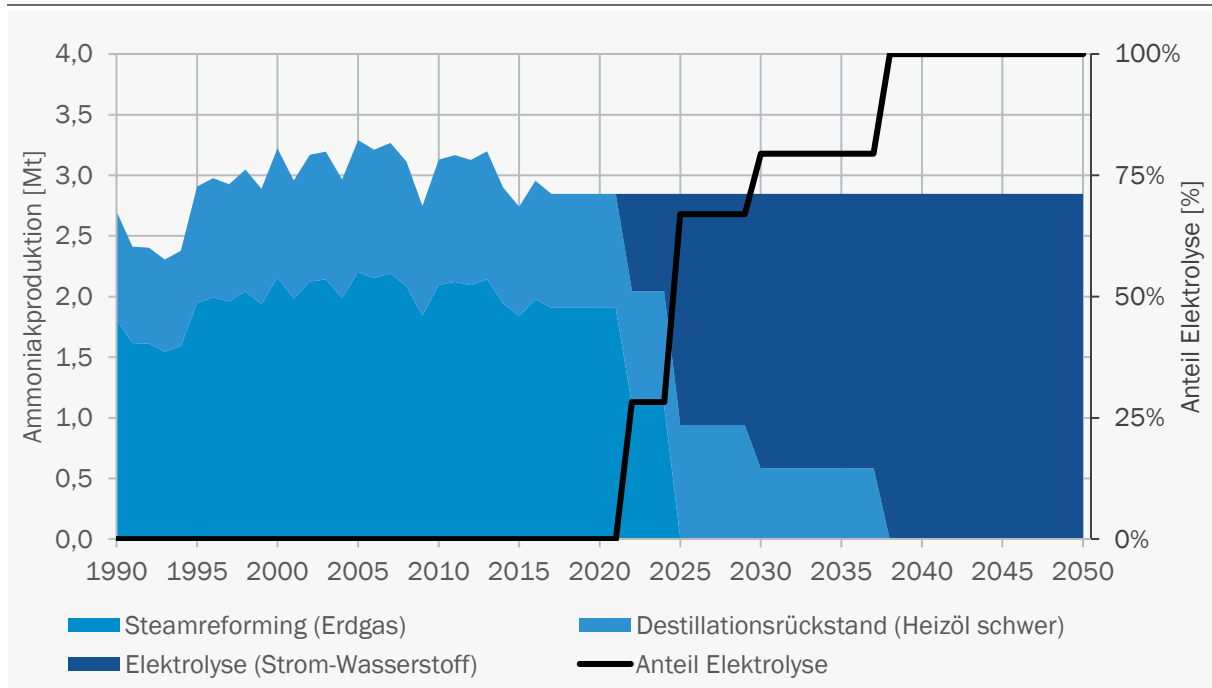
Zeitreihe 1990 - 2050; in Mt



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 93: Zielszenario 2: Ammoniakproduktion nach Herstellungsverfahren

Zeitreihe 1990 - 2050; in Mt



Quelle: eigene Berechnung

- In der Grundstoffchemie werden Technologien gesucht, die die bestehenden Steam-Cracker und Steam-Reformer, beides wesentliche Anlagen zur (energieintensiven) Produktion von Ausgangsstoffen der Grundstoffchemie, ersetzen bzw. modernisieren können.
- In der Zement- und Kalkherstellung ist CCS aus heutiger Perspektive die einzige Technologie, welche die CO₂-Emissionen signifikant reduzieren kann. Da die gesamten THG-Einsparziele über den Einsatz von strombasierten Energieträgern im Stromsektor (sowie der zur Verfügung stehenden Biomasse) erreicht werden konnten, wurde der Einsatz von CCS und die Minderungen hier nicht berücksichtigt.
- Nachteilig auf die Emissionen der Industrie wirkt sich der Produktionsrückgang in Kohlekraftwerken sowie die Minderproduktion von Oxygenstahl aus. Die beim Betrieb der Kohlekraftwerke anfallende Flugasche wird als Bindemittel in der Zementherstellung verwendet. Gleiches gilt für den Hüttensand, ein Abfallprodukt der Eisenherstellung im Hochofen. Da nun weniger Flugasche und Hüttensand anfallen, muss mehr Zementklinker hergestellt werden, um die gleiche, über alle Szenarien konstante Zementmenge bereitzustellen. Der Klinkerfaktor, also das mittlere Verhältnis von Klinker zu Zement, steigt bis 2050 stetig um bis zu 26 %-Punkte (rund 8 Megatonnen Klinker mehr als im Referenzszenario).
- Eine wesentliche Maßnahme ist die deutlich stärkere Nutzung der industriellen Abwärme. Diese wird hauptsächlich in die Fernwärmenetze eingespeist und steht somit als leitungsgebundene Wärme allen Sektoren zur Verfügung. Eine Abwärmenutzung reduziert bilanziell die Emissionen im Umwandlungssektor.
- Bei den branchenübergreifenden Querschnittstechnologien (z. B. Elektromotoren, Pumpen, Ventilatoren) wird ebenfalls der Energiebedarf reduziert. Diese Energieeffizienzinsparungen sind bereits heute im Rahmen der besten verfügbaren Technologien marktverfügbar (Kapitel 4.1.1). Diese werden bis 2030 (maßnahmengetrieben) ansatzweise eingeführt und zwischen 2030 und 2050 (maßnahmenunabhängig) flächendeckend eingeführt.
- Das Maßnahmenset wirkt auch nach 2030 in ähnlichem Umfang weiter. Nur bei einzelnen Maßnahmen dämpfen Sättigungseffekte die Wirkung ab oder lassen sie ganz auslaufen.

Verkehrssektor

- Im Pkw-Bereich erfolgt bis 2050 eine sehr starke Elektrifizierung, weitgehend analog zur Entwicklung im Zielszenario 1.
- Im Gegensatz zum Zielszenario 1 wird im Zielszenario 2 im Bereich Straßengüterverkehr bis 2030 noch keine Oberleitungsinfrastruktur aufgebaut. Oberleitungen werden zwar als volkswirtschaftlich günstigste und energetisch effizienteste Technologie zur Reduktion der THG-Emissionen im Straßengüterverkehr gesehen. Für das Zielszenario 2 wird unterstellt, dass die technische Machbarkeit eines großflächigen Aufbaus von Oberleitungen auf Autobahnen mit größeren Herausforderungen verbunden ist.³² Als Alternative kommen im Zielszenario 2 zur Zielerreichung 2030 verstärkt Brennstoffzellen-Lkw zum Einsatz. Bis 2050 wird analog zu Zielszenario 1 eine Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr aufgebaut.
- Im Flugverkehr wird dem Kraftstoff langfristig (nach 2030) PtL (strombasiertes Kerosin) beigemischt. Im internationalen Schiffsverkehr werden langfristig Flüssigerdgas sowie ein zunehmender Anteil an strombasierten Kraftstoffen (PtX) eingesetzt.

Gebäudesektor

- Wie in Zielszenario 1 erfolgt eine starke Gewichtung der Effizienz, auch bei Stromanwendungen. Die Effizienzmaßnahmen werden nach 2030 gegenüber dem Zeitraum vor 2030 nochmals deutlich verstärkt, u. a. werden die Sanierungsaktivität und die Sanierungstiefe erhöht,

³² Sinnvoll ist der Aufbau der Oberleitungsinfrastruktur, wenn eine europäische Lösung dafür gefunden wird.

der Energieverbrauch von Neubauten weiter abgesenkt und die Elektrogeräte werden effizienter.

- Die Wärmeversorgungsstruktur des 1. Zielszenarios wird grundsätzlich beibehalten, d. h. die Bereitstellung erfolgt langfristig überwiegend durch elektrische Wärmepumpen, Wärmenetze und Biomasse. Ein kleiner Teil des Wärmeverbrauchs kann bis zum Jahr 2050 nur begrenzt durch Effizienzmaßnahmen reduziert (Gebäude mit Dämmrestriktionen) oder durch den Einsatz erneuerbarer Energien gedeckt werden. Auch die lange Lebensdauer von Wärmepumpen führt dazu, dass ein geringer Anteil der fossilen Anlagen bis 2050 noch nicht ersetzt wird. Dieser Restverbrauch wird im 2. Zielszenario mit fossilen Energieträgern gedeckt. Im 1. Zielszenario werden noch strombasierte Energieträger (PtL, PtG) als THG-neutrale Alternativen eingesetzt.
- Wasserstoff, z. B. in dezentralen Brennstoff-BHKW, wird auch im 2. Zielszenario in keinem nennenswerten Umfang eingesetzt.
- Insgesamt werden die THG-Emissionen etwas weniger stark reduziert als im Zielszenario 1, da der Beitrag der Industrie im Vergleich zum Zielszenario 1 größer ist (Tabelle 33). Da der Beitrag zur Gesamtreduktion weniger groß sein muss, kann auf die teure Beimischung von PtX verzichtet werden.

Energiewirtschaft

- Im Vergleich zum Zielszenario 1 wird im Zielszenario 2 im Jahr 2050 mehr Strom erzeugt. Insbesondere Wind Offshore und Photovoltaik werden langfristig stärker ausgebaut. Die zusätzliche Erzeugung wird mehrheitlich für die Herstellung von Wasserstoff genutzt
- Biogas wird im Jahr 2050 kaum mehr zur Stromerzeugung eingesetzt, sondern in Biomethan umgewandelt und in das Gasnetz eingespeist. Auch der Einsatz von fester Biomasse nimmt stärker ab. Der rückläufige Einsatz von Bioenergie wird einerseits kompensiert durch PtG. Zudem werden in diesem Zielszenario geringe Mengen von fossilem Erdgas zugelassen. Damit werden die THG-Emissionen etwas weniger stark reduziert als in Zielszenario 1.

Einsatz von Wasserstoff (H₂)

- Während H₂ im Zielszenario 1 nur sehr begrenzt eingesetzt wird, wird sein Einsatz im Zielszenario 2 deutlich erhöht.
- Der Transport von H₂ und damit auch die Importe sind technisch anspruchsvoll und mit Verlusten verbunden (etwaige Importe erfolgen prioritär über Pipelines).
- Die erneuerbare H₂-Produktion erfolgt kostengünstiger mit inländischem EE-Strom als über importiertes PtG (und anschließende Gas-Reformierung). Aus diesem Grund wird H₂ soweit wie möglich aus inländischem EE-Strom erzeugt. Dadurch steigt die inländische Stromerzeugung deutlich an (bis maximal rund 800 TWh).
- Der darüber hinausgehende Bedarf an H₂ wird durch Importe gedeckt (über Strom, PtH₂ oder PtG).
- Prioritär wird H₂ in den Bereichen Stahlproduktion (Direktreduktion), Ammoniaksynthese und Verkehr (hauptsächlich Schwerkraft) eingesetzt.

Biomasse

- Das im Szenario 2 verfügbare Biomassepotenzial wird begrenzt auf maximal 1.200 PJ (Sekundärenergie). Annahme: Es dürfen im Inland keine NaWaRo energetisch genutzt werden, auch die Importe von NaWaRo sind nicht zulässig. Dadurch verringert sich gegenüber Zielszenario 1 das verfügbare Potenzial an Sekundärbiomasse von 1.500 PJ auf unter 1.200 PJ.

- Der Einsatz in der Industrie und der Energiewirtschaft bleibt zentral (analog zu Zielszenario 1).
- Längerfristig wird eine Verschiebung des Biomasseverbrauchs vom Gebäudesektor (und Umwandlungssektor) in den Industriesektor.
- Der Einsatz von Biomasse erfolgt im Verkehrssektor mehrheitlich in Form von Biodiesel im Schwerverkehr (und im internationalen Schiffsverkehr).
- Biokraftstoffe sollen langfristig nachhaltig hergestellt werden. Die Anforderungen an die Nachhaltigkeit nehmen im Zeitverlauf zu. Längerfristig werden nur noch Biokraftstoffe der zweiten Generation eingesetzt. Dazu werden mehrheitlich Abfall- und Reststoffe als Ausgangsstoffe eingesetzt. Die Herstellung ist teilweise mit bedeutenden Umwandlungsverlusten verbunden. Um diese zu minimieren, könnte H₂ eingesetzt werden (PtBtL). Das reduziert die Kohlenstoffverluste, erhöht aber den Stromverbrauch.
- Biogas:
 - Bei Nähe zu einem Gasnetz wird das Biogas gereinigt und als Biomethan ins Netz einspeist, die direkte Verstromung des Biogases verliert langfristig an Bedeutung.
 - An Bedeutung gewinnt die Verwendung von Biogas für hochtemperaturige Prozesswärme, die entstehende Abwärme wird weiter genutzt, entweder für niedertemperaturige Prozesswärme oder als Wärmequelle für Wärmenetze.
 - Option Direktmethanisierung: Hierzu ist ein zusätzlicher Syntheseschritt notwendig, bei dem das im Rohbiogas enthaltene CO₂ zusammen mit H₂ zu Biomethan umgewandelt wird (benötigt Energie, insbesondere für die H₂-Herstellung).
- Die feste Biomasse wird hauptsächlich für Niedertemperaturwärme bei Industrieprozessen (inkl. Industrie-KWK) und in Gebäuden eingesetzt.
- Biogene Abfälle werden in KWK-Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt.

6.4 Ergebnisse

6.4.1 THG-Emissionen

Die Entwicklung der THG-Emissionen im Zielszenario 2 wird bis zum Jahr 2030 stark durch das zweite Maßnahmenset beeinflusst. Im Zielszenario 2 verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um annähernd 55 % gegenüber 1990 auf 564 Mt CO₂eq (Tabelle 34). Die Höhe der Emissionen unterscheidet sich nicht wesentlich von derjenigen des Zielszenarios 1. Die energiebedingten Emissionen des Industriesektors sind etwas höher, die Emissionen der industriellen Prozesse etwas niedriger. In den übrigen Sektoren unterscheiden sich die Emissionen gegenüber dem Zielszenario 1 nicht nennenswert. Die unterschiedlichen Maßnahmensets führen in etwa zum gleichen Ergebnis.

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die Emissionen auf 179 Mt CO₂eq. Dies entspricht einer Reduktion um 86 % gegenüber 1990. Der angenommene Zielkorridor von -85 bis -90 % wird erreicht. Gegenüber dem Zielszenario 1 fallen die Emissionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Energiewirtschaft höher aus. Die höheren Emissionen sind darauf zurückzuführen, dass auf die teure Beimischung von PtX weitgehend verzichtet wird – diese ist im Zielszenario 2 für die Erreichung des Gesamtziels nicht notwendig. Die Emissionen der Industrie sind hingegen deutlich geringer als im Zielszenario 1, sowohl die energiebedingten und prozessbedingten Emissionen als auch die Emissionen der Industriekraftwerke (Tabelle 34; die Industriekraftwerke sind in dieser Darstellung dem Umwandlungssektor zugerechnet). Die Lastenverteilung zwischen den Sektoren ist dadurch deutlich ausgeglichener als im Zielszenario 1.

Tabelle 34: Zielszenario 2: THG-Emissionen nach SektorenJahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq Rückgang ggü. Referenzjahr 1990 in %

	1990	2000	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '30-'90	Δ '50-'90
Umwandlung	430	382	375	336	207	84	51	-51,9 %	-88,1 %
Industrie energiebedingt	181	104	88	79	62	25	6	-65,6 %	-96,6 %
Industrie prozessbedingt	97	78	62	57	49	36	32	-49,3 %	-67,5 %
Verkehr	163	181	165	160	98	40	11	-39,7 %	-93,0 %
GHD	92	58	45	43	28	19	14	-69,2 %	-85,4 %
Private Haushalte	132	118	89	80	50	26	11	-62,4 %	-91,7 %
Landwirtschaft	79	68	67	63	58	54	50	-26,3 %	-36,9 %
Abfall	38	29	11	8	5	3	2	-87,3 %	-94,8 %
diffuse Emissionen	38	26	10	9	7	4	2	-82,0 %	-94,3 %
Summe	1.251	1.045	911	835	565	292	179	-54,9 %	-85,7 %

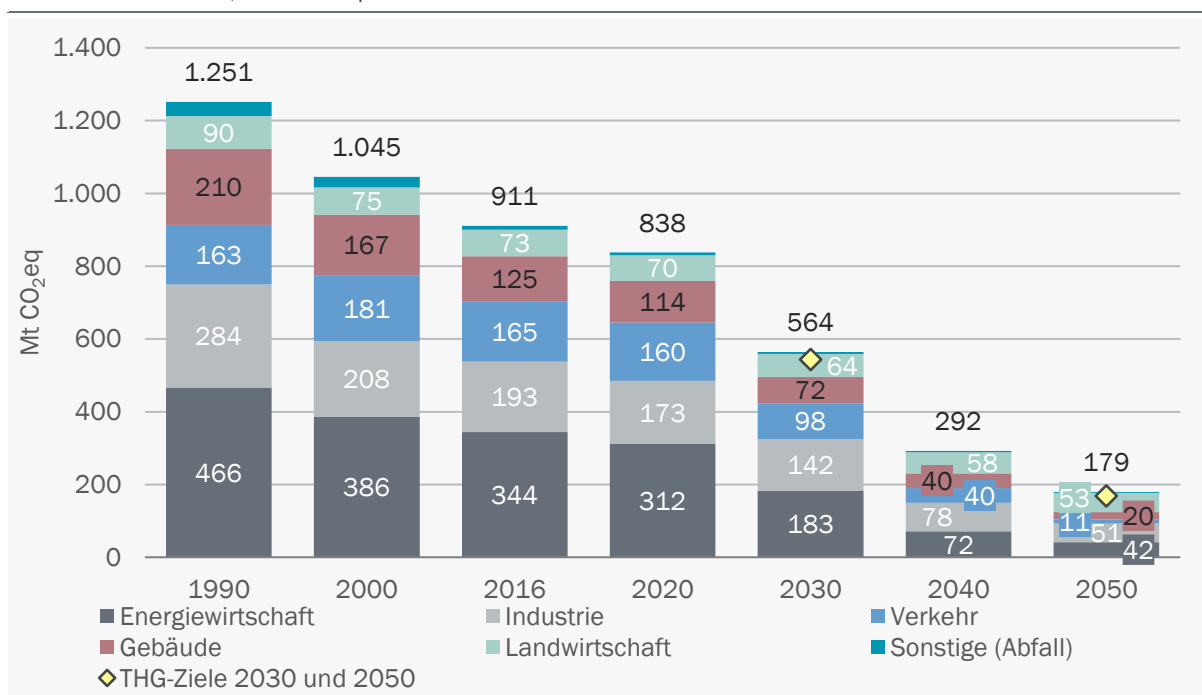
Quelle: Quelle: eigene Berechnung, Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut (2020), Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019)

In der Abgrenzung nach Klimaschutzplan werden dem Industriesektor zusätzlich zu den verbrennungsbedingten Emissionen auch die industriellen Prozessemissionen, die Emissionen der Industriekraftwerke sowie des bauwirtschaftlichen Verkehrs zugerechnet. Auch in dieser Abgrenzung wird die gegenüber dem 1. Zielszenario ausgeglichene Lastenverteilung zwischen den Sektoren deutlich. In den Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude beläuft sich der Rückgang der THG-Emissionen gegenüber 1990 auf rund 90 % (Zielszenario 1: rund 95 %). In der Industrie ergibt sich im Zeitraum 1990 bis 2050 eine Reduktion von 82 % (Zielszenario 1: 67 %). Der Anteil des Industriesektors an den verbleibenden Emissionen beträgt 28 %, im Zielszenario 1 sind dies 50 %. Ursächlich für die stärkere Reduktion in der Industrie sind die tiefgreifenden Prozessumstellungen in den Branchen Eisen und Stahl, Zement und Grundstoffchemie. Von sehr großer Bedeutung ist die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff bei der Stahlherstellung (Direktreduktion). Dadurch wird auch die Erzeugung von Gichtgas vermieden (Abfallprodukt der Reduktion mit Steinkohle-Koks), welches im Zielszenario 1 für einen Großteil der verbleibenden Emissionen der Industriekraftwerke verantwortlich ist.

Im Jahr 2030 sind die THG-Emissionen im Zielszenario 2 um 167 Mt CO₂eq geringer als in der Referenzentwicklung. Diese zusätzliche Reduktion ist auf die Wirkung des zweiten Maßnahmenets zurückzuführen. Mit der Minderung auf 564 Mt CO₂eq im Jahr 2030 wird das von der Bundesregierung angestrebte Reduktionsziel von -55 % gegenüber 1990 annähernd erreicht. Die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans von 2016 enthalten Bandbreiten (BMU 2016; Tabelle 18). Wie im Zielszenario 1 werden diese Ziele in allen Sektoren außer der Landwirtschaft knapp erreicht.

Abbildung 94: Zielszenario 2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzplan

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quellen: Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019), ab 2016 eigene Berechnung

Tabelle 35: Vergleich Reduktionsziele Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz mit Zielszenario 2

in Mt CO₂eq

Sektor	2016		Zielwert KSG (2019)	Zielszenario 2	Abweichung ZS 2 ggü. KSG
	Statistik	Zielwert KSP (2016)			
Energiewirtschaft	344	175 – 183	175	183	+8
Industrie	193	140 – 143	140	142	+2
Gebäude	125	70 – 72	70	72	+2
Verkehr	165	95 – 98	95	98	+3
Landwirtschaft	73	58 – 61	58	64	+6
Sonstige (Abfall)	11	5	5	5	+0
Insgesamt	911	543 – 562	543	564	+21

Vorgabe der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quellen: eigene Berechnung basierend auf AGE (2008 – 2018), UBA (2019) und BMU (2016)

Das Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 verschärft diese Sektorziele, indem es die unteren Ränder der Bandbreiten des Klimaschutzplans 2016 gesetzlich festschreibt. Im Zielszenario 2 werden diese verschärften Sektorziele in allen Sektoren leicht verfehlt, mit Ausnahme

beim Abfall (Tabelle 35).³³ Wie im Zielszenario 1 wird auch im Zielszenario 2 die im Klimaschutzgesetz angestrebte Gesamtminderung von 543 Mt CO₂eq um 21 Mt CO₂eq verfehlt.

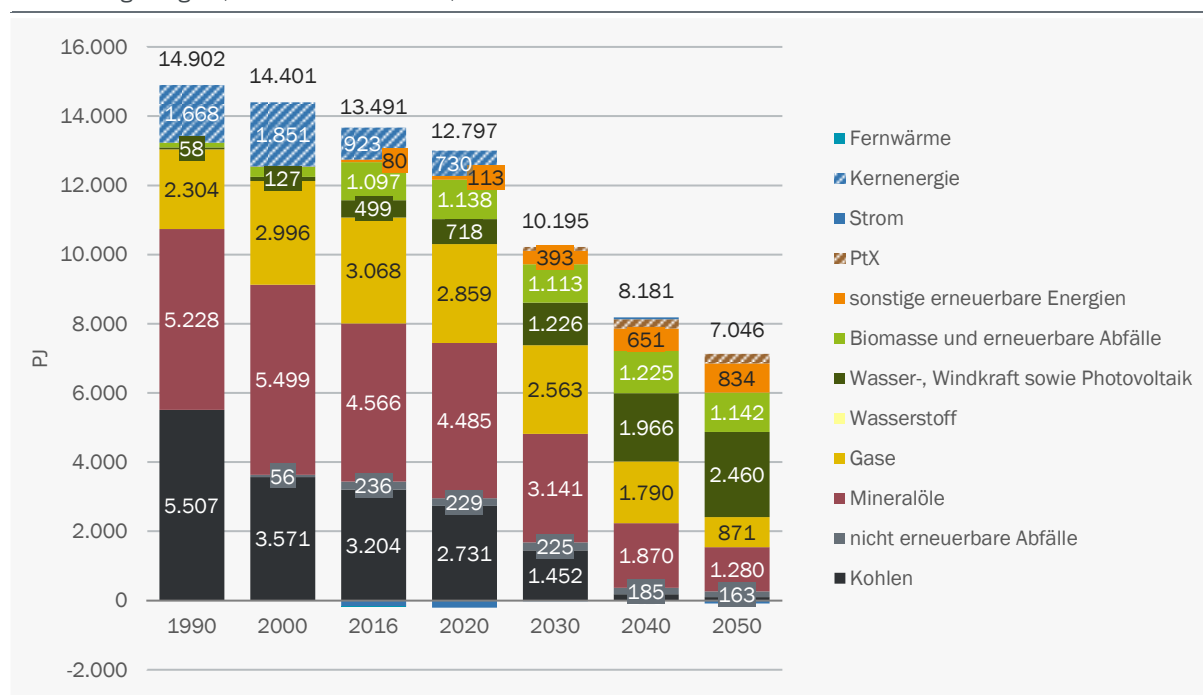
Die LULUCF-Emissionen werden von den internationalen Kyoto-Zielen nicht berücksichtigt. Im Klimaschutzplan sind für diesen Bereich ebenfalls keine Ziele enthalten und auch im Rahmen des Zielszenarios 2 wurden für diesen Bereich keine Maßnahmen festgelegt.

6.4.2 Primärenergie

Im Zielszenario 2 verringert sich der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 10.195 PJ (Abbildung 95). Für den Zeitraum 2016 bis 2030 entspricht dies einer mittleren jährlichen Reduktion um annähernd 2 % (Referenz: -1,2 % p. a.). Die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Zeitraum 2008 bis 2030 wird mit 29,1 % leicht verfehlt.

Abbildung 95: Zielszenario 2: Primärenergieverbrauch

nach Energieträgern, Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018)

Gegenüber der Referenzentwicklung wird der Primärenergieverbrauch durch das Maßnahmenpaket des Zielszenarios 2 im Jahr 2030 um rund 1.220 PJ reduziert. Davon entfallen etwa 470 PJ auf den Umwandlungssektor und die restlichen rund 750 PJ auf die Endverbrauchssektoren. Der nicht energetische Verbrauch beläuft sich wie in der Referenz und im Zielszenario 1 im Jahr 2030

³³ Zum Zeitpunkt der Zusammenstellung der sektoralen Maßnahmenpakets für das Zielszenario 2 galten die Sektorziele des KSP als verbindlich, das KSG war noch nicht in Kraft gesetzt. Entsprechend wurde die Ausgestaltung der Maßnahmenpakets an den Zielen des KSP ausgerichtet.

auf rund 860 PJ. Insgesamt ist der Rückgang des PEV etwas geringer als im Zielszenario 1 (im Jahr 2030 +63 PJ ggü. Zielszenario 1).

Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Primärenergieverbrauch im Zielszenario 2 auf 7.046 PJ (-51 % ggü. 2008). Die angestrebte Reduktion um 50 % gegenüber 2008 wird erreicht. Im Zeitraum 2030 bis 2050 beträgt die jährliche Reduktion im Mittel 1,8 % (Zielszenario 1: 1,9 % p. a.).

Die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs verändert sich im Zeitverlauf deutlich. Analog zur Referenzentwicklung und zum Zielszenario 1 wird im Jahr 2022 das letzte Kernkraftwerk stillgelegt, der Verbrauch von Kernenergie fällt ab dann weg. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, fossile Gase, Mineralölprodukte und nicht erneuerbare Abfälle sinkt von 82 % im Jahr 2016 auf 72 % im Jahr 2030 (Referenz 82 %). Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch auf 34 % (Zielszenario 1: 27 %). Der Rückgang der fossilen Energieträger fällt zwar im Zeitraum 2016 bis 2050 insgesamt etwas geringer aus als im Zielszenario 1, ist aber trotzdem erheblich: Kohlen -97 %, Mineralöle -72 %, fossile Gase -72 %. Der stärkere Rückgang bei der Kohle im Zielszenario 2 ist auf die Prozessumstellung bei der Stahlherstellung zurückzuführen. Anstelle von Steinkohle-Koks wird im Zielszenario 2 zunehmend Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt.

Die Nutzung von erneuerbaren Energien weitert sich bis zum Jahr 2030 etwas langsamer aus als im Zielszenario 1, langfristig aber etwas stärker. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich der Verbrauch auf 2.732 PJ (+63 % ggü. 2016), im Jahr 2050 beträgt der Verbrauch 4.437 PJ. Das sind 71 % mehr als in der Referenzentwicklung. Wie im Zielszenario 1 ist diese Zunahme hauptsächlich auf den verstärkten Einsatz von PV und Wind zur Stromerzeugung sowie auf die mittels Wärmepumpen genutzte Umweltwärme zurückzuführen. Das im Zielszenario 2 zur Verfügung stehende Biomassepotenzial ist um rund 300 PJ geringer als im Zielszenario 1. Entsprechend steigt der Biomasseverbrauch bis auf maximal rund 1.200 PJ.

Die grundsätzliche Entwicklung der Außenhandelsbilanz des Stroms unterscheidet sich nicht wesentlich von Zielszenario 1. Die Bilanz bleibt im Verlauf der Jahre weitgehend ausgeglichen; in einzelnen Jahren wird mehr Strom importiert, in anderen mehr exportiert. Bis 2030 geht der Stromexport auf knapp 10 TWh zurück, im Jahr 2050 belaufen sich die jährlichen Exporte im Zielszenario 2 auf rund 20 TWh (2016 rund 50 TWh).

Ein deutlicher Unterschied zum Zielszenario 1 zeigt sich bei den strombasierten Energieträgern (PtX). Da durch die Prozessumstellungen deutlich mehr THG-Emissionen in der Industrie eingespart werden, müssen die übrigen Sektoren für die anvisierte Zielerreichung etwas weniger Emissionen einsparen. Deshalb kann auf die Beimischung strombasierter Energieträger weitgehend verzichtet werden. Der Importbedarf an strombasierten Energieträgern fällt deshalb deutlich geringer aus. Der Import steigt über 266 PJ im Jahr 2040 auf 283 PJ im Jahr 2050. Im Zielszenario 1 stieg der Import auf über 950 PJ im Jahr 2050. Der Anteil am Primärenergiebedarf bleibt gering (4 %; Zielszenario 1: 14 %). Mehr als die Hälfte der Importe wird für den internationalen Flug- und Seeverkehr eingesetzt.

6.4.3 Endenergieverbrauch insgesamt

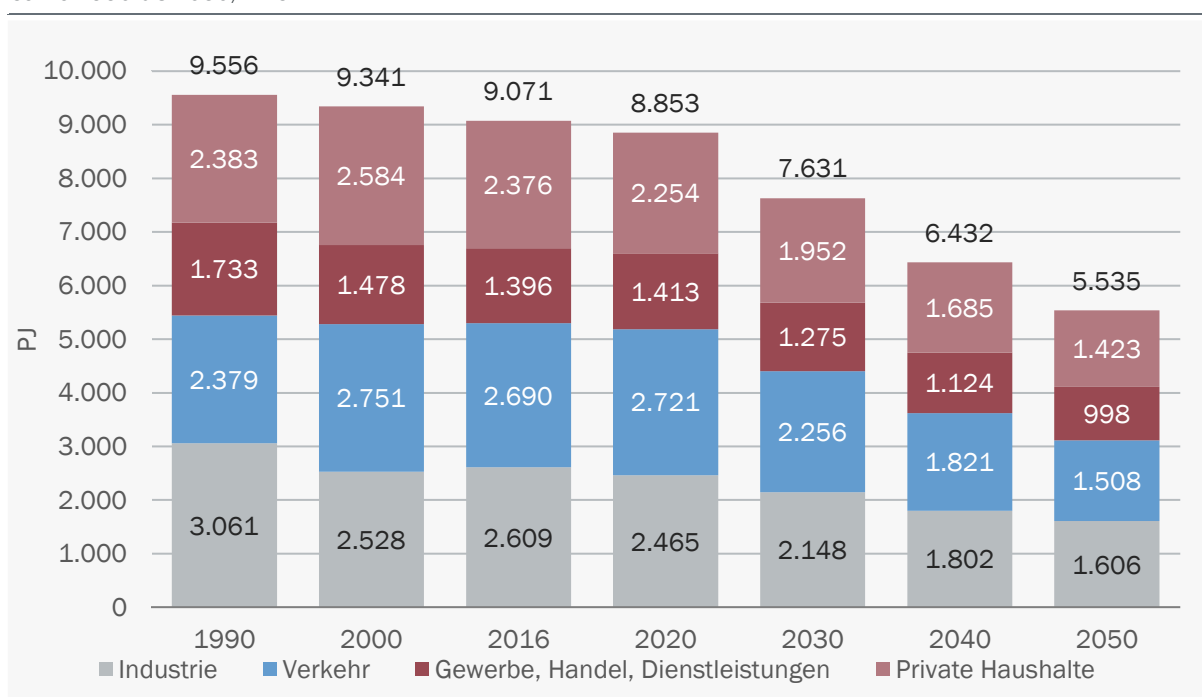
Der Endenergieverbrauch verringert sich im Zielszenario 2 bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um 13 % auf 7.631 PJ (Abbildung 96; inkl. Treibstoffe für den internationalen Flugverkehr; Referenzszenario: -8 %). Dies entspricht gegenüber der Referenz einer zusätzlichen Reduktion um 753 PJ. Insgesamt fällt der Verbrauchsrückgang im Zielszenario 2 um lediglich 20 PJ

geringer aus als im Zielszenario 1. Auf Ebene der einzelnen Sektoren sind die Differenzen größer. Im Gebäudesektor und in der Industrie werden im zweiten Maßnahmenpaket weniger Effizienzmaßnahmen umgesetzt, der Verbrauch sinkt weniger stark als im Zielszenario 1. Im Verkehrssektor wird im Zielszenario 2 hingegen mehr Energie eingespart als im Zielszenario 1 (etwas mehr Elektromobilität). 62 % der Reduktion gegenüber der Referenz entfällt auf den Verkehrssektor (Zielszenario 1: 52 %).

Wie im Zielszenario 1 beschleunigt sich auch im Zielszenario 2 nach 2030 die Effizienzentwicklung. Der mittlere jährliche Verbrauchsrückgang erhöht sich von 1,2 % zwischen 2016 und 2030 auf 1,6 % nach 2030. Im Zeitraum 2000 bis 2016 lag der mittlere jährliche Verbrauchsrückgang bei lediglich 0,2 %. Bis zum Jahr 2050 fällt der Endenergieverbrauch im Zielszenario 2 auf 5.535 PJ (Zielszenario 1: 5.380 PJ). Der Rückgang im Zeitraum 2030 bis 2050 fällt in den Sektoren Verkehr (-748 PJ) und Gebäude (PHH und GHD: -806 PJ) etwas höher aus als in der Industrie (-542 PJ).

Abbildung 96: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Verkehrssektor: inkl. internationalem Flugverkehr, ohne internationalen Seeverkehr

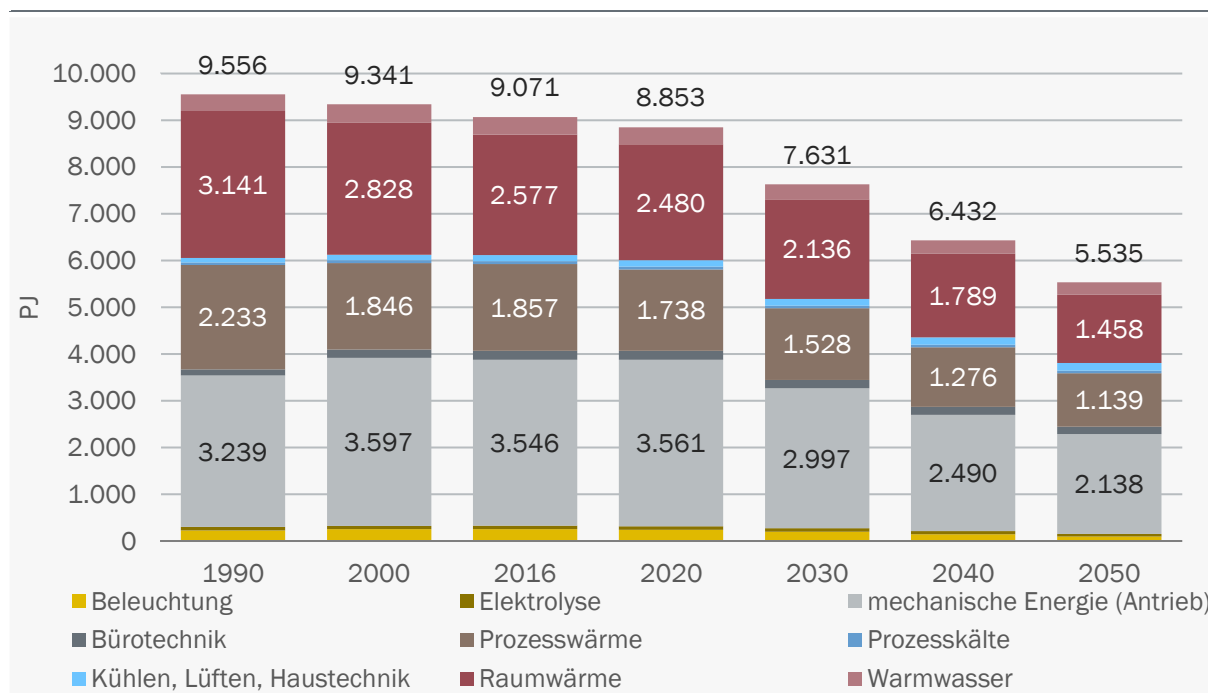
Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018)

Der Endenergieverbrauch wird hauptsächlich bestimmt durch die Verwendungszwecke Raumwärme, mechanische Energie (inkl. Antriebe/Mobilität) und Prozesswärme (Abbildung 97). Die zusätzliche Einsparung gegenüber der Referenz von rund 750 PJ bis zum Jahr 2030 ist, wie oben erwähnt, hauptsächlich auf die Entwicklung im Verkehrssektor zurückzuführen. Dies zeigt sich im Rückgang des Verbrauchs für mechanische Energie. Dieser Rückgang ist wie im Zielszenario 1 eng mit dem Ausbau der Elektromobilität verbunden. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch für mechanische Energie auf 2.138 PJ. Dies entspricht einer Reduktion um 40 %

gegenüber 2016 (Zielszenario 1: -42 %). Auch bei den übrigen Verwendungszwecken zeigen sich keine wesentlichen Unterschiede im Vergleich zum Zielszenario 1. Hohe relative Verbrauchsreduktionen zeigen sich im Zeitraum 2016 – 2050 insbesondere bei der Beleuchtung (-63 %), der Raumwärme (-43 %) und der Prozesswärme (-39 %). Auch im Zielszenario 2 ist die hohe Einsparung bei der Beleuchtung auf den weitgehenden Ersatz herkömmlicher Leuchten durch LED-Leuchten zurückzuführen. Die LED-Leuchten sind nicht nur energieeffizienter, sie lassen sich auch besser steuern. Die damit verbundene Reduktion der Betriebszeiten verringert den Verbrauch zusätzlich.

Abbildung 97: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Auch im Zielszenario 2 ist der Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch stark rückläufig. Er sinkt von 68 % im Jahr 2016 auf 55 % im Jahr 2030 (Zielszenario 1: 54 %). Sehr stark fällt der Rückgang bis zum Jahr 2030 bei den Mineralölprodukten aus (-1.233 PJ; -36 %) und auch der Verbrauch an fossilen Gasen geht deutlich zurück (-589 PJ, -26 %; Abbildung 98). Gegenüber der Referenzentwicklung sinkt der Verbrauch fossiler Energieträger um zusätzliche 1.153 PJ (Zielszenario 1: 1.241 PJ). Nach 2030 setzt sich der starke Rückgang des Verbrauchs fossiler Energieträger fort. Bis zum Jahr 2050 verringert sich sowohl der Verbrauch an Mineralölprodukten als auch der Verbrauch an fossilen Gasen um 83 % gegenüber 2016. Der Endenergieverbrauch an fossilen Energieträgern liegt dann bei noch insgesamt 1.016 PJ (2016: 6.084 PJ; ohne Abfälle). Damit ist der Rückgang im Zielszenario 2 etwas weniger stark als im Zielszenario 1 (Rückgang auf 640 PJ). Dies ist u. a. auf die geringere Beimischung an PtX zurückzuführen.

Der Stromverbrauch steigt im Zielszenario 2 an. Bis zum Jahr 2030 ist der Anstieg mit rund 29 PJ noch gering (ggü. 2016). Bis zum Jahr 2050 erhöht er sich auf 1.978 PJ (550 TWh), das sind

114 PJ mehr als im Jahr 2016. Der Anteil des Stroms am gesamten Endenergieverbrauch erhöht sich von 21 % im Jahr 2016 über 25 % in 2030 auf 36 % im Jahr 2050. Der höhere Stromverbrauch im Zielszenario 2 gegenüber Zielszenario 1 ist auf verschiedene Ursachen zurückzuführen:

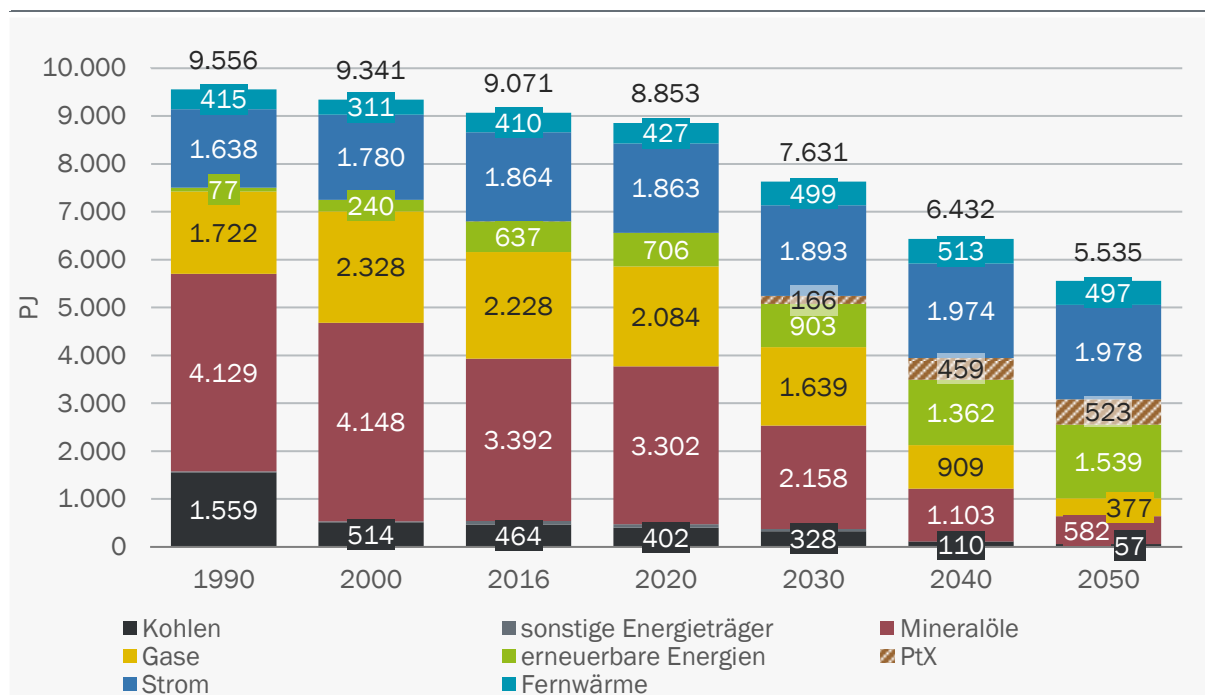
- langfristig höherer Anteil an elektrischen Wärmepumpen zur Deckung der Raumwärme
- mehr Elektro-Pkw
- höhere Ausstattung mit Gebäudetechnik
- mehr Prozesswärme auf Basis von Strom

Der ansteigende Stromverbrauch ist auch darauf zurückzuführen, dass im Zielszenario 2 weniger Biomasse zur Verfügung steht als im Zielszenario 1. Dies wird im Zielszenario 2 zumindest teilweise durch einen höheren Stromeinsatz kompensiert.

Die Veränderungen der Struktur des Stromverbrauchs unterscheiden sich zwischen den Zielszenarien 1 und 2 nicht wesentlich. Auch im Zielszenario 2 steigt aufgrund des zusätzlichen Stromverbrauchs für die Elektromobilität der Verbrauchsanteil der mechanischen Energie deutlich (+12 %-Punkte im Zeitraum 2016 – 2050). Der Anteil zur Erzeugung von Raumwärme erhöht sich im gleichen Zeitraum nur leicht (+3 %-Punkte). Die steigende Effizienz von Gebäudehüllen und Wärmepumpen sowie insbesondere der Ersatz konventioneller Stromheizungen dämpfen den Verbrauchsanstieg. Der stärkste Rückgang zeigt sich bei der Beleuchtung (-9 %-Punkte).

Abbildung 98: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



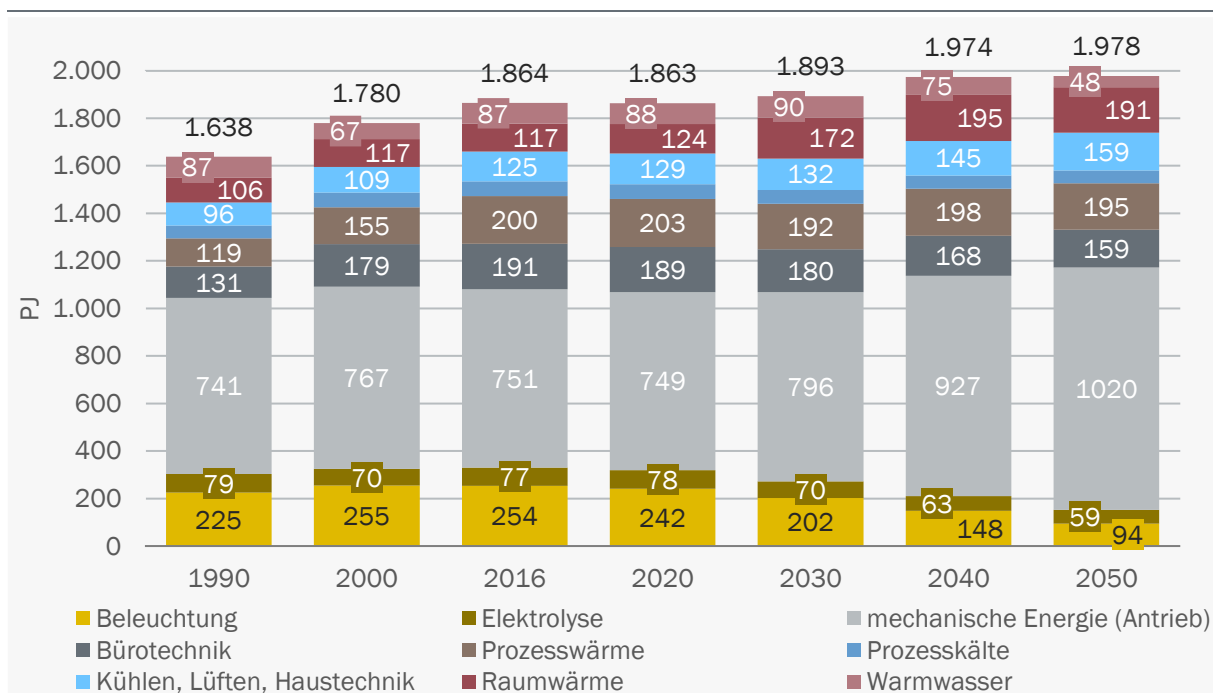
Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018)

Nicht nur der Stromverbrauch in den Endverbrauchssektoren steigt im Zielszenario 2 deutlich an. Längerfristig nimmt im Zielszenario 2 auch der Stromeinsatz im Umwandlungssektor deutlich zu,

u. a. für die Erzeugung von Wärme in Wärmenetzen und für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff.³⁴ Dadurch steigt der Bruttostromverbrauch langfristig erheblich an (Kapitel 6.4.8).

Abbildung 99: Zielszenario 2: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

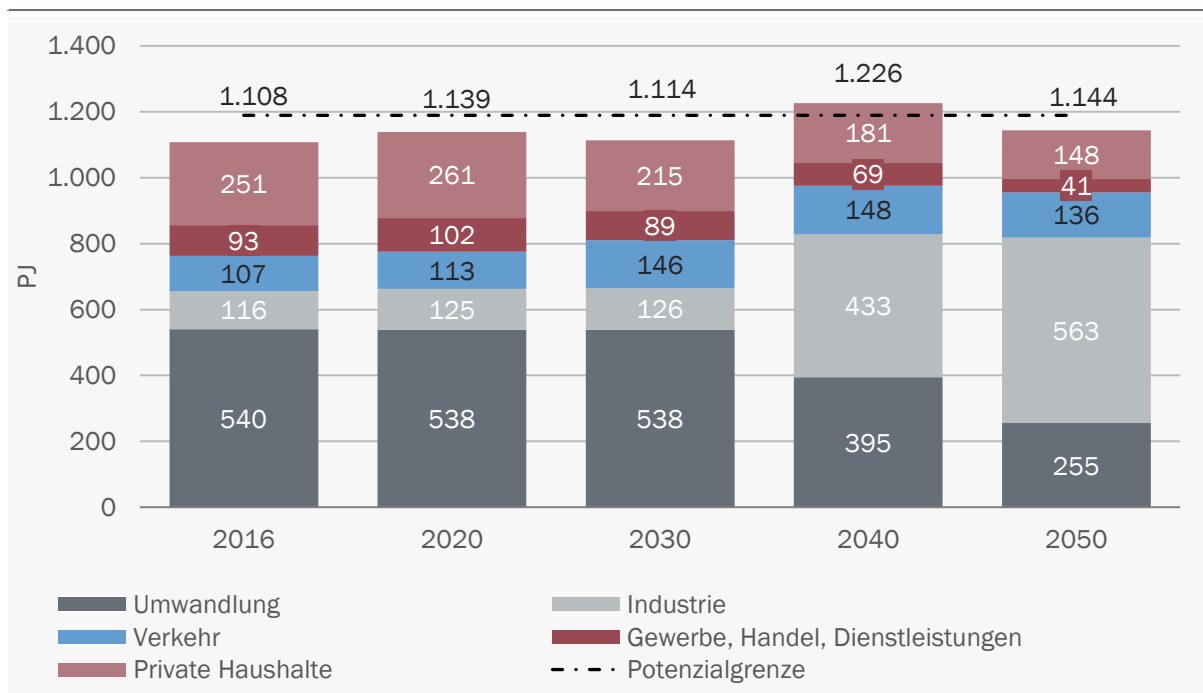
Durch die Förderung der Wärmenetze erhöht sich im Zielszenario 2 der Verbrauch an Fernwärme bis zum Jahr 2030 stärker als in der Referenzentwicklung, gegenüber 2016 um 18 % (+74 PJ). Nach 2030 wird das Wärmenetz weiter ausgebaut und engmaschiger, die abgesetzte Wärmemenge nimmt jedoch aufgrund von Effizienzverbesserungen an den Gebäuden sowie bei der Wärmeverteilung wieder leicht ab.

Für das Zielszenario 2 wird von einem kleineren Biomassepotenzial ausgegangen als im Zielszenario 1. Es wird im Zielszenario 2 unterstellt, dass keine Biomassen aus NaWaRo erzeugt werden und solche auch nicht importiert werden. Dadurch verringert sich das verfügbare Biomassepotenzial auf 1.190 PJ (Tabelle 14). Entsprechend kann der Einsatz von Bioenergie im Zielszenario 2 nur geringfügig ansteigen (Abbildung 100). In einzelnen Jahren wird die Potenzialgrenze geringfügig überschritten, im Mittel der Jahre 2030 bis 2050 jedoch leicht unterschritten. Analog zum Zielszenario 1 nimmt auch im Zielszenario 2 der Biomasseverbrauch in den Sektoren Gebäude und Umwandlung ab, während der Einsatz in der Industrie stark ansteigt. Hohe Priorität hat die Erzeugung von industrieller Prozesswärme. Für hohe Prozesstemperaturen wird überwiegend Biomethan, für die niedrigeren Prozesstemperaturen feste Biomasse eingesetzt. Im Verkehrssektor steigt der Einsatz von Bioenergie leicht an. Der Anstieg ist deutlich geringer als im Zielszenario 1. Insbesondere der Einsatz von Biomethan hat im Zielszenario 2 nur geringe Bedeutung.

³⁴ Dieser Verbrauch wird nicht dem Endverbrauch zugerechnet, sondern dem Umwandlungssektor. Entsprechend ist er in den Abbildungen nicht enthalten.

Abbildung 100: Zielszenario 2: Biomasseeinsatz nach Sektoren

Jahre 2016 bis 2050, in PJ



Da die Energiebilanz den Verbrauch an Biomasse vor 2010 nur lückenhaft abbildet, wird auf die Darstellung dieser Werte verzichtet.

Quelle: eigene Berechnung

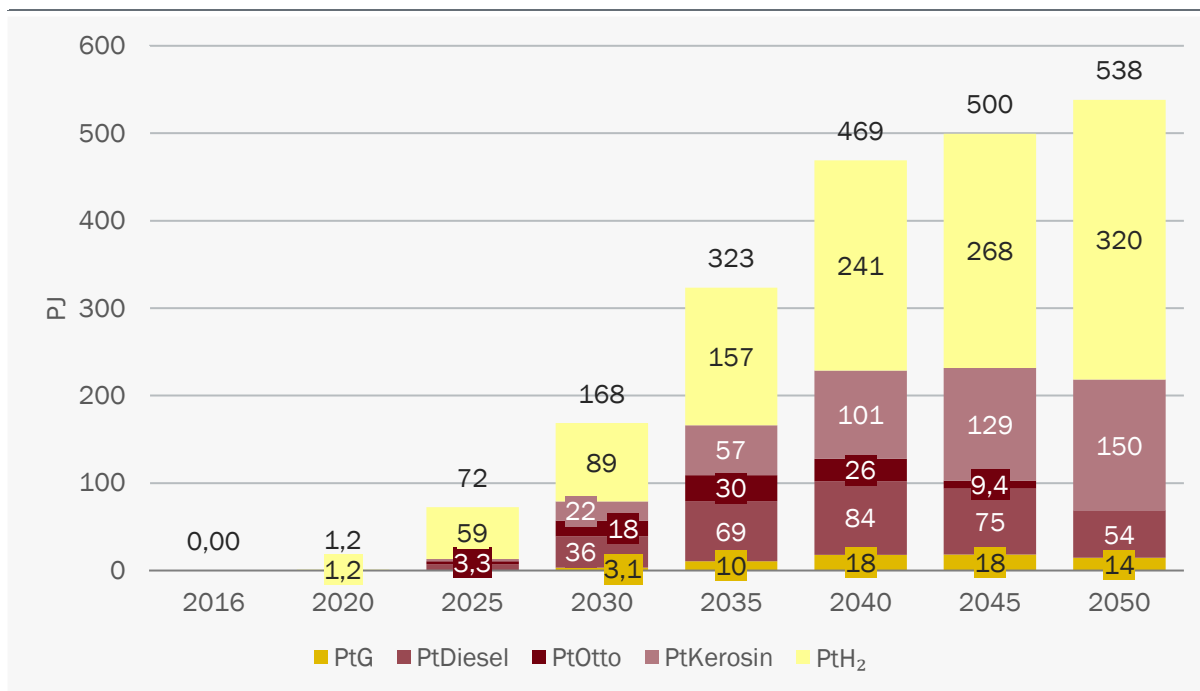
Im Zielszenario 1 werden langfristig sehr hohe Mengen an PtX eingesetzt. Dies ist notwendig, um die anvisierte Reduktionsminderung für das Jahr 2050 von mindestens -85 % gegenüber 1990 sicherzustellen. Da im Zielszenario 2 die industriellen Prozessemissionen deutlich stärker reduziert werden, kann dieses Reduktionsziel hier mit einer geringeren Beimischung von PtX erreicht werden. Der Einsatz strombasierter Energieträger steigt im Zielszenario 2 bis zum Jahr 2050 auf 538 PJ (Zielszenario 1: 1.076 PJ). Auch die Struktur der eingesetzten strombasierten Energieträger unterscheidet sich zwischen den Szenarien deutlich (Abbildung 101):

- Für die Umstellung der industriellen Prozesse werden im Zielszenario große Mengen Wasserstoff benötigt. Der Verbrauch an erneuerbarem Wasserstoff (erzeugt mit EE-Strom) erhöht sich bis zum Jahr 2050 auf 320 PJ (Zielszenario 1: 81 PJ).³⁵ Bereits bis 2030 steigt der Bedarf an EE-Wasserstoff auf knapp 90 PJ.
- Der Einsatz von flüssigen strombasierten Brenn- und Kraftstoffen sowie von strombasiertem Methan erhöht sich im Zielszenario 2 weniger an als im Zielszenario 1. Insgesamt erhöht sich der Verbrauch dieser Energieträger auf 200 – 220 PJ. Zum Vergleich: Im Zielszenario 1 werden von diesen Energieträgern langfristig knapp 580 PJ benötigt. Aufgrund der begrenzten Kapazitäten für EE-Strom und aus Kostengründen werden diese strombasierten Energieträger auch im Zielszenario 2 vollständig aus dem Ausland importiert (keine inländische Produktion) und ausschließlich im Verkehrssektor eingesetzt.

³⁵ Bei diesen Mengen an Wasserstoff ist der Verbrauch an fossil erzeugtem Wasserstoff, der bereits heute in der Industrie und in Raffinerien eingesetzt wird, nicht berücksichtigt.

Abbildung 101: Zielszenario 2: Einsatz strombasierter Energieträger nach Sektoren

Jahre 2020 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

6.4.4 Industrie

Der Endenergieverbrauch in der Industrie verringert sich im Zielszenario 2 zwischen 2016 und 2030 um 18 % auf dann 2.148 PJ und bis 2050 um weitere 20 % auf dann 1.606 PJ (Abbildung 102). Während dieser Periode ändert sich die Struktur der Endenergieträger deutlich. Fernwärme und insbesondere Strom werden zunehmend eingesetzt. Ihr Anteil steigt kontinuierlich von 38 % 2016 auf 41 % 2030 sowie 46 % 2050. Damit sind diese beiden Energieträger 2050 die anteilig bedeutendsten in der Industrie. Fossile Energieträger verlieren an Bedeutung: ihr Anteil schrumpft von 57 % 2016 auf 50 % 2030 sowie danach nochmals deutlich auf 4 % im Jahr 2050, was im Wesentlichen einerseits dem Brennstoffsockel der restlichen konventionellen Stahlherstellung in Höhe von 55 PJ sowie andererseits den 39 PJ Industrieabfall entspricht. Der Anteil erneuerbarer Energieträger steigt von 4 % 2016 auf 6 % 2030 sowie 38 % 2050.

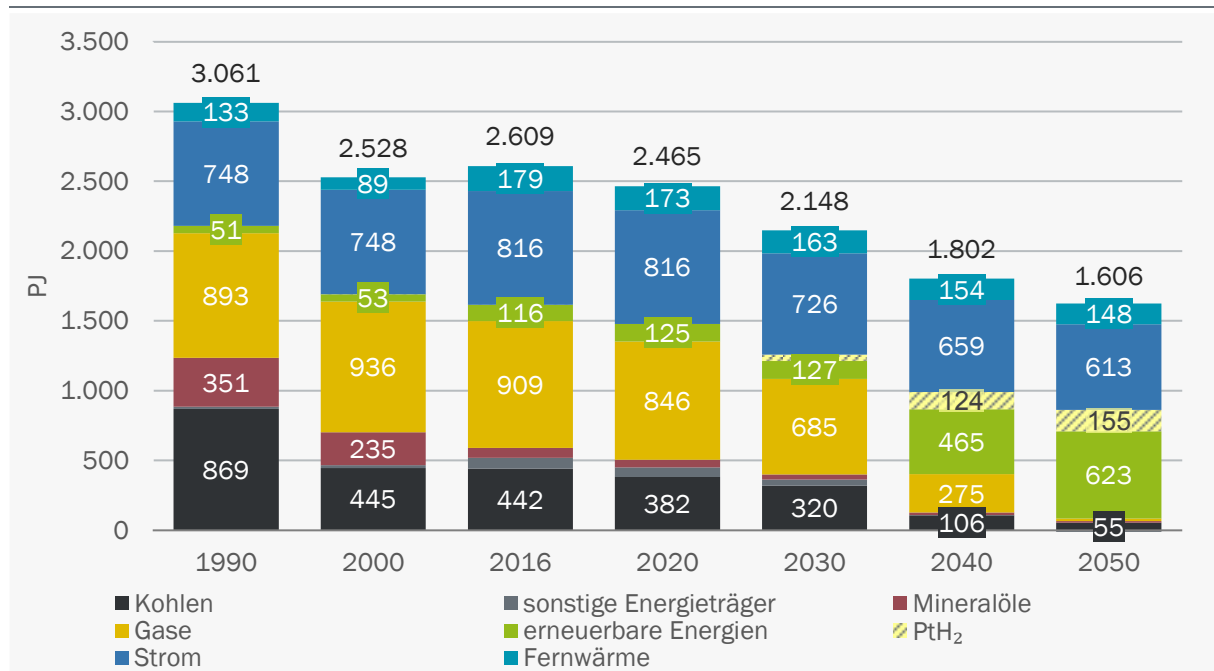
Im Jahr 2016 werden 65 % der Energie in der Industrie für die Bereitstellung von Prozesswärme und 18 % für elektrische Antriebe aufgewendet. Bis 2050 steigen diese Anteile nur geringfügig (Abbildung 103).

Der Primärenergieverbrauch der Industriekraftwerke sinkt bis 2050 gegenüber 2016 um etwa 47 %. Durch die zunehmend erneuerbare Stromerzeugung und phasenweise sehr günstige Großhandelsstrompreise sinkt, insbesondere nach 2030, die Stromerzeugung der Industriekraftwerke. Stein- und Braunkohle sowie Mineralöle werden nach 2030 werden ab 2040 nicht mehr in Industriekraftwerken eingesetzt. Erdgas bleibt trotz des absoluten Rückgangs auch langfristig der wichtigste Energieträger bei der industriellen Stromerzeugung. Der Einsatz von erneuerbaren Energien (überwiegend Biomasse) liegt im Zeitraum 2020 bis 2040 deutlich höher als heute.

Langfristig bis 2050 sinkt der Einsatz der Biomassen durch die sinkende Auslastung der Kraftwerke auf etwas das heutige Niveau.

Abbildung 102: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie

nur Wärmeerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ

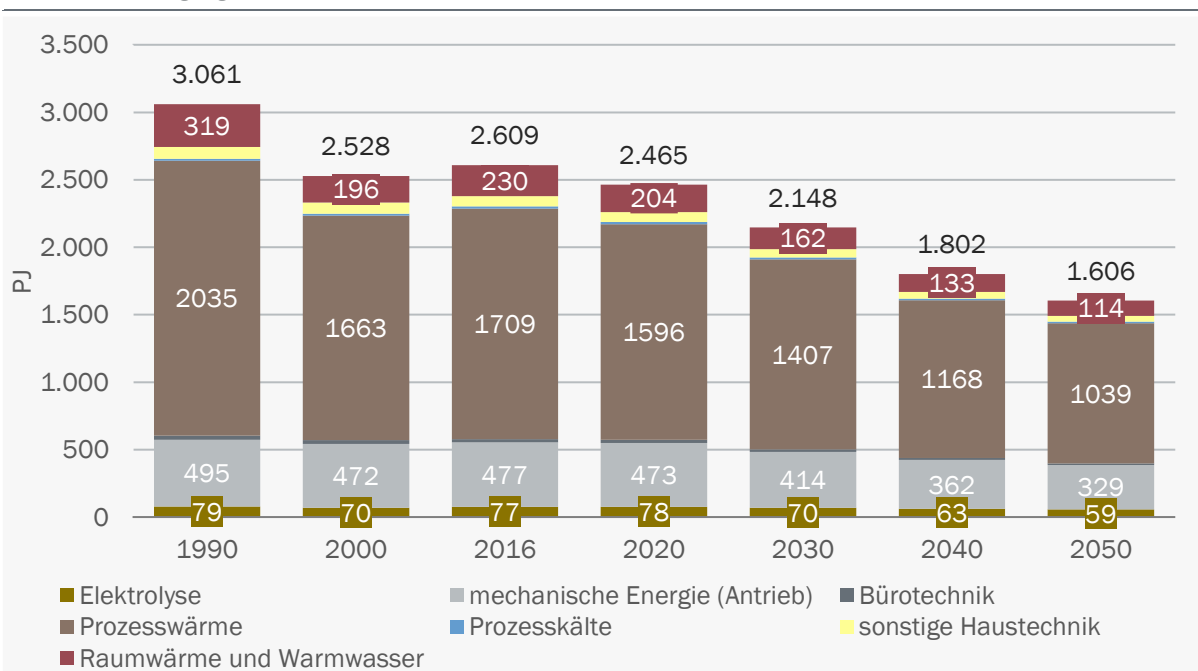


Hinweis: Industrieabfall wird zusammen mit der ins Fernwärmenetz ausgekoppelten Abwärme unter der Position „sonstige Energieträger“ subsummiert. Da die Abwärmeauskopplung von 16 PJ 2030 auf 57 PJ 2050 ansteigt und negativ bilanziert wird, „verschwinden“ die sonstigen Energieträger in der Abbildung.

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 103: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie

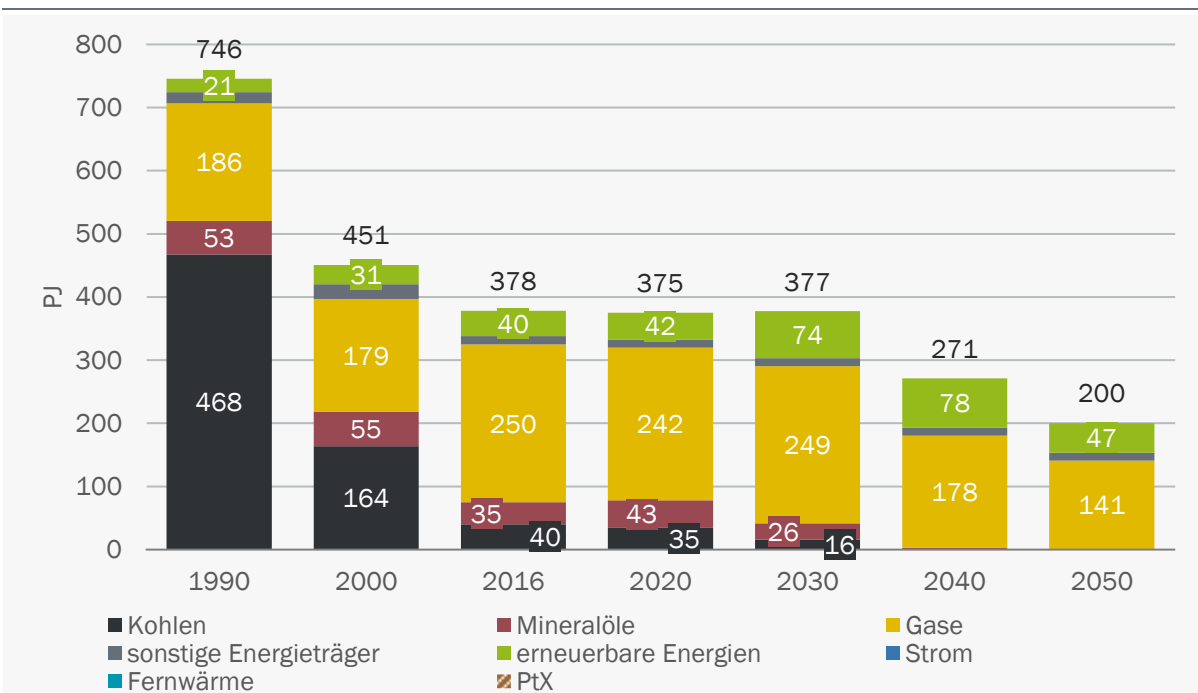
nur Wärmeerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 104: Zielszenario 2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Industriekraftwerken

nur Stromerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

THG-Emissionen des Industriesektors im Zielszenario 2

Die Entwicklung der THG-Emissionen in der Industrie im Zielszenario 2 stellt sich wie folgt dar:

- Die mit dem direkten Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen (verbrennungsbedingte Emissionen für die Wärmeerzeugung) reduzieren sich von 93 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 64 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-57 % ggü. 1990; -8 Mt CO₂eq ggü. Referenzszenario [REF]). Im Jahr 2050 liegen die energiebedingten THG-Emissionen bei nurmehr 7 Mt CO₂eq (-95 % ggü. 1990; -55 Mt CO₂eq ggü. REF).
- Die Prozessemissionen verringern sich von 62 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 49 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-50 % ggü. 1990; -1 Mt CO₂eq ggü. REF) bzw. 49 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-68 % ggü. 1990; -17 Mt CO₂eq ggü. REF).
- Die Emissionen der Industriekraftwerke (nur Stromerzeugung) reduzieren sich von 37 Mt CO₂eq 2016 auf 30 Mt CO₂eq 2030 und 11 Mt CO₂eq 2050 (-19 % bzw. -71 % ggü. 1990; -4 Mt CO₂eq bzw. -19 Mt CO₂eq ggü. REF).

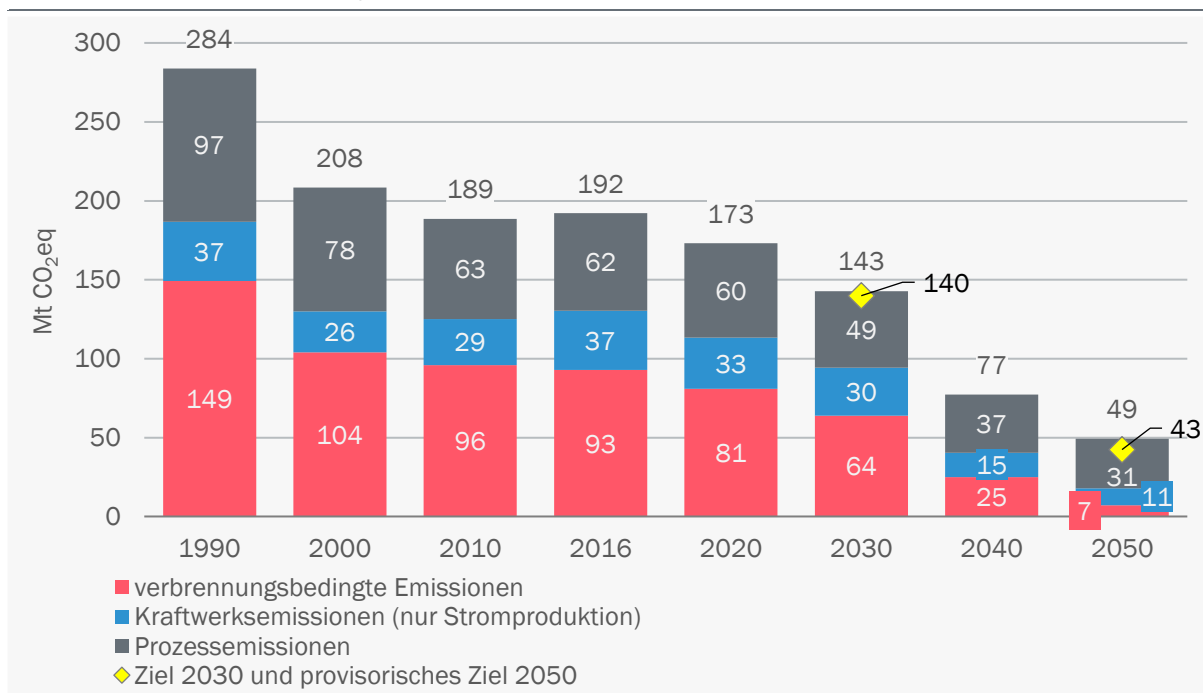
In der Abgrenzung nach KSP (energiebedingte, Industriekraftwerks- und Prozessemissionen) nehmen die THG-Emissionen ab von 192 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 143 Mt CO₂eq im Jahr 2030 sowie auf 49 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-50 % bzw. -83 % ggü. 1990; -13 Mt CO₂eq bzw. -89 Mt CO₂eq ggü. REF³⁶).

Das KSP-Sektorziel von 140 Mt CO₂eq THG wird demnach um 3 Mt CO₂eq verfehlt. Die integrierte THG-Einsparwirkung des Maßnahmensets im Zielszenario 2 auf die Industrie beträgt 12,8 Mt CO₂eq. Als Summe der Einzelwirkungen wurde sie ursprünglich (vor der Modellierung) mit 16 – 18 Mt CO₂eq abgeschätzt (Abschnitt 6.2.1). Im Blick auf das Jahr 2050 entspricht die Zielmarke von 43 Mt CO₂eq einer Reduktion der 1990er Emissionen um 85 %. Diese 2050er-Zielmarke ist nicht verbindlich und wird hier nur der Orientierung halber angegeben. Sie leitet sich ab vom anvisierten Ziel der EU und Deutschlands, bis 2050 eine Treibhausgasreduktion über alle Emittenten von 80 % bis 95 % zu erreichen. Die THG-Einsparung im Zielszenario 2 liegt innerhalb dieser Bandbreite.

³⁶ Zielszenario 2 unterscheidet sich methodisch leicht vom Referenzszenario. Es fehlen insbesondere kleinere THG-Korrekturen bei sonstigen Gasen, welche die Energiebilanz nicht führt, sowie eine Anpassung der Abfallemissionen, welche sich zwischen Energiebilanz und Inventarbericht ebenfalls unterscheiden. 2030 weisen diese Unstimmigkeiten eine Unsicherheit von etwa 2 Mt CO₂eq auf, 2050 sind es 0,2 Mt CO₂eq.

Abbildung 105: Zielszenario 2: Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



6.4.5 Verkehr

Neben ambitioniert ausgestalteten Instrumenten wie dem Bonus/-Malus-System für Pkw, der Abschaffung der Entfernungspauschale oder der Beimischungsquoten für alternative Kraftstoffe, wird im zweiten Zielszenario die Zielerreichung im Sektor Verkehr maßgeblich über den nationalen Emissionshandel sichergestellt. Dadurch steigt der CO₂-Preis bis zum Jahr 2030 auf 220 EUR/t CO₂ (real) an und hat folgende Effekte:

1. Vermeidung: geringeren Verkehrsleistungen im Personenverkehr (-7% gegenüber Referenz) und im Güterverkehr (-8% gegenüber Referenz) im Jahr 2030,
2. einen Modal Shift zu energieeffizienteren Verkehrsträgern (Schiene, Binnenschiff),
3. eine höhere Effizienz im Fahrzeugpark,
4. eine Verschiebung in der Antriebsstruktur hin zu elektrischen Fahrzeugen (hauptsächlich Pkw und LNF),
5. eine Beimischung von Biogas.³⁷

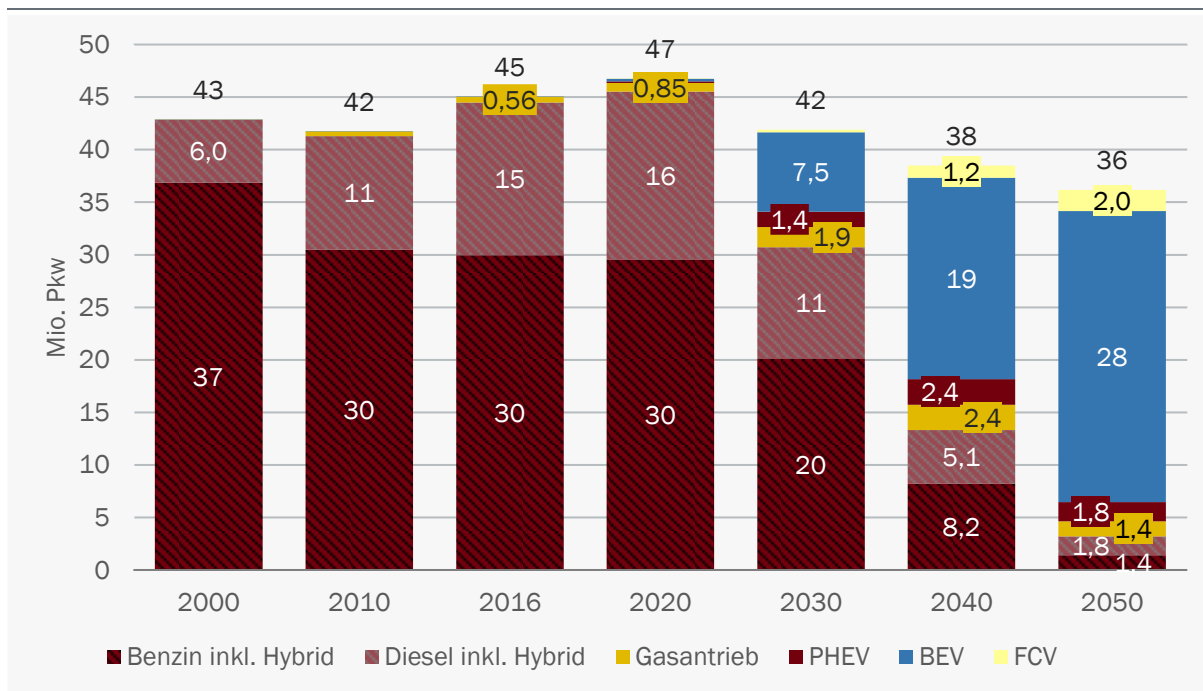
Noch stärker als in Zielszenario 1 ist der Pkw-Bestand in Zielszenario 2 von einem Hochlauf der Elektromobilität geprägt. Im Jahr 2030 sind über 9 Mio. Elektro-Pkw in Deutschland gemeldet, wobei die BEV mit 7,5 Mio. Pkw den größten Anteil ausmachen. Plug-in-Hybride sind mit rund 1,4 Mio. Fahrzeugen und Brennstoffzellen-Pkw mit rund 300 Tsd. Fahrzeugen im Pkw-Bestand

³⁷ Die Nutzung weiterer biogener oder synthetischer Energieträger wird gemäß den hinterlegten Preisannahmen erst bei wesentlich höheren CO₂-Preisen angereizt. In den Zielszenarien 1 und 2 werden sie direkt über entsprechende Beimischungsquoten in Verkehr gebracht.

vertreten. Analog zu Zielszenario 1 gewinnen die BEV auch langfristig weiter an Bedeutung. Ihr Anteil am Pkw-Bestand steigt auf 77 % im Jahr 2050.

Abbildung 106: Zielszenario 2: Pkw-Bestand nach Antrieb

Angaben in Mio. Fahrzeugen



Quelle: Werte bis 2016 nach KBA-FZ 13 (2019), Werte ab 2016 eigene Berechnung

Der MIV dominiert die Emissionen und damit auch den Energieverbrauch im Verkehr – sowohl im Basisjahr 2016 wie auch in den Projektionsjahren. Durch die Elektrifizierung hat der MIV jedoch auch ein hohes Reduktionspotenzial. Der Anteil an den nationalen Emissionen im Verkehr sinkt damit von 63 % im Jahr 2016 auf einen Anteil von 59 % im Jahr 2030 und auf unter 20 % im Jahr 2050.

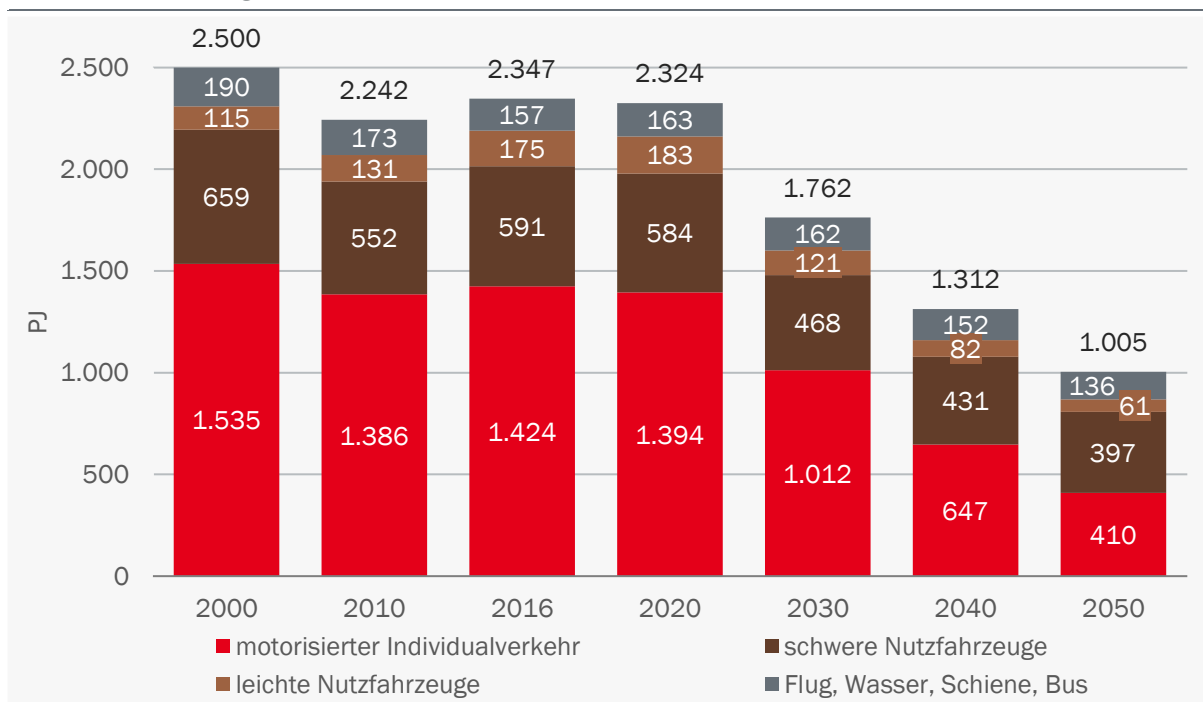
Der Endenergieverbrauch im Verkehr (gemäß AG Energiebilanzen) sinkt im Zielszenario 2 von rund 2.350 PJ im Jahr 2016 auf rund 1.760 PJ (-25 %) im Jahr 2030.

Den Energieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern zeigt die folgende Abbildung 108. Bis zum Jahr 2030 dominieren hier flüssige Kraftstoffe im Verkehr, zumindest was ihren Anteil beim Endenergieverbrauch betrifft. Langfristig, bis zum Jahr 2050 dominiert der Stromverbrauch im nationalen Verkehr.

Der Anteil an erneuerbaren Energieträgern im nationalen Verkehr steigt von 5,3 % im Jahr 2016 auf 18 % im Jahr 2030. Hier sind vor allen Dingen die Biokraftstoffe (+50 PJ), die strombasierten Kraftstoffe (60 PJ) sowie der erneuerbare Anteil beim Stromverbrauch zu nennen. Aufgrund der starken Elektrifizierung der Pkw sowie der LNF steigt der Stromverbrauch auf über 170 PJ im Jahr 2030 und auf rund 480 PJ im Jahr 2050 an.

Abbildung 107: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Verkehrszweigen

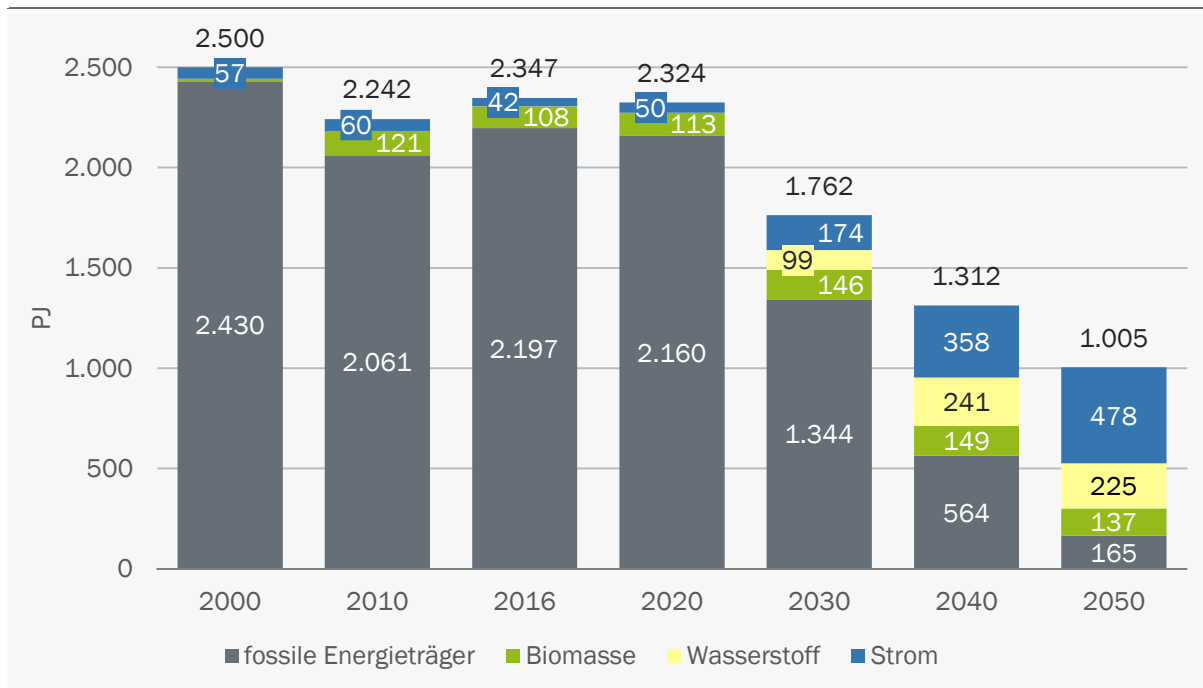
nationaler Verkehr, Angaben in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auch AGEB (2008 – 2018)

Abbildung 108: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern

nationaler Verkehr, Angaben in PJ



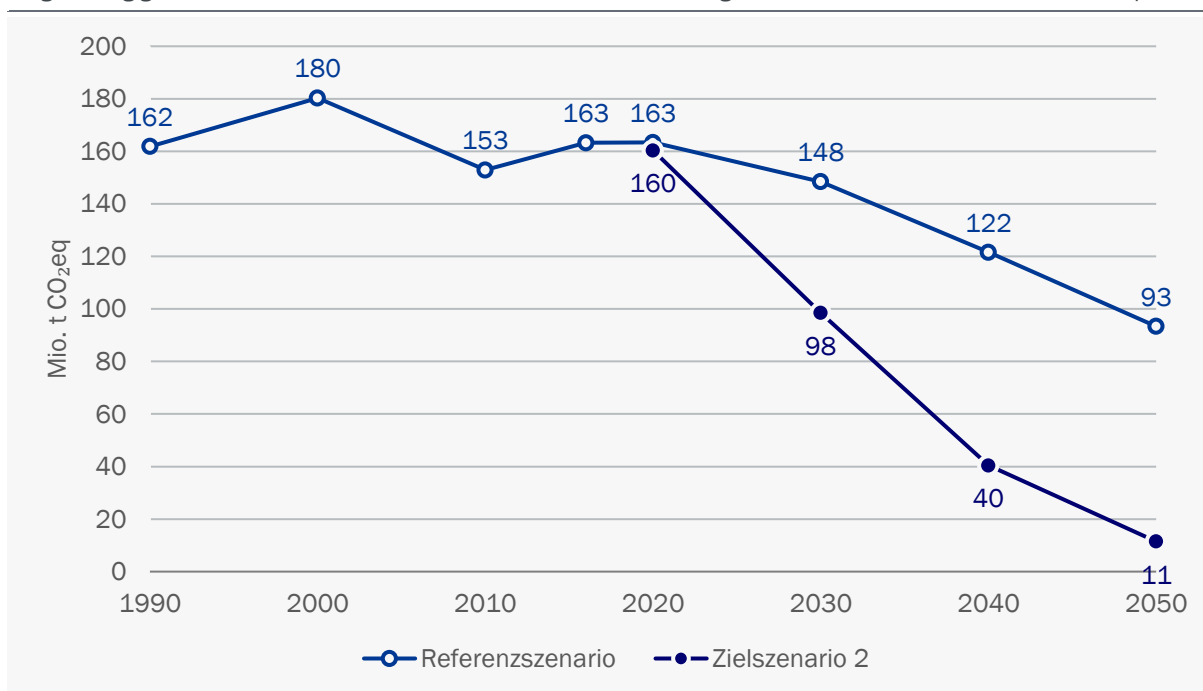
Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

THG-Emissionen des Verkehrssektors im Zielszenario 2

Die mit dem Energieverbrauch des nationalen Verkehrs verbundenen THG-Emissionen reduzieren sich von 163 Mt CO₂eq im Jahr 2016, entsprechend der Zielvorgabe (oberer Rand), auf 98 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-40 %). Entsprechend der Zielvorgaben aus Tabelle 31 soll der Sektor Verkehr die THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 90 – 95 % reduzieren. Damit sinken die Emissionen auf rund 11 Mt CO₂eq im Jahr 2050. Die nachfolgende Abbildung zeigt die THG-Emissionen im Zielszenario 2 im Vergleich zur Referenzentwicklung.

Abbildung 109: Zielszenario 2: THG-Emissionen im Verkehr

Abgrenzung gemäß THG-Inventar, Referenz- und Zielszenario 2 im Vergleich; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

6.4.6 Private Haushalte

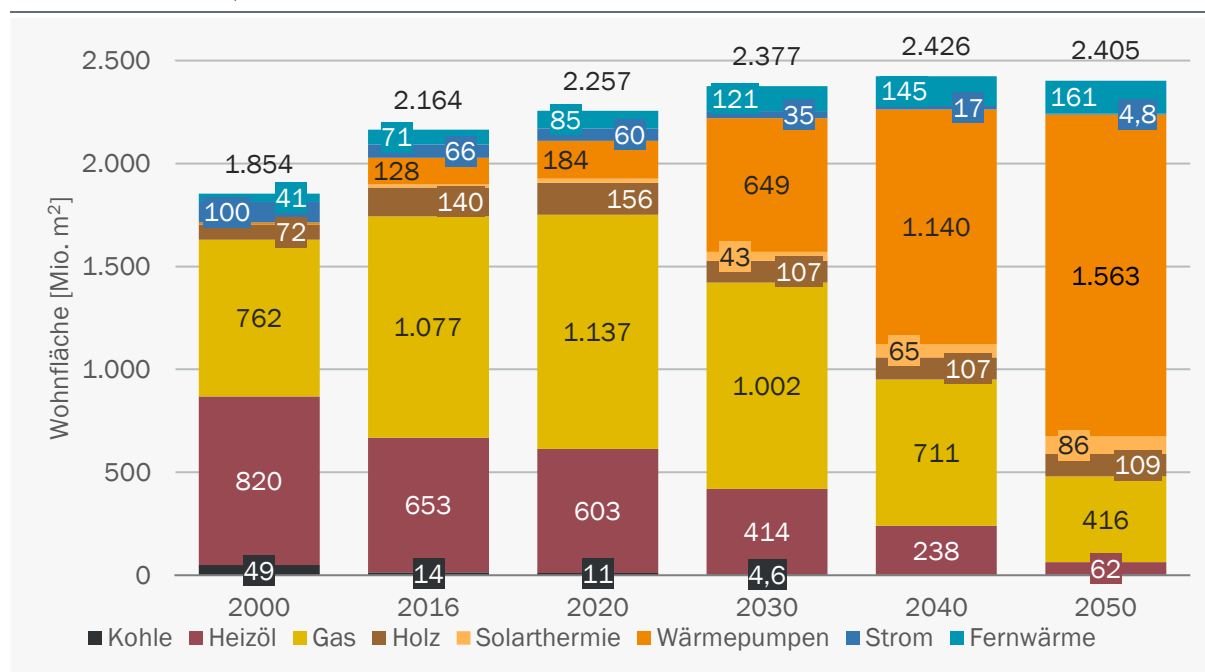
Die Struktur der Wärmeversorgung wird im Zielszenario 2 bis zum Jahr 2030 stark beeinflusst durch das nEHS für Wärme, die Förderprogramme inklusive der Förderung der Wärmenetze sowie die gesetzlichen „Flottenanforderungen“ für Wärmeerzeuger. Die Absätze an fossilen Gas- und Ölheizungen gehen bis 2030 deutlich zurück, insgesamt ist der Rückgang etwas stärker als im Zielszenario 1. Der Anteil der Gasheizungen sinkt bis zum Jahr 2030 auf unter 20 %, derjenige der Ölheizungen auf 1 %. Nach 2030 setzt sich der Rückgang fort. Im Gegenzug steigt der Anteil der elektrischen Wärmepumpen an; im Jahr 2050 liegt deren Anteil an den jährlich abgesetzten Anlagen bei knapp 80 % (2030: 65 %). Der restliche Absatz entfällt auf Biomasseheizungen, Wärmenetze und solarthermische Anlagen (zur Heizungsunterstützung).

Die abgesetzten neuen Wärmeerzeuger diffundieren in den Anlagenbestand und verändern zunehmend die Struktur der Wärmeversorgung. Wie im Zielszenario 1 wird auch im Zielszenario 2 die elektrische Wärmepumpe zum wichtigsten Wärmeerzeuger in Wohngebäuden. Bei den EZFH

steigt der Anteil an der mit ihnen beheizten Fläche von 6 % im Jahr 2016 über 25 % im Jahr 2030 auf 65 % im Jahr 2050 (Referenz: 22 %; Abbildung 110). Auch bei den größeren MFH gewinnt die Wärmepumpe zusehends an Bedeutung. Im Zielszenario 2 wird im Jahr 2050 ein Viertel der Wohnfläche in MFH mit Wärmepumpen beheizt (Referenz: 11 %; Abbildung 111). Die Fernwärme wird auch im Zielszenario 2 zum wichtigsten Wärmeerzeuger im MFH-Gebäude. Der Anteil der mit Fernwärme beheizten MFH-Fläche erhöht sich langfristig auf 31 %. Damit ist im Zeitraum 2016 – 2050 eine Zunahme der mit Fernwärme versorgten Gebäudefläche um 119 % verbunden. Der Anteil der Biomasseanlagen verändert sich im gleichen Zeitraum nicht wesentlich. Bei MFH bleibt er bei rund 3 %. Bei den EZFH nimmt die mit Biomasseanlagen beheizte Fläche leicht ab, der Anteil an der beheizten Fläche verringert sich von 6 % auf 4,5 % (Zielszenario 1: 10 %). Dies ist u. a. auf das begrenzte Biomassepotenzial zurückzuführen. Solarthermische Anlagen werden bei der Modellierung zu Vollversorgungsäquivalenten aggregiert. Der Beitrag zur Wärmeversorgung steigt im Zielszenario 2 gegenüber der Referenz leicht, die Unterschiede zum Zielszenario 1 sind gering.

Aufgrund der stark sinkenden Anteile an den neuabgesetzten Wärmeerzeugern verringert sich der Anteil der fossilen Anlagen an der beheizten Fläche im Zeitverlauf erheblich. Ausgehend von 76 % im Jahr 2016 verringert er sich bis zum Jahr 2030 auf 56 % (Zielszenario 1: 58 %). Bis zum Jahr 2050 sinkt der Anteil auf unter 20 %, der Großteil davon entfällt auf Gasheizungen. Öl- und Kohleheizungen verschwinden weitgehend aus der Wärmeversorgung. Die Gasheizungen werden überwiegend mit Biomethan betrieben. Strombasiertes Methan und Wasserstoff werden im Zielszenario 2 in Wohngebäuden nicht eingesetzt.

Abbildung 110: Zielszenario 2: Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern nach Beheizungsstruktur
Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²

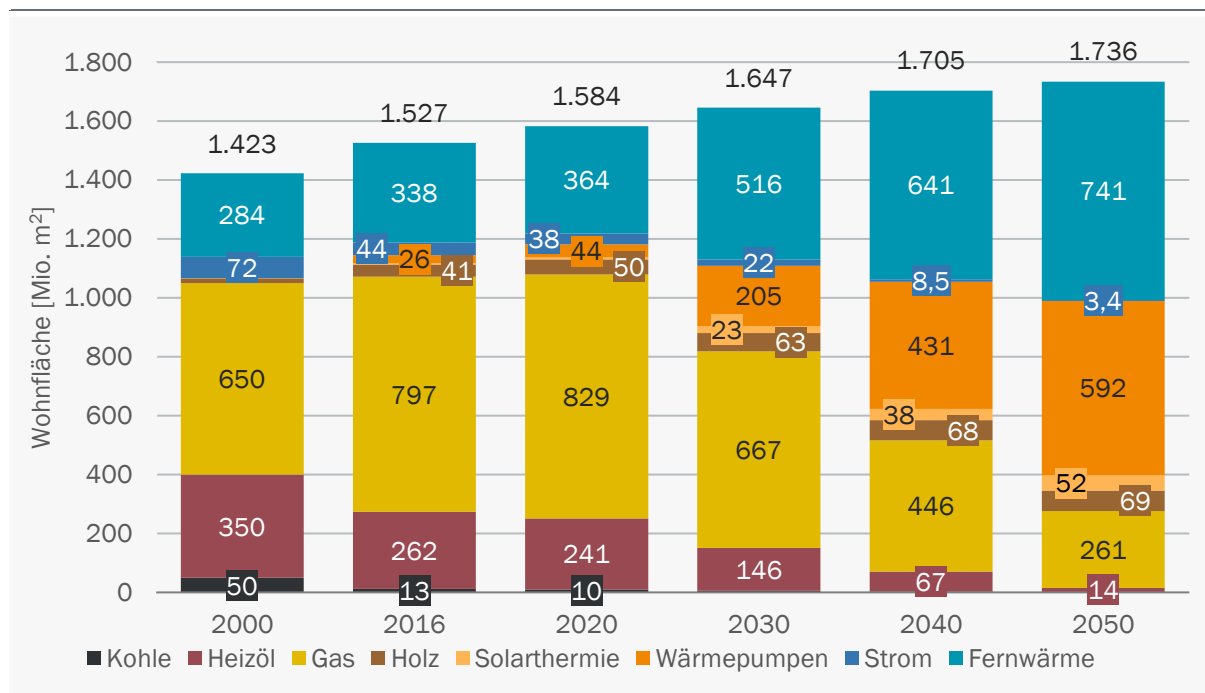


Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 111: Zielszenario 2: Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern nach Heizungsstruktur

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

Quelle: eigene Berechnung

Die Effizienzentwicklung der Wärmeerzeuger verläuft im Zielszenario 2 weitgehend identisch mit Zielszenario 1 und mit der Referenz. Durch den weiter ansteigenden Einsatz von Brennwertgeräten und die Verringerung von Verteilverlusten erhöht sich der mittlere Nutzungsgrad der fossilen Anlagen auf über 95 % (bezogen auf den Heizwert). Der mittlere Jahresnutzungsgrad von Wärmepumpen erhöht sich stärker als in der Referenzentwicklung. Einerseits lässt sich durch die bessere energetische Qualität der Gebäude ein höherer Nutzungsgrad erzielen, zum anderen werden effizientere Wärmepumpen eingesetzt. Dadurch erhöht sich im Bestand der mittlere Jahresnutzungsgrad auf annähernd 3,9 im Jahr 2050 (Referenz: 3,4).

Die Steigerung der Effizienz der Gebäudehülle wird im Zielszenario 2 ähnlich stark gewichtet wie im Zielszenario 1. Auch im zweiten Maßnahmenpaket wird durch die Verschärfung der EnEV der Energieverbrauch von Neubauten gegenüber der Referenzentwicklung ab 2025 weiter abgesenkt (Verschärfung um rund 20 %). Dadurch verringert sich der spezifische Verbrauch der EFZH auf rund 35 kWh/m² Wohnfläche, bei den MFH auf unter 30 kWh/m² Wohnfläche. Nach 2035 wird im Zielszenario 2 eine weitere Verschärfung unterstellt. Langfristig liegt der Raumwärmebedarf bei Neubauten bei nur noch rund 20 kWh/m² Wohnfläche. Dadurch weisen Neubauten eine sehr hohe Energieeffizienz auf.

Im Zielszenario 2 werden gegenüber dem Zielszenario 1 weniger ordnungsrechtliche Maßnahmen eingeführt. Dies hat zur Folge, dass sich der spezifische Verbrauch sanierter Gebäude weniger schnell verringert. Der mittlere spezifische Verbrauch nach Vollsanierungen verringert sich bei EFZH bis zum Jahr 2030 auf 70 kWh/m² Wohnfläche (Zielszenario 1: 65 kWh/m² Wohnfläche), bei MFH auf 55 kWh/m² Wohnfläche (Zielszenario 1: 50 kWh/m² Wohnfläche). Die unterstellte

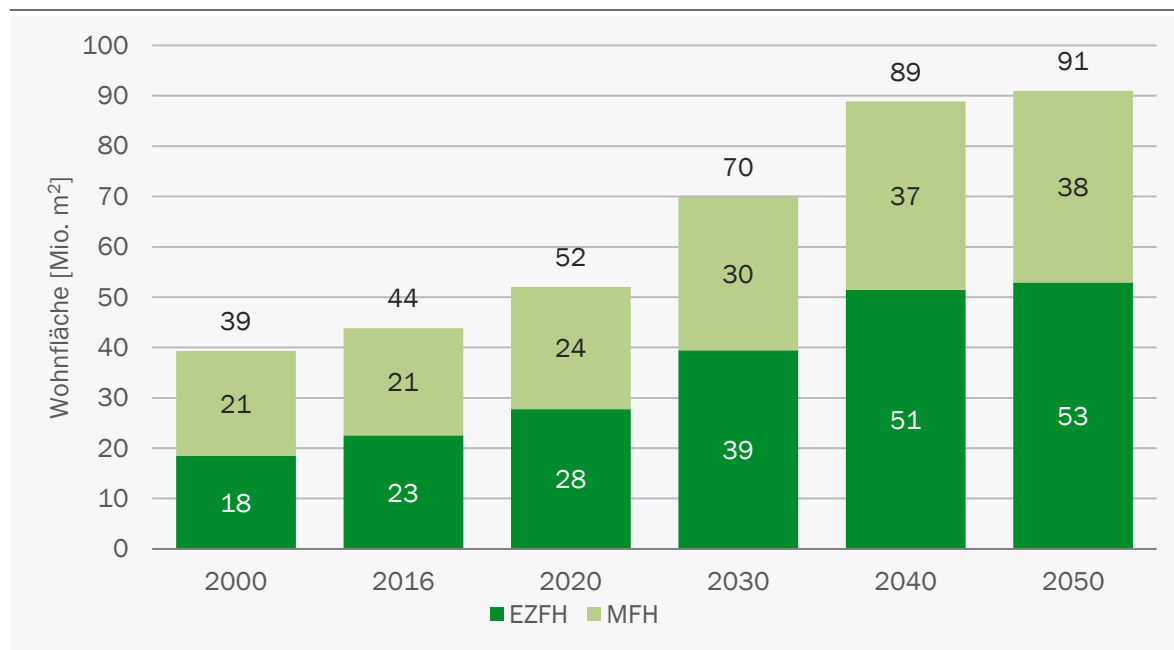
langfristige Entwicklung unterscheidet sich hingegen nicht wesentlich zwischen den beiden Zielszenarien. Auch im Zielszenario 2 sehen die strategischen Setzungen für den Zeitraum 2030 bis 2050 vor, dass sich der mittlere spezifische Verbrauch bei Vollsanierungen bis zum Jahr 2050 auf rund 40 kWh/m² Wohnfläche verringert. Berücksichtigt ist bei diesen Werten die Einsparung durch Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.

Die große Bedeutung der Gebäudeeffizienz zeigt sich auch in der Sanierungsrate. Die Maßnahmen führen ab dem Jahr 2020 zu einem deutlichen Anstieg der Sanierungsrate. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich die Rate aufgrund der eingeführten Maßnahmen auf 1,6 % bei den EZFH und 1,8 % bei den MFH. Die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich sanierte Wohnfläche fällt aber im Vergleich zum Zielszenario 1 um rund 15 % kleiner aus.

Die strategischen Setzungen im Zielszenario 2 lassen die Rate nach 2030 weiter ansteigen. Sowohl bei den EZFH als auch bei den MFH wird langfristig eine Sanierungsrate von rund 2 % unterstellt (bezogen auf den Gesamtgebäudebestand). Motivation für die starke Forcierung der Effizienz ist nicht allein die Reduktion der THG-Emissionen, sondern auch das Erreichen des Effizienzziels (Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 % im Jahr 2050 ggü. 2008). Mit dem Anstieg der Sanierungsrate ist eine erhebliche Zunahme der jährlich sanierten Fläche verbunden (Abbildung 112). Die Zunahme der sanierten Fläche nach 2030 fällt im Zielszenario 2 leicht höher aus als im Zielszenario 1. Die über den gesamten Zeitraum 2016 bis 2050 sanierte Fläche unterscheidet sich zwischen den Zielszenarien 1 und 2 jedoch nicht wesentlich.

Abbildung 112: Zielszenario 2: energetisch sanierte Wohnfläche nach Gebäudetypen

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



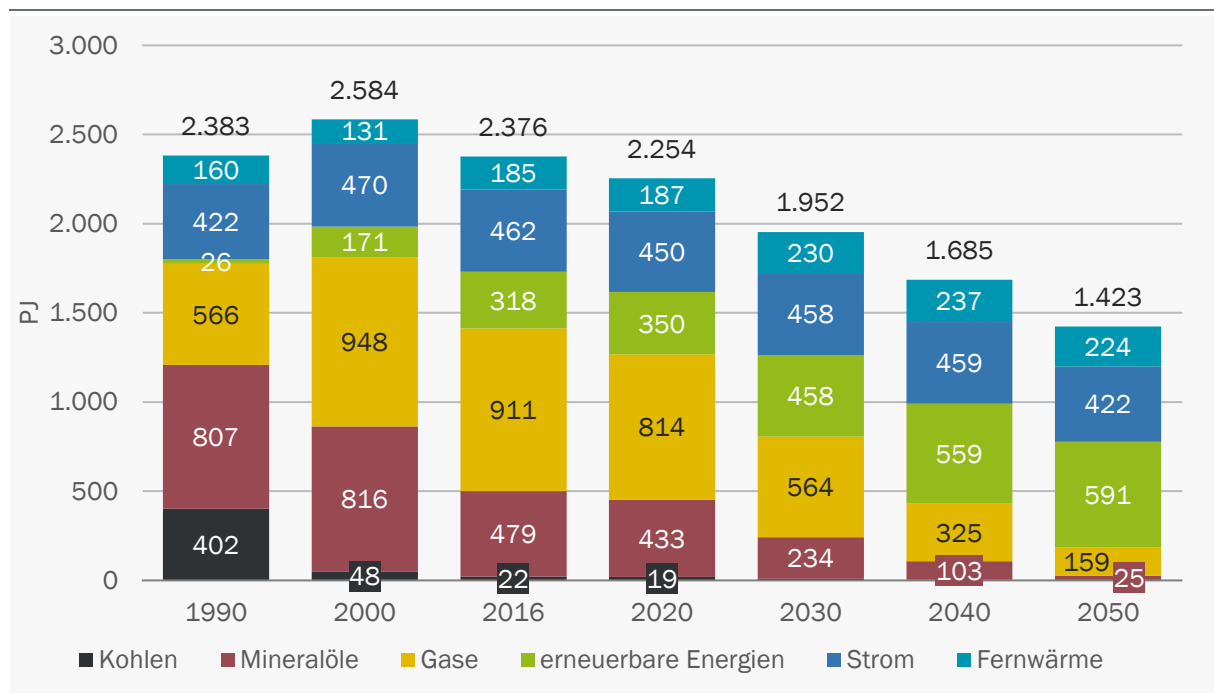
Sanierte Wohnfläche: Teilsanierungen zu Vollsanierungen aggregiert

Quelle: eigene Berechnung

Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte verringert sich im Zielszenario 2 bis zum Jahr 2030 auf 1.952 PJ (Abbildung 113). Das sind 93 PJ weniger als in der Referenzentwicklung. Der Rückgang ist im Zielszenario 2 etwas kleiner als im Zielszenario 1. Ursache ist die etwas geringere Gewichtung der Effizienz im Maßnahmenpaket 2 (u. a. weniger Ordnungsrecht im Gebäudebereich). Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 1.423 PJ. Die Effizienzentwicklung wird im Szenarienzeitraum deutlich beschleunigt. Die mittlere jährliche Reduktionsrate steigt von 0,5 % im Zeitraum 2000 bis 2016 über 1,4 % zwischen 2016 und 2030 auf 1,6 % im Zeitraum 2030 bis 2050.

Die durch die Maßnahmen verstärkte Verschiebung der Beheizungsstruktur zeigt sich auch auf Ebene der Energieverbrauchsstruktur. Der Anteil der fossilen Energieträger Heizöl, Erdgas und Kohle am Endenergieverbrauch der Haushalte ist schneller rückläufig als in der Referenzentwicklung. Der Anteil verringert sich von 59 % im Jahr 2016 auf 41 % im Jahr 2030 (Referenz 50 %). Da im Zielszenario 2 Kraftstoffen keine PtX beigemischt werden, ist der Rückgang der fossilen Energieträger langfristig weniger stark als im Zielszenario 1. Im Jahr 2050 beträgt der Verbrauchsanteil der fossilen Energieträger im Zielszenario 2 noch 13 % (Zielszenario 1: 3 %).

Abbildung 113: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Private Haushalte
Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: Werte bis 2016 nach AGE (2008 – 2018), Werte nach 2016 eigene Berechnung

Der Verbrauch an erneuerbaren Energien steigt im Zeitverlauf erheblich, bis zum Jahr 2030 erhöht er sich auf 458 PJ, bis zum Jahr 2050 auf 591 PJ. Gegenüber 2016 entspricht dies einer Zunahme um 86 % bis 2050. Dieser Anstieg hängt eng zusammen mit dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und der damit genutzten Umweltwärme. Der Verbrauch an Biomasse nimmt hingegen deutlich ab, um über 40 % im Jahr 2050 gegenüber 2016.

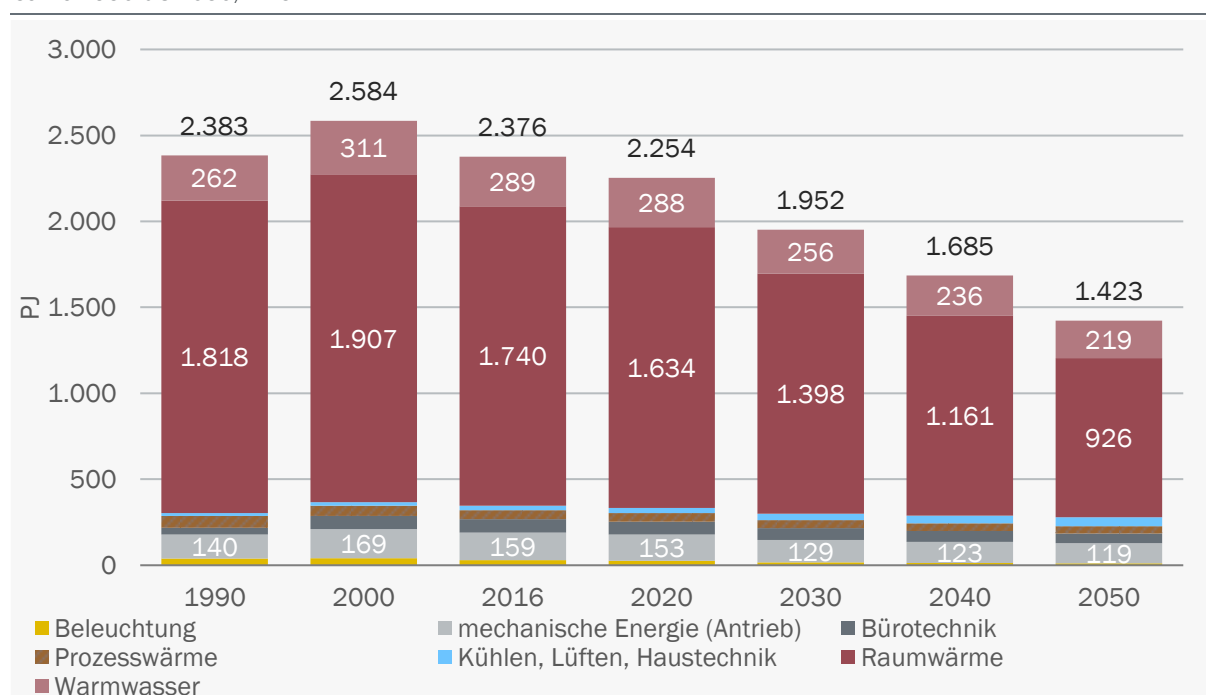
Der Stromverbrauch bleibt im Zielszenario 2 bis etwa zum Jahr 2040 auf dem Niveau des Jahres 2016 von 460 PJ. Wie in der Referenzentwicklung dämpfen die gesteigerte Gebäude- und Geräteeffizienz, der Einsatz von LED-Leuchten und der weitgehende Ersatz der konventionellen Elektroheizungen den Mehrverbrauch durch die elektrischen Wärmepumpen. Nach 2040 überwiegt die Effizienz, der Verbrauch geht zurück und ist im Jahr 2050 um 9 % geringer als 2016. Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch steigt von 19 % im Jahr 2016 auf 30 % im Jahr 2050 (Referenz: 24 %). Dies verdeutlicht die zunehmende Bedeutung dieses Energieträgers.

Die Verbrauchsentwicklung der Fernwärme ist bis zum Jahr 2030 eng verknüpft mit der Fördermaßnahme zum Ausbau der Wärmenetze. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich der Verbrauch von rund 185 PJ im Jahr 2016 auf 230 PJ im Jahr 2030. Nach 2030 erhöht sich der Verbrauch nicht mehr wesentlich, die weitere Zunahme an Wohnungsanschlüssen wird kompensiert durch Effizienzgewinne im Bereich der Gebäudehülle.

Über 70 % des Endenergieverbrauchs der Haushalte wird für Raumwärme aufgewendet (Abbildung 114). Die Einsparung bei der Raumwärme ist der Haupttreiber für den Verbrauchsrückgang in der Referenzentwicklung. Das Maßnahmenpaket 2 verringert den Raumwärmeverbrauch bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenz um 60 PJ (Zielszenario 1: 80 PJ).

Abbildung 114: Zielszenario 2: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Die Anwendungsstruktur im Jahr 2050 unterscheidet sich nicht wesentlich vom Zielszenario 1. Der Raumwärmeverbrauch verringert sich im Zielszenario 2 auf 926 PJ, das sind 47 % weniger als im Jahr 2016 (Zielszenario 1: 922 PJ). Deutliche prozentuale Verbrauchsreduktionen zeigen sich auch bei den Elektrogeräten (IKT/Bürotechnik: -29 %; mechanische Energie: -25 %) und bei der Beleuchtung (-67 %; Werte jeweils 2050 ggü. 2016). Der Verbrauch für Warmwasser geht um

24 % zurück, was hauptsächlich auf die höheren Anlagennutzungsgrade und die etwas reduzierten Verteilverluste zurückzuführen ist. Einzig im Anwendungsbereich Klima, Lüftung und Haustechnik steigt der Verbrauch im Zeitverlauf (+93 %). Dies ist auf den zunehmenden Bedarf für Klimakälte (wärmeres Klima) und den steigenden Hilfsenergieverbrauch durch Wärmepumpen und Lüftungsanlagen zurückzuführen. Im Vergleich zur Referenzentwicklung ist der Anstieg jedoch etwas geringer, der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen, solarthermischen Anlagen und Lüftungsanlagen wird kompensiert durch eine Steigerung der Effizienz.

Sowohl im Maßnahmenset des Zielszenarios 1 als auch in demjenigen des Zielszenarios 2 wird der Stromverbrauch von Elektrogeräten adressiert durch die Maßnahme Ausweitung Mindeststandards unter der EU-Ökodesign-Richtlinie sowie das Förderprogramm für elektrische Geräte (als Teil des Maßnahmensets des Industriesektors inkl. Stromanwendungen).

Auch im Zeitraum 2030 bis 2050 unterliegt die Entwicklung in beiden Zielszenarien den gleichen Annahmen. Entsprechend unterscheidet sich der Stromverbrauch für Elektrogeräte im Zielszenario 2 nicht wesentlich von der Entwicklung im Zielszenario 1. Gegenüber der Referenzentwicklung werden beim Verwendungszweck IKT/Bürogeräte bis zum Jahr 2050 im Zielszenario 2 zusätzliche 9 PJ eingespart, beim Verwendungszweck mechanische Energie³⁸ 16 PJ.

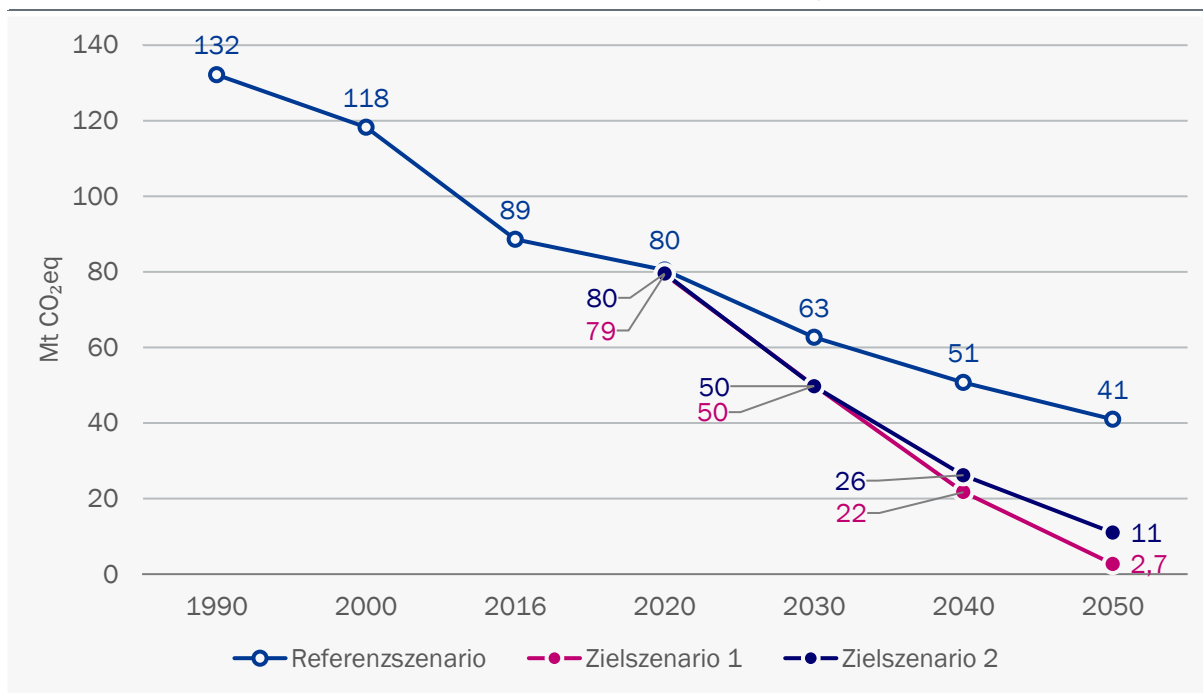
Die mit dem Verbrauch der Energieträger Öl, Gas und Kohle verbundenen direkten THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte reduzieren sich im Zielszenario 2 von 89 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 50 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (Abbildung 115). Dies entspricht einer Reduktion um 62 % gegenüber 1990 (Referenz: -53 %). Durch das Maßnahmenset 2 werden gegenüber der Referenzentwicklung demnach bis zum Jahr 2030 13 Mt CO₂eq eingespart, also ebenso viel wie mit den Maßnahmen des Zielszenarios 1. Die jährliche Reduktionsrate steigt deutlich an, von -1,8 % im Zeitraum von 2000 bis 2016 auf -3,7 % zwischen 2016 und 2030.

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die THG-Emissionen des Sektors Private Haushalte auf 11 Mt CO₂eq (-92 % ggü. 1990). Da im Zielszenario 2 Kraftstoffen keine PtX beigemischt werden, ergeben sich im Jahr 2050 leicht höhere Emissionen als im Zielszenario 1, in dem die Emissionen auf lediglich 3 Mt CO₂eq abgesenkt werden. Zum Vergleich: In der Referenzentwicklung liegen die THG-Emissionen im Jahr 2050 bei noch 41 Mt CO₂eq.

³⁸ Mechanische Energie umfasst u. a. die Haushaltsgrossgeräte wie Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefrierschränke.

Abbildung 115: THG-Emissionen im PHH-Sektor

Referenzszenario und Zielszenarien 1 und 2; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

6.4.7 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel zu den Privaten Haushalten dargelegt wurde, werden die gebäudeseitigen Energieverbräuche bis zum Jahr 2030 insbesondere durch das nEHS für Wärme, die Förderprogramme inklusive der Förderung der Wärmenetze sowie die gesetzlichen „Flottenanforderungen“ für Wärmeerzeuger beeinflusst.

Auf den Brennstoffeinsatz im produzierenden Gewerbe wirken sich vor allem die beschleunigten Abschreibungen bei Energieeffizienzinvestitionen sowie die verpflichtende Umsetzung von Energieauditmaßnahmen und EMS-Einführung verbrauchsmindernd aus. Auch andere Maßnahmen wie die Ausweitung der Mindeststandards unter der Öko-Designrichtlinie oder die Ausweitung des finanziellen Förderprogramms für KMU bewirken einen Verbrauchsrückgang, der sich jedoch primär in einer Minderung des Strombedarfs auswirkt.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern ist in Abbildung 116 dargestellt. Aufgrund der im Szenario unterstellten Maßnahmen sinkt der Endenergieverbrauch in den Sektoren GHD und Landwirtschaft von 1.396 PJ im Jahr 2016 auf 1.275 PJ (-8,7 %) im Jahr 2030. Damit ist der Energieverbrauch um 43 PJ geringer als in der Referenzentwicklung.

Auch im zweiten Zielszenario geht der Einsatz fossiler Brennstoffe im Vergleich zur Referenzentwicklung deutlich zurück. Insbesondere bei den Mineralölen stellt sich bis 2030 ein verstärkter Rückgang um knapp 160 PJ gegenüber dem Jahr 2016 ein, was einer Verringerung um knapp 52 % entspricht (Referenz: -25 %). Auch Erdgas verzeichnet in diesem Zeitraum mit 89 PJ (-22 %) einen mehr als doppelt so starken Rückgang wie in der Referenzentwicklung (-9 %). Als

Konsequenz sinkt der Anteil fossiler Energieträger am Sektorenergieverbrauch von 51 % im Jahr 2016 auf 36 % im Jahr 2030 (Referenz: 45 %).

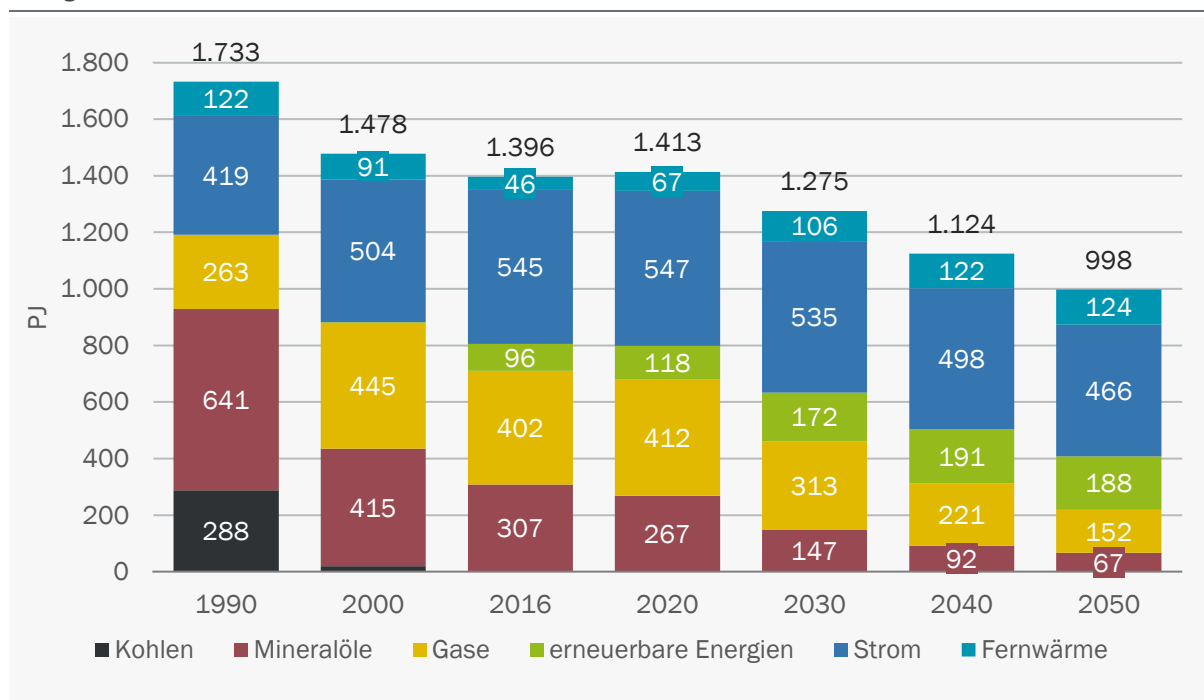
Wie auch im 1. Zielszenario erfolgt die Substitution fossiler Energieträger primär durch erneuerbare Energien und Fernwärme, deren Verbräuche bis 2030 gegenüber dem Jahr 2016 mit 76 PJ bzw. 60 PJ mehr als doppelt so stark zunehmen wie in der Referenzentwicklung. Der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen in der Gebäudeversorgung geht mit einem erhöhten Strombedarf einher, welcher dem verbrauchsreduzierenden Effekt der maßnahmengetriebenen Effizienzentwicklung entgegenwirkt. In der Konsequenz ist der Stromverbrauch deutlich weniger stark rückläufig als in der Referenz und verringert sich gegenüber 2016 um lediglich gut 9 PJ (Referenz: -27 PJ).

Die Entwicklungen setzen sich im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 fort. Gegenüber dem Jahr 2016 gehen die Sektorverbräuche von Mineralöl und Erdgas um 78 % bzw. 62 % zurück und sind damit um 89 PJ bzw. 155 PJ geringer als in der Referenzentwicklung.

Gleichzeitig steigen die Verbräuche an erneuerbaren Energien und Fernwärme weiter auf 188 PJ (+96 % ggü. 2016) bzw. 124 PJ (+173 % ggü. 2016). Langfristig wird der Einfluss der Effizienzeffekte auf den Stromverbrauch stärker, sodass dieser bis 2050 auf 466 PJ absinkt und somit um 8 PJ geringer ist als in der Referenzentwicklung.

Abbildung 116: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im GHD-Sektor

Energieverbrauch in PJ



Quelle: eigene Berechnung

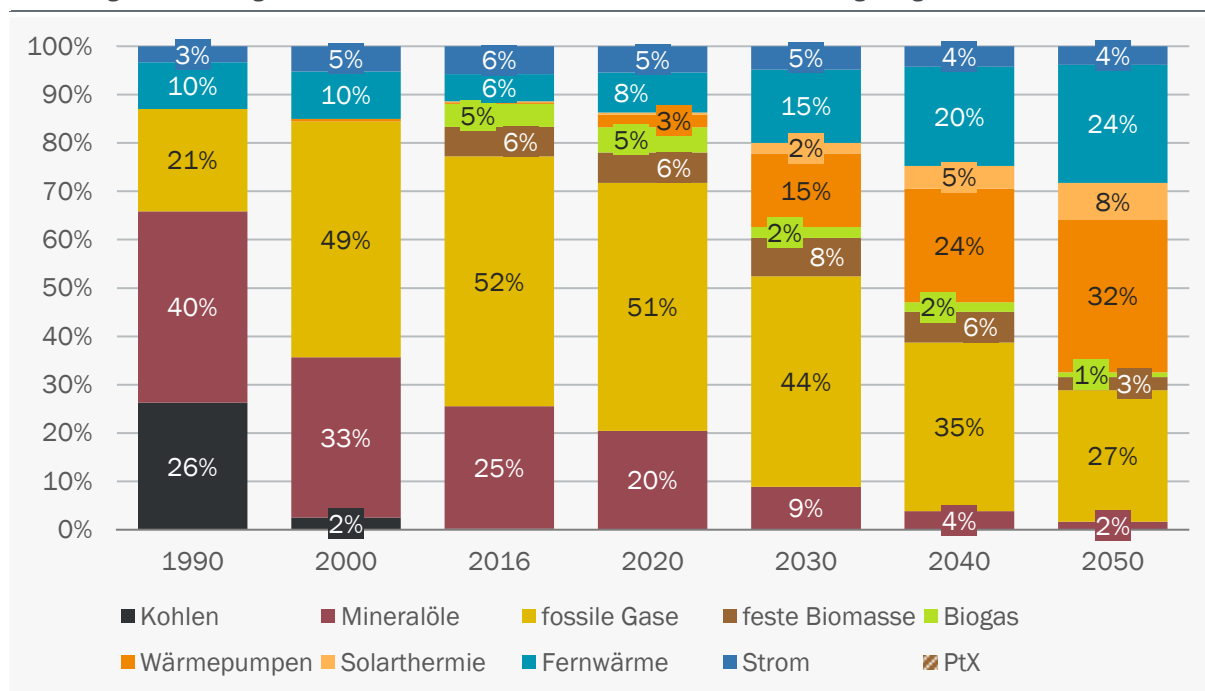
Aufgrund der großen Bedeutung des Energieverbrauchs in Gebäuden für den gesamten Energieverbrauch des Sektors ist die Energieträgerstruktur der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Abbildung 117 separat dargestellt.

Die Anteile von Fernwärme und Wärmepumpen nehmen kontinuierlich zu. Letztere wird bis 2050 zur bedeutendsten Heizungstechnologie. Die Verbrauchsanteile fester Biomasse steigen bis 2030 auf bis zu 8 %, sinken aber langfristig wieder, ebenso wie die Anteile von Biogas.

Im Gegensatz zum ersten Zielszenario wird die Dekarbonisierung der Gebäudeversorgung nicht durch den Einsatz strombasierter Brennstoffe forciert. Dies hat zur Folge, dass der Erdgasanteil an den Brennstoffen im Jahr 2050 mit 27 % noch vergleichsweise hoch ist, während dieser im 1. Zielszenario bei 5 % liegt.

Abbildung 117: Zielszenario 2: Verbrauchstruktur für Heizwecke im GHD-Sektor

Verteilung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern in Prozent



Quelle: eigene Berechnung

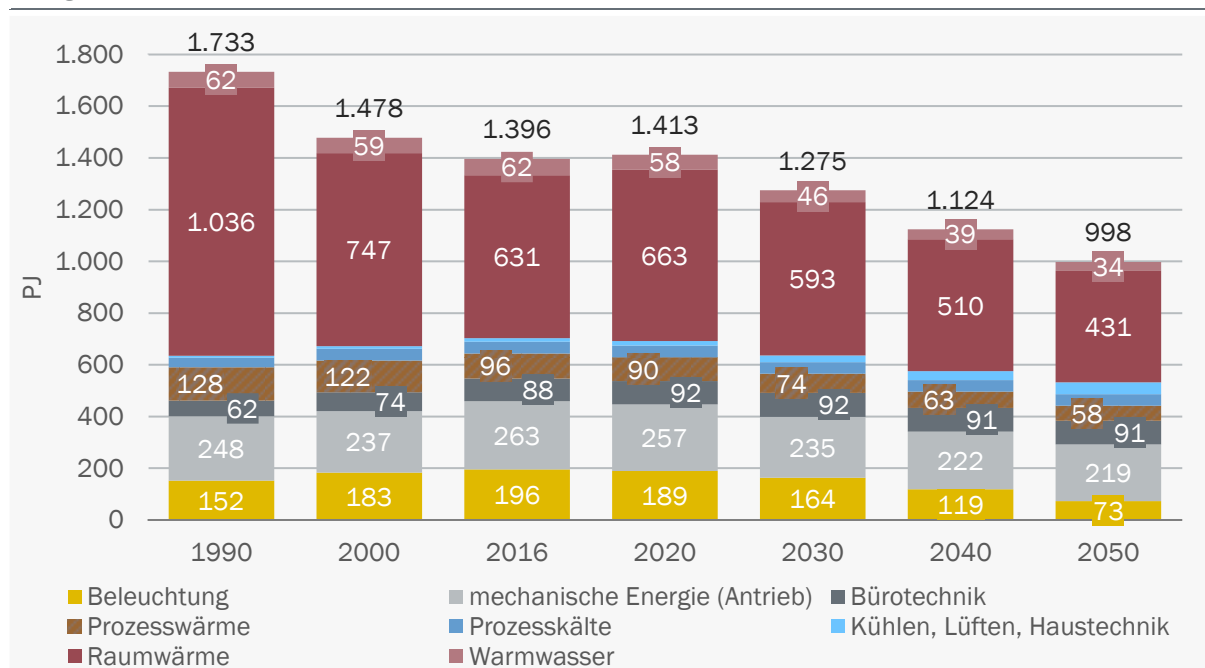
Der Energieverbrauch nach Anwendungen ist in Abbildung 118 dargestellt. Wie schon im 1. Zielszenario stellt sich der stärkste Rückgang im Zeitraum von 2016 bis 2030 bei den Verwendungszwecken Warmwasser (-27 %), Prozesswärme (-23 %), Beleuchtung (-16 %) und mechanische Energie (-11 %) ein. Der Energiebedarf zur Gebäudeklimatisierung steigt deutlich um 11,5 PJ. Die Effizienzentwicklung bei der Gebäudehülle fällt im 2. Zielszenario im Zeitraum bis 2030 etwas schwächer aus als im 1. Zielszenario, da weniger ordnungsrechtliche Maßnahmen zum Einsatz kommen. In der Konsequenz geht der Raumwärmebedarf etwas weniger stark zurück und liegt im Jahr 2030 bei 663 PJ (-37 PJ, -6 % ggü. 2016).

Im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 setzen sich diese Entwicklungen fort. Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser mit 465 PJ um 65 PJ unter dem Niveau der Referenzentwicklung. Auch der Energiebedarf für Beleuchtungszwecke unterschreitet mit 91 PJ deutlich das Referenzniveau.

Die teilweise gegenläufige Entwicklung der Energieverbräuche nach Anwendungen führt dazu, dass der Anteil der Gebäudeklimatisierung am Sektorenergieverbrauch von 1 % im Jahr 2016 auf knapp 5 % im Jahr 2050 ansteigt.

Abbildung 118: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken im GHD-Sektor

Energieverbrauch in PJ



Quelle: eigene Berechnung

THG-Emissionen des Gebäudesektors im Zielszenario 2

Dem Brennstoffverbrauch stehen Treibhausgasemissionen gegenüber, die entsprechend der Effizienzentwicklung und der sich verändernden Energieträgerstruktur sinken. In den Jahren 2030 und 2050 betragen die den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Landwirtschaft zuzuordnenden energieverbrauchsbedingten Emissionen noch 28 bzw. 14 Mt CO₂eq. Gegenüber dem Referenzjahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 69 bzw. 85 %.

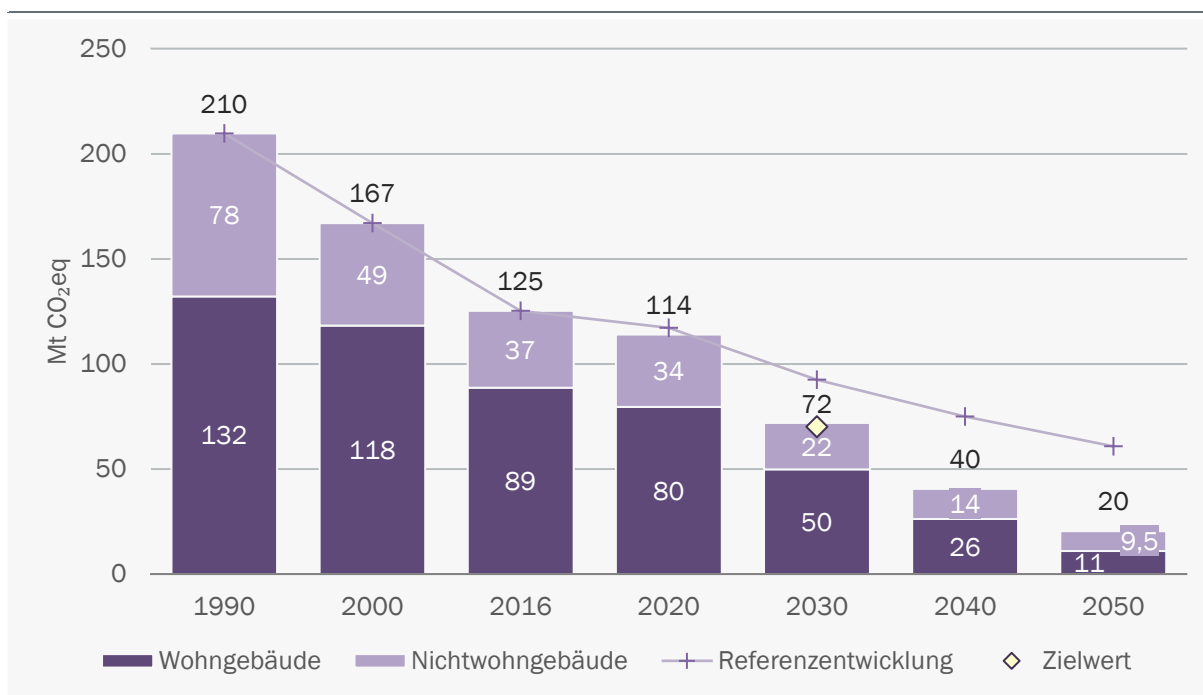
Der Gebäudesektor in der Abgrenzung nach KSP umfasst die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs, ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft (Kapitel 3.1.1).

Von den rund 9 Mt CO₂eq THG-Emissionen, welche im Zielszenario 2 in den Sektoren GHD inkl. Landwirtschaft gegenüber der Referenz zusätzlich eingespart werden, entfallen 7,7 Mt CO₂eq auf den Gebäudesektor und 1,4 Mt CO₂eq der Einsparungen entfallen auf den bauwirtschaftlichen Verkehr (in KSP-Logik dem Industriesektor zugerechnet) sowie den Sektor Landwirtschaft. Im Sektor Private Haushalte werden durch das Maßnahmenset 2 rund 13 Mt CO₂eq eingespart. Insgesamt verringern die Maßnahmen des ersten Maßnahmensets die THG-Emissionen des Gebäudesektors gegenüber dem Referenzszenario um 20,6 Mt CO₂eq auf rund 72 Mt CO₂eq im Jahr 2030. Gegenüber dem Reduktionsziel des Klimaschutzgesetzes von 70 Mt CO₂eq verbleibt eine

Ziellücke von rund 2 Mt CO₂eq. Der Zielkorridor des Klimaschutzplans von 70 bis maximal 72 Mt CO₂eq wird knapp erreicht. Gegenüber 1990 werden die THG-Emissionen um 66 % reduziert.

Bis zum Jahr 2050 sinken die Emissionen des Gebäudesektors weiter auf insgesamt rund 20 Mt CO₂eq, was einer Reduktion von 90 % gegenüber dem Jahr 1990 entspricht.

Abbildung 119: Zielszenario 2: THG-Emissionen des Gebäudesektors



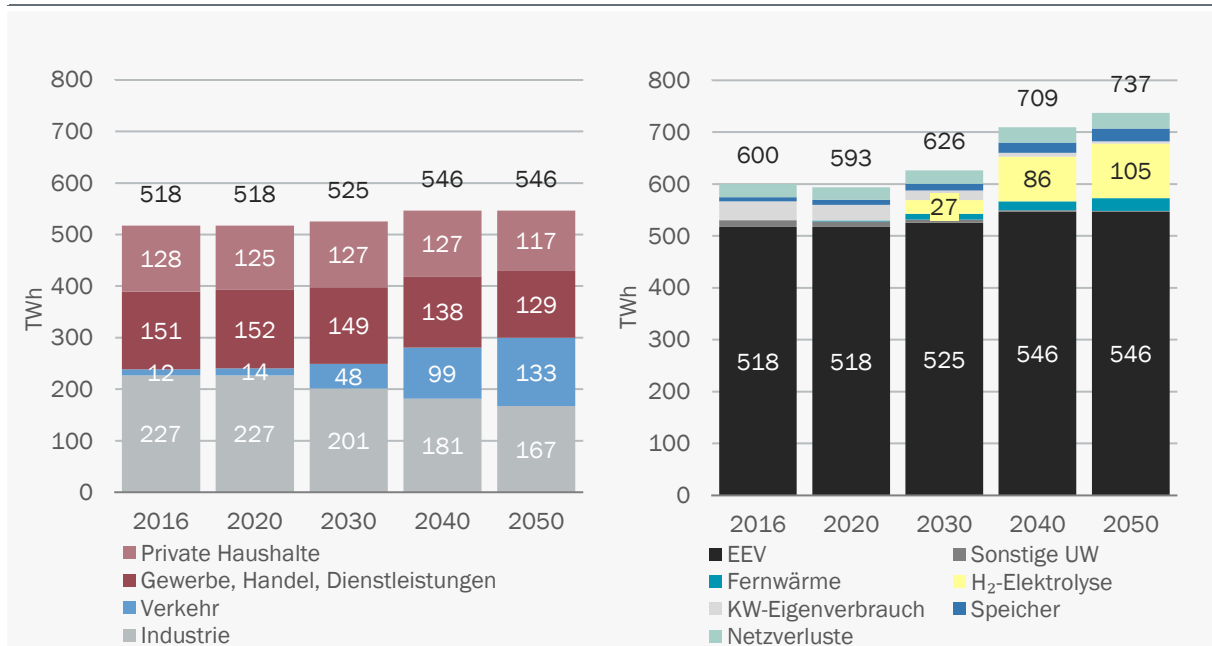
Quelle: eigene Berechnung

6.4.8 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die Strom- und Fernwärmeerzeugung entwickelt sich im Zielszenario 2 von der Grundstruktur sehr ähnlich wie im Zielszenario 1. Ein zentraler Unterschied ist der deutlich höhere Stromverbrauch und der damit einhergehend der stärkere Ausbau erneuerbarer Energien. Grund hierfür ist insbesondere die verstärkte Produktion von grünem Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse. Bereits im Jahr 2030 werden rund 20 TWh des H₂-Bedarfs inländisch gedeckt. Die Effizienzmaßnahmen in den Sektoren Private Haushalten und GHD fallen etwa gleich aus wie im Zielszenario 1. Es werden jedoch mehr elektrische Wärmepumpen eingebaut, was zu einen etwas höheren Stromverbrauch beiträgt. Im Zielszenario 2 sind im Jahr 2030 insgesamt rund 5 Mio. Wärmepumpen in Wohn- und Nichtwohngebäuden eingebaut (2050: 12 Mio.). Mit den im Zielszenario 2 unterstellten Maßnahmen steigt der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 auf 626 TWh und liegt 34 TWh über dem Verbrauch des Zielszenario 1. Im Jahr 2050 beträgt die Bruttostromnachfrage knapp 730 TWh (+97 TWh im Vergleich zum Zielszenario 1.) Davon 105 TWh entfallen auf die Herstellung von Wasserstoff.

Abbildung 120: Zielszenario 2: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch

Jahre 2016 bis 2050, in TWh

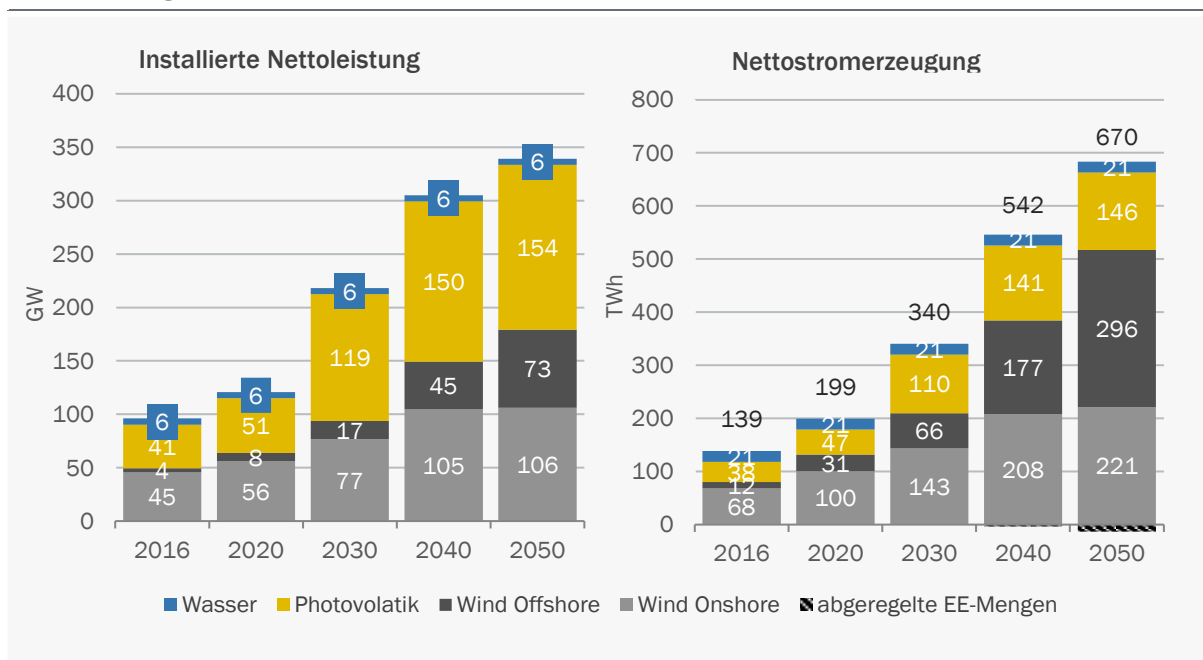


EEV: Endenergieverbrauch, KW: Kraftwerk, UW: Umwandlung

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 121: Zielszenario 2: Fluktuierende erneuerbare Energien

nach Technologie, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



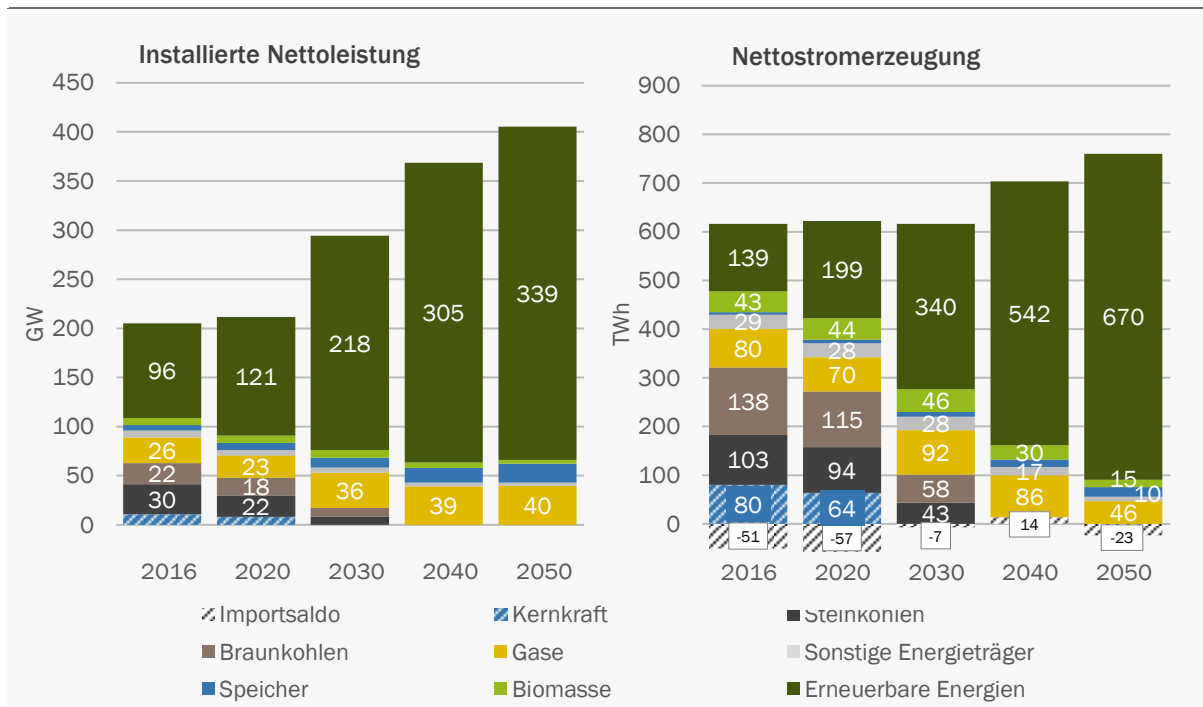
Wasserkraft: Lauf- und Speicherwasser, Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Abgeregelte EE-Mengen: beziehen sich hier ausschließlich auf die Strommengen, die zu einem Leistungsüberschuss im Inland führen würden und denen keine Stromnachfrage im In- oder Ausland gegenübersteht. Netzbedingte Abregelungen wurden bei der Ermittlung der Volllaststunden berücksichtigt.

Quelle: eigene Berechnung

Einhergehend mit dem Stromverbrauch erhöht sich die notwendige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für das Zieljahr 2030 wurde im Zielszenario 2 die installierte Leistung an Photovoltaik auf 119 GW und von Wind Onshore auf 77 GW erhöht. Die Leistung an Wind Offshore wurde, wie auch im Zielszenario 1, auf 17 GW festgelegt. Langfristig steigen die Ausbaupfade in allen drei Technologien deutlich gegenüber dem Zielszenario 1 an.

Abbildung 122: Zielszenario 2: Nettoleistung und Nettostromerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



Gase: Erdgas. Sonstige Energieträger (ET): Kuppelgase, Abfall (inkl. biogenem Anteil), Mineralöl, Sonstige.
 Erneuerbare Energien: Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Netz- und systembedingte Abregelung sind berücksichtigt

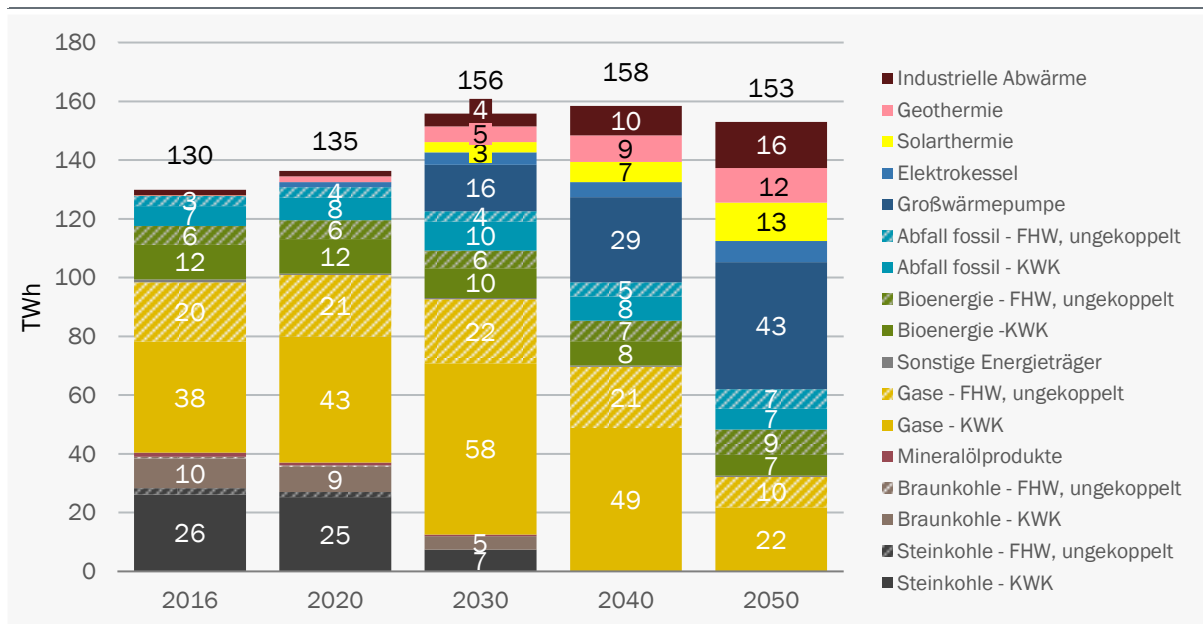
Quelle: eigene Berechnung

Die Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke entwickelt sich sehr ähnlich wie im Zielszenario 1. Infolge des höheren Strombedarf liegt mittelfristig die Kohle- und Gasstromerzeugung etwas höher. Im Gegensatz zum Zielszenario 1 werden Erdgaskraftwerke auch langfristig vollständig mit fossilem Erdgas betrieben.

Durch den Ausbau der Fernwärmenetze steigt in dem Szenario die Fernwärmeerzeugung bis zum Jahr 2040 kontinuierlich. Nach 2040 sinkt die Fernwärmeerzeugung leicht, da die Effizienzgewinne in den Gebäuden nicht mehr vollständig durch Neuanschlüsse kompensiert werden können. Die Struktur der Fernwärmeerzeugung ändert sich im Zeitverlauf bis 2050 deutlich. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wird bis zum Jahr 2030 der Großteil der Fernwärmeerzeugung aus Kohle-KWK-Anlagen wegfallen. Erneuerbare Energie und Abwärme übernehmen kontinuierlich größere Anteile an der Erzeugung und führen auch dazu, dass die Bedeutung von Erdgas nach 2040 abnehmen wird.

Abbildung 123: Zielszenario 2: Fernwärmeerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in TWh



FHW: Fernheizwerk. KWK: Kraft-Wärme-Kopplung in Heizkraftwerken. Gase: ausschließlich Erdgas.

Quelle: eigene Berechnung

6.4.9 Sonstige Umwandlung

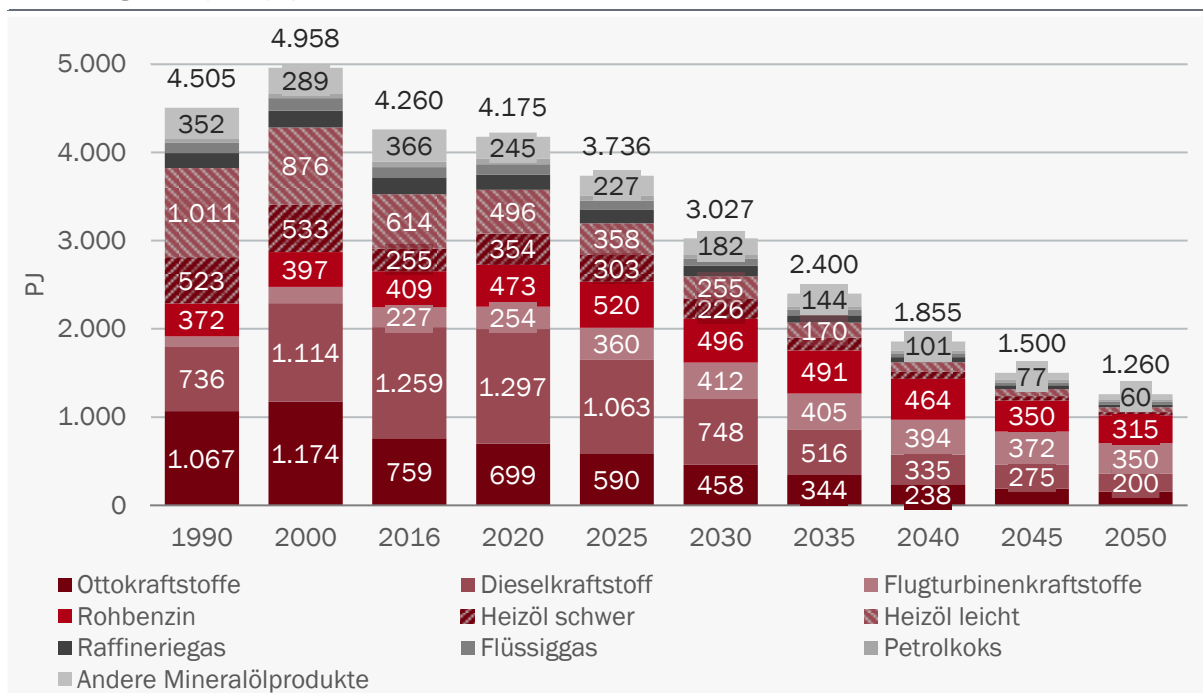
Im Zielszenario 2 geht die Nachfrage nach Mineralölprodukten bis 2050 um rund 70 % zurück. Der Grund für diesen Verbrauchsrückgang liegt hauptsächlich im Verkehrssektor und der Wärmebereitstellung. Im Verkehr geht bis 2050 beispielsweise der Verbrauch von Ottokraftstoffen mit 99 Prozent fast vollständig zurück. Das Gleiche gilt für den Verbrauch von leichtem Heizöl der nur noch bei 8 % des Wertes von 2016 liegt. Dieselkraftstoffe liegen nur noch bei rund 12 Prozent der Nachfrage von 2016. Damit fällt der Nachfragerückgang rund 8 Prozentpunkte geringer aus als im Zielszenario 1. Den größten Teil der Nachfrage machen wie im Zielszenario 1 die Flugturbinenkraftstoffe und der stoffliche Verbrauch aus.

Aufgrund dieser Verschiebungen bei der Nachfrage kommt es auch zu einer Verschiebung beim Fraktionsverhältnis der Raffinerieprodukte. Bei den Mitteldestillaten nimmt der Anteil der Flugturbinentreibstoffe am Gesamtoutput von rund 5 % im Jahr 2016 auf 28 % bis 2050 zu. Gleichzeitig halbiert sich der Anteil an Dieselkraftstoffen fast von 30 % auf 16 %. Bei den Benzenen sinkt der Anteil von an Ottokraftstoffen deutlich von 18 % auf rund 12 % ab. Die Produktion von Rohbenzin geht absolut zwar auch zurück, aufgrund der gesunkenen Gesamtproduktion steigt der Anteil aber von rund zehn Prozent auf 25 % an.

Abbildung 125 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für alle Bereiche der Umwandlung. Wie auch im Zielszenario 1 liegen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 bei 183 Mt CO₂eq und verfehlen damit das Ziel des Klimaschutzgesetzes. Unterschiedlich hingegen ist die Entwicklung bis 2050. Aufgrund der höheren Anstrengungen in den anderen Sektoren können in diesem Szenario im Jahr 2050 in der Energiewirtschaft mehr Emissionen ausgestoßen werden.

Abbildung 124: Zielszenario 2: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung

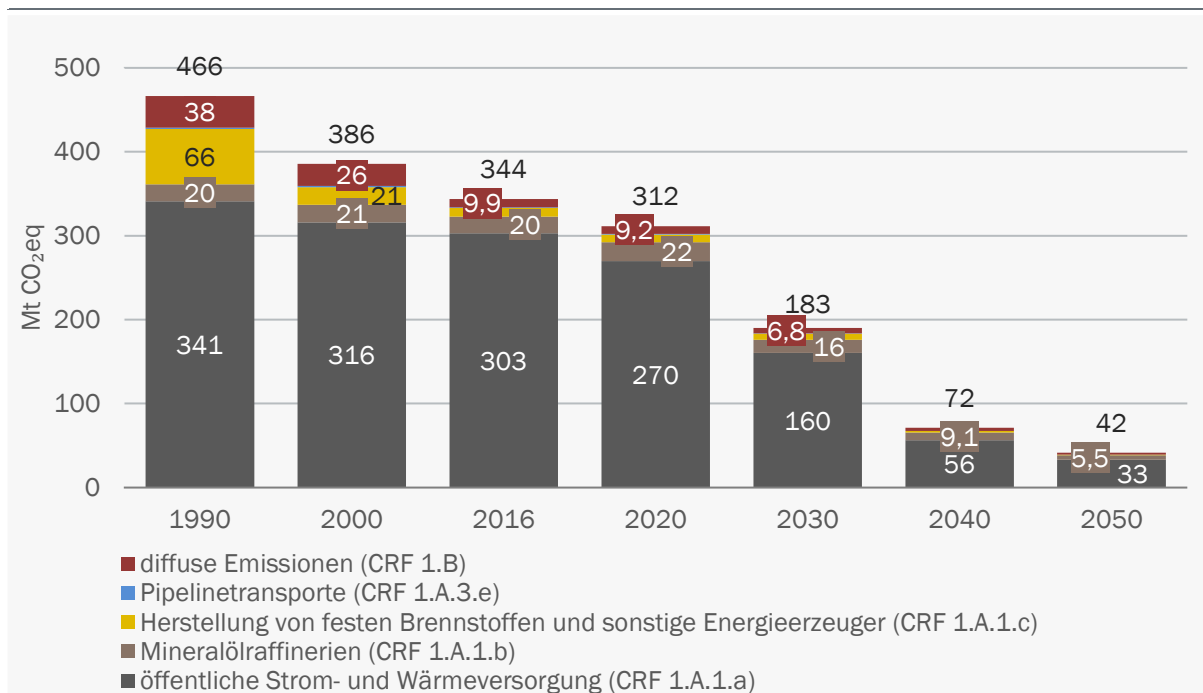
Darstellung in Petajoule (PJ)



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 125: Zielszenario 2: THG-Emissionen des Umwandlungssektors

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

6.4.10 Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

In diesem Kapitel werden die Modellergebnisse in aggregierter Form anhand von Indikatoren zu den EE-Anteilen am Strom- und Wärmeverbrauch sowie dem Energieverbrauch im Verkehr wiedergegeben. Die Zusammensetzung der Indikatoren wurde bei der Beschreibung der Referenzentwicklung in Kapitel 4.2.9 erläutert.

Im Zielszenario 2 erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 31,6 % im Jahr 2016 auf 63,0 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 53,3 %) und 93,4 % im Jahr 2050 (Referenzszenario: 70,0 %). Dieser Anstieg ist vor allem auf die Entwicklung der Windenergie zurückzuführen, die bis 2030 gleichmäßig auf Land und See und nach 2030 primär im Offshore-Bereich stark zunimmt. Auch die Anteile der Photovoltaik steigen deutlich. Ähnlich wie im Zielszenario 1 steigt der Anteil von Biomasse bis 2020/2030 auf 7,8 % an und sinkt danach wieder auf 2,2 % im Jahr 2050. Die Anteile von Wasserkraft und biogenem Abfall bleiben annähernd unverändert.

Tabelle 36: Zielszenario 2: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Gesamtverbrauch für Wärme und Verkehr

Energiequelle	1990	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050
Strom	3,4 %	6,3 %	17,0 %	31,6 %	42,4 %	63,0 %	81,5 %	93,4 %
Wind an Land	0,0 %	1,7 %	6,2 %	11,3 %	16,9 %	22,9 %	29,0 %	29,2 %
Wind auf See	0,0 %	0,0 %	0,0 %	2,0 %	5,2 %	10,6 %	24,7 %	39,1 %
Photovoltaik	0,0 %	0,0 %	1,9 %	6,4 %	7,9 %	17,6 %	19,9 %	19,8 %
Wasserkraft	3,2 %	3,8 %	3,4 %	3,4 %	3,5 %	3,3 %	2,9 %	2,8 %
Biomasse	0,0 %	0,5 %	4,7 %	7,5 %	7,9 %	7,8 %	4,5 %	2,2 %
biogener Anteil des Abfalls	0,2 %	0,3 %	0,8 %	1,0 %	1,0 %	0,9 %	0,6 %	0,4 %
Verkehr	0,1 %	0,6 %	5,8 %	5,2 %	5,9 %	19,2 %	44,5 %	67,0 %
Biodiesel (inkl. HVO und Pflanzenöle)	0,0 %	0,5 %	4,1 %	3,2 %	3,4 %	5,1 %	5,7 %	7,4 %
biogene Ottokraftstoffe	0,0 %	0,0 %	1,4 %	1,3 %	1,4 %	1,9 %	2,0 %	0,9 %
biogene Flugturbinentreibstoffe	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,4 %	0,9 %
Biogase	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,6 %	0,1 %	0,7 %	1,6 %	2,0 %
EE-Strom	0,1 %	0,1 %	12,1 %	13,0 %	0,9 %	6,0 %	19,3 %	37,6 %
PtX	0,0 %	0,0 %	12,4 %	13,5 %	0,1 %	5,3 %	15,5 %	18,3 %
Wärme und Kälte	1,4 %	4,8 %	0,9 %	1,7 %	15,5 %	25,0 %	48,5 %	68,2 %
Biomasse und erneuerbare Abfälle	1,4 %	4,6 %	0,1 %	0,1 %	12,8 %	13,1 %	24,3 %	31,2 %
sonstige EE	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	2,7 %	11,8 %	24,2 %	37,0 %
Bruttoendenergieverbrauch insgesamt	1,5 %	3,9 %	11,7 %	14,9 %	19,2 %	33,8 %	60,6 %	83,4 %

Quelle: eigene Berechnung

Der EE-Anteil am Energieverbrauch des Verkehrs steigt von 5,2 % im Jahr 2016 auf 19,2 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 7,5 %). Der Anstieg resultiert vor allem aus der Entwicklung der Anteile von Strom aus erneuerbaren Quellen (+5,4 %-Punkte) und synthetischer Kraftstoffe (+5,3 %-Punkte). Langfristig nimmt die Relevanz der Elektromobilität deutlich zu: Im Jahr 2050 beträgt der Anteil von grünem Strom am Sektorenergieverbrauch 37,6 % (Referenzszenario: 10,3 %). Die synthetischen Kraftstoffe sind mit einem Anteil von 18,3 % die zweitbedeutendste Energieträgergruppe. Insgesamt erhöht sich der EE-Anteil am Energieverbrauch des Verkehrs auf 67 % (Referenzszenario: 17,8 %).

Zur Berechnung des EE-Anteils am Wärmeverbrauch werden sowohl der Endenergieverbrauch zur Wärmeerzeugung als auch der Energieeinsatz zur Fernwärmeerzeugung berücksichtigt. Im Jahr 2016 betrug der Anteil 13,3 % und bestand maßgeblich aus der Energieträgergruppe Biomasse und erneuerbare Abfälle. Langfristig gewinnen jedoch auch die sonstigen erneuerbaren Energien an Bedeutung: Bereits im Jahr 2030 ist ihr Anteil mit 11,8 % auf vergleichbarem Niveau mit dem der Biomasse (13,1 %). Bis 2050 werden die sonstigen erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 37 % zur bedeutendsten Energieträgergruppe. Der Anteil von Biomasse und erneuerbaren Abfällen ist mit 31,2 % etwas niedriger.

Die Kennzahl für den Gesamtverbrauch ergibt sich aus der Summe der obigen Einsätze erneuerbarer Energien relativ zum Bruttoendenergieverbrauch. Ihr Wert steigt von 14,9 % im Jahr 2016 auf mehr als das Doppelte mit 33,8 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 24,2 %). In den Folgejahren steigt dieser Anteil weiter stark an beträgt 83,4 % im Jahr 2050 (Referenzszenario: 35,3 %).

7 Zielszenario 3 – Szenario mit Klimaschutzprogramm

Das Szenario mit Klimaschutzprogramm (Szenario KSP) baut, wie die Zielszenarien 1 und 2, auf der Referenzentwicklung auf. Es ist ein Maßnahmenzenario, welches zusätzlich zur Referenz die Wirkung der mit dem Klimaschutzprogramms 2030 von der Bundesregierung beschlossenen Maßnahmen umfasst (Bundesregierung 2019). Das unterscheidet das Szenario KSP auch von den Zielszenarien 1 und 2, in welche lediglich mögliche, jedoch nicht tatsächlich umgesetzte Maßnahmen eingingen. Grundlage für die im Szenario KSP zusätzlich gegenüber dem Referenzszenario berücksichtigen Maßnahmen sind im Wesentlichen der das am 9. Oktober 2019 beschlossene Klimaschutzprogramms 2030 sowie Folgeentscheidungen wie der Kompromiss des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019. Teilweise erfolgte bereits eine konkrete Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen, wie u. a. im Rahmen des Brennstoffemissionshandels-Gesetzes (BEHG). Das Szenario beinhaltet außerdem einzelne Maßnahmen, welche auf EU-Ebene initiiert wurden und noch nicht in der Referenzentwicklung enthalten sind, wie beispielsweise die RED II oder die Flottengrenzwerte im Verkehrssektor. In den nachfolgenden Kapiteln 7.1 und 7.2 werden die wichtigsten Maßnahmen und ihre für die Modellierung unterstellte Umsetzung kurz beschrieben. In Kapitel 7.3 werden die strategischen Setzungen für den Zeitraum nach 2030 beschrieben, in den Kapitel 7.4 bis 7.6 die Ergebnisse.

7.1 Übergeordnete Maßnahmen

7.1.1 Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG

Laut Klimaschutzprogramm soll ab 2021 eine CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-EU-EHS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt werden. 2020 umfasst dieser Bereich CO₂-Emissionen von rund 330 Mt CO₂eq. Regelt wird das nEHS durch das neue Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Im Gegensatz zum EU-EHS handelt es sich beim nEHS um ein Upstream-EHS. Erfasst werden die Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette, also bei den fossilen Primärenergieträgern, darunter Erdgas, Erdöl, oder bei dessen Folgeprodukten wie z. B. Heizöl, Benzin oder Diesel. Die emissionsmindernde Wirkung wird dabei durch dieselben Mechanismen wie in einem Downstream-System erzielt: Die Fixierung einer maximalen Emissionsmenge (Cap) und eine jährliche Reduktion des Cap bewirken eine politisch gesetzte Knappheit, aus der heraus sich CO₂-Preise bilden. Die dadurch höheren Preise für fossile Energie schaffen monetäre Anreize für Reduktionsmaßnahmen. Für das im BEHG geregelte nEHS wird in den ersten Jahren ein Festpreissystem eingeführt, bei dem Zertifikate auf der vorgelagerten Handelsebene an die Inverkehrbringer oder Lieferanten der Brennstoffe verkauft werden. Dadurch entsteht ein verlässlicher Preispfad, der es Bürgerinnen und Bürgern sowie der Wirtschaft ermöglicht, sich auf die Entwicklung einzustellen. Die Bundesregierung plant zudem den Aufbau einer Handelsplattform, die eine Auktionierung und den Handel der Zertifikate ermöglicht (für die Jahre nach 2025/2026). Durch die Vorgabe des CO₂-Preises wird in den ersten Jahren in Kauf genommen, dass das vorgegebene Cap überschritten werden kann.

Die mit dem Klimaschutzprogramm beschlossenen vorgegebenen Einstiegspreise wurden am 18. Dezember 2019 im Vermittlungsausschuss zum Klimapaket erhöht. Für die Jahre bis

einschließlich 2025 wird der Festpreis vorgegeben, für das Jahr 2026 werden ein Maximalpreis und eine Preisuntergrenze vorgegeben (Tabelle 37).

Welcher CO₂-Preis sich in den Jahren ab 2027 ergeben wird, ist noch nicht bestimmt. Der effektive Marktpreis unter einem ambitionierten Cap, welches die Erreichung der THG-Ziele des Klimaschutzplans sicherstellt, dürfte deutlich höher liegen. Für die Berechnung der Energieverbrauchsentwicklung wird deshalb von einem nach 2026 stark steigenden CO₂-Preis ausgegangen:

- Für das Jahr 2030 wird ein CO₂-Preis von real 180 Euro/t unterstellt (nominal; Tabelle 37). Dieser Wert orientiert sich an Abschätzungen von PIK / MCC (2019; oberer Preispfad).
- Nach 2030 wird ein weiterer Anstieg auf real 220 Euro/t unterstellt.

Tabelle 37: CO₂-Preis in nEHS für Verkehr und Wärme

Jahr	Euro/t		Jahr (fortgesetzt)	Euro/t	
	nominal	real, Basis 2016		nominal	real, Basis 2016
2020	0	0			
2021	25	23	2031	201	153
2022	30	27	2032	222	165
2023	35	31	2033	243	177
2024	45	39	2034	264	189
2025	55	47	2035	285	199
2026	55 – 65	46 – 55	2036	306	210
2027	95	78	2037	327	220
2028	125	101	2038	334	220
2029	155	123	2039	340	220
2030	180	140	2040	346	220

Quelle: Basierend auf Angaben des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket sowie eigene Annahmen ab 2027

Die Preiserhöhung bei den Energieträgern infolge der Einführung des nEHS richtet sich an deren CO₂-Gehalt aus. Bei der angenommenen Entwicklung der CO₂-Preise bedeutet dies bei Erdgas im Jahr 2030 eine Erhöhung um 2,8 ct/kWh, bei Heizöl um 3,7 ct/kWh, bei Benzin um 33 ct/Liter und bei Diesel um 37 ct/Liter (in realen Preisen). Eine Abgabe auf Fernwärme erfolgt bereits am Ort der Erzeugung durch den Kraftwerksbetreiber und wird daher nicht beim Endkunden erhoben.

Bei der Umsetzung der Maßnahme in den Modellberechnungen wird angenommen, dass ein deutlicher Anstieg bereits frühzeitig kommuniziert und infolgedessen von den Investoren erwartet wird. In den Modellrechnungen wurde unterstellt, dass die Endkunden die erwarteten Preissteigerungen bei ihren Kaufentscheidungen berücksichtigen und vermehrt auf emissionsärmere Technologien umsteigen. Relevant ist dies insbesondere für den Kauf von Fahrzeugen und für langlebige Maßnahmen an der Gebäudehülle oder für Wärmeerzeuger, deren Lebensdauer bei 25 bis 40 Jahren liegt.

7.1.2 Strompreissenkung

Zur Entlastung von Bürgerinnen und Bürgern sowie der Wirtschaft soll im Rahmen der Maßnahme Strompreissenkung zeitgleich mit der Einführung des BEHG und der damit verbundenen Bepreisung von CO₂-Emissionen ab dem Jahr 2021 der Strompreis gesenkt werden. Die Strompreissenkung soll durch eine Reduktion der EEG-Umlage bewirkt werden. Der Zahlungsanspruch gemäß EEG für die erneuerbaren Energien und die Regelungen zur Strompreiskompensation im EU-Emissionshandel bleiben davon unberührt. Gemäß Klimaschutzprogramm vom September 2019 könnten perspektivisch auch weitere staatlich induzierte Preisbestandteile aus den Einnahmen des nEHS (teil-)finanziert werden, darunter beispielweise die Stromsteuer oder Netzentgelte. Hierzu liegen bisher keine konkreten Umsetzungsankündigungen vor.

Die Teilfinanzierung der EEG-Umlage aus den Einnahmen des nEHS soll parallel zum CO₂-Bepreisungspfad erfolgen. Die Einnahmen aus dem nEHS werden einerseits durch den ansteigenden CO₂-Preis erhöht, andererseits durch den Rückgang des Verbrauchs an fossilen Energien reduziert. Laut Klimaschutzpaket vom September 2019 soll die EEG-Umlage im Jahr 2021 um 0,25 ct/kWh, im Jahr 2022 um 0,5 ct/kWh und im Jahr 2023 um 0,625 ct/kWh abgesenkt werden. Durch die Anhebung des Startpreises pro Tonne CO₂ im nEHS (ab 2021 25 Euro statt, wie zuvor geplant, 10 Euro), welcher durch den Vermittlungsausschuss zum Klimapakete im Dezember 2019 beschlossen wurde, stehen zusätzliche Mittel zur Reduktion der EEG-Umlage zur Verfügung, die daher höher ausfällt. Für die Berechnungen gehen die Gutachter davon aus, dass die Reduktion der EEG-Umlage bis 2030 auf knapp 3 ct/kWh ansteigt (in nominalen Preisen). Wie bereits an anderer Stelle vermerkt, konnten im Rahmen dieser Arbeit die Corona-bedingten Effekte auf den Strompreis ebenso wenig berücksichtigt werden wie die im Corona-Kontext gefassten Beschlüsse (u. a. Nachtragshaushalt, Absenkung der EEG-Umlage auf 6,5 bzw. 6 ct/kWh). Langfristig (nach 2035) sinken im Szenario KSP die Einnahmen aus dem nEHS und damit auch die Strompreisreduktion.

7.2 Sektorale Maßnahmen

Im nachfolgenden Kapitel werden die im Szenario KSP in den einzelnen Sektoren berücksichtigten Maßnahmen beschrieben und im Hinblick auf die Größenordnung der mit ihnen erzielten Energieeinsparungen (teilweise auch getrennt nach Brennstoffen und Strom) sowie der Minderung der direkten (brennstoffseitigen) THG-Emissionen charakterisiert. Die Einsparwirkungen stammen mit Ausnahme des Verkehrssektors überwiegend aus externen Quellen. Die Wirkung der Einzelmaßnahmen wird jeweils gegenüber einem Referenzszenario im Jahr 2030 dargestellt.

Die angegebenen Abschätzungen zu den Einsparwirkungen können nur bedingt zusammengefasst oder mit anderen Quellen verglichen werden, da sie teils auf unterschiedlichen Datengrundlagen basieren. Diese unterschiedlichen Datengrundlagen sind dadurch bedingt, dass die Abschätzungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten für unterschiedliche Aufgaben vorgenommen wurden. Zudem war die Ausgangslage und die sich daraus ergebenden Anforderungen in den einzelnen Sektoren unterschiedlich, so dass kein für alle Sektoren einheitliches Vorgehen umgesetzt wurde. Für einige Maßnahmen wurden eigene Abschätzungen vorgenommen, dies gilt insbesondere für die Maßnahmen im Verkehrssektor. Für die Maßnahmen der Sektoren Gebäude und Industrie wurde auf vorliegende Abschätzungen aus externen Arbeiten zurückgegriffen. Dazu zählen insbesondere die Studie „Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts“ (Prognos et al. 2020a) für die Maßnahmen des Gebäudesektors und die Studien Fh-ISI et al. (2017b), pwc et al. (2019) sowie Prognos et al. (2020b) zu den Maßnahmen im Industriesektor. Zu diesen Vorfelddarstellungen ist zu beachten, dass die Berechnungen teilweise auf

notwendigerweise vorher zu treffenden Annahmen bezüglich der Ausgestaltung der Maßnahmen basieren, die vielfach nicht dem letztendlichen Umsetzungsstand entsprechen. Berücksichtigt wurde der den Gutachtern bekannte Stand der Umsetzung im Januar 2020, inkl. der Entscheidung des Vermittlungsausschusses zum Klimapaket vom 18. Dezember 2019. Es handelt sich bei den Abschätzungen im Gebäude- und Industriesektor somit nicht um Modellierungsergebnisse im Rahmen dieses Vorhabens. Im Industriesektor dienen die externen Abschätzungen zum Energieverbrauch als zentraler Input für die hier vorgenommenen Modellberechnungen. Da in den externen Studien bei einigen Industrie-Maßnahmen keine EEV-Einsparungen, sondern ausschließlich THG-Einsparungen ausgewiesen sind, wurden diese je nach Maßnahme unterschiedlich übertragen, um die THG-Einsparungen möglichst präzise in der Modellrechnung abzubilden – denn modellseitig muss entschieden werden, in welchem Umfang und bei welchen Verbrauchern diese Einsparungen zum Tragen kommen: als Energieträgersubstitution, als Prozessumstellung, als Mengenänderung etc. Beim Gebäudesektor wurden nicht direkt die in den externen Arbeiten ausgewiesenen Einsparwirkungen bezüglich Energieverbrauch und THG-Emissionen übernommen, sondern die aus den externen Arbeiten abgeleiteten Effekte auf Aktivitätsgrößen, wie beispielsweise die Absatzstruktur bei den Wärmeerzeugern, die Sanierungsaktivität oder die Sanierungstiefe. Die ausgewiesenen Einsparwirkungen in den Sektoren Industrie und Gebäude beinhalten keine Interaktionseffekte; d. h. mögliche Überlappungen zwischen den Maßnahmen werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt (vergleiche dazu auch die Anmerkungen in Kapitel 2.6). Die in den Sektoren Industrie und Gebäude ausgewiesenen Werte sind daher zunächst als Orientierungsgröße zu interpretieren.

Da für den Verkehrssektor keine vergleichbaren externen Sektorstudien zu Einzelmaßnahmen vorlagen, wurde für den Verkehrssektor ein von den Sektoren Industrie und Gebäude abweichendes Vorgehen gewählt und es wurde eine eigene Wirkungsabschätzung vorgenommen. Die Ausgestaltung der Maßnahmen sowie deren konkrete Operationalisierung im Modell wurden mit Vertretern des Verkehrsministeriums (BMVI) sowie der wissenschaftlichen Begleitung der Nationalen Plattform Mobilität (NPM) besprochen. Dabei wurden die Annahmen zur Ausgestaltung der Maßnahmen bis 2030 und die Wirkungsmechanismen abgestimmt. Eine konkrete Wirkungsabschätzung zu den Maßnahmen im Klimaschutzprogramm 2030 lag jedoch nicht vor. Die Wirkung der Einzelmaßnahmen bezüglich Endenergieverbrauch nach Energieträgern und THG-Emissionen wurde für den Verkehrssektor aus dem Modellergebnis abgeleitet (vgl. Abschnitt 2.6). Dabei wurden die Wirkungen in den verschiedenen Modellebenen (Verkehrsmengen, Antriebswahl, Fahrzeugeffizienz und alternative Kraftstoffe) gemessen und den politischen Maßnahmen zugewiesen. Da die Maßnahmen nicht einzeln im Modell simuliert wurden, wird die Wirkung der politischen Maßnahmen jeweils in Spannbreiten angegeben. Bei dieser Methode sind die Interaktionseffekte zwischen den politischen Maßnahmen bereits berücksichtigt. Für wenige ausgewählte Einzelmaßnahmen konnte die Einsparwirkungen aus externen Studien entnommen werden (z. B. zum Ausbau der Oberleitungs-Lkw).

Für die Modellierung des Gesamteffekts ist zudem folgendes zu berücksichtigen: Die ausgewiesenen Einzelwirkungen der Maßnahmen in Bezug auf Einsparwirkungen und Treibhausgasminde-rungen fließen in der Regel nicht direkt in die sektorale Modellierung ein. In die Modellierung übernommen werden vielmehr die im Rahmen der Einzelabschätzungen ermittelten Effekte auf Modellinputgrößen (Aktivitätsgrößen), wie z. B. auf Beheizungsstrukturen im Gebäudesektor oder auf Verbrauchswerte (nur EEV) im Sektor Industrie und seinen Branchen. Bei Maßnahmen im Verkehrssektor, welche auf die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge abzielen (CO₂-Preis, Kaufförderung, etc.) wurde ein TCO-Modell³⁹ genutzt, um die Effekte auf die Fahrzeuganschaffung abzuschätzen. Die Interaktionen zwischen den Einzelmaßnahmen werden dann im Rahmen der Modellierung

³⁹ TCO: Total Cost of Ownership

implizit berücksichtigt. Denn erst durch die Modellierung wird die Gesamtwirkung des sektoralen Maßnahmensets unter Berücksichtigung von Interaktionen berechnet. Es wird damit aufgezeigt, inwieweit mit den vordefinierten Maßnahmensets die sektoralen Reduktionsziele erreicht werden können. Das zentrale Ziel dieses Vorhabens liegt in der Berechnung der Gesamtwirkung eines definierten Maßnahmensets gegenüber einem Referenzszenario. Die Modellergebnisse wurden nicht genutzt, um die Interaktionen zwischen den Maßnahmen rückwirkend auf Einzelmaßnahmenebene auszuweisen.

7.2.1 Industrie

Insgesamt wirken 13 Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 emissionsenkend auf den Industriesektor. Zwei davon, das BEHG/nEHS sowie die Strompreissenkung im Zuge des nEHS, sind als sektorübergreifende Maßnahmen angelegt (in der Industrie wirken Stromeinsparungen emissionsenkend, siehe folgenden Absatz). Sie schaffen Preisanreize, die durch sektorspezifische Fördermaßnahmen flankiert werden. Ein Teil der Maßnahmen im Sektor Industrie wirkt auch auf Bereiche in anderen Sektoren, u. a. im Gebäudesektor (z. B. Nutzung industrieller Abwärme, gewerbliche Prozesse im GHD-Sektor). Tabelle 38 listet alle 13 Maßnahmen auf. Die Maßnahmen ohne Wirkungsabschätzung wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt.

Eine methodische Besonderheit der Wirkungsabschätzung in der Industrie ist, dass die durch die Maßnahmen bewirkten Stromeinsparungen in der Industrie zu 22 %⁴⁰ den Industriekraftwerken und zu 78 % den öffentlichen Kraftwerken zugerechnet werden. Damit führen diese Stromeinsparungen ebenfalls zu Treibhausgaseinsparungen in der Industrie aufgrund verminderter Stromproduktion in Industriekraftwerken. Dies war eine Vorgabe, um konsistent mit pwc et al. (2019) zu sein.

Im Anschluss werden einzelne Maßnahmen detaillierter beschrieben. Die Beschreibungen basieren auf den veröffentlichten Angaben der Bundesregierung (2019) zum Klimaschutzprogramm.

Tabelle 38: Szenario KSP: Maßnahmenset in der Industrie

Angenommene Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der jeweiligen Referenz der externen Quelle

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Minderung* im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]	EEV-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]
übergeordnete Maßnahmen			
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Ab 2021 wird eine CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-EU-EHS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Dieses umfasst die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Bepreisung richtet sich am CO ₂ -Gehalt der Energieträger aus.	Σ 1,82 BF 1,82 Strom -	Σ 32,5**,# BF 32,5 Strom -
Strompreissenkung	Zur Entlastung von Bürgerinnen und Bürgern sowie der Wirtschaft soll im Rahmen dieser Maßnahme zeitgleich mit dem	nicht abgeschätzt	nicht abgeschätzt

⁴⁰ Die Stromerzeugung in Industriekraftwerken macht 2016 rund 22 % der gesamten inländischen Stromerzeugung aus. Per szenarischer Setzung führen Stromeinsparungen in der Industrie zu einer entsprechend anteiligen Reduktion des eigenerzeugten Stromes.

Einstieg in die CO₂-Bepreisung ab 2021 die EEG-Umlage gesenkt werden.

Maßnahmen in der Industrie

Investitionsprogramm – Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft	Das Investitionsprogramm bündelt fünf bisher bestehende Förderprogramme (hocheffiziente Querschnittstechnologien, klimaschonende Produktionsprozesse, Abwärmevermeidung und -nutzung, Energiemanagementsysteme und erneuerbare Prozesswärme) und entwickelt sie weiter. (Fiskalische Maßnahme.)	Σ 3,06 BF 2,74 Strom 0,32	Σ 83,4 BF 66,9 Strom 16,5
wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz	Förderprogramm, dessen Verteilung der Fördermittel wettbewerblich ermittelt wird. Basierend auf den Erfahrungen des Ausschreibungspiloten zur Stromeffizienz („STEP up!“) wird die wettbewerbliche Vergabe von Fördermitteln im Rahmen des Programms weitergeführt und auf den Bereich Wärme ausgeweitet. In Abgrenzung zur klassischen Zuschussförderung adressiert das Programm ambitioniertere, komplexere Projekte mit einem ggf. höheren Förderbedarf. (Fiskalische Maßnahme)	Σ 1,96 BF 1,86 Strom 0,10	Σ 30,8 BF 26,8 Strom 4,0
Ressourceneffizienz und -substitution	Es handelt sich um keine eigenständige neue Maßnahme, sondern um die Verankerung des Ziels der erhöhten Ressourceneffizienz und -substitution in bestehenden Maßnahmen (flankierend), welche in das „Deutsche Ressourceneffizienzprogramm“ eingebettet sind. Drei zentrale Bereiche sind Beratung, Förderung sowie Fortbildung. (Fiskalische Maßnahme)	Σ 1,20 BF 1,20 Strom -	Σ 15,6 BF 15,6 Strom -
beschleunigte Umsetzung der Maßnahmen aus dem Energieaudit und der Energiemanagementsystemen (EMS)	Um geringinvestive Maßnahmen zu adressieren, die nicht durch Förderprogramme angestoßen werden, wird eine beschleunigte Umsetzung empfohlener Maßnahmen aus dem Energieaudit bzw. EMS im Rahmen einer Selbstverpflichtung der Industrie angestrebt. (Regulatorische Maßnahme)	Σ 0,93 BF 0,82 Strom 0,11	Σ 19,0 BF 14,6 Strom 4,3
EU-Ökodesign-Richtlinie – Ausweitung von Mindeststandards	Ausweitung von Mindeststandards für gewisse Produktgruppen, um das Effizienzniveau von Technologien zu regulieren. Für die Industrie sind dabei besonders Querschnittstechnologien (u. a. Transformatoren, elektrische Schweißgeräte, Umwälzpumpen, Kompressoren, Elektromotoren, Heizungspumpen, Ventilatoren) relevant. (Regulatorische Maßnahme)	Σ 0,26 BF 0,20 Strom 0,06	Σ 4,1 BF 3,7 Strom 0,4
EU-EHS Innovationsfonds	Das NER300-Programm im Rahmen des europäischen Emissionshandels besteht seit 2011. Es fördert Investitionen in innovative CO ₂ -arme Demonstrationsprojekte in der Energiewirtschaft. Der EU-EHS-Innovationsfonds ist eine Weiterentwicklung des NER300-Programms, insbesondere werden nun ebenfalls Investitionen in der Industrie gefördert.	Σ 0,46 BF 0,4 Strom 0,06	Σ 7,0 BF 4,5 Strom 2,5

nationales Dekarbonisierungsprogramm	In diesem Programm werden Leuchtturm-Projekte im Bereich der energieintensiven Industrien gefördert, die zum Ziel haben, prozessbedingte Treibhausgasemissionen, die nach heutigem Stand der Technik nicht oder nur schwer vermeidbar sind, möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren. (Forschungs- und Entwicklungsmaßnahme)	Σ 2,40 BF 2,40 Strom -	Σ 24,0# BF 24,0 Strom -
Programm CO ₂ -Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien	Der Schwerpunkt des Programms ist die Weiterentwicklung und Demonstration von CCS und CCU zur Reduktion prozessbedingter Emissionen in der Grundstoffindustrie. (Fiskalische Maßnahme)	nicht abgeschätzt	nicht abgeschätzt
Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie	Im Rahmen des vorliegenden Programms sollen gemeinsam mit relevanten Unternehmen und Forschungsinstituten Lösungsansätze für eine material- und ressourceneffiziente Industrie entwickelt und umgesetzt werden. Die Schwerpunkte der Forschungsförderung sind materialeffiziente Konstruktionstechniken sowie neue Materialien. (Fiskalische Maßnahme)	Σ 0,62 BF 0,62 Strom -	Σ 8,0 BF 8,0 Strom -
Automobilindustrie: industrielle Fertigung für mobile und stationäre Energiespeicher (Batteriezellfertigung)	Ziel der Maßnahme ist es, die großen Wertschöpfungspotenziale von mobilen und stationären Stromspeichern in Deutschland und Europa zu erschließen, indem der Aufbau einer industriellen und forschungs-basierten Batteriezellproduktion vorangetrieben wird. (Fiskalische Maßnahme)	nicht abgeschätzt	nicht abgeschätzt
Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA)	Mit der EffSTRA sollen Effizienzmaßnahmen für die Dekade 2021 – 2030 im Sinne einer Weiterentwicklung des „Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE 2.0)“ beschlossen und umgesetzt werden. Unter die EffSTRA fallen die für die Industrie relevanten Einzelmaßnahmen „Weiterentwicklung der Energieeffizienz-Netzwerke“, „Effizienzanalyse-Tools für Energieaudits“, „Förderung der Prozesswärmeeffizienz und der Nutzung von Abwärmepotenzialen“, „Qualifikationsoffensive für Energieberater beim effizienten Einsatz erneuerbarer Energien zur Prozesswärmebereitstellung“ sowie „Sanierungs- und Betriebscheck Nichtwohngebäude“. (Fiskalische Maßnahme)	Σ 0,38 BF 0,31 Strom 0,07	Σ 7,0 BF 4,0 Strom 3,0
Summe	Einfache Summe der Maßnahmen, keine Berücksichtigung von Überlappungen	Σ 13,1 BF 12,4 Strom 0,7	Σ 231 BF 201 Strom 31

*1) Die ausgewiesene THG-Minderung (nur brennstoffseitige Emissionen) ist eine hinreichende Schätzung; die tatsächliche THG-Einsparwirkung des Sets wird durch das Industriemodell anhand der umgelegten EEV-Einsparungen bestimmt und kann in geringem Umfang von der Schätzung der Einzelmaßnahmen abweichen.

**1) Keine EEV-Einsparung, sondern eine EEV-Substitution.

#) EEV-Einsparung aus THG-Einsparung abgeleitet.

Σ = Summe, BF = Brennstoffe; THG-Reduktionen beim Strom durch geringere Eigenproduktion

Quelle: Berechnungen des Fh-ISI auf Basis von Fh-ISI et al. (2017b), pwc et al. (2019), Prognos et al. (2020b)

Investitionsprogramm – Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft

Bisher bestand eine vielfältige Förderlandschaft im Bereich der Energieeffizienz. Das Investitionsprogramm bündelt fünf bisher bestehende Förderprogramme (hocheffiziente Querschnittstechnologien, klimaschonende Produktionsprozesse, Abwärmevermeidung und -nutzung, Energiemanagementsysteme und erneuerbare Prozesswärme) und entwickelt sie weiter. Ein sogenannter „One-Stop-Shop“ soll den Aufwand für Unternehmen bei der Suche, der Auswahl und der Antragstellung eines passenden Förderprogrammes minimieren und gleichzeitig die Effektivität der Förderung steigern. Es werden insbesondere Investitionen in Maßnahmen gefördert, die auf komplexere und stärker auf eine systemische energiebezogene Optimierung der Produktionsprozesse ausgerichtet sind.

Ressourceneffizienz und -substitution

Es handelt sich um keine eigenständige neue Maßnahme, sondern um die Verankerung des Ziels der erhöhten Ressourceneffizienz und -substitution in bestehenden Maßnahmen (flankierend), welche in das „Deutsche Ressourceneffizienzprogramm“ eingebettet sind. Drei zentrale Bereiche sind:

- **Beratung und Information:** Unternehmen sollen zusätzlich zum Thema Energieeffizienz Informations- und Beratungsangebote zur Entwicklung und Nutzung von Innovationen mit dem Fokus Ressourceneffizienz und -substitution erhalten. Die Nutzung von Umweltmanagementsystemen soll verstärkt werden (ProgRess II). In Energieaudits werden bislang nur Energieverbräuche gemessen. Hier könnte gemäß dem Vorschlag in ProgRess II ein explizites Ressourceneffizienzaudit integriert werden.
- **Förderung:** Finanzielle Mittel sind notwendig, damit Unternehmen vor allem umfassendere Maßnahmen umsetzen können. Zum Nachweis von Material- und damit verbundenen Treibhausgaseinsparungen ist die Vorlage eines Ressourceneffizienzkonzepts erforderlich, das die Einsparungen aufführt sowie mögliche Sekundäreffekte beschreibt.
- **Fortbildung und Berufsausbildung:** Um Innovationen anzureizen und Investitionen geeignet zu tätigen, bedarf es sowohl einer spezifischen Weiterbildung von Mitarbeitenden als auch einer grundsätzlichen Möglichkeit der Berufsausbildung mit Schwerpunkt Ressourceneffizienz und -substitution.

Beschleunigte Umsetzung der Maßnahmen aus dem Energieaudit und der Energiemanagementsystemen (EMS)

§ 8 des Energiedienstleistungsgesetzes (EDL-G) verpflichtete Unternehmen (ausgenommen KMU), bis zum 5. Dezember 2015 Energieaudits einzuführen und diese mindestens alle vier Jahre zu wiederholen. Wenn Unternehmen ein Energiemanagementsystem (EMS) oder ein Umweltmanagementsystem eingeführt hatten, waren sie von dieser Verpflichtung befreit. Um geringinvestive Maßnahmen zu adressieren, die nicht durch Förderprogramme angestoßen werden, wird eine beschleunigte Umsetzung von empfohlenen Maßnahmen aus dem Energieaudit bzw. den EMS im Rahmen einer Selbstverpflichtung der Industrie vorgeschlagen. Deren Ausgestaltung sollte so effektiv sein wie eine verpflichtende Maßnahme. Entscheidungskriterien für umzusetzende Maßnahmen sind eine Amortisationszeit von bis zu drei Jahren sowie eine festzulegende Investitionsquote für Energieeffizienz gemessen am jährlichen Gewinn.

EU-EHS Innovationsfonds – Weiterentwicklung des NER300-Programms

Im Rahmen des europäischen Emissionshandels besteht seit 2011 das sogenannte NER300-Programm, das Investitionen in innovative CO₂-arme Demonstrationsprojekte in der Energiewirtschaft fördert. Das Förderbudget wird durch den Verkauf von 300 Mio. EU-EHS-Zertifikaten gespeist. Der Schwerpunkt der Förderung liegt auf der Carbon Capture and Storage Technologie (CCS) sowie innovativen Erneuerbare-Energien-Technologien. Das bestehende Programm wird weiterentwickelt werden. Es wird künftig auch den Sektor Industrie umfassen und dann „Innovationsfonds“ heißen. Die Förderung soll auch innovative CO₂-arme Produktionsprozesse mit Demonstrationscharakter in der Industrie inkl. Carbon Capture and Utilisation (CCU) anreizen.

Programm CO₂-Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien

Der Schwerpunkt des Programms ist die Emissionsreduktion in der Grundstoffindustrie via CCS und CCU.

- **Carbon Capture and Storage (CCS):** Die CCS-Technologie ist eine Schlüsseltechnologie für eine weitgehende Treibhausneutralität bis 2050. Sie ermöglicht mittelfristig eine vergleichsweise kostengünstige Reduktion für anderweitig nicht vermeidbare prozessbedingte Emissionen der Grundstoffindustrie. Sehr viele Minderungsstrategien zur Erreichung der globalen Temperaturziele des Pariser Abkommens setzen zudem auf sogenannte „negative Emissionen“; auch hierfür müssen die Elemente der gesamten CCS-Prozesskette zur Verfügung stehen. Das Programm zielt ab auf die Anpassung und Skalierung von CO₂-Abscheidemethoden in industriellen Anlagen, die Modellierung und ggf. Entwicklung von regionalen, überregionalen und ggf. europäischen CO₂-Netzwerken und Anforderungen an CO₂-Ströme beim Transport, die europäische Zusammenarbeit zur Speicherung von CO₂ im tiefen Untergrund unterhalb der Nordsee sowie auf einen Dialogprozess CCS im Gesamtkontext der CO₂-Reduktionstechnologien mit nichtstaatlichen Umweltorganisationen, Verbänden, Unternehmen und Wissenschaft.
- **Carbon Capture and Utilisation (CCU):** Darüber hinaus sind Ansätze und Technologien für eine effiziente CO₂-Kreislaufführung Teil des Programms. Hierunter fallen Technologien zur Abscheidung, anschließender Nutzung sowie Rückführung von CO₂ in den Kreislauf.

Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie

Die Herstellung von Grundstoffmaterialien ist in der Regel ressourcen- und energieintensiv. Durch Material- und Ressourceneffizienz können daher nicht nur Einspar- und Produktverbesserungspotenziale eröffnet, sondern auch die Klima- und Umweltbelastungen verringert werden.

Im Rahmen des vorliegenden Programms sollen gemeinsam mit relevanten Unternehmen und Forschungsinstituten Lösungsansätze für eine material- und ressourceneffiziente Industrie entwickelt und umgesetzt werden. Das Programm verfolgt eine ganzheitliche Umsetzungsstrategie, die neben der Förderung von Forschung und Innovationen vor allem auch die Markteinführung und Verbreitung neuer Technologien sowie ggf. die Bereitstellung der erforderlichen Infrastrukturen umfassen kann. Die Schwerpunkte der Förderung sind:

- **Materialeffiziente Konstruktionstechniken:** Ein wesentlicher Treiber für eine Steigerung der Material- und Ressourceneffizienz ist die Anwendung innovativer und gewichtseinsparender Konstruktions- und Fertigungstechniken. Es werden die Ziele einer CO₂-armen und ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft in der Industrie im Sinne eines Lebenszyklus verfolgt.

- Neue Materialien: Diese ermöglichen eine präzise auf den jeweiligen Einsatzbereich zugeschnittene Anwendung. Dadurch können Ressourcen eingespart und Treibhausgasemissionen verringert werden. So könnten etwa durch die Bindung von Kohlenstoff hochwertige biogene Carbonfasern hergestellt werden.

Nationales Dekarbonisierungsprogramm

In diesem Programm werden Leuchtturm-Projekte im Bereich der energieintensiven Industrien gefördert, die zum Ziel haben, prozessbedingte Treibhausgasemissionen, die nach heutigem Stand der Technik nicht oder nur schwer vermeidbar sind, möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren.

„Gefördert werden – jeweils im Bereich energieintensiver Industrien mit prozessbedingten Emissionen – die Forschung und Entwicklung, die Erprobung in Versuchs- bzw. Pilotanlagen sowie die Anwendung und Umsetzung von Maßnahmen im industriellen Maßstab, sofern sie geeignet sind, die Treibhausgasemissionen ausgehend vom aktuellen Stand der zugrundeliegenden Technologien, Verfahren bzw. Produkte möglichst weitgehend und dauerhaft zu reduzieren und dadurch einen Beitrag zur Treibhausgasneutralität der Industrie 2050 zu leisten.“ (BMU 2019)

Automobilindustrie: Industrielle Fertigung für mobile und stationäre Energiespeicher (Batteriezellfertigung)

Ziel der Maßnahme ist es, die großen Wertschöpfungspotentiale von mobilen und stationären Stromspeichern in Deutschland und Europa zu erschließen, indem der Aufbau einer industriellen und forschungsbasierten Batteriezellproduktion vorangetrieben wird. Zu diesem Zweck werden bis 2022 bis zu 1 Mrd. Euro für Investitionen für die industrielle Fertigung von mobilen und stationären Energiespeichern (Batteriezellproduktion) bereitgestellt. Unternehmen der automobilen Zulieferindustrie werden mit geeigneten Instrumenten bei der anstehenden Transformation ihrer Branche unterstützt.

7.2.2 Verkehr

Das Klimaschutzprogramm 2030 umfasst eine Vielzahl von Maßnahmen, welche den Sektor Verkehr direkt oder indirekt betreffen. Diese sind in Tabelle 39 zusammengefasst. Übergeordnete Maßnahmen, wie das BEHG und die Strompreissenkung, werden in Kapitel 4.1 beschrieben. Informationen zur Wirkungsabschätzung der einzelnen Maßnahmen sind in den Kapiteln 2.6 und 5.2.2 beschrieben. Nachfolgend werden die relevantesten Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündel in knapper Form beschrieben und die unterstellten Annahmen zur Umsetzung dargelegt.

Tabelle 39: Szenario KSP: Maßnahmen im Verkehr

Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der Referenz

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Einsparung im Jahr 2030 [Mt CO ₂ eq]
übergeordnete Maßnahmen		
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Ab 2021 wird eine CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-EHS-Sektoren) im Rahmen eines	6 – 9

	nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Dieses umfasst die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Bepreisung richtet sich am CO ₂ -Gehalt der Energieträger aus.	
Strompreissenkung	Zur Entlastung der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft soll im Rahmen dieser Maßnahme zeitgleich mit dem Einstieg in die CO ₂ -Bepreisung ab 2021 die EEG-Umlage abgesenkt werden.	~0,3
Maßnahmen im Verkehrssektor		
EU-CO ₂ -Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge	Bis 2030 müssen die Emissionen bei den Pkw-Neuzulassungen im Flottenmittel gemäß EU-Verordnung um 37,5 % gegenüber 2021 sinken, bei leichten Nutzfahrzeugen um 31 % und bei schweren Nutzfahrzeugen um 30 % (ggü. 2019).	3 – 5
Renewable Energy Directive II (RED II) – Annahmen zur nationalen Umsetzung	Die EU-Richtlinie enthält Mindestanteile zur Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030. Eine nationale Umsetzung der RED II ist aktuell in Arbeit. Für die Modellierung wird angenommen, dass bei der nationalen Umsetzung der Mindestanteil an erneuerbaren Energien im Sektor Verkehr für das Jahr 2030 auf 27 % gesetzt wird (EU-Vorgabe: mindestens 14 %).	0
Kaufprämie für Elektro-Pkw	Anhebung der Kaufprämie auf bis zu 6.000 Euro für Elektro-Pkw mit einem Nettolistenpreis bis zu maximal 65.000 Euro.	2 – 4
Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut	Die Lkw-Maut soll ab 2023 auf eine CO ₂ -Komponente umgestellt werden (anstelle der Schadstoffkomponente). Im Hinblick auf die Höhe der CO ₂ -Komponente wird angenommen, dass diese bei 100 Euro/t CO ₂ beginnt und dann immer mindestens so hoch ist, wie die CO ₂ -Kosten aus dem BEHG. Des Weiteren wird angenommen, dass die Infrastrukturkomponente bei der Lkw-Maut für elektrische Lkw um 75 % gesenkt wird.	1 – 2
Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr	Aus dem KSP 2030 geht hervor, dass die Infrastruktur für elektrische Lkw mit insgesamt 3,5 Mrd. Euro bis 2023 gefördert werden soll. Es wird angenommen, dass diese Mittel auch zum Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge verwendet werden.	2 – 3
Spreizung der Kfz-Steuer	Die Kraftfahrzeugsteuer wird stärker an den CO ₂ -Emissionen ausgerichtet, so dass von dieser eine stärkere Lenkungswirkung beim Neuwagenkauf hin zu emissionsärmeren bzw. emissionsfreien Antrieben ausgeht.	1 – 2
Anhebung der Entfernungspauschale	Als Gegenmaßnahme zur stärkeren Belastung der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft aufgrund der CO ₂ -Bepreisung wird die Entfernungspauschale für Arbeitswege erhöht.	~ -1,5
Förderung Radverkehr	Die Mittel zur Förderung der Radverkehrsinfrastruktur werden erhöht.	0,4 – 0,6
öffentliche Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität	Der Bund erarbeitet einen Masterplan Ladeinfrastruktur und setzt sich das Ziel, bis 2030 eine Million öffentlich zugängliche Ladepunkte installiert zu haben.	flankierend
Kaufprämie für Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben	Gemäß KSP 2030 wird die Bundesregierung die Anschaffung von Lkw mit alternativen, klimaschonenden Antrieben einschließlich Wasserstofftechnologien unterstützen. Konkret wird angenommen, dass 40 % der Mehrkosten von elektrischen Lkw (auch Oberleitungshybrid-Lkw und Brennstoffzellen-Lkw) gefördert werden.	0,8 – 1,2

Verlängerung der Dienstwagenregelung	Die Dienstwagenregelung wird bis zum Jahr 2030 verlängert. Zusätzlich wird die Dienstwagensteuer für reine Elektrofahrzeuge bis zu einem Preis von 40.000 Euro von 0,5 % auf 0,25 % abgesenkt.	0,2 – 0,5
Erhöhung der Luftverkehrsabgabe	Die Luftverkehrsabgabe soll erhöht werden, um damit die abgesenkte Mehrwertsteuer auf Tickets beim Schienenpersonenfernverkehr gegen zu finanzieren (siehe nächste Maßnahme).	~0,4
Senkung der Mehrwertsteuer beim Schienenpersonenfernverkehr	Die Senkung der Mehrwertsteuer auf 7 % (anstatt 19 %) für die Ticketpreise im Schienenpersonenfernverkehr ist seit dem 1. Januar 2020 in Kraft.	~0,4
Investitionen in die Bahn	Der Bund und die Deutsche Bahn werden bis 2030 86 Mrd. Euro investieren, um das Schienennetz zu erneuern (Leistungs- und Finanzierungsvereinbarung LuFV III). Damit wird die Leistungsfähigkeit der Schieneninfrastruktur weiter erhöht.	~0,2
Attraktivität öffentlicher Verkehr	Mit einer Erhöhung der Bundesmittel soll das Nahverkehrsnetz für den öffentlichen Verkehr ausgebaut sowie den Umstieg auf Elektro-Busse gefördert werden.	~0,3
Modernisierung der Binnenschifffahrt	Eine Erhöhung der Anteile der Binnenschifffahrt am Güterverkehr wird durch die Umsetzung von Maßnahmen zum Klimaschutz aus dem Masterplan Binnenschifffahrt (Mai 2019) erreicht.	~0,1
Summe	Summe der Maßnahmen	23,5

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung (2019)

EU CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge

Bisher galt in der EU für das Jahr 2021 und folgende ein CO₂-Flottengrenzwert für neue Pkw von 95 g CO₂/km, gemessen im alten Testzyklus NEFZ. Dieser Zielwert für 2021 wird auch für die Referenzentwicklung unterstellt. Weitere Zielwerte für die Jahre 2025-2029 von -15 % sowie der Zielwert für 2030 von -37,5 % werden im Szenario KSP berücksichtigt. Nach neuem EU-Recht sollen die Emissionen neu zugelassener Pkw im Durchschnitt bis 2025 um 15 % und bis 2030 um 37,5 % gesenkt werden, jeweils gegenüber dem Ausgangsjahr 2021. Da Batterieelektrische Pkw mit 0 g CO₂/km in die Berechnung eingehen, besteht für die Fahrzeughersteller ein starker Anreiz, entsprechende Pkw zu verkaufen, um ihre Ziele zu erreichen und sonst drohende Strafzahlungen zu verhindern.

Auch für LNF und SNF wurden Ende 2018 Flottengrenzwerte für die Jahre 2025 und 2030 definiert. Bei LNF sollen die mittleren CO₂-Emissionen bis 2030 um 31 % (ggü. 2021) und bei SNF (ab 16 t zugelassener Gesamtmasse und inkl. Busse) um 30 % (ggü. 2019) abgesenkt werden. Da die LNF im Referenzszenario bereits einen hohen Grad an Elektrifizierung aufweisen, entfalten die Flottengrenzwerte hier keine zusätzlichen Einsparungen. Bei den SNF reduzieren sich die spezifischen CO₂-Emissionen bei den Neuzulassungen im Referenzszenario und damit ohne Berücksichtigung der Flottengrenzwerte für das Jahr 2030 im Zeitraum von 2019 bis 2030 um rund 10 % (maßgeblich durch die Effizienzentwicklung). Um die Vorgabe der Flottengrenzwerte von -30 % zu erfüllen, ist die reine Effizienzentwicklung beim Dieselantrieb nicht ausreichend. Die Erfüllung der Flottengrenzwerte bedingt deshalb auch ein Hochlaufen von alternativen Antrieben bei den schweren Nutzfahrzeugen.

Diese Flottengrenzwerte sind nicht explizit Teil des Klimaschutzprogramms. Da sie aber auch nicht Teil der Referenzentwicklung (nur beschlossene Maßnahmen bis Ende 2017) sind, werden sie hier zusammen mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms ausgewiesen. Dies gilt auch für die nachfolgende Maßnahme zu den erneuerbaren Energien (RED II).

Renewable Energy Directive II

Ein weiteres Instrument auf EU-Ebene ist die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive). Diese Richtlinie enthält Zielwerte zur Nutzung erneuerbarer Energien. In der RED II hat die EU ihre Mitgliedsstaaten verpflichtet dafür zu sorgen, dass Kraftstoffanbieter den Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 auf mindestens 14 % steigern. Da zum Zeitpunkt der Modellierung die RED II noch nicht in nationales Recht umgesetzt ist, werden folgende Annahmen für Deutschland getroffen:

Für die nationale Umsetzung der RED II im Verkehrssektor wird für das Jahr 2030 implizit ein Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 27 % unterstellt (berechnet nach den Bilanzierungsregeln der RED II). Da die Elektromobilität dem Straßenverkehr zugerechnet und dabei vierfach gewichtet wird, muss ein hoher Mindestanteil durch die RED II festgelegt werden, damit ein Anreiz zum Umstieg auf erneuerbare Energieträger gesetzt wird. Beim angenommenen Anstieg der Elektromobilität bis zum Jahr 2030 ergibt sich allein aufgrund der Elektromobilität ein EE-Anteil nach RED II von rund 17 %. Knapp 1 % resultiert aus der Beimischung fortschrittlicher Kraftstoffe (Einsatz von Wasserstoff in den Raffinerien; siehe unten). Bleibt der Verbrauch an Biotreibstoffen in etwa auf dem heutigen Niveau, tragen sie mit 9 %-Punkten zur Zielerreichung bei. Sofern also ein geringerer EE-Anteil als 27 % festgelegt würde, würde der Einsatz an biogenen Treibstoffen aufgrund der mangelnden Anreizwirkung zurückgehen. Dieser Rückgang müsste mit zusätzlichen Instrumenten aufgefangen werden oder würde alternativ zu einer Erhöhung der Emissionen im Verkehrssektor führen. Unter den getroffenen Annahmen wird durch die RED II kein Einsatz von synthetischen Energieträgern (PtL) angereizt.

Kaufprämie für Elektro-Pkw

Für Elektrofahrzeuge mit einem Nettolistenpreis von weniger als 65.000 Euro wird eine zweistufige Förderung eingeführt, bzw. der bestehende Bonus wird erhöht. Für batterieelektrische Pkw beträgt die Kaufprämie 6.000 Euro für Fahrzeuge mit einem Nettolistenpreis bis zu 40.000 Euro und 5.000 Euro für Fahrzeuge mit einem Nettolistenpreis zwischen 40.000 und 65.000 Euro. Damit erhöht sich die Kaufprämie bei den batterieelektrischen Pkw um 1.000 Euro. Plug-in-Hybride Pkw werden mit einer Kaufprämie von 4.500 bzw. 3.750 Euro gefördert.

Die Förderung wird jeweils zu 50 % durch den Bund und die Fahrzeughersteller bereitgestellt. Für die Umsetzung in der Modellrechnung wird unterstellt, dass die Kaufprämie ab dem Jahr 2020 gilt und bis zum Jahr 2030 nominal konstant gehalten wird.

Die Erhöhungen der Kaufprämien (Innovationsprämie) im Kontext des Nachtragshaushalts 2020 konnten bei der Modellierung des KSP-Szenarios nicht berücksichtigt werden.

Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut

Die Lkw-Maut kann als eine zentrale Stellgröße zur Förderung von CO₂-armen Antrieben im Straßengüterverkehr dienen. Die Maut hat einen großen Anteil an den Gesamtkosten des Lkw-Betriebs und damit einen wesentlichen Einfluss auf die Kaufentscheidungen der Nutzenden. Zudem hängt die Lkw-Maut direkt von der Inlandsfahrleistung ab und wirkt damit auf die relevante Größe

in Bezug auf die Absenkung der Treibhausgasemissionen (bezogen auf den Energieabsatz in Deutschland).

Im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung wird das Ziel formuliert, dass im Jahr 2030 rund ein Drittel der Lkw-Fahrleistung elektrisch oder mit strombasierten Kraftstoffen geleistet werden soll. Dafür soll u. a. die Lkw-Maut ab 2023 nach CO₂-Ausstoß differenziert werden. Für die Modellierung werden folgende Umsetzungsannahmen getroffen:

Derzeit sind elektrische und LNG-Lkw von der Lkw-Maut befreit. Eine vollständige Mautbefreiung von CO₂-freien Lkw ist keine langfristig tragfähige Lösung, da auch CO₂-freie Lkw hohe Infrastrukturkosten verursachen und die Finanzierung der Straßeninfrastruktur sichergestellt werden sollte. Die Lkw-Maut wird deshalb auf eine CO₂-Komponente, anstatt der bisherigen Spreizung nach Schadstoffen, umgestellt. Es wird angenommen, dass die CO₂-Komponente ab 2023 mit 100 Euro/t eingeführt wird und dann immer mindestens so hoch ist wie der CO₂-Preis aus dem nEHS. Um eine möglichst große Spreizung der Maut zu erwirken und damit die Umstellung auf elektrische Antriebe anzureizen, wird gleichzeitig die Infrastrukturkomponente für elektrische mautpflichtige Fahrzeuge um 75 % gesenkt.

Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr

Aus dem Klimaschutzprogramm 2030 geht hervor, dass die Infrastruktur für elektrische Lkw mit insgesamt 3,5 Mrd. Euro bis 2023 gefördert werden soll. Darunter fallen neben Oberleitungsinfrastruktur auch Ladestationen für Batterie-Lkw sowie Wasserstoff-Tankstellen. Da der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur aus Sicht der Forschungsnehmer langfristig die volkswirtschaftlich günstigste und energetisch sinnvollste Alternative zur Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs darstellt, wird angenommen, dass diese Mittel auch zum Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge verwendet werden – obwohl dies im Klimaschutzprogramm 2030 nicht explizit genannt wird.

Langfristig wird ein Ausbau von Oberleitungen für Oberleitungs-Lkw in Europa von insgesamt knapp 30 % des Autobahnnetzes angenommen (dies entspricht ca. 4.000 km in Deutschland). Bis 2030 wird ein Ausbau von 2.000 km in Deutschland angenommen. Die Kosten dafür werden auf rund 4,5 Mrd. Euro geschätzt und übersteigen damit allein für den Bereich der Oberleitungsinfrastruktur, die im Klimaschutzprogramm für elektrische Lkw veranschlagte Summe. Es wird angenommen, dass die Mittel bis 2023 entsprechend eingestellt werden.

Die Maßnahmenbewertung erfolgt in Abstimmung mit dem Fraunhofer ISI bzw. beruht die Markthochlaufentwicklung auf Modellierungen im Projekt „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“ (Fraunhofer ISI 2017).

Spreizung der Kfz-Steuer

Die Kraftfahrzeugsteuer wird stärker an den CO₂-Emissionen ausgerichtet, sodass von dieser eine stärkere Lenkungswirkung beim Neuwagenkauf hin zu emissionsärmeren bzw. emissionsfreien Antrieben ausgeht. Für Neuzulassungen ab dem 1. Januar 2021 wird die CO₂-Komponente auf 4 Euro/g CO₂ (WLTP) für jedes Gramm über 95 g CO₂/km sowie zusätzlich 1,50 Euro für jedes Gramm über 115 g CO₂/km (WLTP) erhöht. Die Steuerbefreiung für zehn Jahre ab Erstzulassung bzw. Umrüstung für Elektrofahrzeuge wird bis zum Jahr 2025 verlängert.

Anhebung der Entfernungspauschale

Um die höhere Belastung von Pendlerinnen und Pendlern durch die CO₂-Bepreisung teilweise zu kompensieren, wird die Entfernungspauschale für Arbeitswege (Pendlerpauschale) erhöht. Die Pendlerpauschale regelt die steuerliche Absetzbarkeit von Fahrtkosten für Arbeitswege. In Deutschland können Arbeitnehmende Aufwendungen für den Weg vom Wohnort zum Arbeitsplatz von ihrem zu versteuernden Einkommen abziehen. Der Satz wird vorübergehend von 30 ct/ auf 38 ct/km erhöht. Ab 2026 gilt wieder der Satz von 30 ct/km.

Attraktivität des öffentlichen Verkehrs

Mit einer Erhöhung der Bundesmittel im Rahmen des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GVFG) ab 2021 auf 1 Mrd. Euro jährlich, soll das Nahverkehrsnetz für den öffentlichen Verkehr ausgebaut werden. Ab 2025 werden diese Mittel auf jährlich 2 Mrd. Euro erhöht. Damit sollen u. a. elektrische Busse gefördert und der öffentliche Nahverkehr gestärkt werden. Die Bundesregierung wird zusätzlich zehn Modellprojekte zur Stärkung des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) unterstützen (z. B. durch die Einführung von 365-Euro-Jahrestickets).

Förderung Radverkehr

Aktuell wird der Radverkehr mit rund 150 Mio. Euro jährlich gefördert. Zum Ausbau von Rad(-schnell-)verbindungen werden zusätzliche Mittel in Höhe von insgesamt 900 Mio. Euro bis zum Jahr 2023 bereitgestellt. Für die Folgejahre bis 2030 wird angenommen, dass die Mittel wiederum um insgesamt 500 Mio. Euro erhöht werden.

7.2.3 Gebäude

Das Maßnahmenset des Klimaschutzprogramms umfasst insgesamt zehn Maßnahmen, welche ausschließlich den Gebäudesektor adressieren. Hinzu kommen zwei übergeordnete Maßnahmen (Kapitel 7.1) und eine Maßnahme aus dem Umwandlungssektor, welche ebenfalls auf die Emissionen im Gebäudesektor einwirkt. Ergänzt wird das Set im Gebäudesektor durch zwei Maßnahmen mit sozialpolitischem Charakter, zur Entlastung einkommensschwacher Haushalte. Nachfolgend werden die wichtigsten Maßnahmen, die einen signifikanten Effekt auf die Entwicklung der THG-Emissionen ausüben, etwas ausführlicher beschrieben. Tabelle 40 gibt einen Überblick über die für den Gebäudesektor relevanten Maßnahmen. Generell zeigt das Maßnahmenprogramm einen starken Fokus auf Fördermaßnahmen. Preisanreize werden durch die übergeordneten Maßnahmen gesetzt.

Tabelle 40: Szenario KSP: Maßnahmen im Gebäudesektor

Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber einer Referenzentwicklung

Titel	Kurzbeschreibung	THG-Einsparung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]
übergeordnete Maßnahmen		
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Ab 2021 wird eine CO ₂ -Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (Non-EHS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Dieses	ca. 4 – 6

	umfasst die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe und Kraftstoffe. Die Bepreisung richtet sich nach dem CO ₂ -Gehalt der Energieträger.	
Strompreissenkung	Reduktion der EEG-Umlage, finanziert über Einnahmen aus dem BEHG. Verbessert Wirtschaftlichkeit von Stromanwendungen	1 – 2 (basierend auf Zielszenario 2)
Maßnahmen im Gebäudesektor		
steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	Die steuerliche Förderung selbstgenutzten Eigentums soll in Ergänzung zur existierenden Förderkulisse als weitere Säule der Förderung eingeführt werden. Die Förderung erfolgt in Form eines Abzugs von der Steuerschuld über einen Zeitraum von drei Jahren. Die steuerliche Förderung beschränkt sich auf Einzelmaßnahmen in eigengenutzten Wohnungen und Wohngebäuden.	1,4
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	Die BEG soll verschiedene bisher getrennte Förderstränge zusammenführen: die bisherige Förderung für erneuerbare Energien aus dem „Marktanreizprogramm“ (MAP), für Energieeffizienz in Gebäuden aus dem Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ (EBS) sowie aus dem „Anreizprogramm Energieeffizienz“ (APEE) und dem Programm zur „Heizungsoptimierung“ (HZO). Die Förderung beinhaltet auch eine Austauschprämie für Ölheizungen.	2,5
Einbauverbot monovalenter Heizölkessel	Gesetzliche Regelung, wonach in Gebäuden, in denen eine klimafreundlichere Wärmeerzeugung möglich ist, der Einbau von Ölheizungen ab 2026 nicht mehr gestattet ist. Im Neubau und Bestand bleiben Hybridlösungen auch künftig möglich.	0,7 – 0,9
Förderung der seriellen Sanierung	Die Förderungen der energetischen Sanierung mit vorgefertigten Elementen wurde so modelliert, dass sie im Rahmen der beihilferechtlichen Möglichkeiten künftig kumulativ mit der BEG möglich ist.	0,04
„Energetische Stadtsanierung“	Konkrete Ausgestaltung steht noch nicht fest. Keine Berücksichtigung bei der Modellierung.	nicht abgeschätzt
Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit	Die Maßnahme „Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit“ umfasst sowohl eine Verstärkung der freiwilligen Energieberatung als auch obligatorische Elemente im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG).	0,05
Vorbildfunktion Bundesgebäude	Bei allen Bauvorhaben von Bundesgebäuden sollen effiziente Energiestandards umgesetzt werden.	0,04
Prüfung der Weiterentwicklung des energetischen Standards	Überprüfung der energetischen Anforderungen für Neubau und Bestand im Jahr 2023. Der ergebnisoffenen Überprüfung der energetischen Anforderungen im Jahr 2023 kann keine Wirkung zugeordnet werden. Sie setzt die Verpflichtung nach EU-Gebäuderichtlinie Art. 4.1 um und ist damit bereits in der Referenz enthalten.	0
Weiterentwicklung der Städtebauförderung	Die bestehende Städtebauförderung soll weitergeführt und ab 2020 mit neuen Schwerpunkten belegt werden, u. a. die Förderung von Stadtgrün, Stärkung der Freiflächen und Vorbildfunktion der öffentlichen Hand.	nicht abgeschätzt
Fortentwicklung des Innovationsprogramms „Zukunft Bau“	Ausbau der Aktivitäten im Bereich der Bauforschung durch die Fortentwicklung der Forschungsinitiative „Zukunft Bau“ zum Innovationsprogramm. Die Initiative soll die Etablierung klima- und umweltfreundlicher Bauweisen unterstützen und voranbringen.	nicht abgeschätzt

Maßnahmen im Umwandlungssektor

Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen – Wärmenetze 4.0	Diese Maßnahme beinhaltet die Fortführung des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ bis mindestens 2030 sowie dessen Ergänzung um ein Wärmenetz-Transformationsprogramm, das zur Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze beitragen soll.	1,0 – 1,1
--	---	-----------

Maßnahmen bei gewerblichen Prozessen und Antrieben

vergleiche Tabelle zu Industrie inkl. GHD 1

ergänzende Maßnahmen

„Energieeffizienzstrategie 2050“ (EffSTRA)	Mit der EffSTRA sollen Effizienzmaßnahmen für die Dekade 2021 – 2030 im Sinne einer Weiterentwicklung des „Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz“ (NAPE 2.0) beschlossen und umgesetzt werden.	nicht einzeln abgeschätzt insgesamt ca. 1
Änderungen beim Wohngeld und beim Mietrecht	Das Wohngeldvolumen soll ab dem 1. Januar 2021 durch eine CO ₂ -Komponente um 10 % erhöht werden, mit dem Ziel Wohngeldhaushalte bei den Heizkosten zu entlasten. Durch die geplante CO ₂ -Komponente soll das Entstehen sozialer Härten im Kontext der zeitgleich geplanten Einführung der CO ₂ -Bepreisung vermieden werden.	nicht abgeschätzt
Transferleistungen	Erhöhte Energiekosten werden bei den Transferleistungen bereits nach den festgelegten Verfahren berücksichtigt. Die Bundesregierung will an der bisherigen Leistungspraxis festhalten und zukünftige Energiekostensteigerungen, wie bspw. steigende Heizkosten durch die Einführung einer CO ₂ -Bepreisung, durch entsprechend höhere Zuschüsse für die Kosten der Unterkunft für Transferleistungsempfänger sozialverträglich abfedern.	nicht abgeschätzt
Summe	Einfache Summe der Maßnahmen, keine Berücksichtigung von Überlappungen	13 – 16

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (2019) und auf Prognos et al. (2020a), Abschätzung der ergänzenden Maßnahmen der EffSTRA abgeleitet aus Prognos et al. (2020b)

Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung

Die steuerliche Förderung wird zunächst alternativ zu bestehenden CO₂-Gebäudesanierungsprogrammen, dem Marktanreizprogramm (MAP) und ab dem 1. Januar 2021 alternativ zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) eingeführt. Die Förderung erfolgt in Form eines Abzugs von der Steuerschuld über einen Zeitraum von drei Jahren. Abzugsfähig sind 20 % der Investitionskosten, wobei in den ersten beiden Abzugsjahren jeweils 7 % und im dritten Abzugsjahr 6 % der förderfähigen Investitionskosten in Abzug gebracht werden können. Der maximale Förderbetrag liegt bei 40.000 Euro. Förderfähig sind Sanierungsmaßnahmen, mit denen nach dem 01. Januar 2020 begonnen wurde. Die steuerliche Förderung beschränkt sich auf Einzelmaßnahmen in eigengenutzten Wohnungen und Wohngebäuden. Förderfähige Maßnahmen umfassen:

- Wärmedämmung von Wänden
- Wärmedämmung von Dachflächen
- Wärmedämmung von Geschossdecken
- Erneuerung der Fenster oder Außentüren
- Erneuerung oder Einbau einer Lüftungsanlage
- Erneuerung der Heizungsanlage
- Einbau von digitalen Systemen zur energetischen Betriebs- und Verbrauchsoptimierung
- Optimierung bestehender Heizungsanlagen, sofern diese älter als zwei Jahre sind

Voraussetzung für die Förderung ist, dass die jeweilige energetische Maßnahme von einem Fachunternehmen ausgeführt wird. Die materiellen Mindestanforderungen werden durch die Energetische Sanierungsmaßnahmen-Verordnung (ESanMV) festgelegt. Um einen Gleichlauf der steuerlichen Förderung mit der BEG zu gewährleisten, sollen für beide Förderstränge grundsätzliche vergleichbare Mindestanforderungen gelten.

Bundeförderung für effiziente Gebäude (BEG) – Förderung erweitern

Die BEG soll verschiedene bisher getrennte Förderstränge zusammenführen: die bisherige Förderung für erneuerbare Energien durch das Marktanreizprogramm (MAP), das Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ (EBS), das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und das Programm zur „Heizungsoptimierung“ (HZO). Zudem sollen die zur Verfügung stehenden Fördermittel für die BEG um mehr als 1 Mrd. Euro p. a. aufgestockt werden.

Um die Attraktivität der Förderung zu erhöhen, werden die Förderkonditionen gegenüber der bisherigen Förderung deutlich verbessert. Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle werden neu mit 20 % gefördert (bisher 10 %). Der geförderte Beitrag bei Effizienzhäusern (EH) ist abhängig vom Effizienzstandard; er liegt zwischen 27,5 % für ein EH 100 und 50 % für ein EH 40. Beim Ersatz von Heizkesseln ergeben sich Förderbeiträge von bis zu 45 %. Der resultierende Fördersatz ist abhängig vom Ausgangssystem und vom Zielsystem (Tabelle 41). Bei Neubauten im Bereich der Wohngebäude werden die Fördersätze analog zu denen der Sanierung angehoben und rangieren dann zwischen 17,5 % und 27,5 % der förderfähigen Kosten (Anhebung im Mittel um 12,5 %-Punkte). Ziel ist ein höherer Anteil von Effizienzhäusern an den gesamten Neubauten. Hinweis: Für die Berechnung des Szenarios wurde keine Anpassung der Neubauförderung berücksichtigt, da die hierfür benötigten Finanzmittel in Höhe von 3,5 Mrd. Euro p. a. nach Kenntnisstand der Gutachter und Gutachterinnen nicht im Rahmen des Klimakabinetts gemeldet und beschlossen wurden.

Tabelle 41: Förderkonditionen für den Ersatz des Wärmeerzeugers

Technologie	Förderbeitrag	
	Bestand Heizöl	Bestand Übrige
Heizkessel (Erdgas, Heizöl)	<i>keine Förderung</i>	<i>keine Förderung</i>
Erdgas-Renewable-ready	20 %	20 %
Erdgas-Hybrid	40 %	30 %
100 % Renewable (z. B. WP, Biomasse)	45 %	35 %

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung (2019)

Aufgrund der Aufstockung der Fördermittel und der verbesserten Förderkonditionen bei Sanierung und Ersatz des Wärmeerzeugers wird eine deutlich höhere Zahl der Förderfälle als bisher erwartet. Verstärkt wird dies durch die kumulative Förderung der seriellen Sanierung und durch die Aufstockung der Fördermittel für Beratungen im Rahmen des individuellen Sanierungsfahrplans (iSFP). Durch die Beratungsleistungen des iSFP werden zusätzliche Einzelmaßnahmen und/oder systemische Maßnahmen (Effizienzhäuser) ausgelöst.

Einbauverbot monovalenter Heizkessel

Der Entwurf des neuen Gebäudeenergie-Gesetzes (GEG) sieht vor, dass ab 1. Januar 2026 Ölheizungen nur dann im Neubau und Bestand eingebaut werden dürfen, wenn sie als Hybridlösung umgesetzt werden. Ein Anteil des Wärmebedarfs muss durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt werden. Eine anteilige Nutzung erneuerbarer Energien liegt beispielsweise vor, wenn eine Ölheizung um eine Solarthermieanlage oder eine Luft/Wasser- oder Brauchwasser-Wärmepumpe ergänzt wird.⁴¹ Es gelten Ausnahmetatbestände für den Bestand, für den Fall, dass

- kein Anschluss an ein Gasversorgungsnetz oder Fernwärmeverteilungsnetz hergestellt werden kann oder
- eine anteilige Deckung durch erneuerbare Energien technisch nicht möglich ist oder
- die Regelung zu unbilligen Härten führt.

Bereits verbaute Ölheizungen können weiterhin betrieben werden. Für Ölkessel allerdings, die älter als 30 Jahre sind, gilt nach wie vor eine Austauschpflicht. Das Wirtschaftlichkeitsgebot bleibt bestehen.

Aus- und Umbau der Wärmenetze

Wärmenetze sind ein wichtiges Infrastrukturelement für die zukünftige Wärmeversorgung und weisen trotz rückläufigen Gebäudewärmebedarfs ein beträchtliches Ausbaupotenzial auf. Das bestehende Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ soll nach 2020 fortgeführt und ausgeweitet werden.

Bei der Fortführung des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ wird die Fördersystematik an die jetzige Ausgestaltung angelehnt. Ab 2025 wird der Fördersatz schrittweise reduziert, weil die Wärmenetze zunehmend wirtschaftlicher werden. Diese Annahme stützt sich auf erwartete Lerneffekte und die Wirkung anderer Maßnahmen (z. B. CO₂-Preis).

In Ballungsräumen können einerseits neue Wärmenetze 4.0 gebaut werden, andererseits besteht hier eine wesentliche Herausforderung in der Transformation existierender Netze. Förderfähig sind Sanierungsmaßnahmen, die das Netz insgesamt in Richtung eines dekarbonisierten Zielzustands bringen. Dazu zählen beispielsweise die Einbindung von erneuerbarer Energie und Abwärme, Effizienzmaßnahmen oder Maßnahmen zur Absenkung der Netztemperatur.

Das Fördervolumen bis 2030 liegt insgesamt bei 2,5 Mrd. Euro, für den Maßnahmenanteil „Wärmenetzsysteme 4.0“ sind davon 1,6 Mrd. Euro vorgesehen. Die Förderung der Wärmenetze richtet sich an alle (potenziellen) Betreiber von Wärmenetzen: Stadtwerke, überregionale Energieversorger, Wohnungsunternehmen, Kommunen oder auch Energiegenossenschaften. Mit den 1,6 Mrd. Euro könnte der Neubau von bis 400 zusätzlichen Wärmenetzen angereizt werden.

Direkte Einsparungen im Gebäudesektor ergeben sich nur durch den Ausbau der Wärmenetze (also durch den Programmteil „Wärmenetzsysteme 4.0“). Die Transformation bestehender Netze hat keinen Effekt auf die direkten Emissionen des Gebäudesektors. Sie verringert aber die Emissionen im Sektor Energiewirtschaft (Kapitel 4.2.4).

⁴¹ Für die Umsetzung der Maßnahme bei der Modellrechnung wurde unterstellt, dass ein Anteil an erneuerbaren Energien von rund 20 % notwendig ist.

Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und Strompreissenkung

Eine Beschreibung der beiden Maßnahmen erfolgt in Kapitel 7.1. Im Gebäudesektor wirken die Maßnahmen insbesondere auf die Struktur der Wärmeerzeuger und die Effizienzentwicklung. Durch die Verteuerung von Erdgas und Heizöl werden Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle wirtschaftlicher, dies erhöht die Sanierungsaktivität. Die höheren Energiepreise steigern die Attraktivität der Förderprogramme. Diese werden verstärkt nachgefragt, und es werden vermehrt ambitionierte Maßnahmen umgesetzt. Die zunehmende Verteuerung von Erdgas und Heizöl verbessert die Wirtschaftlichkeit von Wärmeerzeugern, die wenig oder kein CO₂ emittieren. Das sind im Wesentlichen elektrische Wärmepumpen, Biomasseanlagen oder (erneuerbare) Wärmenetze. Dadurch verschiebt sich die Struktur der jährlich abgesetzten Wärmeerzeuger zunehmend weg von den fossilen Anlagen. Zeitlich verzögert zeigt sich diese Strukturverschiebung auch im Anlagenbestand.

Die erwartete zukünftige Preisentwicklung spielt eine entscheidende Rolle. Bei der Modellierung der Wirkung der preislichen Instrumente wird unterstellt, dass der Großteil der Investoren bei seinen Entscheidungen die erwartete zukünftige Preissteigerung berücksichtigt. Es wird weiter unterstellt, dass sich der Preis im BEHG bis zum Jahr 2026 entlang des Maximalpreises entwickelt, da der resultierende Emissionsrückgang den vorgegebenen Zielpfad überschreitet. Bis 2030 wird von einem Anstieg auf 180 Euro/t CO₂ ausgegangen (real 140 Euro/t CO₂), bis 2040 steigt der Preis auf rund 350 Euro/t CO₂ (real 220 Euro/t CO₂). Dies entspricht bis zum Jahr 2030 einer Erhöhung um 2,8 ct/kWh bei Erdgas und 3,7 ct/kWh bei Heizöl (in realen Preisen). Gleichzeitig verringert sich der Strompreis durch die Maßnahme Strompreissenkung.

Da die Preisveränderungen von den Investoren vorausschauend bei den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden sollen, ist eine frühzeitige Kommunikation der zu erwartenden zukünftigen Preisen wichtig. Eine solche Kommunikation wurde bei der Berechnung unterstellt.

Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA)

Die Effizienzstrategie 2050 (EffSTRA) der Bundesregierung wurde am 18. Dezember 2019 durch das Bundeskabinett verabschiedet. Die EffSTRA gliedert sich in den „Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan“ 2.0 (NAPE 2.0), welcher konkrete Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 enthält, und in einen Dialogprozess „Roadmap Energieeffizienz 2050“, dessen Ziel es ist, in Zusammenarbeit mit den Stakeholdern Zielpfade für die Energieeffizienz zu entwickeln und zu beschreiben.

Einige der Maßnahmen des NAPE 2.0 sind explizit Teil des verabschiedeten Klimaschutzprogramms 2030. Ein Teil der Maßnahmen der EffSTRA sind nicht Bestandteil des KSP, haben jedoch einen Effekt auf die Entwicklung des Energieverbrauchs und der Emissionen im Gebäudesektor. Konkret wurden im Gebäudesektor folgende Maßnahmen zusätzlich zu den Maßnahmen des KSP berücksichtigt:

- Austausch von Kleinspeichern durch elektronische Durchlauferhitzer
- Maßnahmenpaket Klima/Lüftung mit Effizienztools für Nichtwohngebäude
- Mindestausstattung von Zähler und Sensorik für neue Heizungen und Klima/Lüftungsanlagen
- effizienzoptimierte Modellierung im Rahmen von Building Information Modeling (BIM)
- Novellierung Heizkostenverordnung
- Heizungs-Eignungs-Check für Verbraucher

- Verbesserung der Qualität von Energieaudits durch online-gestützte Verfahren und kostenfreien Zugang zu Wissensdatenbanken als Hilfestellung für Energieberater bzw. -beraterinnen und Energiemanager bzw. -managerinnen
- Infokampagne für ein neues Energielabel (Skala A bis G)
- ambitionierte Standards bei Energielabel und Ökodesign
- Unterstützung der Marktüberwachung, insbesondere bei besonders energieeffizienz-relevanten Produktgruppen
- Sanierungs- und Betriebscheck Nichtwohngebäude

Die Maßnahmen zielen u. a. darauf ab, Gebäude und Anlagen intelligent steuerbar zu machen, und enthalten Vorgaben zur Erfassung des Verbrauchs sowie zu Abrechnungsinformationen. Angestrebt wird zudem eine Erhöhung des Anteils effizienterer Geräte und Anlagen. Diese (meist kleineren) Maßnahmen wurden für die Modellierung zu Bündeln zusammengefasst und in vereinfachter Form berücksichtigt. Im Wesentlichen verändern die Maßnahmenbündel die Wirkungsgrade der Wärmeerzeuger und haben einen Effekt auf das Nutzerverhalten.

Anpassung Klimakorrektur

In den Szenarien wird eine langfristige Erwärmung des Klimas berücksichtigt. Dies impliziert einen etwas höheren Energiebedarf für die Klimatisierung im Sommer und einen kleiner werdenden Wärmebedarf im Winter (weniger Heizgradtage). Grundlage für die in der Referenzentwicklung verwendeten Annahmen bilden Angaben der EU-Kommission (EU-COM 2016a). Da diese unterstellte Klimaerwärmung im Vergleich zur aktuellen Entwicklung als sehr gering eingeschätzt wird, wurde entschieden, für das Szenario mit Klimaschutzprogramm von einer stärkeren Erwärmung auszugehen. Verwendet werden Angaben des UBA (2008). Genutzt wird daraus der Mittelwert der Klimaszenarien A1B und B1. Dieser Mittelwert entspricht einer Reduktion der jährlichen Heizgradtage um knapp 7 % bis 2030 und 13 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzzeitraum 1990 bis 2010. Die Anwendung der Klimakorrektur mit etwas verstärkter Erwärmung hat zur Folge, dass der Raumwärmebedarf im Szenario mit Klimaschutzprogramm im Jahr 2030 gegenüber der Referenzentwicklung um 2,4 % geringer ist. Damit verbunden ist eine rechnerische Reduktion der THG-Emissionen um rund 1 bis 1,5 Mt CO₂eq. Der geringeren Zahl an Heizgradtagen steht ein erhöhter Kühlbedarf gegenüber.

7.2.4 Energiewirtschaft (Strom, Fernwärme)

Die im Klimaschutzprogramm aufgeführten Maßnahmen im Bereich Energiewirtschaft zielen im hauptsächlich auf die öffentliche Strom- und Fernwärmeversorgung ab. Die anderen Bereiche (Sonstige Umwandlung, flüchtigen Emissionen aus der Energiewirtschaft, Pipelineverdichter) werden vorwiegend durch Maßnahmen in den Endverbrauchssektoren adressiert.

Insgesamt umfasst das Maßnahmenset des Klimaschutzprogramms im Bereich Energiewirtschaft neun Maßnahmen. Im Vordergrund stehen dabei vier Maßnahmen, die zu einer deutlichen Senkung der Treibhausgase im Bereich der Strom- und Fernwärmerversorgung führen. Zudem werden fünf Maßnahmen aufgeführt, die die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft unterstützen oder die hauptsächlich in den Endverbrauchssektoren wirken.

Tabelle 42 gibt einen Überblick über die für die im Strom- und Fernwärmesektor relevanten vier Maßnahmen. Diese werden im Anschluss kurz beschrieben.

Tabelle 42: Szenario KSP: Maßnahmen im Strom- und Fernwärmesektor

Titel	Kurzbeschreibung
Schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung	Reduzierung der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle durch Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten auf Basis des Referentenentwurfs zum Kohleausstiegsgesetz (Bund-Länder-Beschluss)
Ausbau der erneuerbaren Energien	Stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien. Ziel ist es, bis 2030 einen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch zu erzielen. In den Berechnungen hier wurde die Leistung aus dem Zielmodell des KSP übernommen.
Weiterentwicklung und Modernisierung der KWK	Verlängerung des KWKG bis zum 31.12.2029 Einführung von neuen Boni zur Förderung von innovativen KWK-Systemen und PtH
Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme	Weiterentwicklung der Förderung von Wärmenetzen, Verlängerung und Anpassungen im KWKG, Einführung des Programms Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Quelle: Basierend auf dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (2019)

Schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wurde der Referentenentwurf⁴² des Kohleausstiegsgesetzes (Bund-Länder-Beschluss) zu Grunde gelegt. Dieser sieht vor, die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle bis zum Jahr 2038 schrittweise zu beenden. Bis zum Jahr 2022 sollen die Kapazitäten von Braun- und Steinkohle auf jeweils 15 GW reduziert werden. Im Jahr 2030 sollen noch 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle am Netz sein. Im Jahr 2038 sollen die letzten Kapazitäten vom Netz gehen. Die Braunkohlekraftwerke werden über vertragliche Vereinbarungen mit den Betreibern stillgelegt. Die konkreten Abschaltzeiten der einzelnen Braunkohlekraftwerke sind in dem Gesetzentwurf hinterlegt. Eine kontinuierliche Verringerung der Gesamtleistung soll dadurch gewährleistet werden, dass in den Jahren, in denen weniger Braunkohle-Kraftwerke vom Netz gehen, mehr Steinkohle-Kraftwerke stillgelegt werden. Im Gegensatz zur Empfehlung der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung werden noch zusätzliche Kraftwerkskapazitäten ans Netz genommen (Datteln IV). Die zusätzlichen Emissionen sollen durch Sonderausreibungen kompensiert werden.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Im Klimaschutzprogramm wird das Ziel formuliert, im Jahr 2030 den Anteil erneuerbarer Energien auf 65 % des Bruttostromverbrauchs zu erhöhen. Hierfür wird ein Zielmodell erstellt, welches u. a. die dafür benötigte Leistung und die daraus resultierende Stromerzeugung beschreibt (vgl. Tabelle 11).

In Summe ergibt sich eine Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 377 TWh. Unterstellt man das Erreichen des 65 %-Ziels ergibt sich damit eine mögliche Bruttostromnachfrage in Höhe von 580 TWh. Die im Klimaschutzprogramm unterstellten Volllaststunden für Wind Onshore und Wind Offshore entsprechen zwar Werten, wie sie in diversen Szenarien angesetzt

⁴² Es handelt sich hierbei um den ursprünglichen Referentenentwurf, nicht um das vom Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz.

werden, aus Sicht der Verfasser dieses Gutachtens sind sie aber zu optimistisch (vgl. Kapitel 7.4.8). In den Berechnungen wurde deshalb nur die Leistung des Zielmodells aus dem Klimaschutzprogramm übernommen, nicht aber die dort ermittelte Stromerzeugung.

Es wird unterstellt, dass insbesondere in der anstehenden EEG-Novelle und seitens der Bundesländer, die für die Flächenbereitstellung und Anlagengenehmigung zuständig sind, alle notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, um dieses Ziel zu erreichen. Hierzu zählt z. B. die Fortführung der Förderung und Erhöhung der Ausschreibungsmengen, Beschleunigung der Planungsverfahren und Verbesserung der Genehmigungssituation sowie Aufhebung des 52 GW-Deckel für PV.

Tabelle 43: Szenario KSP: Zielmodell (installierte Leistung, Stromerzeugung) für den Ausbau erneuerbarer Energien im Klimaschutzprogramm für 2030

Technologie	Leistung [GW]	Stromerzeugung [TWh]	Volllaststunden [h]
Wind Onshore	67 – 71	140 – 145	2.042 – 2.090
Wind Offshore	20	79 – 84	3.950 – 4.200
PV	98	90	918
Biomasse	8,4	42	5.000
Wasserkraft und sonstige	6	21	3.500

Quelle: eigene Berechnungen basierend auf dem Klimaschutzprogramm 2030

Weiterentwicklung und Modernisierung der KWK

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) fördert den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen, von innovativen KWK-Systemen sowie die Errichtung von Wärmenetzen und Speichern. Im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes wurde auch das KWKG novelliert. Wesentliche Änderungen dabei waren die Verlängerung der Geltungsdauer bis zum 31.12.2029, verbesserte Förderbedingungen für Wärmenetze und die Einführung neuer Boni u. a. zur Förderung von innovativen KWK-Systemen auch außerhalb des Ausschreibungssegments. Das maximal jährliche Fördervolumen wurde von 1,5 auf 1,7 Milliarden Euro erhöht.

Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme

Die Modernisierung von Wärmenetzen und die Erhöhung der Einspeisung von erneuerbar erzeugter Wärme sowie von Abwärme wird durch verschiedene Maßnahmen angereizt. Zu nennen sind u. a. das KWKG, die Förderung von Wärmenetzen 4.0 sowie das geplante Basisprogramm zur Förderung der Umstellung von Wärmenetzen. Ergebnisse des Szenarios mit Klimaschutzprogramm 2030.

Einsatz von elektrolytischem Wasserstoff in Raffinerien durch die RED II

Die EU-Richtlinie enthält Mindestanteile zur Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030. Eine nationale Umsetzung der RED II ist aktuell in Arbeit. Für die Modellierung wird angenommen, dass bei der nationalen Umsetzung der Mindestanteil an erneuerbaren Energien im Sektor

Verkehr für das Jahr 2030 auf 27 % gesetzt wird (EU-Vorgabe: mindestens 14 %). Hierdurch entsteht eine Anreizwirkung, um die entsprechenden Mengen an biogenen Kraftstoffen in Verkehr zu bringen, welche zu einer Verminderung der Treibhausgasemissionen im Verkehr führen.

Bei der nationalen Umsetzung der RED II wird des Weiteren unterstellt, dass ein Anreiz für den Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in Raffinerien besteht. Aufgrund dieser RED II Anreizwirkung kommt es ab 2025 zu einem Einsatz von ca.18 PJ strombasierten Wasserstoff in den Raffinerien. Der Anteil an erneuerbaren Energien durch den Wasserstoffeinsatz macht nach der Bilanzierung der RED II knapp 1 % im Verkehrssektor aus. Nach der Bilanzierungslogik des Treibhausgasinventars wird der Wasserstoffeinsatz in Raffinerieprozessen jedoch nicht dem Verkehrssektor angerechnet. Dies hat zur Folge, dass durch den Einsatz von strombasiertem Wasserstoff in den Raffinerien bei gegebenem Mindestanteil der RED II eine Emissionsminderung von ca. 1 Mt CO₂ vom Verkehrssektor in den Industriesektor „verlagert“ wird. Entsprechend steigen die Emissionen des Verkehrssektors um diese Menge und sinken in der Industrie. Der Grund hierfür liegt in der geringeren Anreizwirkung für die Inverkehrbringung von biogenen Kraftstoffen, die bei gegebenem Mindestanteil der RED II entsteht. Es werden weniger biogene Kraftstoffe in den Markt gebracht und gleichzeitig profitiert der Industriesektor emissionsseitig aufgrund des Ersatzes der konventionellen Wasserstoffherstellung für die Raffinerien durch strombasierten Wasserstoff.

7.3 Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 2030 bis 2050

7.3.1 Zieltableau 2050

Im Zielszenario 1 fallen die Beiträge der einzelnen Sektoren zur THG-Zielerreichung 2050 sehr unterschiedlich aus. Im Industrie- und Landwirtschaftssektor verbleiben über 75 % Restemissionen, während in den Sektoren Verkehr und Gebäude die Emissionen um über 95 % reduziert werden. Für das Zielszenario 2 wird deshalb eine ausgeglichenerere Lastenverteilung angestrebt. Durch eine tiefgreifende Umstellung industrieller Prozesse kann dies umgesetzt werden. Im 3. Zielszenario, dem Szenario mit Klimaschutzprogramm, sollen für den langfristigen Zeitraum 2030 bis 2050 grundsätzlich die gleichen übergeordneten Vorgaben gelten wie im Zielszenario 2:

- Wie in den Zielszenarien 1 und 2 basiert die Entwicklung bis zum Jahr 2030 auf der Referenzentwicklung und den zusätzlichen Maßnahmen (Kapitel 7.1 und 7.2).
- Das anvisierte Ziel für die THG-Reduktion im Jahr 2050 ist die Mitte des Zielkorridors von 85 bis 90 %, also rund 87,5 % gegenüber 1990.
- Die Verteilung der THG-Einsparungen auf die Sektoren soll ausgeglichen ausfallen, vergleichbar zur Lastenverteilung im Zielszenario 2. Das Zieltableau für das Jahr 2050 ist in Tabelle 44 dargestellt. Die Werte sind als Richtgrößen zu interpretieren, die nicht exakt erreicht werden müssen.

Auch bei den übergeordneten technischen Maßnahmen im Zeitraum 2030 – 2050 orientiert sich das Szenario KSP am Zielszenario 2. Vorgesehen sind:

- eine starke Gewichtung der Effizienz,
- die verstärkte Nutzung respektive der Ausbau der Erneuerbaren und starke Ausnutzung des verfügbaren Biomassepotenzials,
- die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr (unter Berücksichtigung des begrenzten inländischen EE-Potenzials),

- eine grundlegende Prozessumstellungen in den Bereichen Eisen und Stahl und bei der Grundstoffchemie sowie
- bei Bedarf – zum Sicherstellen der anvisierten Zielerreichung – Beimischung von strombasierten Energieträgern (PtX).
- Wie in den ersten beiden Zielszenarien wird auf den Einsatz von CCS oder negativen Emissionstechnologien in der Modellierung verzichtet, sowohl bei der Stromerzeugung als auch in der Industrie.⁴³

Tabelle 44: THG-Emissionen im Jahr 2050 nach Sektoren und Zielvorgaben

in Mt CO₂eq und Einsparungen in % gegenüber 1990, Zielszenarien 1 und 2 und Richtwerte für Szenario KSP

Sektor	Zielvorgabe für Szenario KSP		Zielszenario 2	Zielszenario 1
	Emissionen [Mt CO ₂ eq]	Einsparung [% ggü. 1990]	Emissionen [Mt CO ₂ eq]	Emissionen [Mt CO ₂ eq]
Energiewirtschaft	~30 – 40	-90 bis -95	42	33
Industrie	~40 – 50	-80 bis -85	51	92
Gebäude	~10 – 20	-90 bis -95	20	5
Verkehr	~10 – 20	-90 bis -95	11	4
Landwirtschaft	~45 – 50	-45 bis 50	53	51
Sonstige (Abfall)	~2 – 3	-90 bis -95	2	2
Insgesamt	~140 bis 185	-85 bis 90 %	179	186

Quelle: eigene Berechnung

7.3.2 Annahmen und Entwicklung in den Sektoren bis 2050

Die im Szenario mit Klimaschutzprogramm unterstellte Entwicklung der Rahmendaten (u. a. BIP, Bevölkerung, Weltmarktenergiepreise) ist identisch mit denjenigen in den anderen Szenarien. Sie entsprechen dem im Ressortkreis abgestimmten Rahmendatenpapier (Öko-Institut et al. 2017).

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird nicht nur das Zieltabelleau für das Jahr 2050 vom Zielszenario 2 übernommen, sondern grundsätzlich auch die grundlegenden Annahmen in den Sektoren. Diese sind in Kapitel 6.3.2 detailliert beschrieben. In folgenden Punkten wird davon abgewichen:

Industrie

- Im Szenario mit Klimaschutzprogramm bleiben die Mengentreiber (Produktionsmengen sowie Bruttowertschöpfung) gegenüber dem Referenzszenario unverändert. Ausnahme bilden diejenigen Produkte, auf deren Mengen die Maßnahmen des KSP direkten Einfluss haben. Dies betrifft in erster Linie die Stahlproduktion. Dort wird im Jahr 2030 über die Maßnahme „Nationales Dekarbonisierungsprogramm“ die großtechnische Herstellung von direktreduziertem Eisen mittels Wasserstoff angestoßen. Konkret wird angenommen, dass ein einzelnes

⁴³ Die Bundesregierung hat allerdings im Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen, in einem ersten Schritt ein Förderprogramm „CO₂-Vermeidung und Nutzung in Grundstoffindustrien“ (Ressortabstimmung) sowie dieses Programm mit einem Dialogprozess CCU/CCS im Gesamtkontext der industriellen CO₂-Reduktionstechnologien zu begleiten.

Direktreduktionswerk auf Wasserstoffbasis mit einer Jahreskapazität von 2 Mt Eisenschwamm die entsprechende Kapazität bei der Eisenherstellung in der Hochofenroute ersetzt. Dies spart THG-Emissionen von rund 1 Mt CO₂eq p. a. ein.

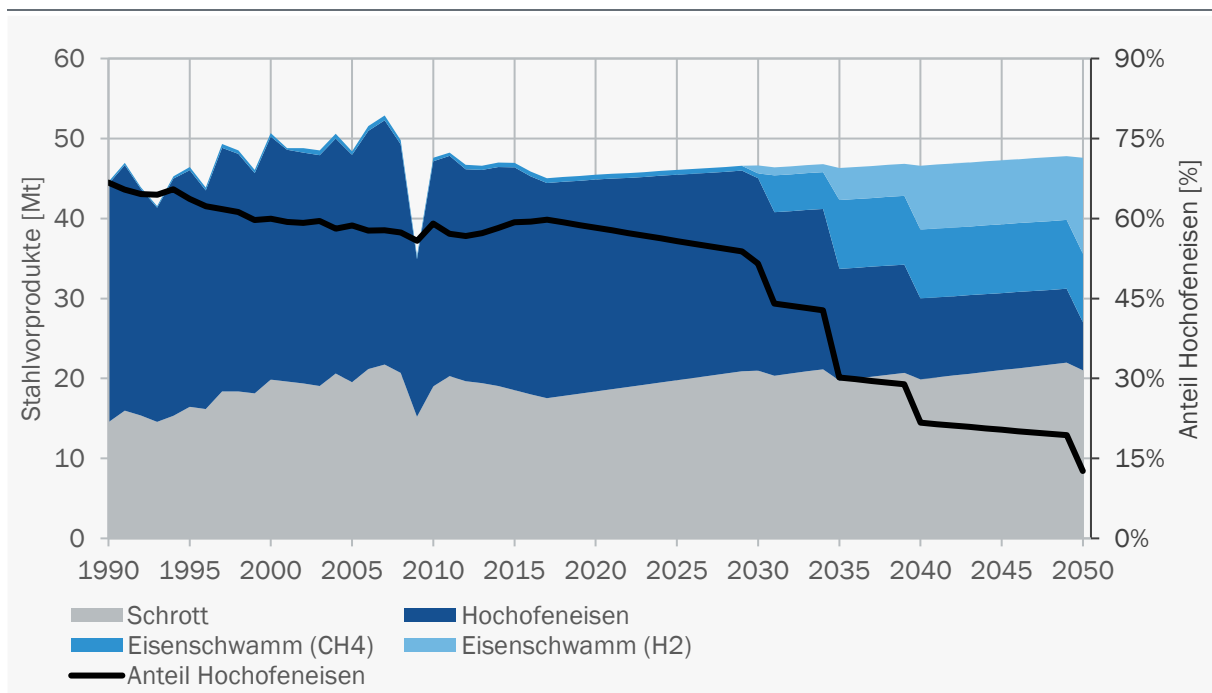
- Das bereits beschlossene Real-Labor „H₂Stahl“, welches Wasserstoff in Hochöfen und parallel dazu in einer Demo-Direktreduktionsanlage einsetzen will, wurde nicht (komplett) berücksichtigt. Berücksichtigt ist ein vermehrter Einsatz von Wasserstoff bzw. Wasserstoff-reichen Materialien in Hochöfen.
- Die weitere tiefergreifende Prozessumstellung der Stahlerzeugung – die Umstellung auf Direktreduktion – findet im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 statt. Statt Koks kommt dann Erdgas bzw. Wasserstoff als Reduktionsmittel zum Einsatz. In einem ersten Schritt wird Erdgas als Ausgangsstoff genutzt und später zunehmend Elektrolyse-Wasserstoff. Eine Umstellung der Methan-basierten Direktreduktion auf eine Wasserstoff-basierte Direktreduktion nach 2050 kann stattfinden, ohne dass der Anlagenpark erneut ausgetauscht werden muss. Der Einsatz von Wasserstoff hängt vom Erzeugungspotenzial respektive von den Importmöglichkeiten ab. Bedingung dafür ist, dass der Wasserstoff nachhaltig, d. h. aus erneuerbaren Energien, hergestellt wird. Eine detaillierte Übersicht der unterstellten Entwicklung aller Stahlvorprodukte im Zielszenario KSP gibt Abbildung 126. Die für das KSP-Szenario gewählte Entwicklung der Stahlproduktionsverfahren sind ein Kompromiss aus erwarteter technologischer Verfügbarkeit, Lebensdauern der Bestandsanlagen, Wasserstoff-Elektrolyse-Kapazitäten sowie anvisierte THG-Zielmarken. Die Entwicklung weist aufgrund dieser Herangehensweise eine gewisse Unschärfe auf hinsichtlich der „exakten“ Baujahre, jedoch ändert sich am Verlauf des Anlagenzubaus nichts wesentlich – insbesondere der Beginn der Anlagentransformation auf THG-neutrale Produktionstechnologien um das Jahr 2030 herum ist Voraussetzung für die langfristige Zielerreichung Deutschlands. Andere potenziell THG-neutrale Produktionsverfahren (Plasma, Elektrolyse) blieben aufgrund eines viel geringeren Reifegrades (TRL) unberücksichtigt.
- Bis 2050 werden aufgrund der langen Investitionszyklen sowie insbesondere einem begrenzten Hochlauf der alternativen Produktionstechnologien nicht alle Eisenwerke mit konventioneller Hochofenroute umgerüstet sein. Bei diesen Werken kommt flächendeckend die Gichtgasrückführung als Hebel für eine deutliche Energieeffizienzsteigerung der bestehenden Hochöfen zum Einsatz. Weiterhin werden die Lichtbogenöfen und die Walzwerke bis 2050 auf den derzeit neuesten Stand der Technik modernisiert. Dies führt hauptsächlich zu Stromeinsparungen; die geringeren Brennstoffeinsparungen führen zu THG-Einsparungen bis 2030 von ca. 0,25 Mt CO₂eq.
- Im Zusammenhang mit der aus der Drosselung der Hochofenproduktion folgenden geringeren Verfügbarkeit von Hüttensand sowie der geringeren Verfügbarkeit von Flugasche (wegen des Rückgangs der Stromproduktion aus Kohlekraftwerken) muss mehr Klinker gebrannt werden, um eine gleichbleibende nationale Zementproduktion im Szenario mit Klimaschutzprogramm unterstellen zu können. Die beim Betrieb der Kohlekraftwerke anfallende Flugasche wird als Bindemittel in der Zementherstellung verwendet. Gleiches gilt für den Hüttensand, ein Abfallprodukt der Eisenherstellung im Hochofen. Der Klinkerfaktor, also das mittlere Verhältnis von Klinker zu Zement, steigt bis 2050 um bis zu 26 %-Punkte an (rund 8 Mt Klinker mehr als im Referenzszenario).
- Bei der Zementherstellung besteht aus heutiger Sicht ein Mangel an technologischen Alternativen zur THG-Reduktion. Der Einsatz von CCS als eine mögliche Alternative wurde in dieser Modellierung nicht berücksichtigt. Wäre CCS im Rahmen des (hier nicht berücksichtigten) Förderinstrumentes „Programm CO₂-Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien“ zum

Einsatz gekommen, wäre mit Einsparungen von grob 1 – 2 Mt CO₂eq bis zum Jahr 2030 zu rechnen.⁴⁴

- Rund ein Zehntel der bestehenden Zement- und Kalkwerke, insbesondere die Drehrohr- und Schachtöfen sowie die Mühlen, werden grundlegend modernisiert bzw. neu gebaut. Nur so lassen sich wesentliche Effizienzsprünge realisieren, die 2030 zu einer THG-Einsparwirkung von ca. 0,5 Mt CO₂eq führen.
- In der Grundstoffchemie wird die Modernisierung der bestehenden Steam-Cracker und Steam-Reformer (außer diejenigen der Ammoniakherstellung, s. u.) berücksichtigt, beides wesentliche Anlagen zur (energieintensiven) Produktion von Ausgangsstoffen der Grundstoffchemie.
- Für die Ammoniaksynthese kommt ab 2035 importierter Wasserstoff anstelle von Erdgas zum Einsatz (Abbildung 127). Unter Berücksichtigung einer Betriebslebensdauer der bestehenden Wasserstoffherzeuger von 65 bis 70 Jahren werden ab 2048 alle vier deutschen Standorte zur Ammoniakherstellung ausschließlich mit Wasserstoff versorgt. Dies reduziert nicht nur verbrennungsbedingte Emissionen, sondern auch – und in erheblichem Maße – die Prozessemissionen.

Abbildung 126: Szenario KSP: Stahlvorprodukte

Zeitreihe 1990 – 2050; in Mt

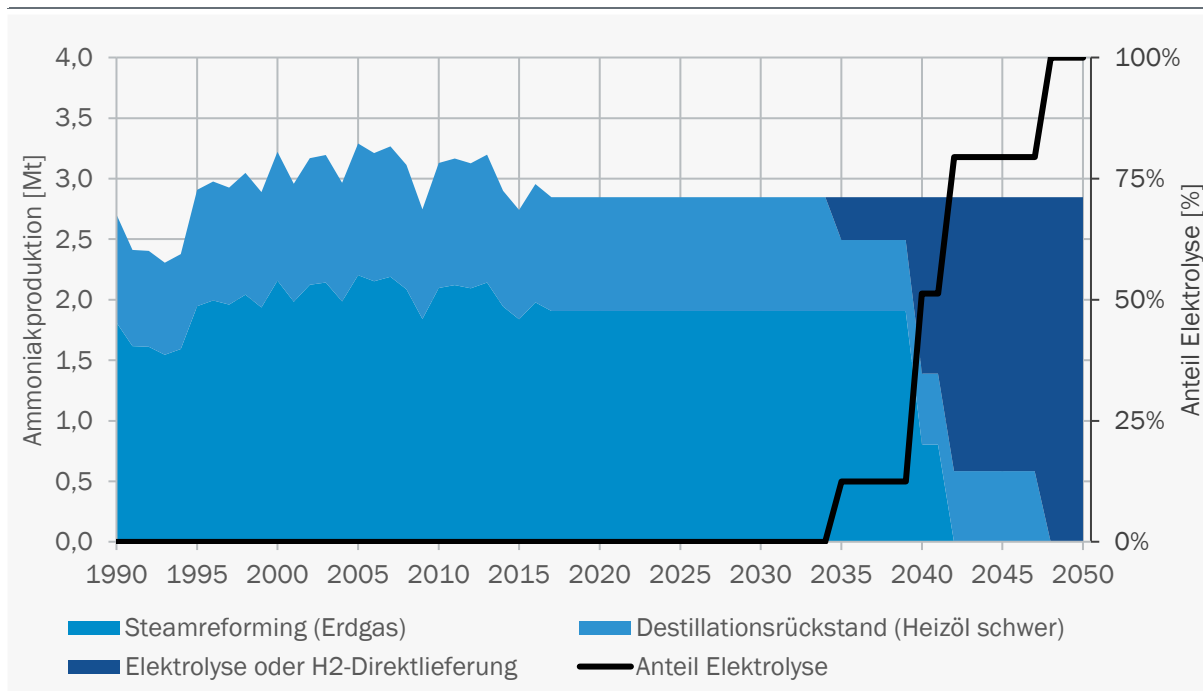


Quelle: eigene Berechnung

⁴⁴ Unter der Annahme, dass jeder der großen Zementhersteller je eines seiner Werke mit CCS ausstattet (insgesamt etwa 3 bis 4 Zementwerke) – mehr kann in der Hochlaufphase dieser immer noch neuen Technologie nicht erwartet werden, weil die Unternehmen vorrangig zuerst Expertise im Betrieb mit CCS sammeln müssen, bevor diese Technologie skaliert werden kann.

Abbildung 127: Szenario KSP: Ammoniakproduktion nach Herstellungsverfahren

Zeitreihe 1990 – 2050; in Mt



Quelle: eigene Berechnung

- Eine wesentliche Maßnahme ist die deutlich stärkere Nutzung der industriellen Abwärme. Diese wird hauptsächlich in die Fernwärmenetze eingespeist und steht somit als leitungsgebundene Wärme allen Sektoren zur Verfügung. Eine Abwärmenutzung reduziert bilanziell die Emissionen im Umwandlungssektor. Bis 2050 können zusätzlich 57 PJ an industrieller Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden.
- Neben den branchenspezifischen Produktionstechnologien lassen sich bei den branchenübergreifenden Querschnittstechnologien (z. B. Elektromotoren, Pumpen, Ventilatoren) ebenfalls große Einsparungen beim Energiebedarf umsetzen. Diese Energieeffizienz einsparungen sind bereits heute im Rahmen der besten verfügbaren Technologien marktverfügbar und werden bis 2030 (getrieben durch die Maßnahmen des KSP) ansatzweise realisiert und zwischen 2030 und 2050 durch die Setzungen flächendeckend eingeführt (Abbildung 137).
- Elektrifizierung, gesteigerter Bezug von Fernwärme sowie der Einsatz erneuerbarer Energieträger finden autonom bereits im Referenzszenario statt (Tabelle 15). Zusätzlich wirkt im KSP-Szenario eine forcierte (d. h. bis 2030 eine maßnahmen- und nach 2030 eine zielerreichungsgetriebene) Substitution, welche im Ergebnis bis 2050 Treibhausgasemissionen in Höhe von 24 Mt CO₂eq einspart.
- Sowohl die bereits im Referenzszenario wirkenden als auch die im KSP-Szenario zusätzlichen Maßnahmen wirken über 2030 hinaus, zum Teil jedoch mit abnehmender Intensität aufgrund von Sättigungseffekten bei hohen Durchdringungsgraden.

Verkehr

- Analog zu den Entwicklungen in den Zielszenarien 1 und 2, erfolgt auch im Szenario mit KSP bis zum Jahr 2050 eine anhaltende Elektrifizierung bei allen Fahrzeugkategorien im Straßenverkehr.

- Auch im KSP Szenario wird die Oberleitungsinfrastruktur nach 2030 weiter ausgebaut und wird damit entsprechend für einen höheren Anteil des Straßengüterverkehrs nutzbar.
- Bis zum Jahr 2050 wird die angestrebte THG-Reduktion von -85 % bis -90 % auch im Sektor Verkehr erreicht.

Gebäudesektor

- Wie in den Zielszenarien 1 und 2 erfolgt eine starke Gewichtung der Effizienz, auch bei Stromanwendungen. Die Effizienzmaßnahmen werden nach 2030 gegenüber dem Zeitraum vor 2030 nochmals deutlich verstärkt, u. a. werden die Sanierungsaktivität und die Sanierungstiefe erhöht, der Energieverbrauch von Neubauten weiter abgesenkt und die Elektrogeräte werden effizienter.
- Die Wärmeversorgungsstruktur der Zielszenarien 1 und 2 wird grundsätzlich beibehalten, d. h. die Bereitstellung erfolgt langfristig überwiegend durch elektrische Wärmepumpen, Wärmenetze und Biomasse. Ein kleiner Teil des Wärmeverbrauchs kann bis zum Jahr 2050 nur begrenzt durch Effizienzmaßnahmen reduziert (Gebäude mit Dämmrestriktionen) oder durch den Einsatz erneuerbarer Energien gedeckt werden. Auch die lange Lebensdauer von Wärmeerzeugern führt dazu, dass ein geringer Anteil der fossilen Anlagen bis 2050 noch nicht ersetzt wird. Dieser Restverbrauch wird im Szenario KSP mit fossilen Energieträgern gedeckt, welchen strombasierte synthetische Energieträger beigemischt werden. Die Beimischungsquote steigt aber weniger schnell und weniger stark an als im Zielszenario 1.
- Wasserstoff, z. B. in dezentralen Brennstoff-BHKW, wird auch im Szenario KSP nicht in nennenswertem Umfang eingesetzt.
- Insgesamt werden die THG-Emissionen etwas weniger stark reduziert als im Zielszenario 1, da der Beitrag der Industrie im Vergleich zum Zielszenario 1 größer ist (Tabelle 33). Da der Beitrag zur Gesamtreduktion weniger groß sein muss als im Zielszenario 1, muss weniger PtX eingesetzt werden.

Energiewirtschaft

- Wie in den Zielszenarien 1 und 2 erfolgt nach 2030 ein stärkerer Zubau von erneuerbaren Energien.
- Ab 2040 müssen zudem synthetische Brennstoffe ins Erdgasnetz beigemischt, da in den anderen Nachfragesektoren zu wenig Emissionen eingespart worden sind, um das Gesamtziel zu erreichen.

Biomasse

- Im Szenario KSP wird das gleiche Biomassepotenzial wie im Zielszenario 1 zugrunde gelegt, es beläuft sich auf insgesamt 1.490 PJ (Zielszenario 2: 1.190 PJ). Für die NaWaRo-Potenziale werden keine Einschränkungen vorgegeben.
- Wie in den anderen Zielszenarien erhält im Szenario KSP der Einsatz in der Industrie prioritäre Bedeutung, während der Einsatz im Gebäudesektor und der Energiewirtschaft an Bedeutung verliert.
- Im Gegensatz zu den Zielszenarien 1 und 2 hat der Einsatz von Biogas im Szenario KSP im Verkehrssektor nur sehr geringe Bedeutung.

PtX

- Angestrebt wird eine THG-Reduktion von mindestens -85 % gegenüber 1990 (Zielkorridor von -85 % bis -90 %). Aus diesem Grund werden, wie im Zielszenario 1, im Verkehrssektor

und im Gebäudesektor den fossilen Brenn- und Kraftstoffen strombasierte Energieträger beigemischt, soweit dies für die Zielerreichung notwendig ist.

- Die Beimischung soll ab 2040 beginnen.

7.4 Ergebnisse

7.4.1 THG-Emissionen

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 598 Mt CO₂eq. Gegenüber dem Basisjahr 1990 entspricht dies einer Reduktion um 52,2 %, d. h. es wird eine Reduzierung der THG-Emissionen um über die Hälfte gegenüber 1990 erreicht.

Im Jahr 2050 belaufen sich die THG-Emissionen im Szenario KSP auf noch 166 Mt CO₂eq, dies sind knapp 87 % weniger als im Jahr 1990. Das angestrebte Ziel, die Mitte des Zielkorridors von -85 bis -90 %, wird annähernd erreicht (Tabelle 45). Gegenüber dem Zielszenario 2 werden bis zum Jahr 2050 im Umwandlungssektor zusätzliche 11 Mt CO₂eq eingespart. Grund hierfür ist der stärkere Ausbau von erneuerbaren Energien sowie der Ersatz von fossilem durch synthetisches Gas. In den übrigen Sektoren sind die Unterschiede im Jahr 2050 gering. Insgesamt belaufen sich die zusätzlichen THG-Einsparungen im Szenario KSP auf 13 Mt CO₂eq (19 Mt CO₂eq ggü. Zielszenario 1). Die angestrebte möglichst ausgeglichene Lastenverteilung zwischen den Sektoren wird weitgehend erreicht, einzig im Landwirtschaftssektor ist die prozentuale Einsparung deutlich kleiner als in den übrigen Sektoren.

Tabelle 45: Szenario KSP: THG-Emissionen nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq Rückgang ggü. Referenzjahr 1990 in %

	1990	2000	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '30-'90	Δ '50-'90
Umwandlung*	430	382	375	341	213	82	40	-54 %	-91 %
Industrie energiebedingt	181	104	88	75	55	24	8	-61 %	-95 %
Industrie prozessbedingt	97	78	62	57	49	36	32	-49 %	-68 %
Verkehr	163	181	165	162	125	63	16	-23 %	-90 %
GHD	92	58	45	45	31	20	10	-66 %	-89 %
Private Haushalte	132	118	89	79	53	26	7	-60 %	-95 %
Landwirtschaft	79	68	67	63	58	54	50	-26 %	-37 %
Abfall	38	29	11	8	5	3	2	-87 %	-95 %
diffuse Emissionen	38	26	10	9	7	4	1	-81 %	-97 %
Summe	1.251	1.045	911	841	598	311	166	-52,2 %	-86,7 %

*1) Die Industriekraftwerke sind in dieser Darstellung dem Umwandlungssektor zugerechnet.

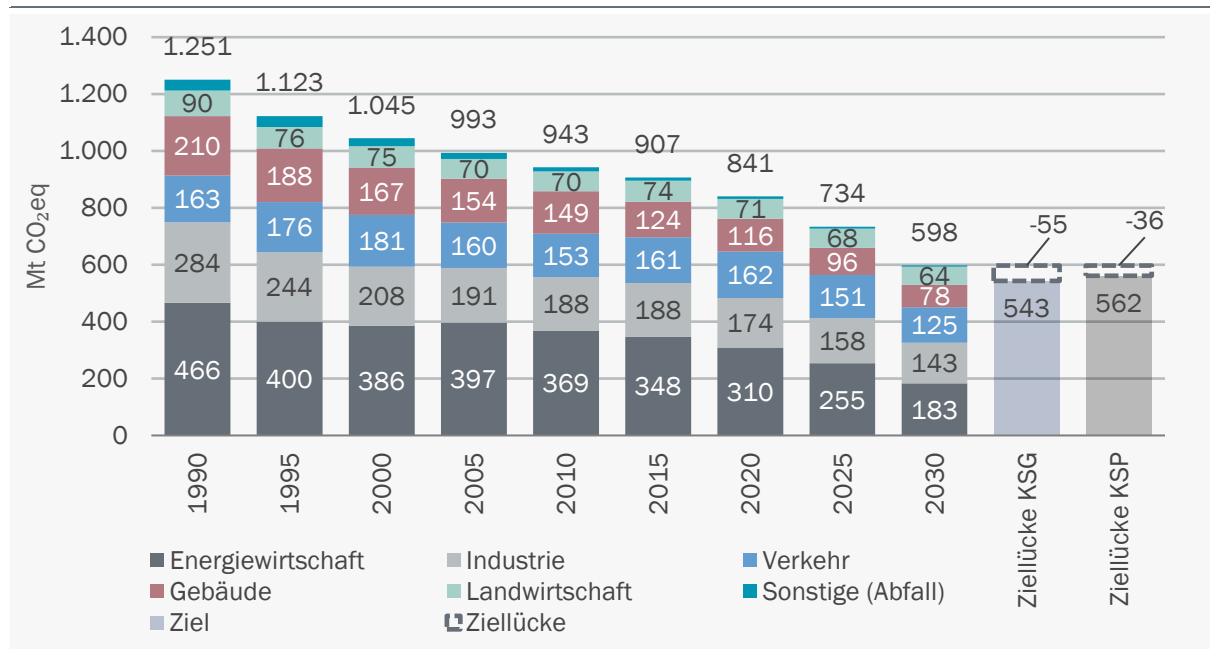
Quellen: eigene Berechnung, Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut (2020), Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019)

Im Vergleich zur Referenzentwicklung sind im Szenario KSP die THG-Emissionen im Jahr 2030 um 133 Mt CO₂eq geringer. Diese zusätzliche Reduktion ist auf die Wirkung der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms zurückzuführen. Im Vergleich zu den Maßnahmensets in den Zielszenarien 1 und 2 werden die THG-Emissionen durch das Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 um 34 Mt CO₂eq weniger vermindert.

Die Reduktion der THG-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2030 fällt in den einzelnen Sektoren unterschiedlich aus: Verkehrssektor -23 %, Industriesektor -50 %, Gebäude -63 %, Umwandlung -61 %, Landwirtschaft -29 % und Abfall -87 % – jeweils in der Sektorabgrenzung nach Klimaschutzplan (Abbildung 128).

Abbildung 128: Szenario KSP: THG-Emissionen nach Sektoren des KSP

Jahre 1990 bis 2030, in Mt CO₂eq



Quelle: Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut (2020), Werte bis 2016 basierend auf UBA (2019)

Mit der Minderung durch das Klimaschutzprogramm auf 598 Mt CO₂eq im Jahr 2030 werden 95 % der von der Bundesregierung angestrebten Gesamtminderung von -55 % gegenüber 1990 erreicht. Die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans von 2016 (BMU 2016), werden nach den vorliegenden Ergebnissen in den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und Abfall erreicht. Während die Ziele im Klimaschutzplan aber noch in Form von Bandbreiten enthalten waren, wurden im Bundes-Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 nur die unteren Ränder dieser Bandbreiten als Sektorziele gesetzlich festgeschrieben. Faktisch wurden damit die Sektorziele nach Beschluss des Klimaschutzprogramms verschärft. Diese (verschärften) Sektorziele werden in allen Sektoren verfehlt, mit Ausnahme des Sektors Abfall (Tabelle 46). Am größten sind die Zielverfehlungen in den Sektoren Verkehr (30 Mt CO₂eq), Gebäude (8 Mt CO₂eq) und bei der Landwirtschaft (6 Mt CO₂eq). In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ist die relative Verfehlung geringer. Bei der Abfallwirtschaft wird das Ziel knapp erreicht. Dies verdeutlicht auch der Zielerreichungsgrad. Der Zielerreichungsgrad wird hier ausgedrückt durch das Verhältnis der im Zeitraum 1990 bis 2030 erzielten Einsparung zu der im KSG vorgegebenen Einsparung. Ein hoher

Zielerreichungsgrad wird erreicht in den Sektoren Abfälle (100 %), Industrie (98 %) und Energiewirtschaft (97 %). Auch die Zielerreichung im Gebäudesektor (94 %) liegt noch nahe an der durchschnittlichen Zielerreichung von 95 %. Deutlich geringer ist die Zielerreichung in den Sektoren Landwirtschaft (82 %) und Verkehr (56 %).

Insgesamt fehlen 2,8 %-Punkte, um das im Klimaschutzgesetz (§ 3) verankerte Gesamtziel von -55 % zu erreichen. Dies entspricht THG-Emissionen im Umfang von 36 Mt CO₂eq. Bezogen auf die Summe der Sektorziele des Klimaschutzgesetzes (543 Mt CO₂eq) beträgt die Zielverfehlung 55 Mt CO₂eq (Tabelle 46).

Tabelle 46: Vergleich Sektorziele KSG und Szenario mit Klimaschutzprogramm für das Jahr 2030

Zielerreichung in Bezug auf die zwischen 1990 und 2030 angestrebte Minderung

Sektor	Szenario KSP [Mt CO ₂ eq]	Sektorziele KSG [Mt CO ₂ eq]	Abweichung [Mt CO ₂ eq]	Zielerreichungsgrad -
Energiewirtschaft	183	175	+8	97 %
Industrie	143	140	+3	98 %
Gebäude	78	70	+8	94 %
Verkehr	125	95	+30	56 %
Landwirtschaft	64	58	+6	82 %
Abfälle	5	5	±0	100 %
Summe Sektorziele	598	543	+55	92 %
Vergleich: Gesamtziel nach KSP (-55 % ggü. 1990)	598 (-52,2 % ggü. 1990)	562	+36	95 %

Vorgabe der Ziele bezieht sich auf die Emissionen im Jahr 2030

Quellen: eigene Berechnungen basierend auf AGE B (2008 – 2018), Emissionen von Landwirtschaft und Abfall basierend auf Öko-Institut (2020)

Die LULUCF -Emissionen werden in den internationalen Kyoto-Zielen nicht berücksichtigt. Auch im Klimaschutzplan sind für diesen Bereich keine Ziele enthalten. Der LULUCF-Bereich hatte in den vergangenen Jahren insgesamt mehr CO₂eq gebunden als emittiert und damit zu einer Dämpfung des Anstiegs der THG-Emissionen beigetragen (Senke). Für die Jahre ab etwa 2018 werden aber auch in diesem Bereich Netto-Emissionen erwartet (Öko-Institut et al. 2020). Dies ist auf die abnehmende Speicherwirkung der Wälder zurückzuführen. Das Maßnahmenprogramm ist deshalb bestrebt, auch die Emissionen in diesem Bereich zu vermindern, u. a. durch Moorschutz und Förderung des Humusaufbaus. Gemäß den Abschätzungen des Öko-Instituts sind diese Anstrengungen aber nicht ausreichend. Für das Jahr 2030 werden im LULUCF-Bereich Netto-Emissionen von rund +10 Mt CO₂eq erwartet. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen und Ergebnisse zu den THG-Emissionen in den Bereichen Landwirtschaft, Abfall und LULUCF findet sich in Öko-Institut et al. (2020).

7.4.2 Primärenergie

Der Primärenergieverbrauch verringert sich im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 auf 10.372 PJ (Abbildung 129). Für den Zeitraum 2016 bis 2030 entspricht dies einer mittleren jährlichen Reduktion um 1,9 % (Referenzszenario: Reduktion um 1,2 %). Insgesamt wird die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Zeitraum 2008 bis 2030 mit 28 % knapp verfehlt. Dazu wäre eine zusätzliche Reduktion um 310 PJ notwendig (85 TWh).

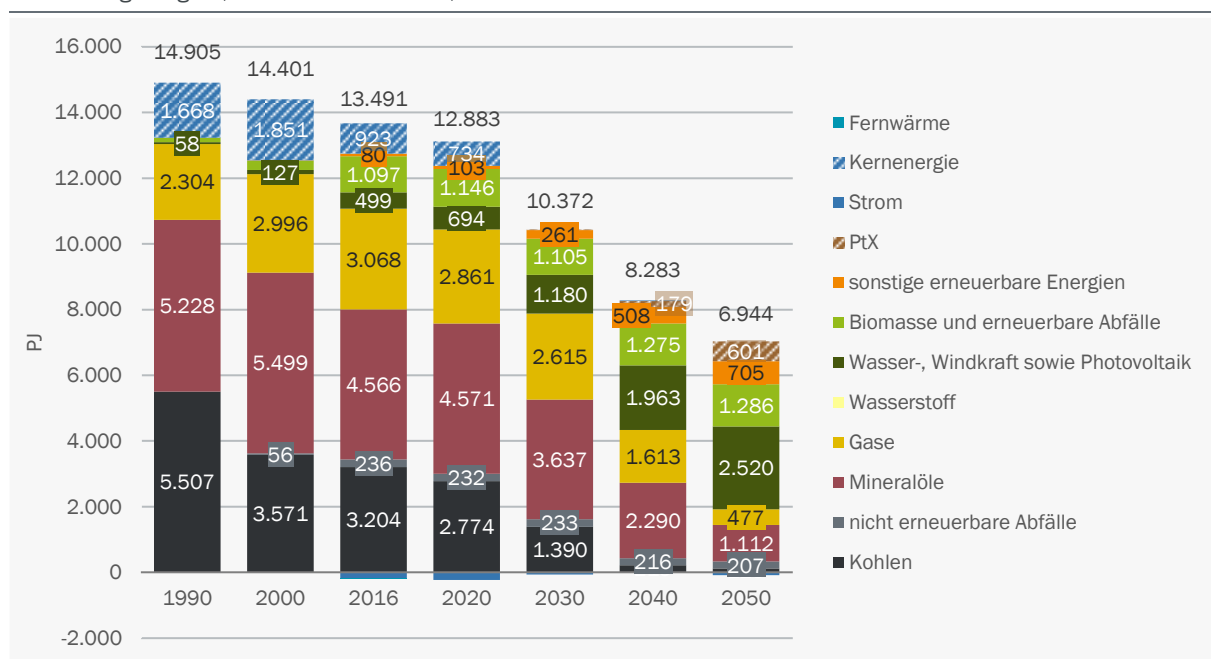
Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Primärenergieverbrauch auf 6.944 PJ (-51,7 % ggü. 2008). Die angestrebte langfristige Reduktion um 50 % gegenüber 2008 wird leicht übererfüllt. Im Zeitraum 2030 bis 2050 beträgt die jährliche Reduktion im Mittel 2,0 % (Referenzszenario: 1,2 %).

Bis zum Jahr 2030 wird der Primärenergieverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms um 1.046 PJ reduziert. Davon entfallen 426 PJ auf den Umwandlungssektor und die restlichen rund 620 PJ auf die Endverbrauchssektoren. Der nicht energetische Verbrauch beträgt, wie in den übrigen Szenarien, im Jahr 2030 rund 860 PJ. Der nicht energetische Verbrauch umfasst Energieträger (z. B. Kohle, Rohbenzin oder Erdgas), die als Rohstoff für die Herstellung von Produkten eingesetzt werden (z. B. Kunststoffe).

Die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs verändert sich im Zeitverlauf deutlich. Mit der Stilllegung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2022 fällt auch im Szenario mit Klimaschutzprogramm der Einsatz von Kernenergie weg. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, fossile Gase und Mineralölprodukte inkl. der nicht erneuerbaren Abfälle sinkt von 82 % im Jahr 2016 auf 76 % im Jahr 2030 (Referenz 80 %). Bis zum Jahr 2050 fällt der Anteil auf unter 30 % (1.922 PJ).

Abbildung 129: Szenario KSP: Klimaschutzprogramm: Primärenergieverbrauch

nach Energieträgern, Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEb (2008 – 2018)

Gleichzeitig erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger (u. a. Biomasse, Wind, PV, Wasserkraft) von 12 % über 25 % im Jahr 2030 auf 65 % im Jahr 2050. Diese Zunahme ist vor allem auf den verstärkten Einsatz von PV, Wind und Umweltwärme zurückzuführen. Der Verbrauch an Biomasse steigt nur leicht an gegenüber dem heutigen Niveau, auf rund 1.300 PJ.

Die Außenhandelsbilanz von Strom bleibt im Verlauf der Jahre auch im Szenario mit Klimaschutzprogramm weitgehend ausgeglichen. Die Stromnachfrage wird in der Jahresbilanz bis zum Jahr 2035 vollständig durch die inländische Erzeugung gedeckt. Der Stromnettoexport geht bis zum Jahr 2030 zurück auf knapp 20 TWh (2016: rund 50 TWh). Nach 2035 weist der Außenhandel mit Strom in einzelnen Jahren Nettoexporte, in anderen Jahren Nettoimporte auf. Im Jahr 2050 belaufen sich die jährlichen Nettoexporte auf rund 25 TWh.

Bis zum Jahr 2030 ist die Bedeutung strombasierter Energieträger (PtX) im Szenario mit Klimaschutzprogramm gering. Die aktuelle Wasserstoff-Strategie des Bundes wurde hier noch nicht berücksichtigt. Allerdings steigen die Importe an strombasierten Energieträgern im Zeitverlauf stark. Im Jahr 2040 werden im Szenario mit Klimaschutzprogramm bereits 179 PJ importiert, bis zum Jahr 2050 nehmen die Importe auf über 600 PJ zu. Damit liegen die Importe in etwa in der Mitte zwischen Zielszenario 1 und Zielszenario 2. Der Anteil am Primärenergiebedarf steigt bis zum Jahr 2050 auf 9 % (Zielszenario 1: 14 %; Zielszenario 2: 4 %). Mehr als die Hälfte der PtX-Importe wird für den internationalen Flug- und Seeverkehr eingesetzt. Während der erneuerbare Wasserstoff überwiegend durch inländischen EE-Strom erzeugt wird (und deshalb nicht in der Primärenergiebilanz erfasst wird), werden die strombasierten Energieträger ausschließlich importiert.

7.4.3 Endenergieverbrauch insgesamt

Der Endenergieverbrauch verringert sich im Szenario Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um 14 % auf 7.765 PJ (Abbildung 130; inkl. Treibstoffe für den internationalen Flugverkehr; Referenz: -8 %).⁴⁵ Dies entspricht gegenüber der Referenz einer zusätzlichen Reduktion um 620 PJ. Die Abnahme in den Sektoren fällt unterschiedlich aus: Verkehr -249 PJ, Industrie -219 PJ und Gebäude -152 PJ (GHD und Private Haushalte).

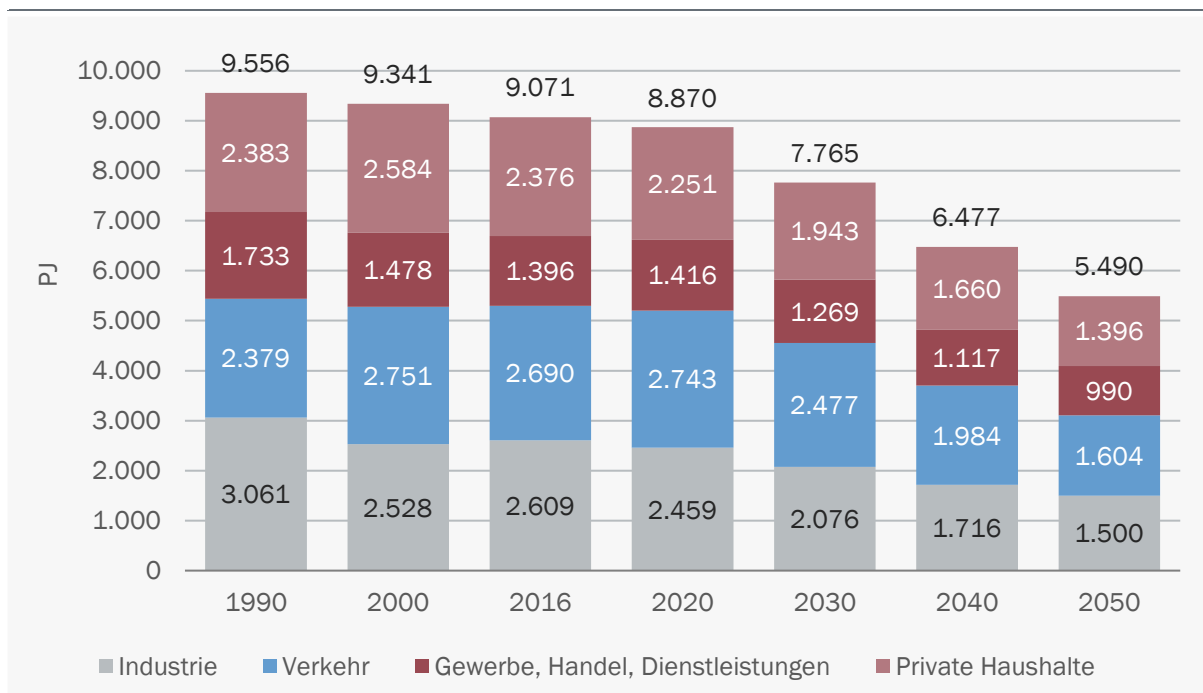
Die Effizienzmaßnahmen haben im Szenario mit Klimaschutzprogramm weniger Gewicht als in den Zielszenarien 1 und 2. Der Endenergieverbrauch wird um rund 135 PJ (ggü. Zielszenario 2) bis 155 PJ (ggü. Zielszenario 1) weniger reduziert. Diese Differenz ist hauptsächlich auf den Verkehrssektor zurückzuführen.

Trotz der geringeren Einsparung an Endenergie im Vergleich zu den Zielszenarien 1 und 2 erhöht sich auch im Szenario KSP die Effizienz deutlich. Die mittlere jährliche Veränderungsrate des Endenergieverbrauchs erhöht sich von -0,2 % zwischen 2000 und 2016 auf -1,1 % zwischen 2016 bis 2030. Nach 2030 steigt die mittlere jährliche Rate bedingt durch die strategischen Setzungen auf -1,7 %. Bis zum Jahr 2050 fällt der Endenergieverbrauch auf 5.490 PJ (-39 % ggü. 2016; Referenz 2050: 7.187 PJ). Der Rückgang im Zeitraum 2030 bis 2050 fällt in den Sektoren Verkehr (-843 PJ) und Gebäude (PHH und GHD: -825 PJ) etwas höher aus als in der Industrie (-576 PJ). Die relative Einsparung ist in der Industrie (-28 %) in etwa gleich groß wie im Gebäudesektor (-26 %).

⁴⁵ Der hier angegebene Wert ist geringfügig niedriger als derjenige, der im März veröffentlichten Zwischenbericht zu den Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 (Prognos, 2020a) aufgeführt ist: Im vorliegenden Bericht wird die zur Fernwärmeerzeugung ausgekoppelte industrielle Abwärme zum Zweck einer ausgeglichenen Energiebilanz vom Endenergieverbrauch abgezogen und dem Umwandlungseinsatz zugerechnet.

Abbildung 130: Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Sektoren

Jahre 1990 bis 2050, in PJ

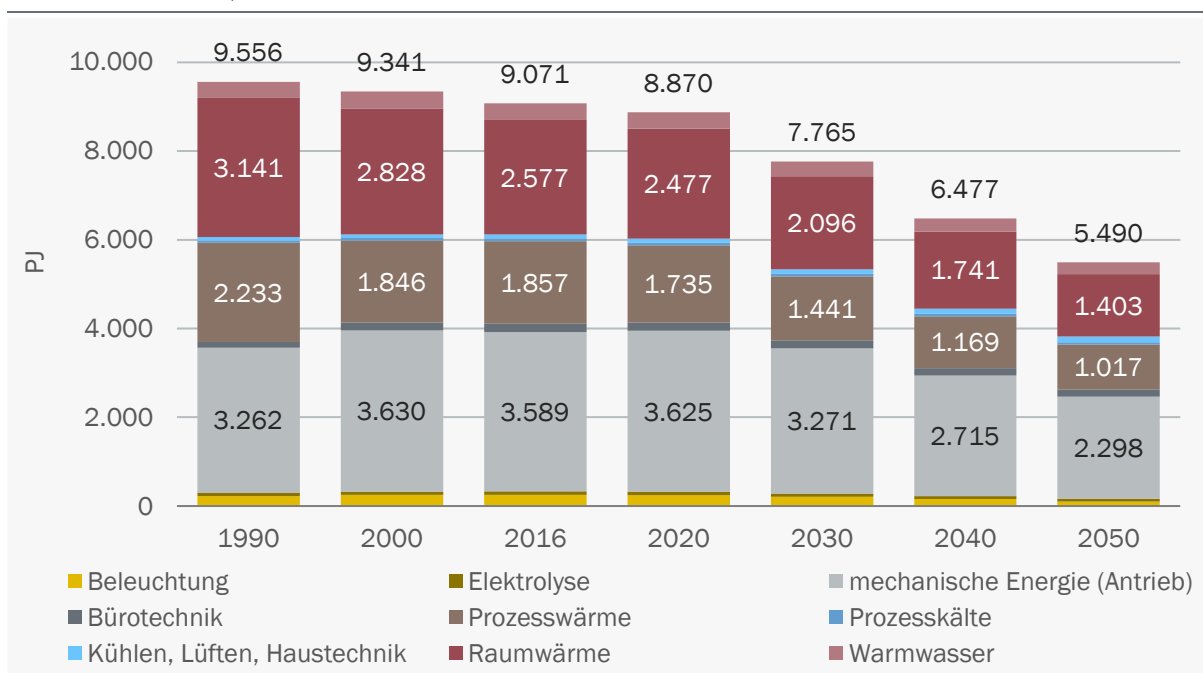


Verkehrssektor: inkl. internationalem Flugverkehr, ohne internationalen Seeverkehr

Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Abbildung 131: Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Der Endenergieverbrauch wird dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme, mechanische Energie (inkl. Antriebe, u. a. Mobilität) und Prozesswärme (Abbildung 131). Die zusätzliche Einsparung gegenüber der Referenz von rund 620 PJ bis zum Jahr 2030 ist ebenfalls hauptsächlich auf die Entwicklung in diesen drei Bereichen zurückzuführen. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden gegenüber der Referenz 137 PJ bei der Raumwärme⁴⁶, 270 PJ an mechanischer Energie und 185 PJ Prozesswärme eingespart. Die zusätzliche Reduktion an mechanischer Energie entspricht im Wesentlichen der Einsparung im Verkehrssektor.

Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch für mechanische Energie auf 2.298 PJ. Dies entspricht einer Reduktion um 36 % gegenüber 2016 (zum Vergleich Zielszenario 1: -42 %). Überproportionale relative Verbrauchsreduktionen zeigen sich im Zeitraum 2016 bis 2050 insbesondere bei der Beleuchtung (-60 %), der Raumwärme (-46 %) und der Prozesswärme (-45 %).

Die Höhe des Stromverbrauchs verändert sich im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 nicht wesentlich (2030: 1.858 PJ, respektive 516 TWh). Nach 2030 steigt der Stromverbrauch deutlich, im Jahr 2050 liegt er mit 2.028 PJ (563 TWh) um 9 % über demjenigen des Jahres 2016. Nicht berücksichtigt ist dabei der Stromverbrauch für die Erzeugung von Fernwärme und Wasserstoff. Der Anteil des Stroms am gesamten Endenergieverbrauch erhöht sich von 21 % im Jahr 2016 über 24 % 2030 auf 37 % im Jahr 2050. Gegenüber dem Zielszenario 2 unterscheidet sich der Verbrauch nicht wesentlich, er ist jedoch deutlich höher als im Zielszenario 1. Dies ist hauptsächlich auf den höheren Verbrauch für mechanische Energie und in geringerem Ausmaß auch für Prozesswärme zurückzuführen.

Die Veränderungen der Struktur des Stromverbrauchs unterscheidet sich zwischen den drei Zielszenarien nicht wesentlich. Auch im Szenario mit Klimaschutzprogramm steigt aufgrund des zusätzlichen Stromverbrauchs für die Elektromobilität der Verbrauchsanteil der mechanischen Energie deutlich an (+14 %-Punkte im Zeitraum 2016 bis 2050). Der Anteil zur Erzeugung von Raumwärme erhöht sich im gleichen Zeitraum nur leicht (+2 %-Punkte). Die steigende Effizienz von Gebäudehüllen und Wärmepumpen sowie der Ersatz konventioneller Stromheizungen dämpfen hier den Verbrauchsanstieg. Der stärkste Rückgang zeigt sich bei der Beleuchtung (-9 %-Punkte).

Wie im Zielszenario 2 steigt auch im Szenario KSP langfristig der Stromeinsatz im Umwandlungssektor deutlich an, u. a. für die Erzeugung von Wärme für Wärmenetze (rund 90 PJ) und für die Erzeugung von strombasiertem Wasserstoff. Der Bruttostromverbrauch erhöht sich dadurch bis zum Jahr 2050 um knapp 30 % (ggü. 2016; Kapitel 7.4.8). Dieser Verbrauch wird dem Umwandlungssektor zugerechnet. Entsprechend ist er in den Abbildungen zum Endenergieverbrauch nicht enthalten.

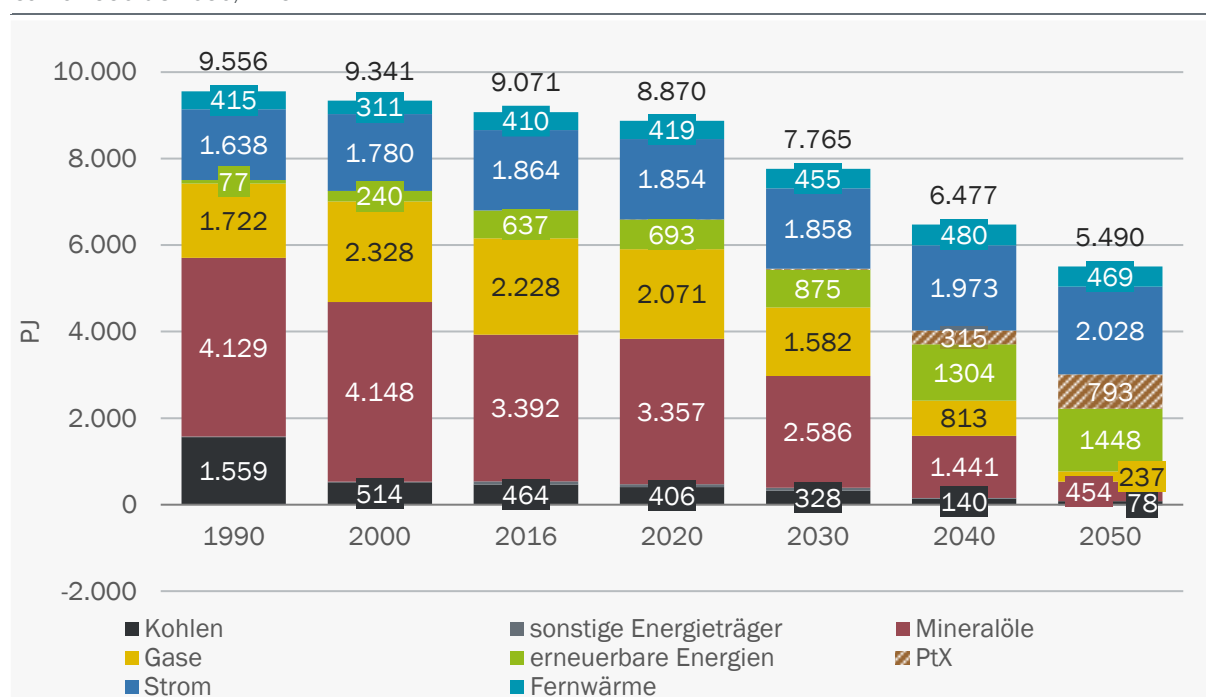
Die Maßnahmen zur Förderung der Wärmenetze erhöhen im Szenario mit Klimaschutzprogramm den Fernwärmeverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung. Bis zum Jahr 2030 steigt der Verbrauch um 11 % (+45 PJ) gegenüber dem Jahr 2016. Nach 2030 werden die Wärmenetze weiter ausgebaut und verdichtet, die abgesetzte Wärmemenge steigt bis zum Jahr 2040 auf rund 480 PJ (+17 % ggü. 2016). Nach 2040 nimmt der Verbrauch trotz weiterem Netzausbau aufgrund von Effizienzsteigerungen an Gebäuden sowie bei der Wärmeverteilung wieder leicht ab (2050: +15 % ggü. 2016).

⁴⁶ Davon sind rund 50 PJ auf die angepasste Klimakorrektur zurückzuführen. Diese Einsparung ist nicht dem Maßnahmenset zuzurechnen.

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird das gleiche Biomassepotenzial wie im Zielszenario 1 unterstellt. Die Potenzialgrenze liegt inklusive Importen bei 1.490 PJ. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm verbleibt der Biomasseverbrauch bis zum Jahr 2030 in etwa auf dem Verbrauchsniveau des Jahres 2016. Das Maßnahmenprogramm beinhaltet keine expliziten Förderprogramme für Biomasse. Auch die RED II setzt keine starken Anreize zur Erhöhung des Verbrauchs. Zusätzlicher Verbrauch aufgrund der Gebäudeförderprogramme oder des BEHG wird durch Effizienzmaßnahmen kompensiert. Nach 2030 steigt der Verbrauch an Bioenergie an, u. a. aufgrund der verstärkten Nutzung für Prozesswärme in der Industrie. Für hohe Prozesstemperaturen wird dabei Biomethan, für die niedrigeren Prozesstemperaturen feste Biomasse eingesetzt. Der Anstieg in der Industrie wird jedoch teilweise durch die rückläufige Bedeutung in Gebäuden und im Umwandlungssektor kompensiert (Abbildung 134). Längerfristig steigt der Verbrauch auf rund 1.250 PJ bis 1.300 PJ, das verfügbare Potenzial wird nicht vollständig ausgenutzt. Das ungenutzte Potenzial besteht überwiegend aus fester Biomasse. Das Potenzial an gasförmiger und flüssiger Biomasse wird hingegen weitgehend ausgeschöpft.

Abbildung 132: Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Energieträgern

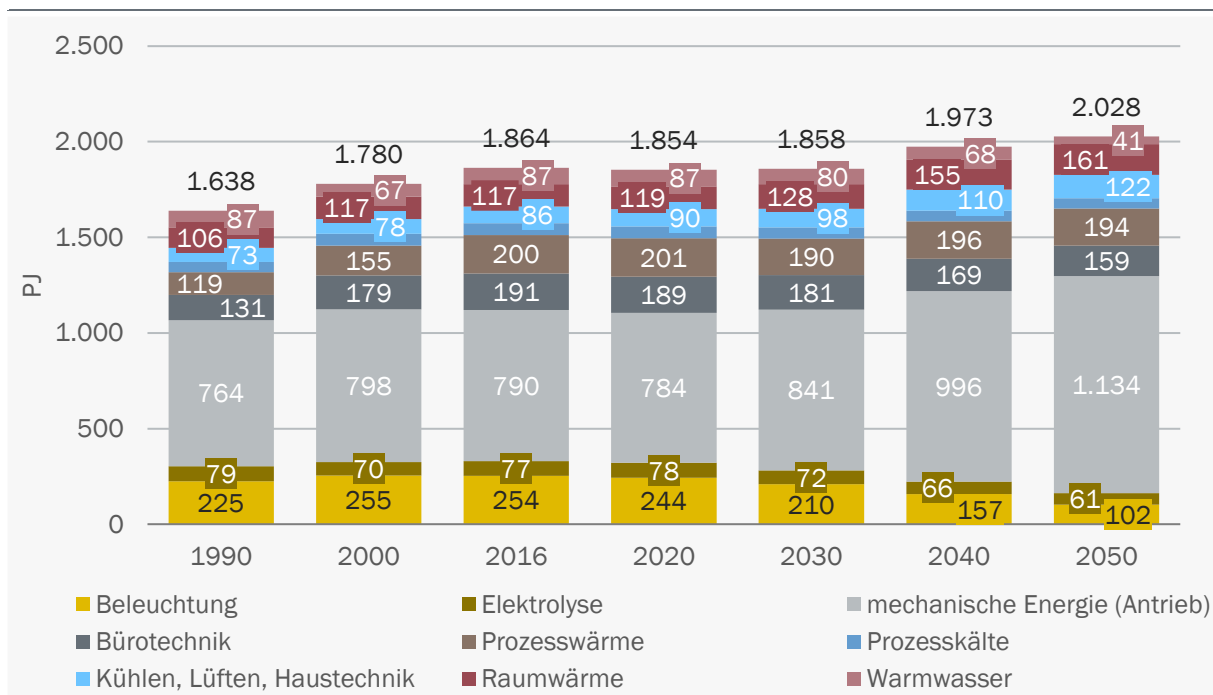
Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

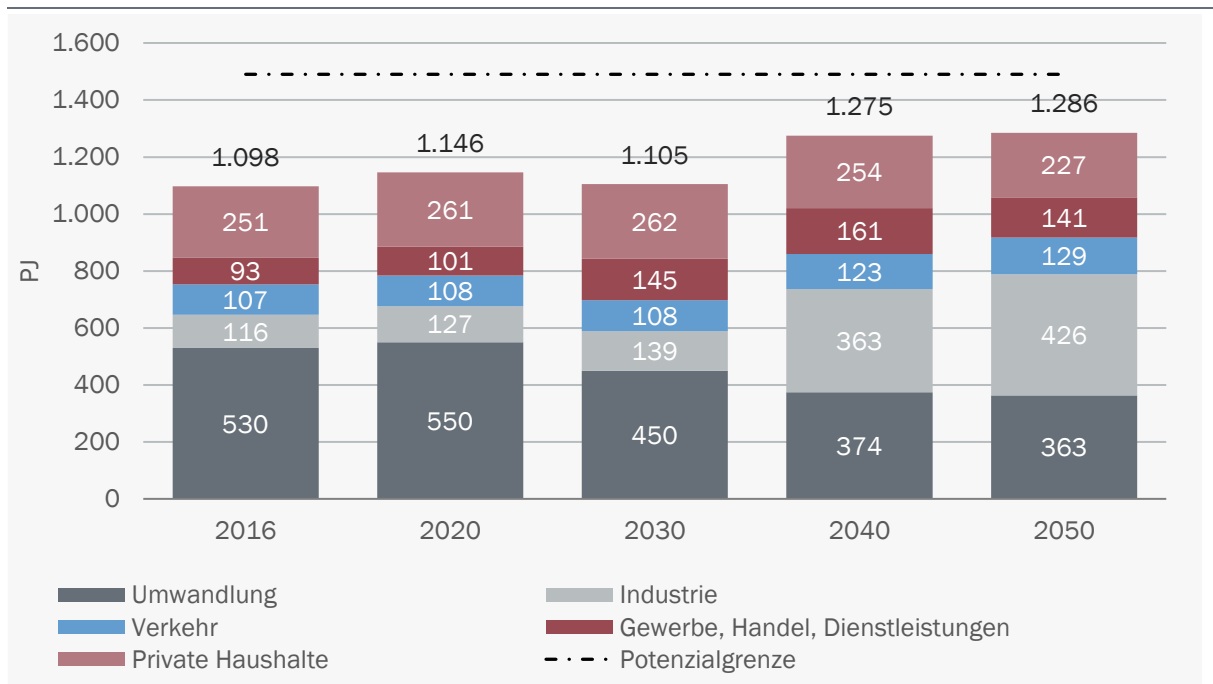
Strombasierte Energieträger werden im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 nur in geringem Maß eingesetzt. Das Maßnahmenpaket setzt lediglich schwache Anreize, auch über die RED II werden keine wesentlichen Mengen angereizt. Nicht berücksichtigt ist dabei die neue Wasserstoff-Strategie, da diese zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung noch nicht vorlag. Der zusätzliche Anstieg bis zum Jahr 2030 um 10 PJ gegenüber der Referenz (mit 5 PJ) ist ausschließlich auf den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor und im Industriesektor zurückzuführen. Dieser Wasserstoff wird jedoch noch überwiegend auf fossiler Basis erzeugt (Reformation von Erdgas).

Abbildung 133: Szenario KSP: Klimaschutzprogramm: Stromverbrauch nach Verwendungszwecken
 Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 134: Szenario KSP: Biomasseeinsatz nach Sektoren
 Jahre 2016 bis 2050, in PJ



Da die Energiebilanz den Verbrauch an Biomasse vor 2010 nur lückenhaft abbildet, wird auf die Darstellung dieser Werte verzichtet.

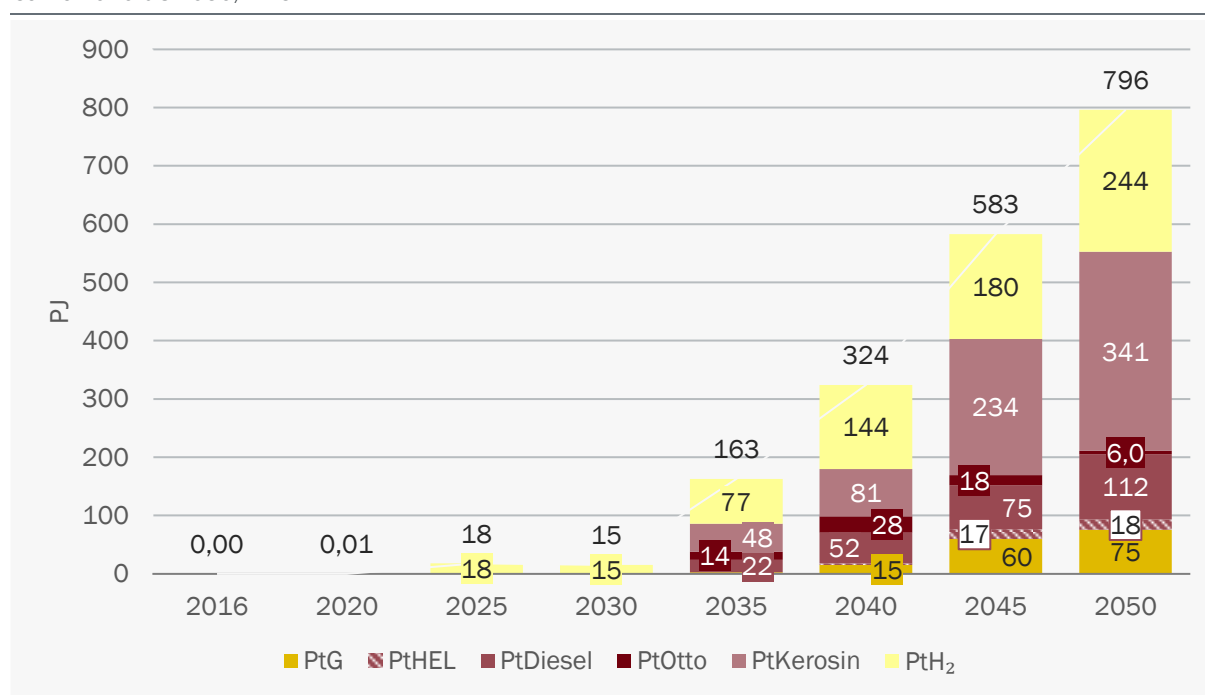
Quelle: eigene Berechnung

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden nach 2030 zentrale industrielle Prozesse grundlegend umgestellt, analog zur Entwicklung in Zielszenario 2 (u. a. Direktreduktion bei der Stahlherstellung). Treiber dafür sind nicht die politischen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms, sondern die strategischen Setzungen für den Zeitraum nach 2030 (Kapitel 7.3). Durch die Umstellung industrieller Prozesse steigt die Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff langfristig stark an. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der entsprechende Verbrauch auf 244 PJ. Davon entfallen 155 PJ auf den Industriesektor, der Rest auf den Verkehrssektor. Im Gebäudesektor und im Umwandlungssektor wird kein Wasserstoff eingesetzt. Da der Transport von Wasserstoff über längere Distanzen aufwändig ist und mit höheren Verlusten verbunden sein kann, wird der Wasserstoff prioritär inländisch erzeugt.

Nach 2040 steigt der Verbrauch an flüssigen PtX stark an. Eingesetzt werden diese flüssigen Energieträger überwiegend im internationalen Flugverkehr (PtKerosin: 341 PJ) und beim Schiffs- und Schwerverkehr (PtDiesel: 112 PJ). Der Verbrauch an synthetischem Methan (PtG) erhöht sich auf 75 PJ. Dieses wird ins Gasnetz eingespeist und dem Erdgas beigemischt. Bei Gebäuden wird dadurch eine Beimischungsquote von etwa 20 % erreicht (Anteil an Erdgas, Biomethan und PtG-Gemisch). Insgesamt erhöht sich der Verbrauch an strombasierten Energieträgern auf 796 PJ (Abbildung 135).

Abbildung 135: Szenario KSP: Einsatz strombasierter Energieträger

Jahre 2020 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

7.4.4 Industrie

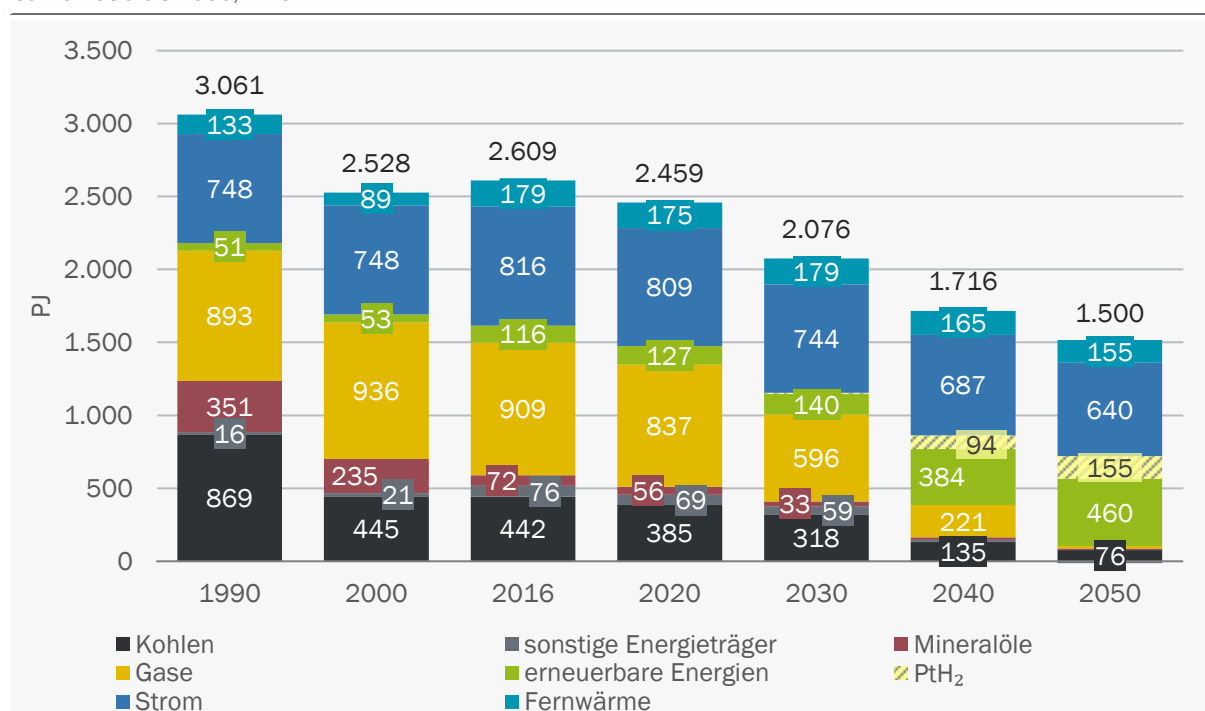
Bereits in der Referenzentwicklung reduziert sich der Energieverbrauch im Zeitraum 2016 bis 2030 deutlich stärker als in den Jahren 2000 bis 2016, in denen der Energieverbrauch annähernd stagnierte. Diese Trendumkehr wird durch das Klimaschutzprogramm beschleunigt. Im

Szenario KSP bleiben beim Endenergieverbrauch der Industrie Strom und Erdgas bis 2030 die wichtigsten Energieträger mit Anteilen von 36 % bzw. 25 % (Referenzszenario: 34 % bzw. 29 %). Der Steinkohlensockel resultiert ausschließlich aus der Herstellung von Stahl. Er verringert sich durch Effizienzmaßnahmen, die leicht abnehmende Produktion von Hochofeneisen sowie die beginnende Produktionsumstellung auf direktreduziertes Eisen mittels Wasserstoff (DRI-H₂) um 28 % (Referenzszenario: -16 %). Insgesamt sinkt der Endenergiebedarf des Industriesektors zwischen 2016 und 2030 im Szenario KSP um 20 % (Abbildung 136). Diesen Rückgang um rund 530 PJ bewirken ausschließlich die in Kapitel 7.2.1 beschriebenen Maßnahmen, welche

- teilweise auf das Mengengerüst wirken (Stahl nach Herstellungsart, Zementklinker),
- eine Substitution von fossilen hin zu THG-armen bzw. -neutralen Energieträgern veranlassen (wie im Falle des nEHS),
- meist jedoch die Effizienz erhöhen, d. h. den Energieeinsatz bei gleichem Produktionsoutput senken.

Abbildung 136: Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Hinweis: Industrieabfall wird zusammen mit der ins Fernwärmenetz ausgekoppelten Abwärme unter der Position „sonstige Energieträger“ subsummiert. Da die Abwärmeauskopplung von 6 PJ 2030 auf 57 PJ 2050 ansteigt und negativ bilanziert wird, „verschwinden“ die sonstigen Energieträger in der Abbildung.

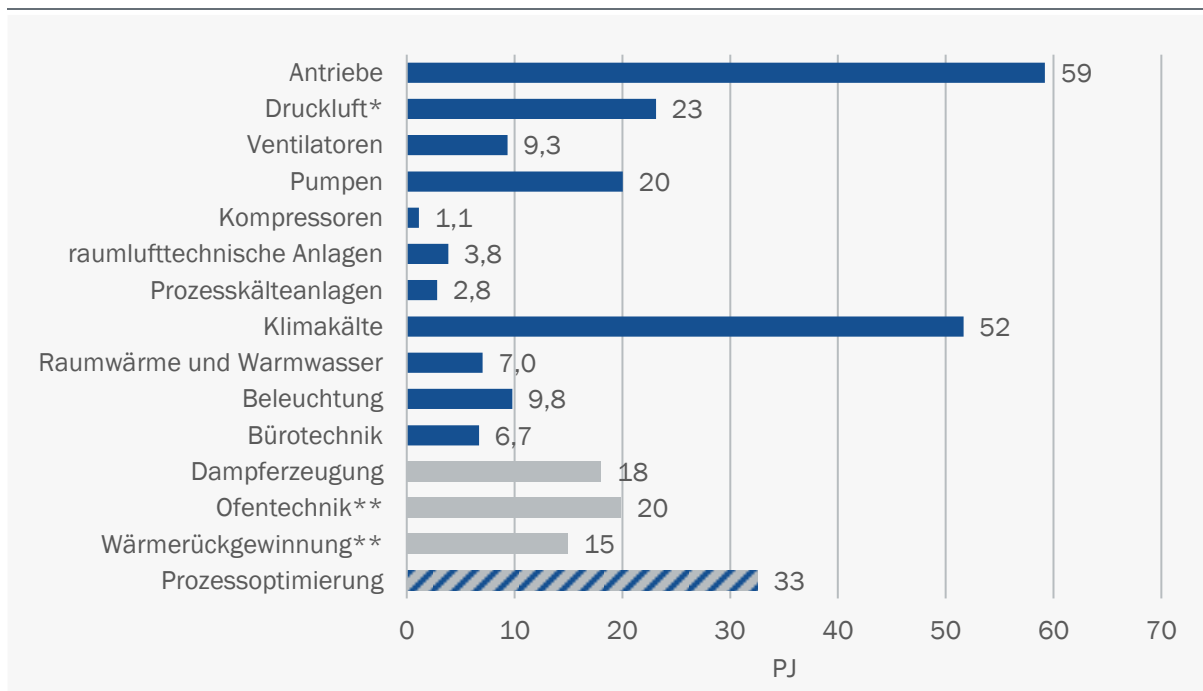
Quelle: eigene Berechnung

Bis 2050 sinkt der Endenergiebedarf weiter auf 1.500 PJ und damit um weitere 23 %, getrieben durch die angenommenen Entwicklungen in der Industrie (Kapitel 7.3.2). Auffällig ist der Einsatz von („grünem“) Wasserstoff (PtH₂; teils importiert, teils im Inland erzeugt) von bis zu 155 PJ im Jahr 2050 (Kapitel 8.2.7). Dieser ersetzt konventionelle Herstellungsverfahren in der Stahlerzeugung sowie der Wasserstoffherstellung bei der Ammoniakproduktion. Ursächlich für den

merklichen Rückgang des absoluten Strombedarfs sind die Effizienzverbesserungen bei den Querschnittstechnologien: Bis 2050 ist nahezu der gesamte Anlagenbestand auf dem technischen Niveau heutiger BVT (Abbildung 137). Während des Betrachtungszeitraumes ändert sich die Struktur der Endenergieträger deutlich. Fernwärme und insbesondere Strom werden zunehmend eingesetzt. Ihr gemeinsamer Anteil steigt kontinuierlich von 38 % 2016 auf 44 % 2030 sowie 53 % 2050. Damit sind diese beiden Energieträger 2050 die bedeutendsten im Energieverbrauch der Industrie. Fossile Energieträger verlieren an Bedeutung: Ihr Anteil schrumpft von 57 % 2016 auf 48 % 2030 sowie danach nochmals deutlich auf 6 % 2050, was im Wesentlichen dem Brennstoffsockel der restlichen konventionellen Stahlherstellung in Höhe von 76 PJ sowie den 39 PJ Industrieabfall entspricht. Der Anteil erneuerbarer Energieträger steigt von 4 % 2016 auf 6 % 2030 und 38 % 2050. Neu hinzu kommen strombasierte Energieträger (PtX), deren Anteil 2050 insgesamt 10 % ausmacht.

Die Endenergieeinsparungen verteilen sich über alle Anwendungen gleichermaßen. Die Struktur des Verbrauchs nach Anwendungen verschiebt sich etwas in Richtung der Stromanwendungen. Die Bereitstellung von Prozesswärme ist 2016/2030/2050 mit 65/63/61 % bzw. 1.709/1.315/909 PJ der größte Block des Endenergieverbrauchs. Es folgen elektrische Antriebe mit 18/21/24 % bzw. 477/430/353 PJ sowie die Haustechnik (Raumwärme und Warmwasser sowie sonstige Haustechnik) mit 13/12/11 % bzw. 330/246/166 PJ (Abbildung 138).

Abbildung 137: Szenario KSP: Kumulierte Endenergieeinsparungen bei Technologien in der Industrie
 nur Querschnittstechnologien; Endenergieeinsparungen kumuliert bis 2050; auch für Zielszenario 1 und 2 gültig; in PJ



blau: Strom, grau: Brennstoffe; *) inkl. 50-prozentiger Substitution mit Elektromotoren; **) ohne Stahl, Zement, Grundstoffchemie

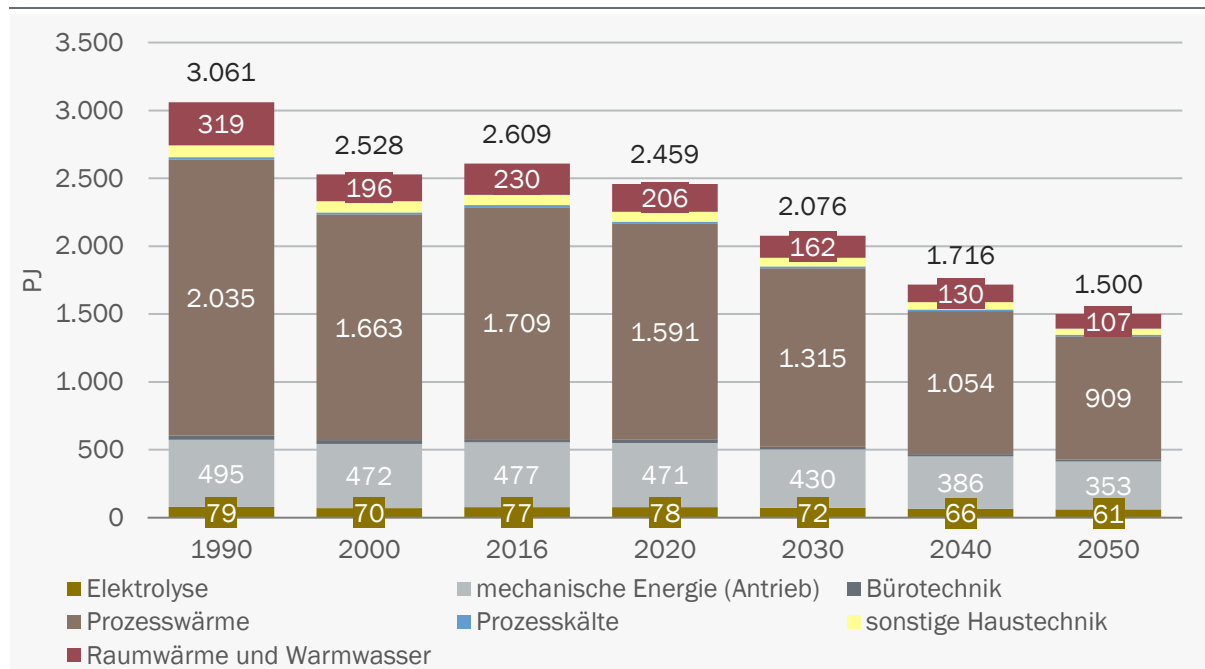
Quelle: eigene Berechnung

Der Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke ist in Abbildung 139 dargestellt und entwickelt sich in Anlehnung an die Zielszenarien 1 und 2. Durch die zunehmend erneuerbare Stromerzeugung

und phasenweise sehr günstige Großhandelsstrompreise insbesondere nach 2030 sinkt die Stromerzeugung der Industriekraftwerke. Stein- und Braunkohle sowie Mineralöle werden ab 2040 nicht mehr in Industriekraftwerken eingesetzt. Erdgas und langfristig synthetische Gase bleiben trotz des absoluten Rückgangs auch langfristig der wichtigste Energieträger bei der industriellen Stromerzeugung.

Abbildung 138: Szenario KSP: Energieverbrauch nach Anwendungen in der Industrie

Jahre 1990 bis 2030, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

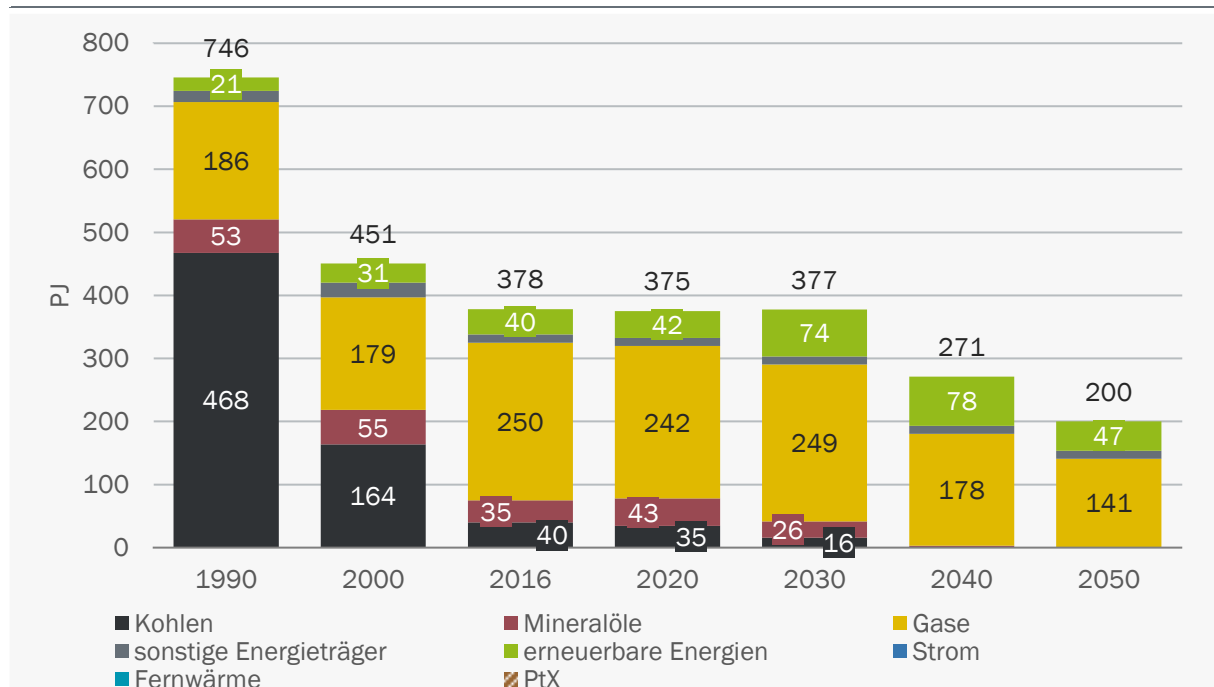
Im Szenario KSP werden die Emissionen durch die Maßnahmen gegenüber dem Referenzszenario um weitere 12,7 Mt CO₂eq⁴⁷ reduziert; von 155,7 Mt CO₂eq der Referenzentwicklung auf 143,0 Mt CO₂eq (Abbildung 140). Damit wird das THG-Ziel 2030 von 140,0 Mt CO₂eq verfehlt; das Klimaschutzprogramm weist eine Ziellücke von 3,0 Mt CO₂eq auf (Zielerreichungsgrad 98 %). Ursprünglich wurde die Maßnahmenplanung an einer Zielspanne für den Industriesektor von 140 bis 143 Mt CO₂eq ausgerichtet. Der für die Industrie wesentlich ambitioniertere Pfad ist der zwischen 2030 und 2050. Um die provisorischen Zielvorgaben für 2050 aus Kapitel 7.3.1 zu erreichen, ist neben deutlichen Energieeffizienzsteigerungen bei den Querschnittstechnologien der Umbau des bestehenden, konventionellen Anlagenparks zwingend erforderlich. Die Industrie emittiert 2050 im Szenario KSP 50 Mt CO₂eq (-82 % ggü. 1990) und bewegt sich damit innerhalb

⁴⁷ Die Einsparwirkung des Klimaschutzprogramms von 12,7 Mt CO₂eq ist ein Modellergebnis und weicht geringfügig von der geschätzten Wirkung von 13,1 Mt CO₂eq aus Kapitel 7.2.1 ab. Der Unterschied erklärt sich durch die ausschließliche Verwendung der EEV statt der THG-Einsparungen in der Modellrechnung, denn je nach begünstigter Branche liegt der anschließenden THG-Berechnung ein anderer Energieträgermix zugrunde.

der provisorischen Zielvorgaben von etwa 40 bis 50 Mt CO₂eq bzw. -80 % bis -85 % gegenüber 1990.⁴⁸

Die mit dem direkten Energieverbrauch verbundenen THG-Emissionen in der Industrie reduzieren sich von 93 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 61 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-59 % ggü. 1990). Im Jahr 2050 liegen sie bei 9 Mt CO₂eq (-94 % ggü. 1990). Die Prozessemissionen verringern sich von 62 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 49 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-49 % ggü. 1990) bzw. 32 Mt CO₂eq im Jahr 2050 (-67 % ggü. 1990). Die Emissionen der Industriekraftwerke (nur Stromerzeugung) gehen von 37 Mt CO₂eq 2016 auf 33 Mt CO₂eq 2030 und 10 Mt CO₂eq 2050 zurück (-12 % bzw. -73 % ggü. 1990).

Abbildung 139: Szenario KSP: Energieverbrauch nach Energieträgern bei Industriekraftwerken
nur Stromerzeugung; Jahre 1990 bis 2050, in PJ

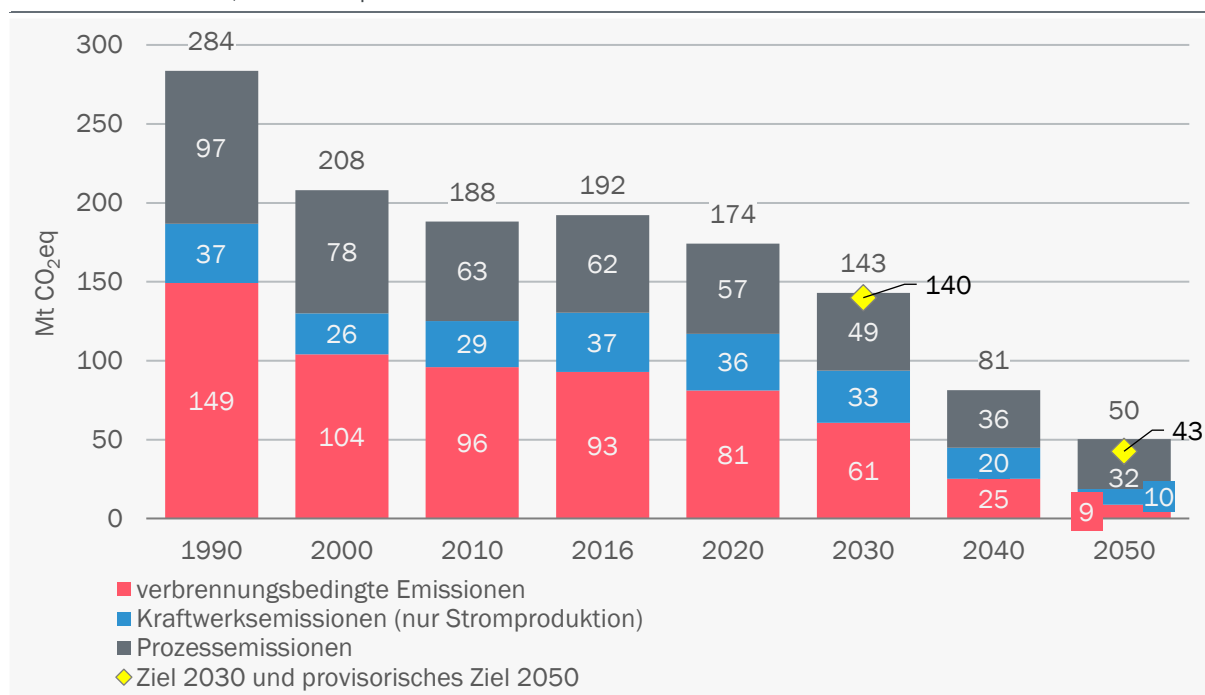


Quelle: eigene Berechnung

⁴⁸ Das provisorische Sektorziel von 43 Mt CO₂eq für das Jahr 2050, welches in Abbildung 140 gezeigt wird, entspricht einer Reduktion der THG-Emissionen um 85 % gegenüber 1990. Das 2050er-Ziel ist gewählt als untere Grenze der Zielvorgaben (-80 % bis -85 % ggü. 1990), ist nicht verbindlich und wird nur der Orientierung halber angegeben. Es leitet sich ab vom anvisierten Ziel der EU und Deutschlands, bis 2050 eine THG-Reduktion über alle Emittenten von 80 % bis 95 % zu erzielen und somit die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen.

Abbildung 140: Szenario KSP: THG-Emissionen nach Quellgruppen in der Industrie

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



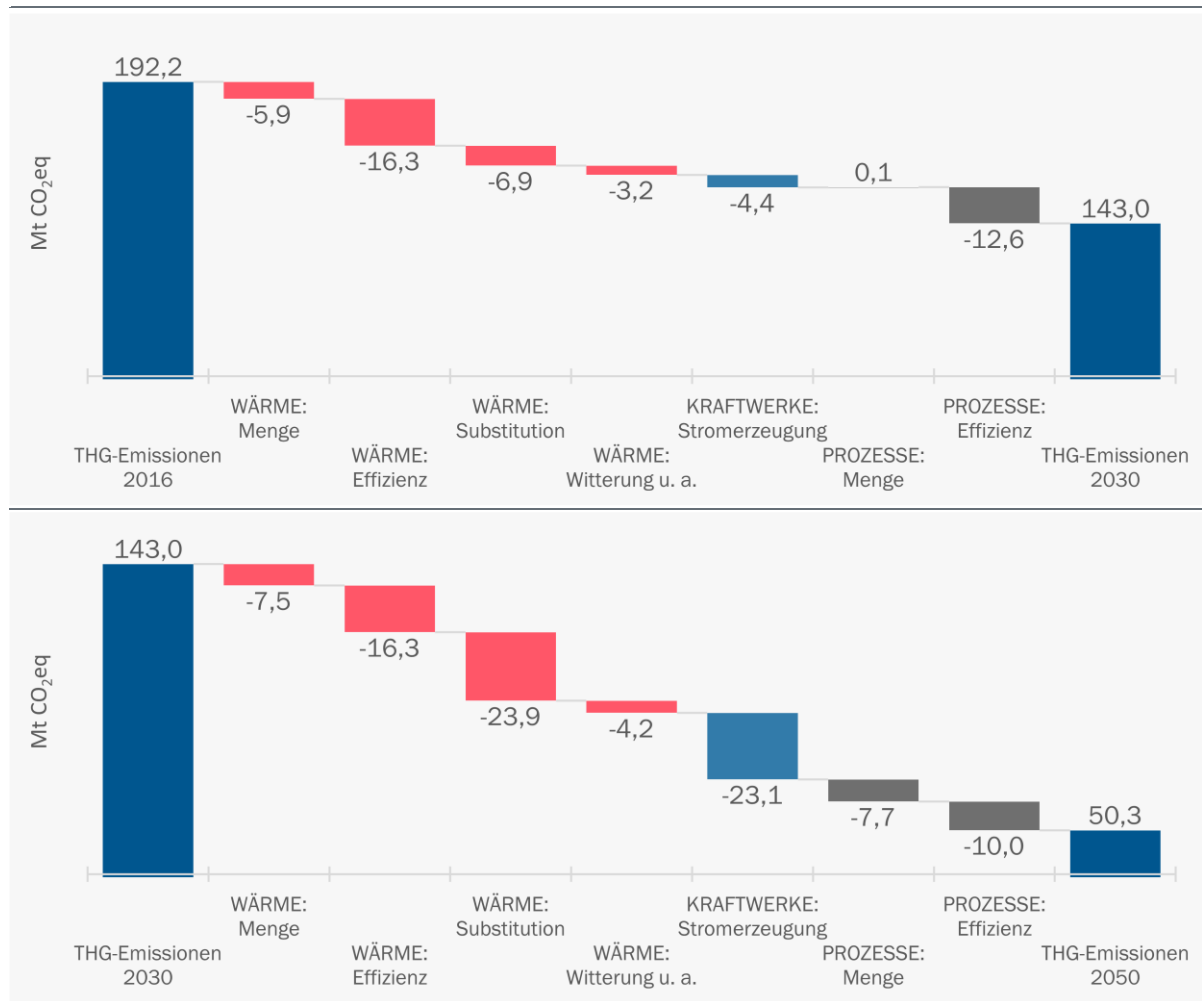
Quelle: eigene Berechnung

Der Rückgang der THG-Emissionen ist in Abbildung 141 nach den jeweiligen Treibern untergliedert, wobei die beiden Zeiträume 2016 bis 2030 und 2030 bis 2050 getrennt betrachtet werden. Zusätzlich werden die drei Quellgruppen verbrennungsbedingte Emissionen (Wärmeerzeugung), Kraftwerksemissionen (nur Stromproduktion) und Prozessemissionen getrennt dargestellt. Die Wirkungen der einzelnen Treiber addieren sich und lassen sich mathematisch nicht gänzlich separieren. Das verbleibende kleine Residuum, die Nichtlinearitäten, wird in der genannten Abbildung zusammen mit den anderen eher kleinen Posten unter „Witterung u. a.“ ausgewiesen. Der Rückgang (physischer) Produktionsmengen führt insgesamt zu einer THG-Reduktion um 5,9 Mt CO₂eq bis 2030. Damit werden 1,1 Mt CO₂eq im Vergleich zum Referenzszenario zusätzlich eingespart, im Wesentlichen dank der ersten DRI-Anlage in der Stahlerzeugung im Jahr 2030. Nach 2030 werden zusätzlich 7,5 Mt CO₂eq an THG-Emissionen eingespart, weil die Stahlerzeugung sowie die Ammoniakherstellung sukzessive auf THG-arme bzw. THG-freie Produktionsverfahren umgestellt wird. Diese Einsparung wird trotz erhöhter Zementklinkerproduktion und insgesamt leicht steigender Produktionsmengen realisiert (zum Vergleich: im Referenzszenario führen die steigenden Produktionsmengen 2030 – 2050 zu einer Erhöhung von 0,9 Mt CO₂eq). Weitaus größter Hebel zur THG-Reduktion sind autonome (marktgetriebene oder durch bestehende Maßnahmen und [Förder-]Instrumente getriebene) sowie forcierte (durch die zusätzlichen Maßnahmen und [Förder-]Instrumente des Klimaschutzprogramms getriebene) Energieeffizienzverbesserungen. Insgesamt werden dadurch 28,9 Mt CO₂eq bis 2030 und zusätzlich 26,3 Mt CO₂eq bis 2050 eingespart. Diese deutliche THG-Einsparung ist auf ambitionierte Energieeinsparungen bei Prozesswärmeanwendungen aller Branchen, insbesondere jedoch der energieintensiven Industrien zurückzuführen. Die autonome sowie forcierte Energieträgersubstitution weg von fossilen und hin zu erneuerbaren Energieträgern sowie zu Strom und Fernwärme führt bis 2030 zu einer THG-Einsparung von 6,9 Mt CO₂eq und bis 2050 zu weiteren 23,1 Mt CO₂eq. Insgesamt sind die THG-Einsparungen aufgrund von Energieträgersubstitutionen fast viermal so hoch wie im

Referenzszenario (4,7 Mt CO₂eq bis 2030 und weitere 3,1 Mt CO₂eq bis 2050; Kapitel 4.1.1), was hauptsächlich am ambitionierten Einsatz der Biomassen insbesondere nach 2030 liegt (Tabelle 47; autonome Substitutionen in Tabelle 15). Die anderen Treiber, darunter die verringerte Eigenproduktion in Industriekraftwerken, führen zusammen zu einer THG-Reduktion von 7,6 Mt CO₂eq (REF: 6,1 Mt CO₂eq) bis 2030 und zusätzlichen 27,4 Mt CO₂eq (REF: 7,0 Mt CO₂eq) bis 2050. Der bedeutendste Unterschied zum Referenzszenario ist die Umstellung der IKW-Brennstoffe im Szenario KSP auf Biomasse.

Abbildung 141: Szenario KSP: Änderung der THG-Emissionen nach Treibern in der Industrie

oben: 2016 – 2030, unten: 2030 – 2050; unterschiedliche Maßstäbe; in Mt CO₂eq



WÄRME = Wärmeerzeugung, KRAFTWERKE = Kraftwerke (nur Stromerzeugung), PROZESSE = Prozessemissionen

Quelle: eigene Berechnung

Die Aufschlüsselung der THG-Emissionen nach Branchen bzw. Emittentengruppen (Abbildung 46) macht deutlich, dass sich der Großteil der Emissionen auf wenige Produkte/Produktgruppen konzentriert. So verursachen die Eisen- und Stahlherstellung, die Grundstoffchemie, die Zement(-klinker-)herstellung, die Papierherstellung sowie der Einsatz von fluorierten Treibhausgasen (F-Gase)

als Kältemittlersatz für ODS zusammen zwei Drittel der THG-Emissionen im Jahr 2016 in der Industrie.

Die relative Bedeutung der energieintensiven Industrie für die THG-Emissionen nimmt bereits im Referenzszenario kontinuierlich zu und steigert sich noch weiter im Szenario KSP, sodass 2050 die Herstellung von Zement(-klinker), Eisen und Stahl, Kalk und Gips sowie Grundstoffchemikalien über 80 % der gesamten Industrieemissionen ausmachen (Abbildung 142). 2050 ist die Zementklinkerproduktion mit 20,0 Mt CO₂eq die emissionsreichste Branche, denn aufgrund der umfangreichen Produktionsumstellung in den Stahlwerken können dort anteilig und absolut deutlich mehr Treibhausgase eingespart werden, als dies in den Zementwerken möglich ist, wo weiterhin die gleichen (wenn auch modernisierten) Produktionsverfahren zum Einsatz kommen. Wie bereits in den beiden ersten Zielszenarien wird auch im Szenario KSP auf den Einsatz von CCS nicht berücksichtigt. Die meisten nicht energieintensiven Branchen verursachen 2050 keine oder nur geringe direkte THG-Emissionen, weil die benötigte Prozesswärme mittels Strom, Fernwärme oder Biomasse erzeugt wird. Allein verbrennungsbedingte THG-Emissionen fallen 2050 nur in den oben genannten vier Grundstoffindustrien sowie beim bewirtschaftlichen Verkehr an – mit insgesamt 8,8 Mt CO₂eq. Die THG-Emissionen bei der Stromerzeugung in IKW belaufen sich auf 9,9 Mt CO₂eq. Größter Block sind mit 31,6 Mt CO₂eq 2050 die Prozessemissionen, deren Auftreten bei vielen Industrieprozessen unvermeidbar ist, so insbesondere bei der Zementklinkerherstellung, beim Kalkbrennen, bei der Stahlerzeugung über die Hochofenroute, bei einzelnen Herstellungsprozessen chemischer Grundstoffe sowie bei (diffuser) Produktherstellung und -anwendung (CRF-Gruppen 2.D, 2.G.2 – 4 und 2.H).

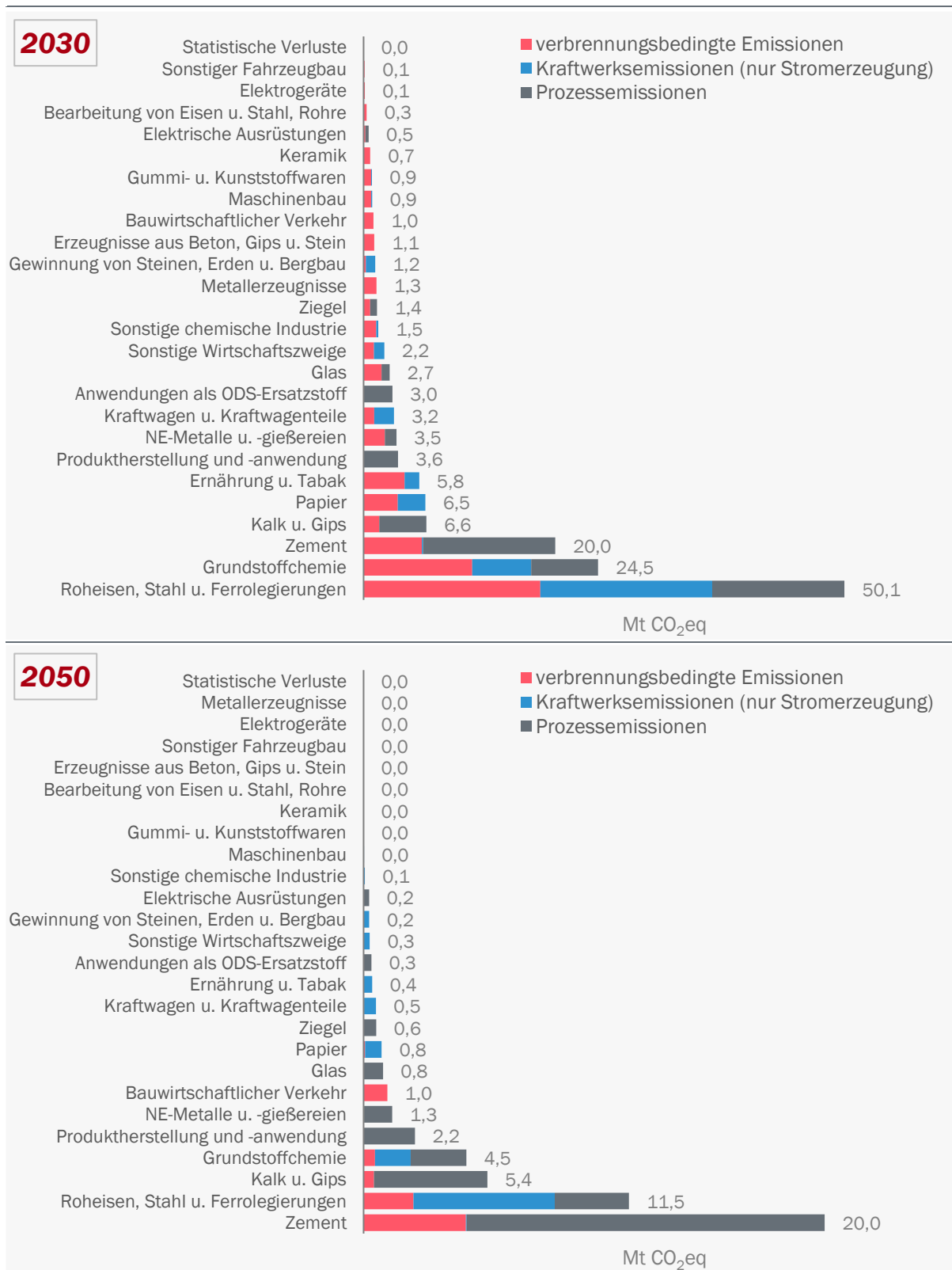
Tabelle 47: Szenario KSP: Kumulierte forcierte Energieträgersubstitution

im Zeitraum 2016 bis 2050; jährlich kumuliert ab 2016; EEV in PJ, THG in Mt CO₂eq; Anteile bezogen auf hineinsubstituierte kumulierte Energieträgermenge; nur die durch KSP-Maßnahmen ausgelösten Substitutionen

	2016	2020	2030	2040	2050	Anteil '30	Anteil '50
heraussubstituiert	0	-4	-42	-307	-398		
Kohlen	0	0	-1	-18	-24	-1 %	-6 %
Mineralölprodukte	0	0	-2	-7	-6	-4 %	-2 %
Gas (fossil)	0	-4	-39	-282	-368	-95 %	-92 %
hineinsubstituiert	0	4	42	307	398		
Erneuerbare	0	3	29	293	383	+70 %	+96 %
Strom	0	0	0	1	3	0 %	+1 %
Fernwärme	0	1	12	12	13	+30 %	+3 %
Summe EEV [PJ]	0	0	0	0	0		
Summe THG [Mt CO₂eq]	0	0	-2	-19	-24		

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 142: Szenario KSP: Treibhausgasemissionen 2030 und 2050 nach Gruppen in der Industrie
aufsteigend sortiert; in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

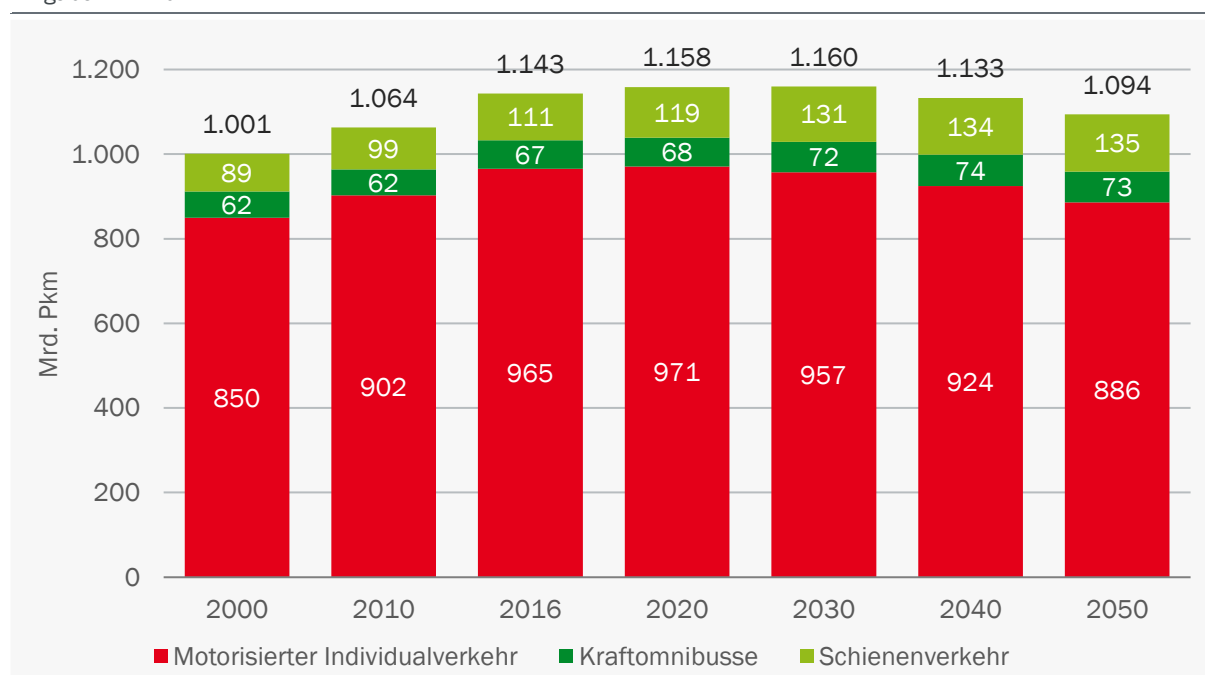
7.4.5 Verkehr

Ein wesentlicher Treiber der Energienachfrage im Sektor Verkehr ist die Entwicklung der Verkehrsnachfrage und deren Struktur. Im Personenverkehr steigt die landgebundene Verkehrsleistung aufgrund der Maßnahmen im Klimaschutzprogramm gegenüber der Referenzentwicklung etwas weniger stark an. Zudem bewirken die Maßnahmen eine Verkehrsverlagerung. Die Schienenverkehrsnachfrage steigt dadurch im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis 2030 auf 131 Mrd. Personenkilometer an (Referenzszenario: 123 Mrd. Pkm). Die Verkehrsleistungen beim Motorisierten Individualverkehr steigt bis zum Jahr 2030 auf 957 Mrd. Personenkilometer (Referenz: 989 Mrd. Personenkilometer).

Die nachfolgende Abbildung 143 zeigt die Entwicklung des Personenverkehrs der landgebundenen Verkehrsträger bis zum Jahr 2030.

Abbildung 143: Szenario KSP: Verkehrsleistungen im landgebundenen Personenverkehr

Angaben in Mrd. Pkm



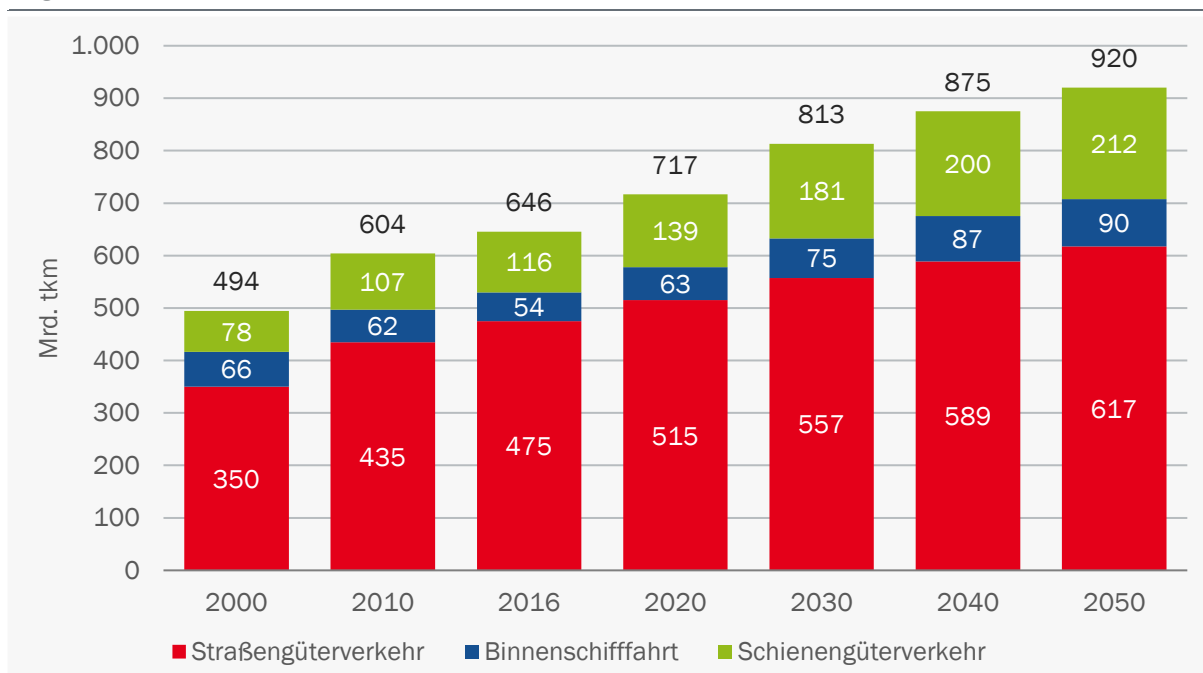
Quelle: eigene Berechnung, Werte bis 2016 aus BMVI (2019)

Im Güterverkehr führen die Maßnahmen – die größte Wirkung geht hier von der CO₂-Bepreisung aus – zu einer geringeren Nachfrage im Straßenverkehr bzw. zu einer stärkeren Verkehrsverlagerung hin zum Schienenverkehr. Die Schienenverkehrsnachfrage steigt auf 181 Mrd. Tonnenkilometer im Jahr 2030 an. Bei der Referenzentwicklung liegt der Wert im selben Jahr bei 161 Mrd. Tonnenkilometern.

Die nachfolgende Abbildung 144 zeigt die Entwicklung des landgebundenen Güterverkehrs im Inland bis zum Jahr 2030.

Abbildung 144: Szenario KSP: Verkehrsleistungen im Güterverkehr nach Verkehrsträger

Angaben in Mrd. tkm



Quelle: eigene Berechnung für Projektion und Straßenverkehr insgesamt, Werte für Schiene und Binnenschiff bis 2016: BMVI (2019)

Die Elektrifizierung der Fahrzeugflotte bewirkt im Szenario mit Klimaschutzprogramm die größten Einsparungen des Energieverbrauchs und Minderungen der THG-Emissionen bis 2030. Die Zulassungen von Elektro-Pkw steigen bis zum Jahr 2030 auf über 7 Mio. Elektro-Pkw an, davon rund 5,4 Mio. batterieelektrische Pkw. Die elektrischen Antriebe⁴⁹ haben damit im Jahr 2030 einen Anteil von 16 % am Pkw-Bestand (Referenzszenario: 8,5 %). Bis 2050 steigt der Anteil von Elektro-Pkw (BEV, PHEV und FCV) auf rund 84 % beim Pkw-Bestand.

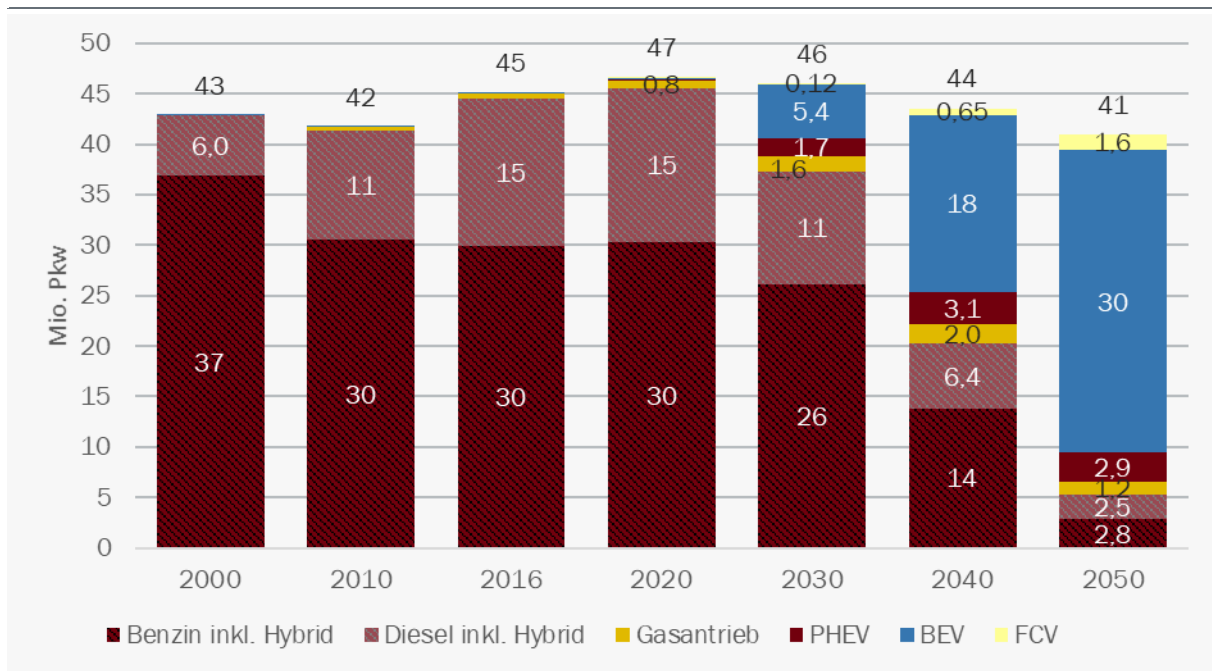
Die nachfolgende Abbildung 145 zeigt die Entwicklung des Pkw-Bestands nach Antrieb bis zum Jahr 2030.

Die Flotte der schweren Nutzfahrzeuge besteht aktuell fast ausschließlich aus Fahrzeugen mit Dieselantrieb. Der elektrische Antrieb ist auch in diesem Segment eine kostengünstige Option zur Minderung von THG-Emissionen. Je nach Einsatzzweck und Distanzsegment werden sich unterschiedliche alternative Antriebsarten bei den Nutzfahrzeugen als die wirtschaftlichste Technologie durchsetzen. In diesem Szenario wird unterstellt, dass es langfristig zu einem ambitionierten Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge kommt. Dieser Ausbau sorgt bis zum Jahr 2030 dafür, dass Oberleitungshybride-Lkw einen Anteil von rund 9 % am Fahrzeugbestand haben. In kürzeren Distanzsegmenten werden sich auch reine batterieelektrische-Lkw durchsetzen (Anteil von rund 5 % am Bestand der schweren Nutzfahrzeuge insgesamt). Brennstoffzellen- und Flüssigerdgasantrieb haben hingegen bei den schweren Nutzfahrzeugen bis zum Jahr 2030 nur geringe Anteile am Bestand.

⁴⁹ Dazu zählen die Antriebe batterieelektrisch, Plug-in-Hybrid und Brennstoffzellen-Fahrzeuge

Abbildung 145: Szenario KSP: Pkw-Bestand nach Antrieb

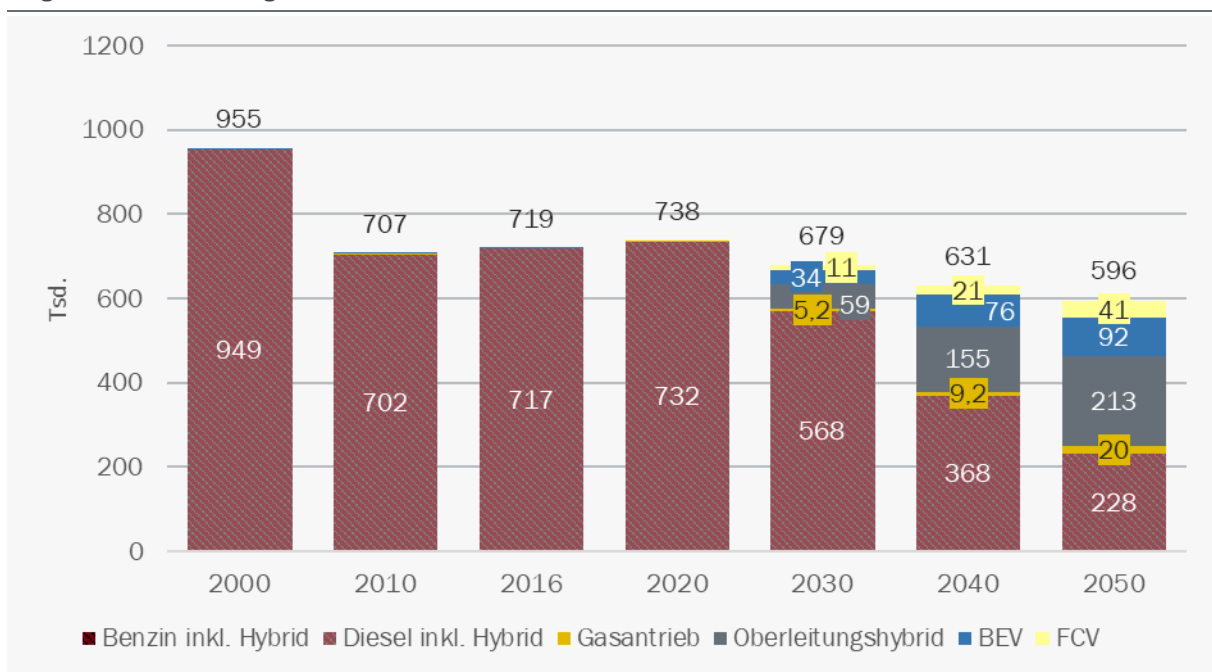
Angaben in Mio. Fahrzeugen



Quelle: Werte bis 2016 aus KBA-FZ 13 (2019) und ab 2016 eigene Berechnung

Abbildung 146: Szenario KSP: Schwere Nutzfahrzeuge, Bestand nach Antrieb

Angaben in Tsd. Fahrzeugen



Quelle: Werte bis 2016 aus KBA-FZ 13 (2019) und ab 2016 eigene Berechnung

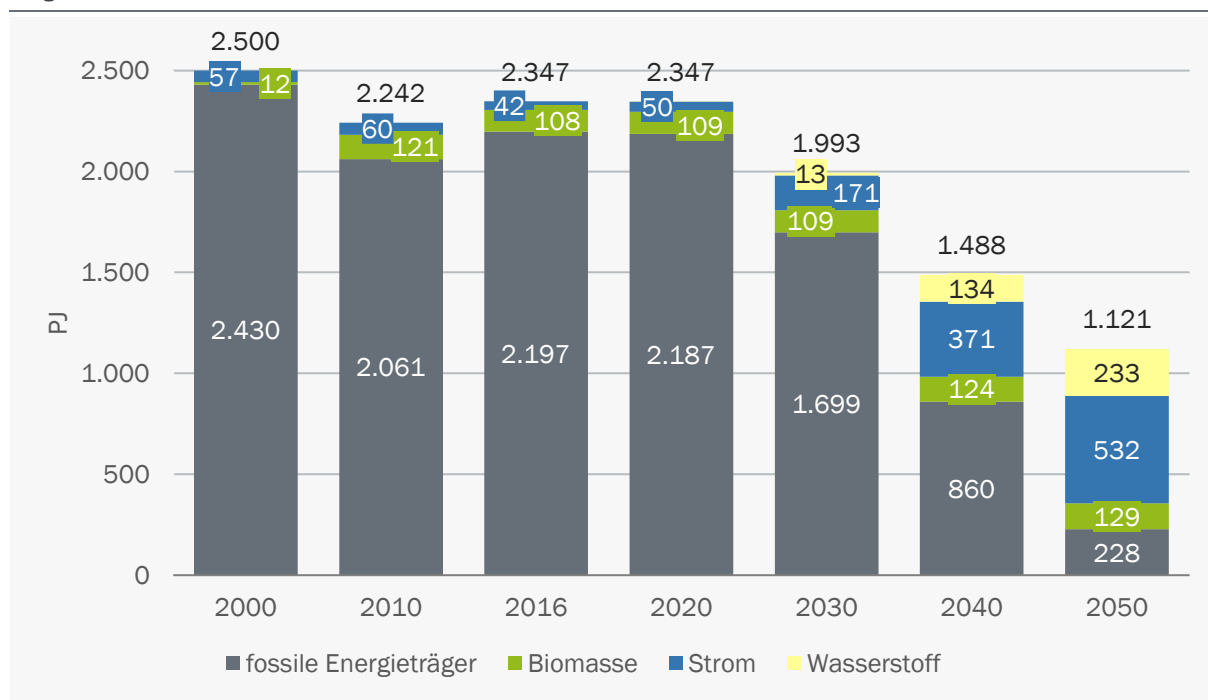
Die Abbildung 146 illustriert die Entwicklung des Fahrzeugbestands der schweren Nutzfahrzeuge bis zum Jahr 2030.

Der Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr reduziert sich bis 2030 im Szenario mit Klimaschutzprogramm um 15 % gegenüber dem Basisjahr 2016 (Referenzszenario: -5 %). Bedingt durch die zunehmende Bedeutung der Elektromobilität steigt der Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 171 PJ (48 TWh). Aufgrund des hohen Stromverbrauchs und des steigenden Anteils des erneuerbaren Anteils an der Stromproduktion, wird die unterstellte Vorgabe für die RED II-Quote von 27 % im Jahr 2030 mit dem bisher bestehenden Einsatz von Biotreibstoffen erreicht (vgl. Ausführungen zu den sektoralen Maßnahmen in Kapitel 7.2.2). Der Biomasseeinsatz im Verkehr bleibt deshalb konstant bei rund 110 PJ. Aufgrund der hohen Erzeugungskosten und fehlender spezifischer Maßnahmen im Klimaschutzprogramm 2030 wird nicht von einem Einsatz von PtX-Kraftstoffen im Verkehr ausgegangen.

Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehrssektor ist in Abbildung 147 dargestellt.

Abbildung 147: Szenario KSP: Endenergieverbrauch nach Energieträger im Verkehr

Angaben in PJ



Quelle: eigene Berechnung

THG-Emissionen im Verkehr im Szenario mit Klimaschutzprogramm

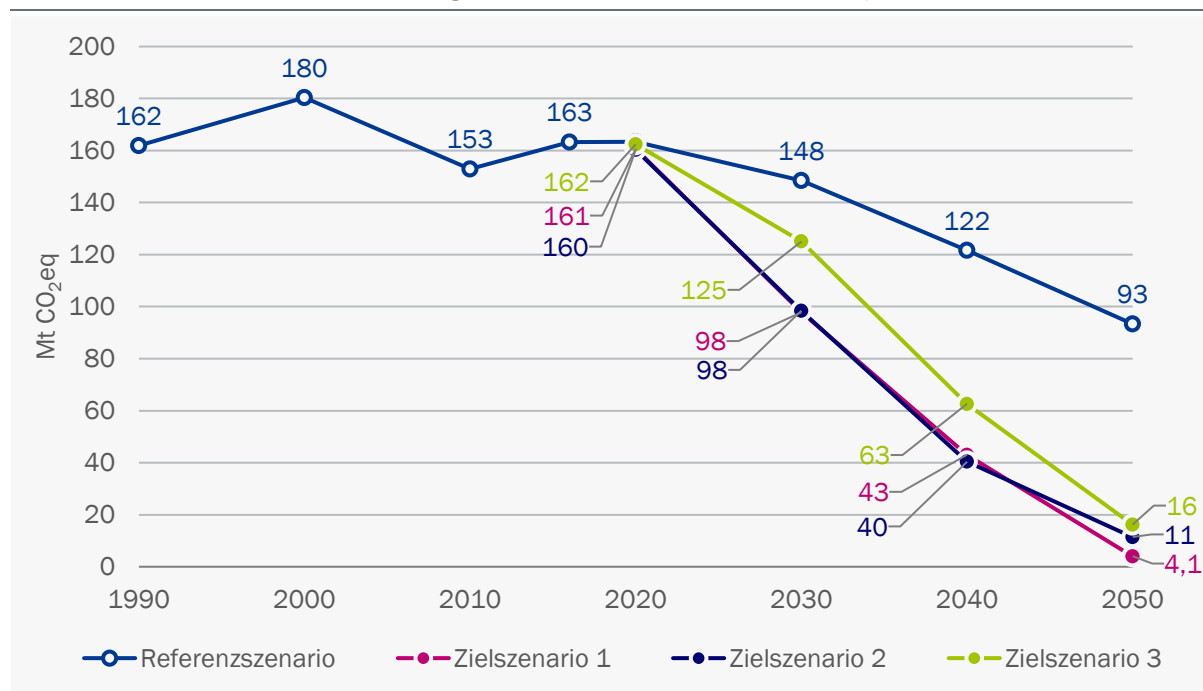
Im Sektor Verkehr wird durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms sowie der Umsetzung der CO₂-Flottengrenzwerte (auf EU-Ebene) eine Minderung der THG-Emissionen des Sektors gegenüber der Referenz um rund 23 Mt CO₂eq auf 125 Mt CO₂eq im Jahr 2030 erreicht. Gegenüber dem Reduktionsziel des Bundes-Klimaschutzgesetzes von 95 Mt CO₂eq verbleibt eine Ziellücke von rund 30 Mt CO₂eq. Gegenüber 1990 werden die THG-Emissionen im Zielszenario 3 (KSP) um

23 % reduziert. Damit wird fast nur die Hälfte der angestrebten Minderung erreicht, welche für den Zeitraum 1990 bis 2030 bei 42 % liegt.

Ein Vergleich der THG-Entwicklung in den drei untersuchten Zielszenarien mit dem Referenzszenario zeigt die nachfolgende Abbildung 148.

Abbildung 148: Szenario KSP: THG-Emissionen im Sektor Verkehr

Referenzszenario und Zielszenarien im Vergleich; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

7.4.6 Private Haushalte

Die Emissionen im Sektor Private Haushalte hängen im Wesentlichen mit der Erzeugung von Wärme, insbesondere der Raumwärme zusammen. Das Maßnahmenpaket des Klimaschutzprogramms zielt entsprechend darauf ab, den Raumwärmeverbrauch zu reduzieren (Steigerung der Effizienz) und die dafür eingesetzte Energie zu dekarbonisieren. Wichtigste Maßnahmen dazu sind

- das übergeordnete nationale Brennstoffemissionshandels-Gesetz (BEHG),
- die Senkung des Strompreises (Reduktion EEG-Umlage),
- der Umbau und Ausbau der Gebäudeförderung (BEG, steuerliche Förderung),
- die Förderung des Wärmenetzausbaus sowie
- das Verbot des Einbaus monovalenter Ölheizungen ab 2026.

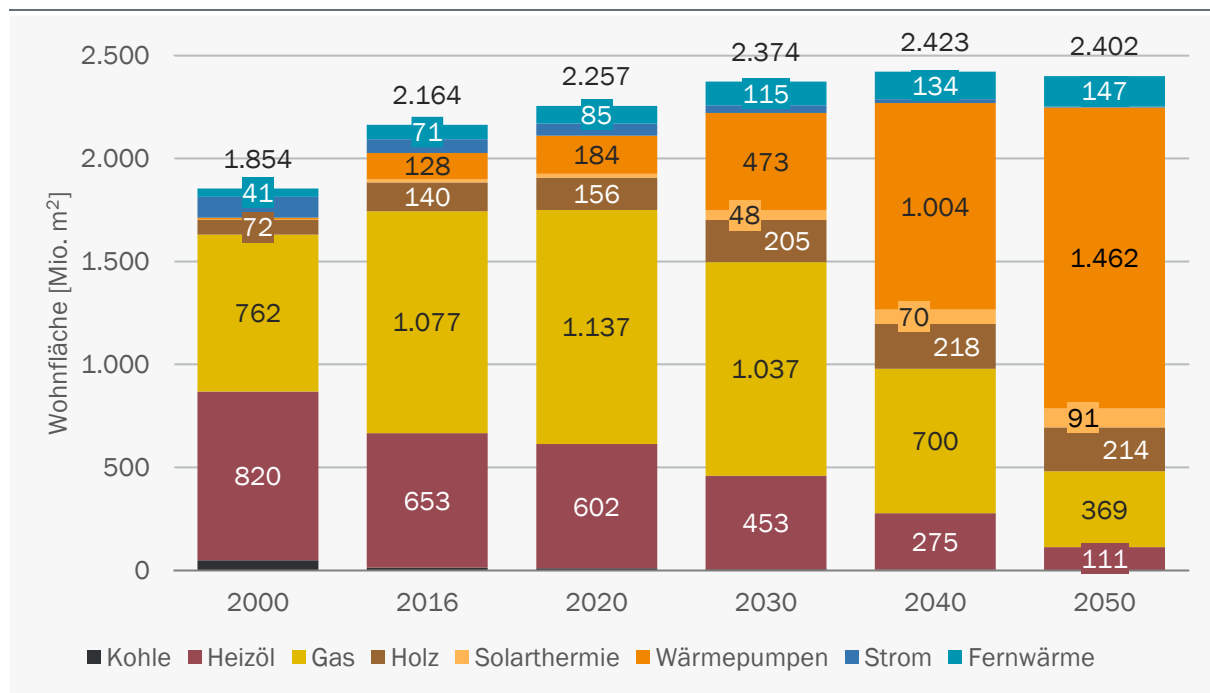
Die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms verändern die Absatzstruktur von Wärmeerzeugern. Die Absätze an fossilen Gas- und Heizölheizungen gehen bis 2030 deutlich zurück. Der Rückgang fällt etwas geringer aus als in den Zielszenarien 1 und 2. Der Anteil der Gasheizungen fällt bis zum Jahr 2030 auf rund 25 %, derjenige der Ölheizungen auf 5 %. Nach 2030 setzt sich der

Rückgang aufgrund der vorgegebenen strategischen Setzungen fort. Im Gegenzug steigt der Anteil der elektrischen Wärmepumpen an, bis zum Jahr 2030 auf rund 45 %. Im Jahr 2050 liegt deren Anteil an den jährlichen Absätzen bei 75 %. Der Rest entfällt auf Biomasse, Wärmenetze und solarthermische Anlagen (zur Heizungsunterstützung).

Die neuen Wärmeerzeuger diffundieren in den Anlagenbestand und verändern zunehmend die Struktur der Wärmeversorgung. Da jährlich nur rund 3 bis 4 % der Wärmeerzeuger ausgetauscht werden, verändert sich die Beheizungsstruktur im Gebäudebestand langsamer respektive zeitlich verzögert. Die elektrische Wärmepumpe wird zum wichtigsten Wärmeerzeuger in Wohngebäuden. Bei den EZFH steigt der Anteil an der mit ihnen beheizten Fläche von 6 % im Jahr 2016 über 20 % im Jahr 2030 auf 61 % im Jahr 2050 (Referenz: 22 %; Abbildung 149). Auch bei den größeren MFH gewinnt die Wärmepumpe zusehends an Bedeutung, bis zum Jahr 2030 ist die Zunahme aber im Vergleich zu den Zielszenarien 1 und 2 noch gering. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden im Jahr 2030 4 % der Wohnfläche in MFH mit Wärmepumpen beheizt (Zielszenarien 1 und 2: 8 – 9 %). Nach 2030 wird diese Transformation beschleunigt, bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Anteil der Wärmepumpen in MFH auf 21 % (Abbildung 150).

Abbildung 149: Szenario KSP: Wohnfläche in EZFH nach Beheizungsstruktur

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

Quelle: eigene Berechnung

Im MFH-Segment bleibt bis zum Jahr 2030 die Gasheizung der wichtigste Wärmeerzeuger, der Anteil an der beheizten Wohnfläche liegt dann bei noch 33 %. Langfristig wird die Fernwärme der wichtigste Wärmeversorger in MFH. Der Anteil der mit Fernwärme beheizten MFH-Fläche erhöht sich über 19 % im Jahr 2030 auf 30 % im Jahr 2050. Im Jahr 2016 hatte der Anteil noch bei 16 % gelegen. Wärmenetze können insbesondere in Ballungszentren mit hoher Wärmedichte

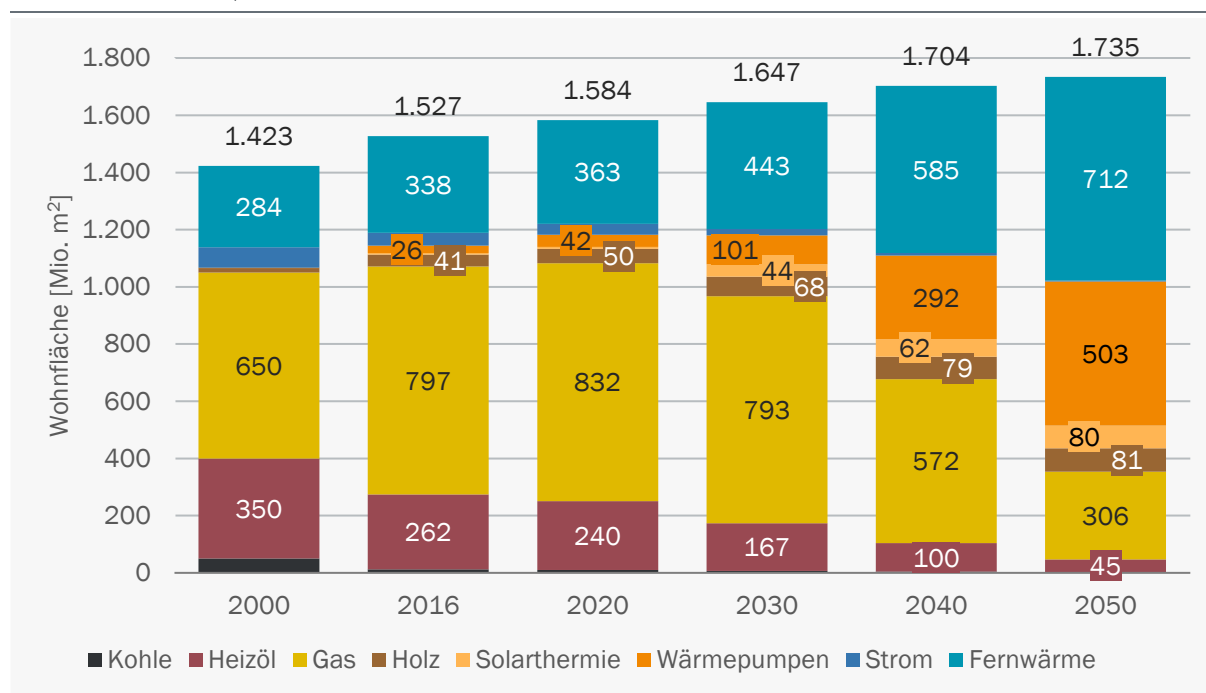
eine wirtschaftlich attraktive Lösung sein. Im Bereich der EZFH ist die Bedeutung der Wärmenetze geringer und auch die Zunahme fällt geringer aus. Wichtige Treiber für den Zubau zusätzlicher Wärmenetze im Szenario mit Klimaschutzprogramm sind zum einen die ausgebauten Förderung für die Errichtung von Wärmenetzen, zum anderen die Verteuerung fossiler Anlagen durch die CO₂-Bepreisung.

Der Anteil der Biomasseanlagen verändert sich im Zeitraum 2016 bis 2050 bei den MFH nicht wesentlich, er bleibt bei rund 3 %. Bei den EZFH nimmt die durch sie beheizte Fläche bis zum Jahr 2030 aufgrund der starken Förderung leicht zu, der Anteil an der beheizten Fläche erhöht sich von 6 % auf 9 % (Zielszenario 1: 10 %). Nach 2030 steigt der Anteil an der beheizten Fläche im Szenario mit Klimaschutzprogramm nicht weiter an, die begrenzte Biomasse wird prioritär in der Industrie eingesetzt.

Solarthermische Anlagen werden bei der Modellierung zu Vollversorgungsäquivalenten aggregiert. Der Beitrag zur Wärmeversorgung steigt im Szenario mit Klimaschutzplan gegenüber der Referenz leicht an. Die Förderung von Gas-Solar-Kombianlagen sowie das Verbot des Einbaus monovalenter Heizölanlagen beschleunigen den Ausbau von Solarthermieanlagen. Bivalente Öl-Solar-Kombianlagen bleiben auch nach 2026 erlaubt.

Abbildung 150: Szenario KSP: Wohnfläche in MFH nach Heizungsstruktur

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Strom: beinhaltet konventionelle Stromdirekt- und Speicherheizungen, ohne Wärmepumpen, welche separat abgebildet sind

Quelle: eigene Berechnung

Aufgrund der stark rückläufigen Anteile an den neuabgesetzten Wärmeerzeugern sinkt der Anteil der mit fossilen Anlagen beheizten Fläche im Zeitverlauf stark. Ausgehend von 76 % im Jahr 2016 verringert sich der Anteil bis zum Jahr 2030 auf 61 %. Der Rückgang fällt etwas geringer

aus als in Zielszenario 1 (58 %) und Zielszenario 2 (56 %). Bis zum Jahr 2050 sinkt der Anteil auf unter 20 %, der Großteil davon entfällt auf Gasheizungen. Öl- und Kohleheizungen verschwinden weitgehend aus der Wärmeversorgung. Die Gasheizungen werden im Jahr 2050 mit einem Gemisch aus fossilem Erdgas (50 %), Biomethan (30 %) und PtG (20 %) betrieben.

Durch den weiter zunehmenden Einsatz von Brennwertgeräten und die Verringerung von Verteilverlusten steigt der mittlere Nutzungsgrad der fossilen Anlagen im Szenario mit Klimaschutzprogramm langfristig auf über 95 % an (bezogen auf den Heizwert). Dies entspricht der Entwicklung der übrigen Szenarien. Der mittlere Jahresnutzungsgrad von Wärmepumpen steigt stärker an als in der Referenzentwicklung. Einerseits lässt sich durch die bessere energetische Qualität der Gebäude ein höherer Nutzungsgrad erzielen, zum anderen werden effizientere Wärmepumpen eingesetzt. Dadurch erhöht sich im Bestand der mittlere Jahresnutzungsgrad auf 3,8 im Jahr 2050 (Referenz: 3,4). Der Anstieg fällt leicht geringer aus als in den Zielszenarien 1 und 2, was auf die dort eingeführten Maßnahmen zur stärkeren Qualitätssicherung bei der Umsetzung zurückzuführen ist.

Im Gegensatz zu den Zielszenarien 1 und 2 wird im Szenario mit Klimaschutzprogramm die Energieeinspar-Verordnung (EnEV) vor dem Jahr 2030 nicht verschärft. Es soll lediglich geprüft werden, ob eine Verschärfung angezeigt wäre. Der Energieverbrauch von Neubauten bleibt deshalb im Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 identisch mit der Referenzentwicklung. Eine Absenkung des mittleren spezifischen Verbrauchs aufgrund der CO₂-Bepreisung wurde bei der Modellierung vernachlässigt, auch weil fossile Wärmeerzeuger bei Neubauten eine zunehmend unbedeutendere Rolle spielen.

Nach 2030 wird durch die strategischen Setzungen eine Reduktion des Energieverbrauchs von Neubauten vorgegeben. Es sollen nur noch hocheffiziente Neubauten erlaubt sein. Langfristig (2050) liegt der Raumwärmebedarf bei Neubauten bei nur noch rund 20 bis 25 kWh/m² Wohnfläche (Abbildung 151). Die unterstellte Absenkung ist vergleichbar mit den Zielszenarien 1 und 2.

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden außer dem Teilverbot von Ölheizungen keine ordnungsrechtlichen Maßnahmen eingeführt. Der spezifische Verbrauch sanierter Gebäude wird beeinflusst durch die umfangreichen Fördermaßnahmen sowie die CO₂-Bepreisung. Der mittlere spezifische Verbrauch bei Vollsanierungen verringert sich bei EZFH bis zum Jahr 2030 auf rund 65 kWh/m² und bei MFH auf 55 kWh/m² Wohnfläche. Die Reduktion ist damit vergleichbar mit derjenigen im Zielszenario 1. Auch die unterstellte langfristige Entwicklung im Zeitraum 2030 bis 2050 unterscheidet sich nicht wesentlich zwischen den beiden Zielszenarien. Es wird unterstellt, dass sich der mittlere spezifische Verbrauch bis zum Jahr 2050 bei Vollsanierungen auf rund 40 kWh/m² Wohnfläche verringert. Berücksichtigt ist bei diesen Werten die Einsparung durch Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.

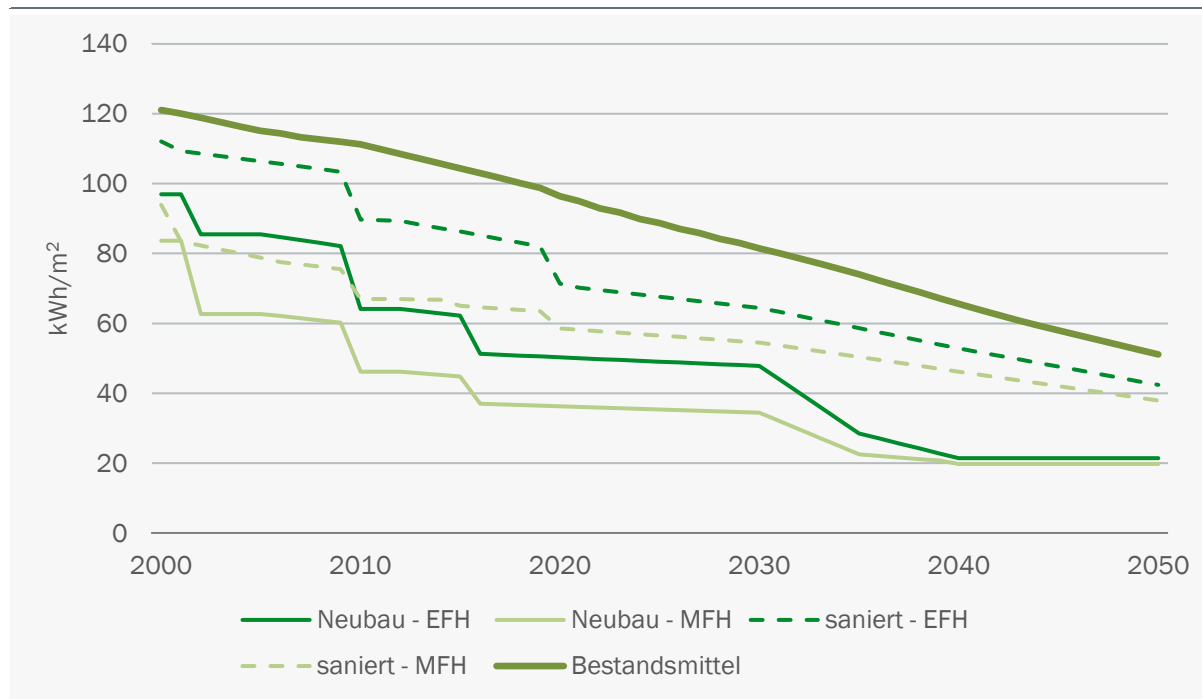
Eine etwas größere Differenz gegenüber den Zielszenarien 1 und 2 zeigt sich bei der jährlich sanierten Fläche, bzw. bei der daraus abgeleiteten Sanierungsrate. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm erhöht sich die Sanierungsrate bei EZFH bis zum Jahr 2030 auf 1,4 % (Zielszenarien 1 und 2: 1,6 %) und bei MFH auf 1,6 % (Zielszenarien 1 und 2: rund 1,8 %). Dies ist auf hauptsächlich auf die fehlenden ordnungsrechtlichen Maßnahmen (ggü. Zielszenario 1) oder den niedrigeren CO₂-Preis (ggü. Zielszenario 2) zurückzuführen. Gegenüber dem Zielszenario 1 werden im Szenario mit Klimaschutzprogramm im Zeitraum 2016 bis 2030 rund 13 % weniger Wohnfläche energetisch saniert.

Die strategische Setzung für den Zeitraum 2030 bis 2050 zur Sanierungsaktivität unterscheidet sich nicht wesentlich zwischen den drei Zielszenarien. Auch im Szenario mit

Klimaschutzprogramm nimmt die Sanierungsaktivität nach 2030 zu, die Sanierungsrate steigt bei den EZFH auf 1,8 %, bei den MFH auf 2,1 %. Mit dem Anstieg der Sanierungsrate ist eine erhebliche Zunahme der jährlich sanierten Fläche verbunden (Abbildung 152).

Abbildung 151: Szenario KSP: Spezifischer Heizwärmebedarf bei Neubau, Sanierung und im Bestandsmittel

Jahre 2000 bis 2050, Nutzenergie in kWh/m² Wohnfläche



Quelle: eigene Berechnung

Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte verringert sich im Szenario mit Klimaschutzplan bis zum Jahr 2030 auf 1.943 PJ (Abbildung 153). Das sind 103 PJ weniger als in der Referenzentwicklung. Wird dabei berücksichtigt, dass davon fast 40 PJ aufgrund der angepassten Klimakorrektur im Szenario mit KSP zurückzuführen sind, ergibt sich eine Einsparung durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms von knapp 65 PJ. Das ist deutlich weniger als in Zielszenario 1 (113 PJ) und Zielszenario 2 (93 PJ). Ursächlich sind dafür u. a. die ausbleibende Verschärfung der EnEV und die etwas geringeren Anreize für energetische Sanierungen.

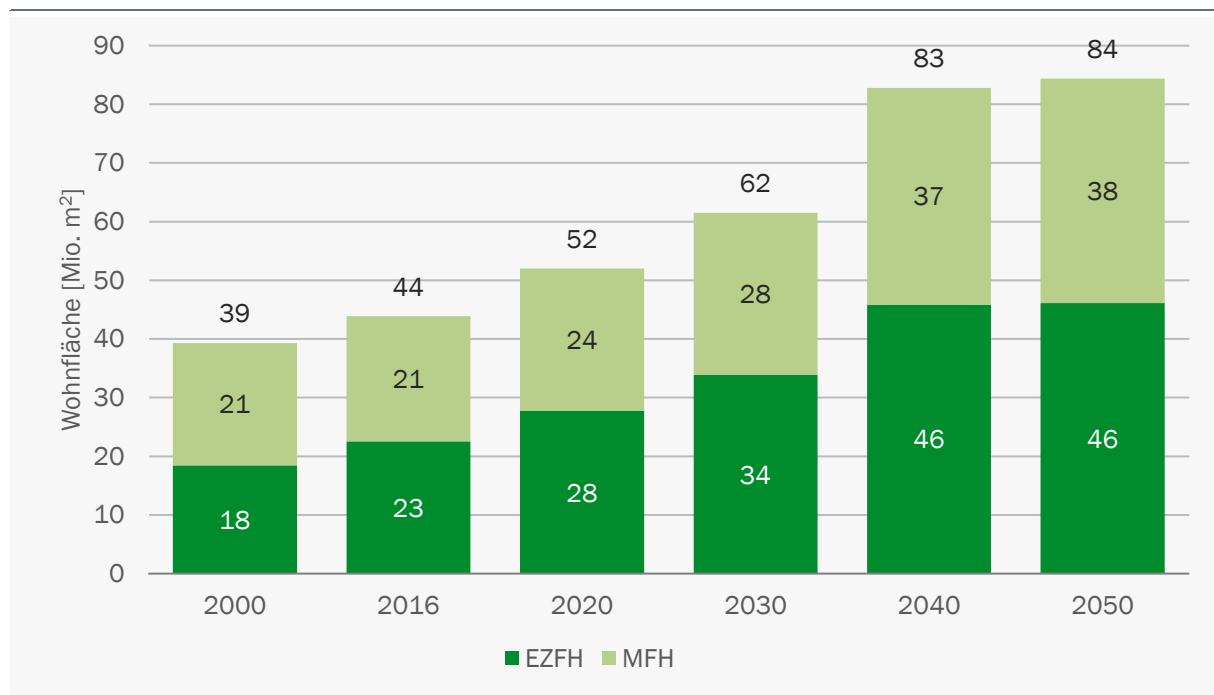
Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch bei noch 1.396 PJ. Wie in den Zielszenarien 1 und 2 wird die Effizienzentwicklung im Szenarienzeitraum deutlich beschleunigt. Die mittlere jährliche Reduktionsrate steigt von 0,5 % im Zeitraum 2000 bis 2016 über 1,4 % zwischen 2016 und 2030 auf 1,6 % im Zeitraum 2030-2050. Auch hier ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der Reduktion auf die Klimaerwärmung zurückzuführen ist. Diese reduziert im Szenario mit Klimaschutzprogramm den Energieverbrauch für Raumwärme bis zum Jahr 2050 um rund 12 % gegenüber dem Zeitraum 1990 bis 2010 (in der Referenz und den Zielszenarien 1 und 2: Reduktion um 6 %).

Wie oben beschrieben, wird durch die Maßnahmen des KSP die Absatzstruktur der Wärmeerzeuger und damit auch die Beheizungsstruktur beeinflusst. Diese Verschiebung zeigt sich auch bei der Struktur des Energieverbrauchs. Der Anteil der fossilen Energieträger Heizöl, Erdgas und

Kohle am Endenergieverbrauch der Haushalte ist schneller rückläufig als in der Referenzentwicklung, aber weniger stark als in den Zielszenarien 1 und 2. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm verringert sich der Anteil von 59 % im Jahr 2016 auf 45 % im Jahr 2030 (Zielszenarien 1 und 2: 41 – 42 %). Im Jahr 2050 liegt der Verbrauch der fossilen Energieträger im Szenario mit KSP bei noch 108 PJ. Das entspricht einem Anteil von 8 % am gesamten Verbrauch des Sektors Private Haushalte.

Abbildung 152: Szenario KSP: energetisch sanierte Wohnfläche nach Gebäudetypen

Jahre 2000 bis 2050, in Mio. m²



Sanierte Wohnfläche: Teilsanierungen zu Vollsanierungen aggregiert

Quelle: eigene Berechnung

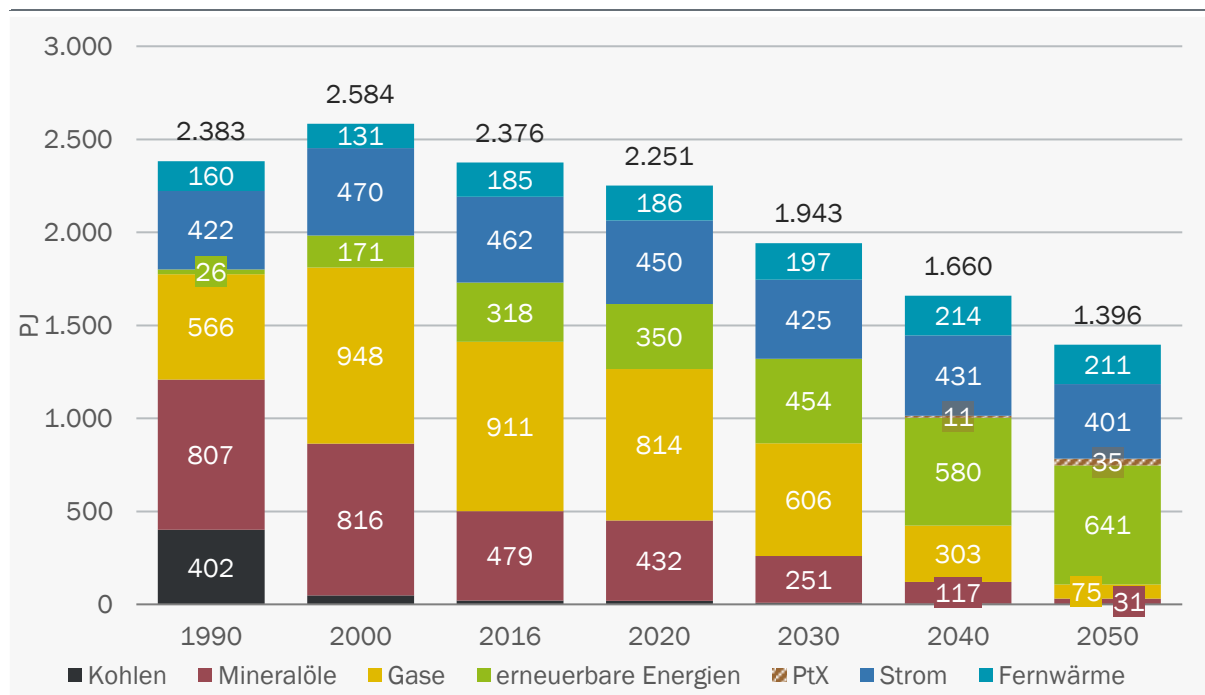
Der Verbrauch an erneuerbaren Energien steigt im Zeitverlauf stark an, bis zum Jahr 2050 erhöht er sich auf 641 PJ (2030: 454 PJ). Dieser Anstieg ist eng verknüpft mit dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und der damit genutzten Umweltwärme. Der Verbrauch an fester Biomasse nimmt hingegen deutlich ab, um rund 30 % (ggü. 2016) auf knapp 180 PJ im Jahr 2050. Der Verbrauch an Biomethan steigt hingegen auf rund 50 PJ im Jahr 2050. Das Biomethan wird ins (verbleibende) Gasnetz eingespeist, dem Erdgas beigemischt und in Gasheizungen genutzt.

Trotz zunehmender Bedeutung elektrischer Wärmepumpen geht der Stromverbrauch im Szenario mit KSP leicht zurück, von rund 460 PJ im Jahr 2016 über 425 PJ im Jahr 2030 auf rund 400 PJ im Jahr 2050. Das sind dann 13 % weniger als im Jahr 2016. Verbrauchsreduzierend wirken die gesteigerte Gebäude-, Anlagen- und Geräteeffizienz, der Einsatz von LED-Leuchten und der weitgehende Ersatz der konventionellen Elektroheizungen. Der steigende Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch verdeutlicht dessen wachsende Bedeutung bei der Bereitstellung von Energiedienstleistungen. Der Stromanteil am Endenergieverbrauch steigt von 19 % im Jahr 2016 auf 29 % im Jahr 2050 (Referenz: 24 %).

Die Verbrauchsentwicklung der Fernwärme ist bis zum Jahr 2030 eng geknüpft an die Fördermaßnahme zum Ausbau der Wärmenetze. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich der Verbrauch von rund 185 PJ im Jahr 2016 auf annähernd 200 PJ im Jahr 2030. Das ist weniger als in den Zielszenarien 1 und 2, in denen der Fernwärmeverbrauch auf rund 230 PJ zunimmt. Nach 2030 steigt der Verbrauch weiter bis auf rund 210 bis 215 PJ. Auch beim Fernwärmeverbrauch dämpft die Gebäudeeffizienz den Verbrauchsanstieg und führt nach 2040 zu einem geringen Rückgang.

Abbildung 153: Szenario KSP: Energieverbrauch nach Energieträgern im PHH-Sektor

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Über 70 % des Energieverbrauchs der Haushalte werden aktuell für Raumwärme aufgewendet (Abbildung 154). Auch im Szenario mit Klimaschutzplan ist der rückläufige Raumwärmebedarf der Haupttreiber für den Verbrauchsrückgang. Der Anteil der Raumwärme an der zusätzlichen Einsparung gegenüber der Referenz beläuft sich auf rund zwei Drittel. Das Maßnahmenpaket des Szenario KSP verringert den Raumwärmeverbrauch bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenz um 43 PJ. Das ist weniger als in den Zielszenarien 1 und 2 mit rund 80 PJ respektive 60 PJ (Einsparungen bereinigt um Klimateffekt).

Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Raumwärmeverbrauch auf 905 PJ. Dies entspricht in etwa einer Halbierung des Verbrauchs gegenüber 2016 (Referenz: -30 %). Der etwas stärkere Rückgang des Raumwärmeverbrauchs gegenüber den Zielszenarien 1 und 2 ist auf die angepasste Klimakorrektur zurückzuführen.⁵⁰ Bei den übrigen Verwendungszwecken zeigen sich langfristig keine nennenswerten Unterschiede, mit Ausnahme des Bereichs Klima, Lüftung und Haustechnik. Im Szenario mit KSP werden etwas weniger Lüftungsanlagen mit mechanischer Wärmerückgewinnung eingebaut, und der Hilfsenergieverbrauch für die Wärmeerzeuger ist geringer. Dieser

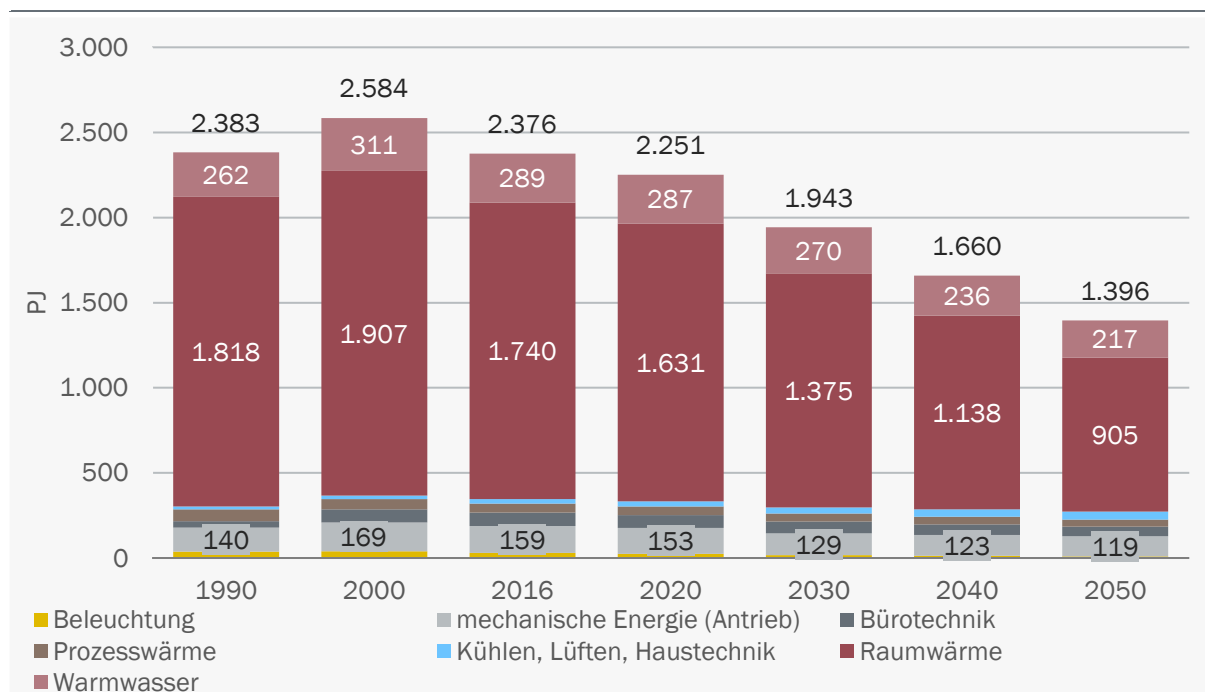
⁵⁰ Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird eine etwas stärkere Klimaerwärmung unterstellt. Dadurch sinken der Raumwärmebedarf und der damit verbundene Hilfsenergieverbrauch für den Betrieb der Anlagen (u. a. wegen kürzerer Laufzeiten).

letzte Punkt ist ebenfalls auf die Klimakorrektur zurückzuführen. Insgesamt erhöht sich der Verbrauch für den Anwendungsbereich Klima, Lüftung und Haustechnik im Zeitverlauf 2016 bis 2050 um 74 % (Zielszenarien 1 und 2: ca. +93 – 99 %). Der Verbrauchsanstieg ist im Wesentlichen auf den zunehmenden Bedarf für Klimakälte (wärmeres Klima) und den steigenden Hilfsenergieverbrauch für Wärmepumpen und den Betrieb von Lüftungsanlagen zurückzuführen.

Deutliche prozentuale Verbrauchsreduktionen zeigen sich im Zeitraum 2016 bis 2050 bei den Elektrogeräten (IKT/Bürotechnik: -29 %; mechanischen Energie: -25 %) und bei der Beleuchtung (-67 %; Werte 2050 ggü. 2016). Der Verbrauch für Warmwasser geht um 25 % zurück, was hauptsächlich auf die besseren Anlagennutzungsgrade, die etwas reduzierten Verteilverluste und wassersparende Armaturen zurückzuführen ist.

Abbildung 154: Szenario KSP: Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen im PHH-Sektor

Jahre 1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Der Stromverbrauch von Elektrogeräten verringert sich bereits in der Referenzentwicklung deutlich. Das verbleibende zusätzliche Reduktionspotenzial ist begrenzt. Adressiert werden die Elektrogeräte durch die Maßnahme EU-Ökodesign-Richtlinie (als Teil des Maßnahmenets des Industriesektors inkl. Stromanwendungen). Beim Verwendungszweck IKT/Bürogeräte verringert sich der Stromverbrauch im Szenario mit Klimaschutzplan bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenz um zusätzliche 2 PJ (2050: 9 PJ), beim Verwendungszweck mechanische Energie⁵¹ um 7 PJ (2050: 19 PJ). Bei den Elektrogeräten gibt es zwischen den verschiedenen Zielszenarien kaum nennenswerte Unterschiede. Die Verbrauchsentwicklung ausgewählter Elektrogroßgeräte ist dargestellt im Kapitel 5.4.6 zum Zielszenario 1 (Tabelle 27).

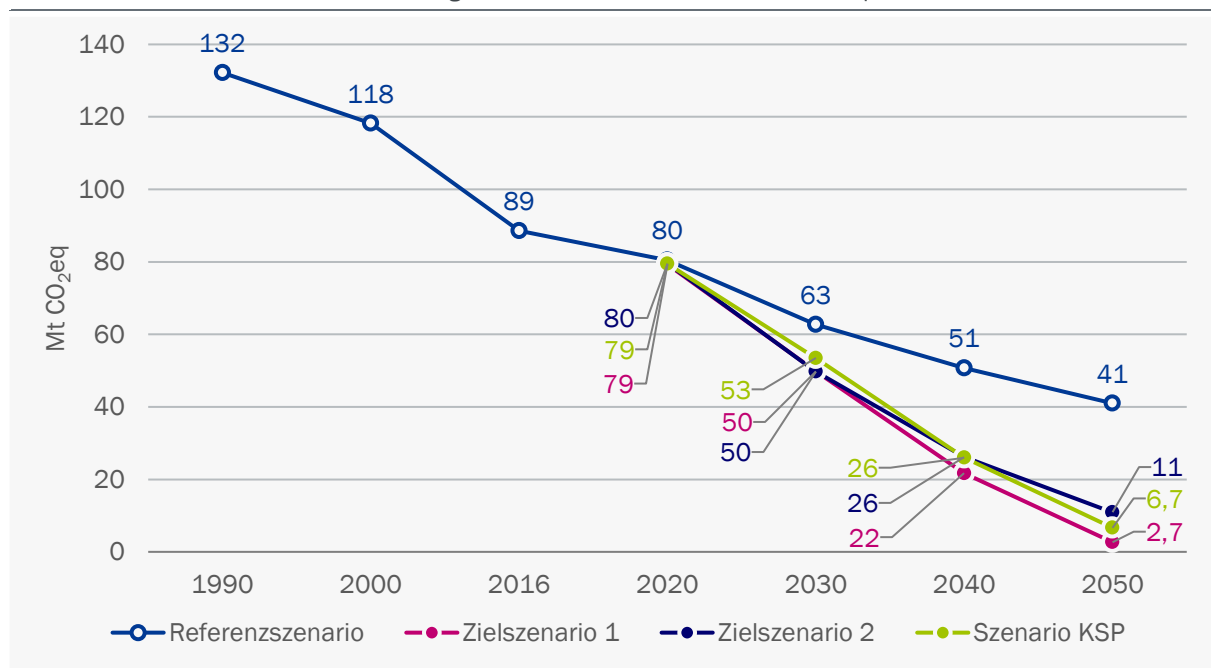
⁵¹ Mechanische Energie umfasst u. a. die Haushaltsgroßgeräte wie Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefrierschränke.

Die aus der Verwendung der Energieträger Öl, Gas und Kohle entstehenden direkten THG-Emissionen im Sektor Private Haushalte reduzieren sich im Szenario mit Klimaschutzplan von 89 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 53,5 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (Abbildung 155). Dies entspricht einer Reduktion um 60 % gegenüber 1990 (Referenz: -53 %; Zielszenarien 1 und 2: -62 %). Von der zusätzlichen Reduktion gegenüber der Referenzentwicklung im Umfang von 9,2 Mt CO₂eq entfallen 7,8 Mt CO₂eq auf die Maßnahmen des KSP und 1,4 Mt CO₂eq auf die Anpassung der Klimakorrektur. Die wichtigste Einzelmaßnahme ist die CO₂-Bepreisung. Die jährliche THG-Reduktionsrate steigt deutlich an, von 1,8 % im Zeitraum 2000 bis 2016 auf 3,5 % zwischen 2016 und 2030 (Zielszenarien 1 und 2: 4,0 %).

Bis zum Jahr 2050 verringern sich die THG-Emissionen des Sektors Private Haushalte auf 7 Mt CO₂eq (-95 % ggü. 1990). Dies entspricht einer zusätzlichen Einsparung gegenüber der Referenzentwicklung um rund 34 Mt CO₂eq.

Abbildung 155: Szenario KSP: THG-Emissionen im PHH-Sektor

Referenzszenario und Zielszenarien im Vergleich; Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

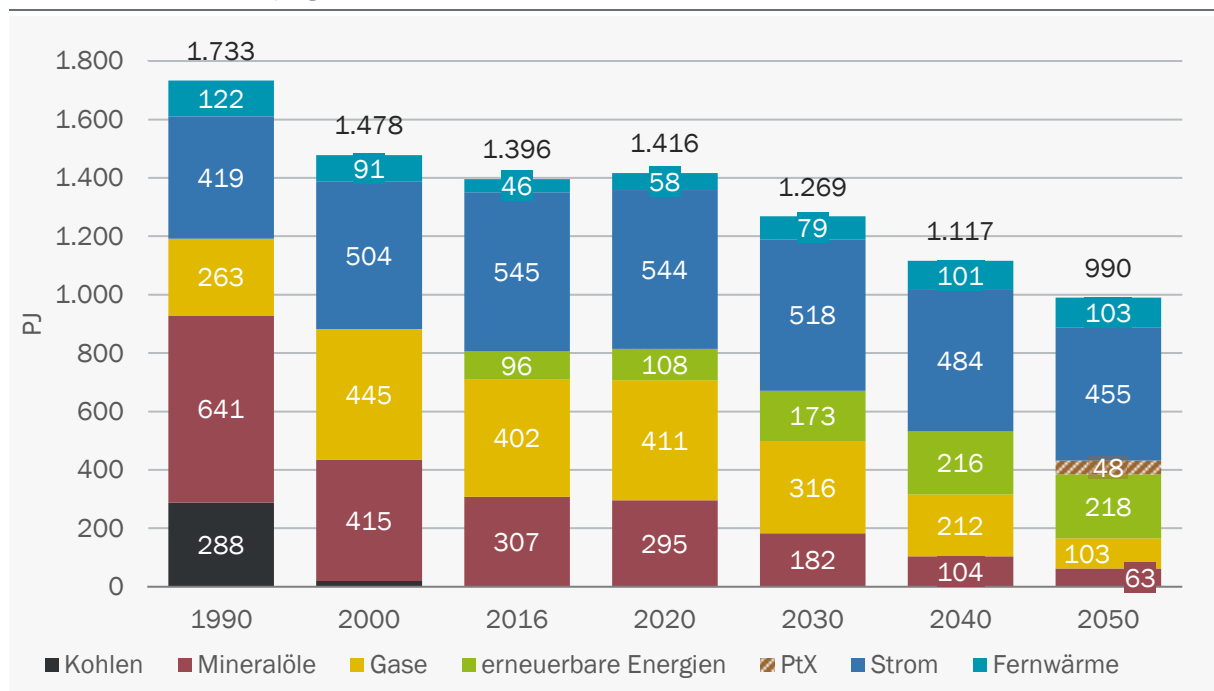
7.4.7 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft)

Wie im Sektor Private Haushalte, so werden auch im GHD-Sektor die THG-Emissionen in erster Linie verursacht durch den Energieverbrauch zur Erzeugung von Wärme. Die zusätzliche THG-Reduktion im Szenario mit Klimaschutzprogramm gegenüber der Referenz ist hauptsächlich zurückzuführen auf die übergeordneten Maßnahmen BEHG/nEHS und Strompreissenkung sowie die für den Gebäudesektor spezifischen Maßnahmen Umbau und Ausbau der Gebäudeförderung, die Förderung des Wärmenetzausbaus sowie das Einbauverbot für monovalente Ölheizungen (ab 2026). Ein geringer Teil der sektoralen THG-Emissionen entsteht bei gewerblichen Prozessen. Die Entwicklung dieser Emissionen wird mitadressiert durch die Maßnahmen des Industriesektors (Kapitel 4.2.2).

Der Endenergieverbrauch der Sektoren GHD und Landwirtschaft sinkt im Szenario mit Klimaschutzprogramm von 1.396 PJ im Jahr 2016 auf 1.269 PJ im Jahr 2030 (Referenz: 1.318 PJ; Abbildung 156). Dies entspricht einem mittleren jährlichen Rückgang von 0,7 % (Referenz: -0,4 %). Wie bei den Wohngebäuden ist der zusätzliche Verbrauchsrückgang gegenüber der Referenzentwicklung hauptsächlich auf die Maßnahmen im Bereich der Raumwärme zurückzuführen (Reduktion gegenüber Referenz: 34 PJ). In den Jahren zwischen 2030 und 2050 verstärkt sich der Rückgang des Endenergieverbrauchs auf mittlere 1,2 % p. a. Im Jahr 2050 beträgt der Endenergieverbrauch 990 PJ und liegt damit auf einem vergleichbaren Niveau mit den anderen zwei Zielszenarien sowie um 142 PJ unterhalb der Referenzentwicklung.

Abbildung 156: Szenario KSP: Energieverbrauch nach Energieträgern im GHD-Sektor

Szenario mit Klimaschutzprogramm, GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2030, in PJ

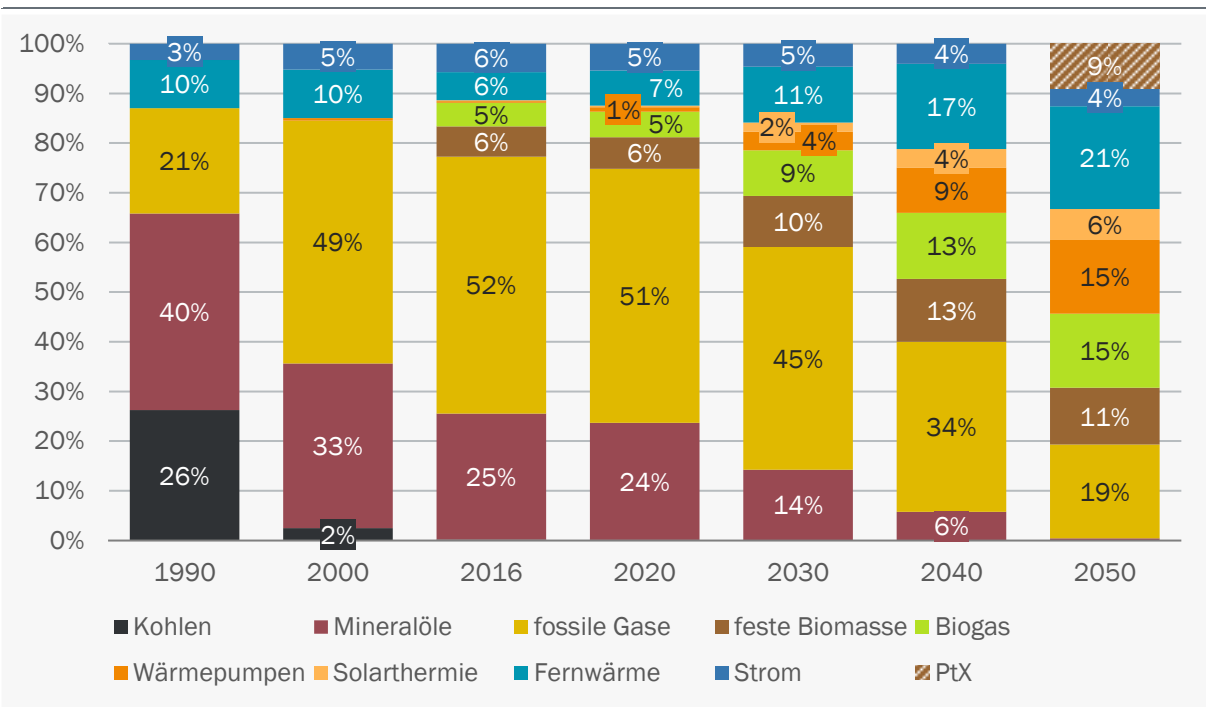


Quelle: eigene Berechnung basierend auf AGEB (2008 – 2018)

Aufgrund der Maßnahmen des Klimaschutzprogramms nimmt der Verbrauch an fossilen Energieträgern im GHD-Sektor (inkl. Landwirtschaft) stärker ab als in der Referenzentwicklung. Der Anteil am Endenergieverbrauch verringert sich von 51 % im Jahr 2016 auf 39 % im Jahr 2030 (Referenz: 45 %). Auch hier hängt die Veränderung eng zusammen mit der Entwicklung beim Raumwärmeverbrauch und der Veränderung der Beheizungsstruktur. Wie bei den Wohngebäuden steht dem verstärkten Rückgang an fossilen Wärmeerzeugern ein erhöhter Einsatz von Wärmenetzen und elektrischen Wärmepumpen gegenüber. Die Verbrauchsstruktur für Gebäudewärmezwecke ist gesondert in Abbildung 157 dargestellt. Bis 2050 setzt sich die Entwicklung fort und der Anteil fossiler Brennstoffe am Endenergieverbrauch reduziert sich auf 17 %. Der steigende Stromverbrauch durch die Wärmepumpen wird durch zusätzliche Effizienzgewinne ausgeglichen. Bis zum Jahr 2030 nimmt der Stromverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung nicht zu, im Vergleich zu 2016 nimmt er um 5 % ab. Im Jahr 2050 liegt der Stromverbrauch um 19 PJ unter dem Niveau der Referenzentwicklung, was einer Reduktion um gut 16 % gegenüber dem Jahr 2016 entspricht.

Abbildung 157: Szenario KSP Verbrauchstruktur zur Gebäudeheizung im GHD-Sektor

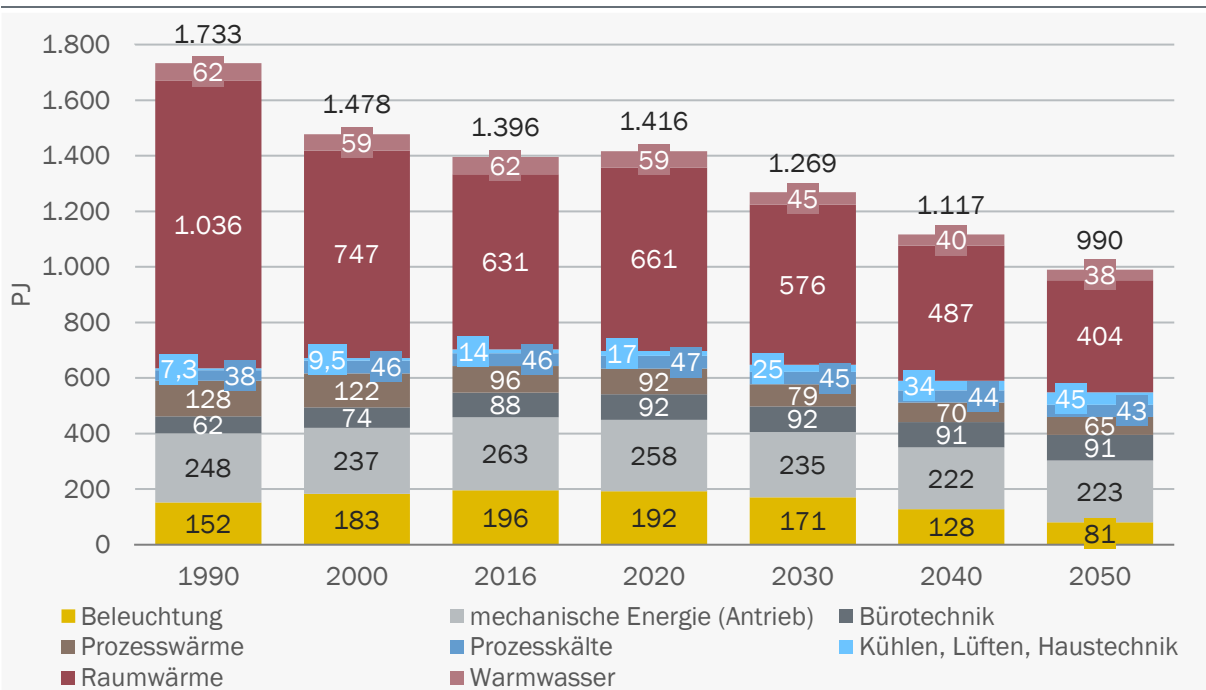
Anteile am Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern in Prozent



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 158: Szenario KSP: Energieverbrauch nach Verwendungszwecken im GHD-Sektor

Szenario mit Klimaschutzprogramm, GHD inkl. Landwirtschaft, Jahre 2000 bis 2030, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Der Energieverbrauch in den Anwendungsbereichen entwickelt sich unterschiedlich (Abbildung 158). Wie in der Referenzentwicklung nehmen auch im Szenario mit Klimaschutzprogramm die Verbräuche der Anwendungen Klimatisierung und IKT/Bürotechnik zu. Der Energieverbrauch zur Gebäudebeheizung (Raumwärme und Warmwasser) nimmt bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um gut 10 % ab (Referenz: -5 %). Der stärkere Rückgang ist nicht allein auf die Maßnahmen, sondern auch auf die im Szenario mit Klimaschutzprogramm verwendete Klimakorrektur zurückzuführen. Dieser Effekt macht bis zum Jahr 2030 1,5 bis 2 Mt CO₂eq aus. Im Jahr 2050 beträgt die Reduktion des Gebäudewärmebedarfs gut 36 % gegenüber dem Jahr 2016 und liegt somit knapp 17 % unter dem Niveau der Referenzentwicklung.

Die mit dem Endenergieverbrauch verbundenen THG-Emissionen in den Sektoren GHD und Landwirtschaft reduzieren sich von 45,3 Mt CO₂eq im Jahr 2016 auf 31,2 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (-66 % ggü. 1990). Bis zum Jahr 2050 sinken sie weiter auf 10,5 Mt CO₂eq (-89 % ggü. 1990). Die zusätzlichen Einsparungen gegenüber der Referenz liegen im Jahr 2030 bei 6,4 Mt CO₂eq und 16 Mt CO₂eq im Jahr 2050.

THG-Emissionen des Gebäudesektors im Szenario mit Klimaschutzprogramm

Der Gebäudesektor in der Abgrenzung nach KSP umfasst die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs, ohne den bauwirtschaftlichen Verkehr und ohne die energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft (Kapitel 3.1.1).

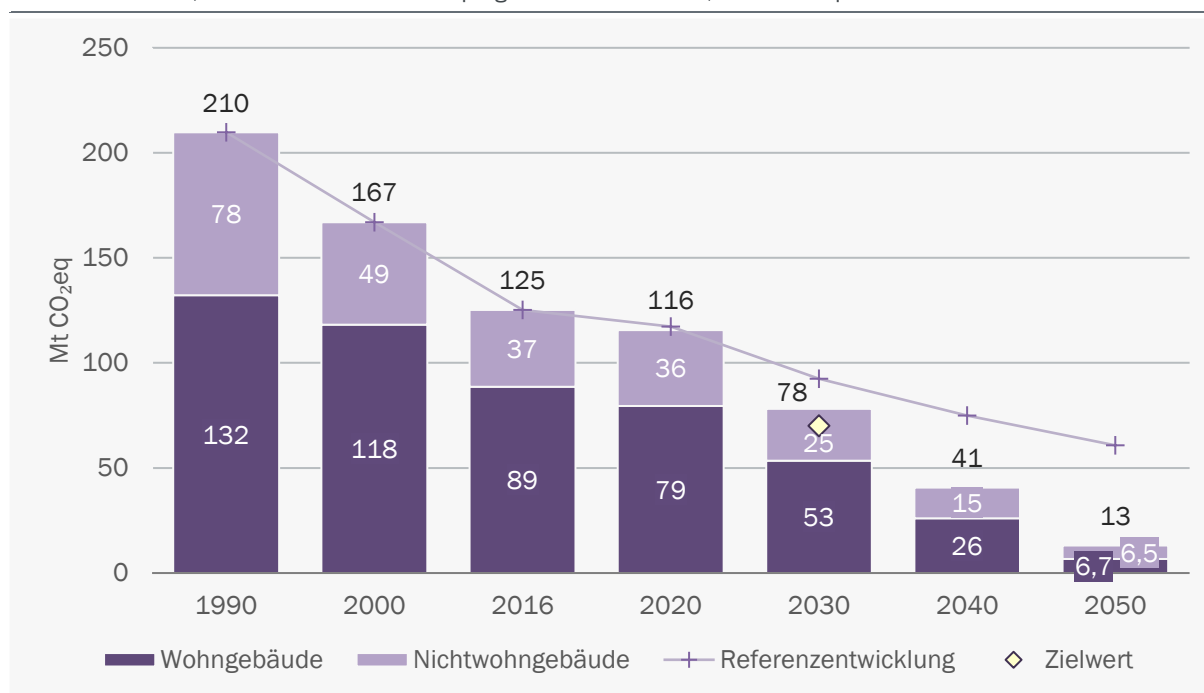
Von den 6,4 Mt CO₂eq THG-Emissionen, welche im Szenario mit Klimaschutzprogramm in den Sektoren GHD inkl. Landwirtschaft gegenüber der Referenz zusätzlich eingespart werden, entfallen 5,1 Mt CO₂eq auf den Gebäudesektor, die restlichen Einsparungen entfallen auf den bauwirtschaftlichen Verkehr (in KSP-Logik dem Industriesektor zugerechnet) und den Sektor Landwirtschaft. Im Sektor Private Haushalte werden durch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 9 Mt CO₂eq eingespart. Insgesamt verringern die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms (und die angepasste Klimakorrektur) die THG-Emissionen des Gebäudesektors gegenüber der Referenz um rund 14 Mt CO₂eq auf 78 Mt CO₂eq im Jahr 2030 (Abbildung 159).⁵² Gegenüber dem Reduktionsziel des Klimaschutzgesetzes von 70 Mt CO₂eq verbleibt eine Ziellücke von rund 8 Mt CO₂eq. Gegenüber 1990 werden die THG-Emissionen um knapp 63 % reduziert. Bezogen auf die angestrebte Minderung im Zeitraum 1990 bis 2030 von 67 % entspricht dies einer Zielerreichung von 94 %.

Im Zeitraum nach 2030 sinken die Emissionen im Gebäudesektor weiter auf insgesamt 13 Mt CO₂eq im Jahr 2050. Dies entspricht einer Reduktion von 94 % gegenüber dem Referenzjahr 1990. Von den verbleibenden Emissionen fällt knapp die Hälfte im Bereich der Nichtwohngebäude an.

⁵² Die hier berechnete Einsparung ist um rund 3 Mt CO₂eq höher als im „Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts“ zuhanden des BMWi (Prognos et al. 2020a). Ursachen für die höhere Einsparung sind im Wesentlichen die hier berücksichtigten Maßnahmen der EffSTRA und die Anpassung bei der Klimakorrektur.

Abbildung 159: Szenario KSP: THG-Emissionen im Gebäudesektor

Referenzszenario, Szenario mit Klimaschutzprogramm und Ziellücke, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

7.4.8 Strom- und Fernwärmeerzeugung

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm sinkt der Stromverbrauch in den meisten Verbrauchssektoren zwischen heute und 2030 zwischen 4 und 9 %. Grund hierfür sind verstärkte Effizienzmaßnahmen, u. a. in den Bereichen Beleuchtung, Geräte und Motoren⁵³. Der Umfang dieser Effizienzmaßnahmen ist vergleichbar mit derjenigen in den Zielszenarien 1 und 2. Der verstärkte Einsatz elektrischer Wärmepumpen wirkt hingegen dem Verbrauchsrückgang entgegen. Der Stromverbrauch der Sektoren Private Haushalte und GHD im Jahr 2030 in Höhe von 262 TWh beinhaltet rund 18 TWh Stromverbrauch für den Einsatz von Wärmepumpen (2016: rund 6 TWh). Zusätzliche Stromnachfrage ergibt sich auch im Verkehrssektor durch die verstärkte Elektrifizierung bei den Pkw und im Schwerlastverkehr durch den Einsatz von Oberleitungs-LKW. Die Stromnachfrage im Verkehrssektor steigt von heute rund 14 auf 48 TWh im Jahr 2030. Insgesamt gleichen sich die Einsparungen und Verbrauchszunahmen über alle Verbrauchssektoren jedoch aus, so dass der Endenergieverbrauch insgesamt weitgehend konstant bleibt.

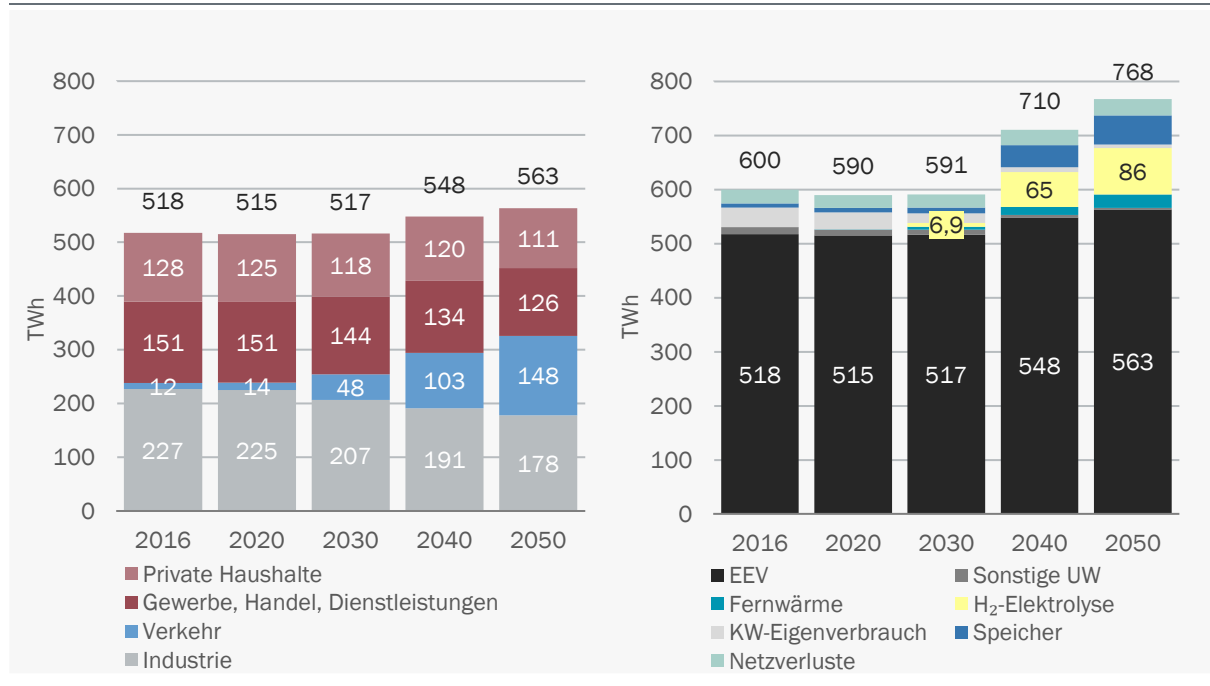
Bei der sonstigen Umwandlung erfolgt bis 2030 ein leichter Verbrauchsrückgang bedingt durch die sinkende Nachfrage nach Mineralölprodukten und Braunkohlen. Gleichzeitig sinkt auch der Eigenverbrauch der Kraftwerke. Bis 2030 halbiert sich der Bedarf aufgrund des Rückgangs bei der Stromerzeugung aus Kernenergie sowie aus Braun- und Steinkohlen. Zusätzlicher Stromverbrauch ergibt sich durch den verstärkten Einsatz von Strom in Wärmenetzen und der Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Im Vergleich zu heute bleibt der Bruttostromverbrauch

⁵³ In den Berechnungen wurden die Effizienzmaßnahmen bottom-up über detaillierte Kohortenmodelle ermittelt, die den Lebenszyklus von Geräten, Anlagen und Fahrzeugen und die Effizienz der Neuzugänge jährlich abbilden. Es wurde im Vergleich zu anderen Studien keine pauschalen Effizienzentwicklungen unterstellt. Damit kann die Trägheit bzw. Dynamik abgebildet werden, mit der neue Technologien das Energiesystem durchdringen.

weitgehend konstant und beträgt im Jahr 2030 591 TWh. Ein möglicher zusätzlicher Strombedarf durch Maßnahmen aus der Wasserstoffstrategie (NWS) wurden hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 160: Szenario KSP: Endenergieverbrauch Strom und Bruttostromverbrauch

Jahre 2016 bis 2050, in TWh



EEV: Endenergieverbrauch, KW: Kraftwerk, UW: Umwandlung

Quelle: eigene Berechnung

Der zweite Treiber für die Entwicklung des Stromsektors ist die Entwicklung der erneuerbaren Energien. Die für die Berechnung hinterlegte Leistung an variablen erneuerbaren Energien basiert auf dem Zielbild des Klimaschutzprogramms (Tabelle 43). Es wird davon ausgegangen, dass im Rahmen der geplanten EEG-Novelle die entsprechenden Maßnahmen ergriffen werden, um das Zielbild zu erreichen. Mögliche Realisierungsrisiken, die insbesondere bei Wind Offshore durch das aktuelle Ausschreibungsdesign entstehen, wurden nicht berücksichtigt.⁵⁴

In den Berechnungen wurde zudem unterstellt, dass die hier anvisierte Leistung von 20 GW Wind Offshore und 71 GW Wind Onshore bereits am 1.1.2030 vollumfänglich ins Netz einspeisen kann.⁵⁵

Die für die Ermittlung der Stromerzeugung erforderlichen Volllaststunden von Windenergie und PV sind in Tabelle 48 abgebildet.

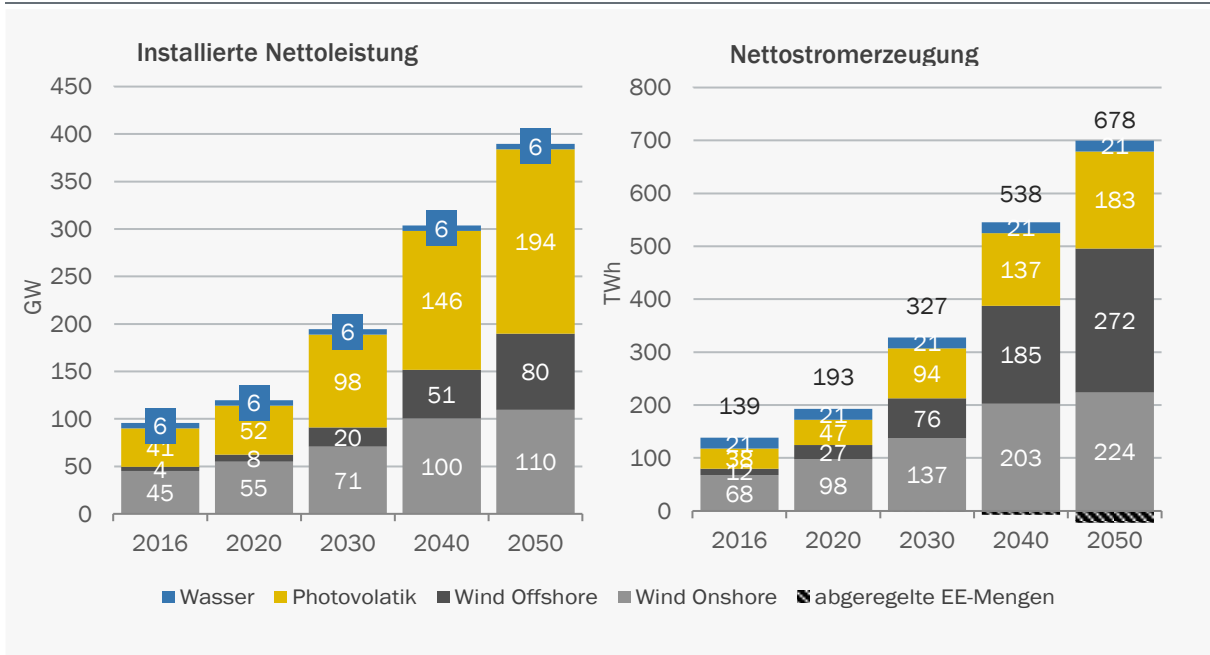
⁵⁴ Bei Null-Cent-Geboten besteht aufgrund des Marktrisikos die erhöhte Gefahr einer Nichtrealisierung.

⁵⁵ Wenn abweichend hiervon sich die im Jahr 2030 zugebaute Leistung erst zur Jahresmitte oder am Jahresende im Dauerbetrieb befindet, so reduziert sich auch die Stromerzeugung im Jahr 2030. Wenn die angegebenen Leistungswerte erst zur Jahresmitte 2030 vollumfänglich genutzt werden können, sinkt die Stromerzeugung aus Wind und PV um in Summe 10 TWh.

Die Vollbenutzungsstunden von Windenergie an Land werden von heute rund 1.750 – bei Annahmen eines mittleren Windjahres – bis zum Jahr 2030 auf rund 1.932⁵⁶ steigen. Hierfür ist es erforderlich, dass die Referenzerträge an Normstandorten jährlich um rund 1 % steigen, beispielsweise durch den stärkeren Zubau von Schwachlastanlagen und größere Nabhöhen. Gleichzeitig dürfen die Abschlagsfaktoren im Vergleich zu heute nicht zunehmen.

Abbildung 161: Szenario KSP: Fluktuierende erneuerbare Energien

nach Technologie, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



Wasserkraft: Lauf- und Speicherwasser, Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Abgeregelte EE-Mengen: beziehen sich hier ausschließlich auf die Strommengen, die zu einem Leistungsüberschuss im Inland führen würden und denen keine Stromnachfrage im In- oder Ausland gegenübersteht. Netzbedingte Abregelungen wurden bei der Ermittlung der Volllaststunden berücksichtigt.

Quelle: eigene Berechnung

Bei Wind Offshore orientieren sich die Volllaststunden an den aktuellen Analysen von Prognos et al. (2019) und den Untersuchungen von Agora et al. (2020). Sie liegen – teils deutlich – unter den bisher in diversen Szenarien getroffenen Annahmen⁵⁷, wie z. B. im Entwurf des Szenariorahmen 2021 des Netzentwicklungsplans (50Hertz 2020).⁵⁸ Hauptgrund sind bisher nicht berücksichtigte Abschattungseffekte, die zwischen großen Windparks auftreten und die zu einer Reduzierung der Windausbeute führen. Ein weiterer möglicher Rückgang der Volllaststunden bei Wind Offshore aufgrund von negativen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt wurde weder hier noch in den genannten Untersuchungen berücksichtigt. Dieses betrifft insbesondere Anlagen, die

⁵⁶ Die Ermittlung der Volllaststunden erfolgte auf Basis eines Kohortenmodells. Dieses bildet für die einzelnen Inbetriebnahmejahrgänge der Vergangenheit die Erträge unter Referenzbedingungen sowie zusätzliche Abschlags-/ bzw. Zuschlagsfaktoren ab, wie z. B. netz- und genehmigungsbedingte Abregelungen, Innerparkabschattungen, Alterung, Standortgüte.

⁵⁷ In den Zielszenarien 1 und 2, die in einem früheren Stadium des Projektes entstanden sind, wurde ebenfalls mit höheren Volllaststunden gerechnet.

⁵⁸ Für den Szenariorahmen 2035 (2021) gehen die Netzbetreiber für die Jahre 2035/2040 von 4.000 Vollbenutzungsstunden aus. Sie weisen jedoch darauf hin, dass diese von den gegenseitigen Abschattungseffekten und dem Windpark-Layouts abhängen und deshalb nicht genau prognostiziert werden können. Für den NEP 2030 (2019) wurden sogar 4.300 Vollbenutzungsstunden unterstellt.

sich ohne gleitende Marktprämie des EEG refinanzieren, z. B. über Corporate Purchase Power Agreements (PPA) oder über direkte Erlöse am Strommarkt.

Tabelle 48: Szenario KSP: Volllaststunden variabler erneuerbarer Energien

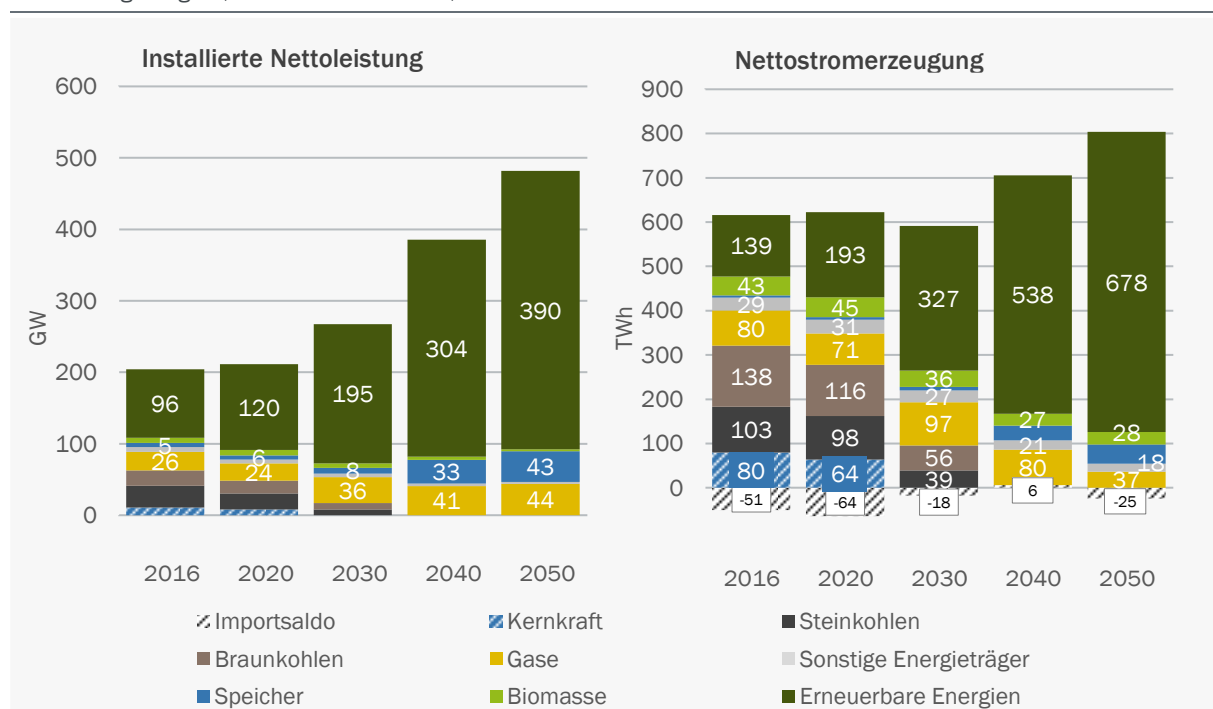
in Stunden [h] bezogen auf den Durchschnitt des Kraftwerksparks im jeweiligen Jahr

Technologie	2020	2030	Veränderung
Wind Onshore	1.782	1.932	+8 %
Wind Offshore	3.500	3.800	+9 %
PV	955	960	+1 %

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 162: Szenario KSP: Nettoleistung und Nettostromerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in GW und TWh



Gase: Erdgas, ab 2040/2045 PtG und Biomethanbeimischung ins Erdgasnetz. Sonstige Energieträger: Abfall (inkl. biogenem Anteil), Mineralöl, Kuppelgase und sonstige Energieträger. Rechnet man bei der Leistung den biogenen Anteil des Abfalls der „Bioenergie“ zu, so entspricht dieses dem im Zielmodell des Klimaschutzprogramms dargestellten Bruttowertes für Bioenergie i. H. v. 8,4 GW. Die Erdgasleistung beinhaltet im Jahr 2030 rund 10 GW Gasturbinen (als Leistungspeak).

Erneuerbare Energien: Wind Onshore, Wind Offshore Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss. Netz- und systembedingte Abregelung sind berücksichtigt.

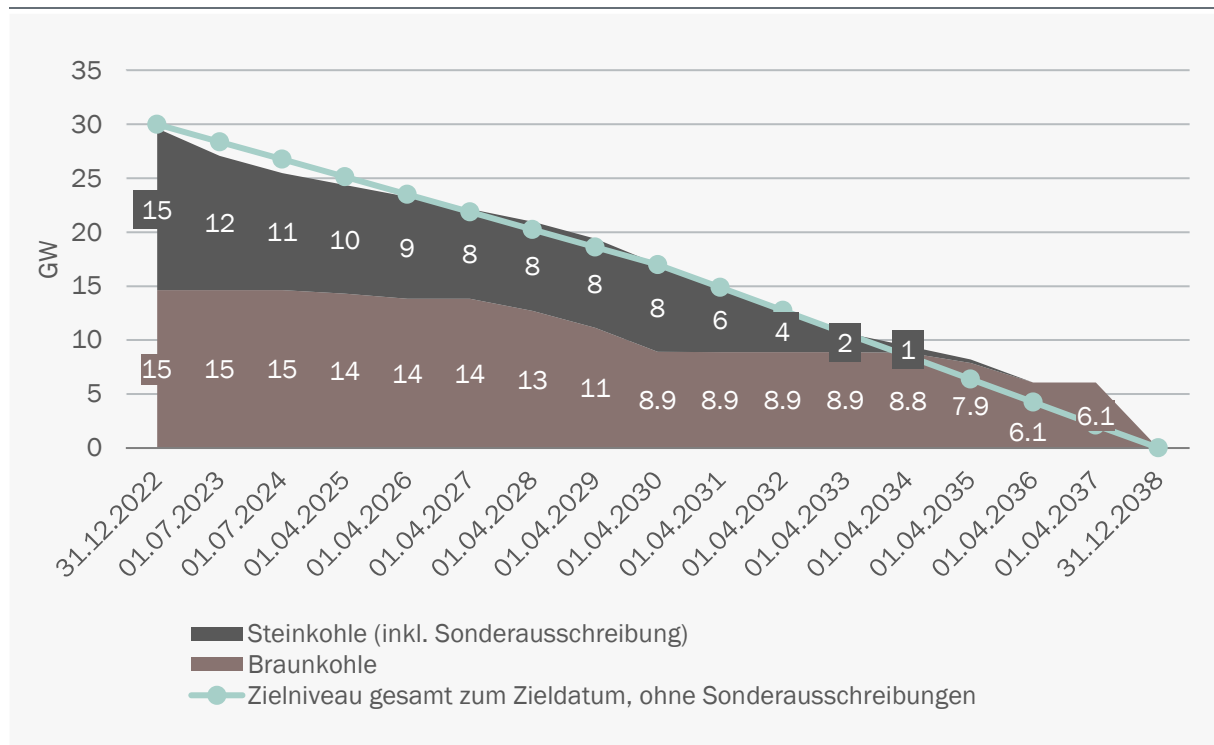
Quelle: eigene Berechnung

Insgesamt beträgt unter diesen dargestellten Rahmenbedingungen die Stromerzeugung aus Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik im Jahr 2030 307 TWh (vgl. Abbildung 162). Die Stromerzeugung aus Wasser wurde als konstant angenommen (21 TWh). Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergie (inkl. biogenem Abfall) beträgt hier im Jahr 2030 44 TWh⁵⁹. Daraus ergibt sich insgesamt eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren i. H. v. 372 TWh bzw. ein Anteil der erneuerbaren Energien am hier unterstellten Bruttostromverbrauch (591 TWh) von 63 %.⁶⁰

In Abbildung 162 ist die Nettonennleistung der regelbaren Erzeugung sowie die sich aus den Berechnungen ergebende Nettostromerzeugung dargestellt. In der Nettonennleistung sind die Beschlüsse zum Kernausstieg sowie dem Bund-Länder-Beschluss (Referentenentwurf Kohleausstiegsgesetz) zum Rückgang der Kohleverstromung berücksichtigt (vgl. Abbildung 163). Zudem wurde die Fortführung des KWKG abgebildet und die damit verbundenen Ausbau der Gaskraftwerkskapazitäten. Des Weiteren wurde unterstellt, dass rund 10 GW Powerpeaker (vornehmlich Gasturbinen) zur Leistungsabsicherung eingesetzt werden. Die hier dargestellte Leistung umfasst nur die Kraftwerkskapazitäten, die am Strommarkt agieren. Zusätzliche Reservekapazitäten (Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft, Kapazitätsreserve) sind hier nicht abgebildet.

Abbildung 163: Szenario KSP: Installierte Leistung Kohlekraftwerke

zum Zieldatum; auf Basis des Referentenentwurfs zum Kohleausstiegsgesetz, Bund-Länder-Beschluss, in GW



Quelle: eigene Berechnung

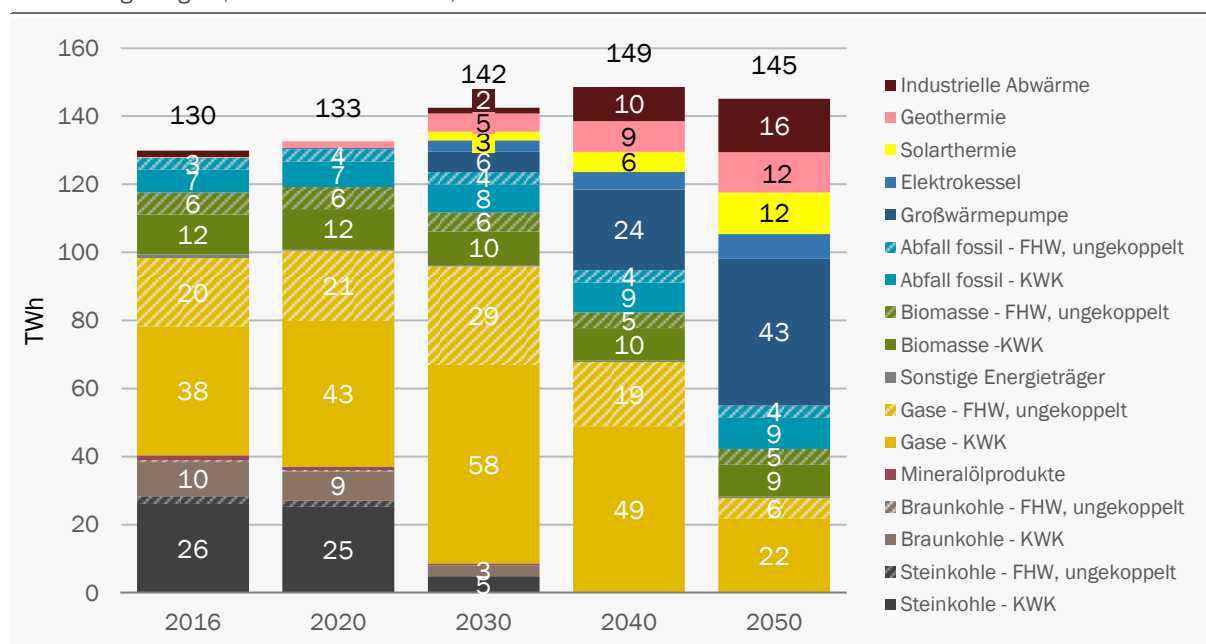
⁵⁹ Dieses entspricht einer Nettostromerzeugung von 41 TWh.

⁶⁰ Sind die erzielbaren Vollaststunden höher als hier dargestellt, so würde die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dementsprechend steigen – und damit der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Würde man bei Offshore beispielsweise von 4.050 Vollbenutzungsstunden für Wind Offshore ausgehen, so erhöht sich die Stromerzeugung um rund 5 TWh und der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch würde auf 64 % steigen.

Abbildung 164 zeigt die Fernwärmezeugung. Infolge des gestiegenen Fernwärmebedarfs in den Endverbrauchssektoren steigt die Fernwärmeerzeugung von 130 TWh im Jahr 2016 auf 142 TWh im Jahr 2030. Die Struktur der Fernwärmeerzeugung wird sich in den nächsten Jahren deutlich ändern. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wird bis zum Jahr 2030 der Großteil der Fernwärmeerzeugung aus Kohle-KWK-Anlagen wegfallen. Die Bedeutung von Erdgas an der Wärmeerzeugung wird mittelfristig zunehmen. Wesentliche Treiber für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Fernwärmeerzeugung ist die Förderung durch den EE-Bonus im KWKG, sowie die Investitionszuschüsse im Marktanreizprogramm (MAP) und durch das Programm Wärmenetze 4.0.

Abbildung 164: Szenario KSP: Fernwärmeerzeugung

nach Energieträgern, Jahre 2016 bis 2050, in TWh



FHW: Fernheizwerk. KWK: Kraft-Wärme-Kopplung in Heizkraftwerken. Gase: Erdgas, ab 2040/2045 auch PtG und Biomethanbeimischung ins Erdgasnetz.

Quelle: eigene Berechnung

7.4.9 Sonstige Umwandlung

Strombasierter Wasserstoff (H₂) wird in dem Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2030 ausschließlich in Mineralölraffinerien eingesetzt. Die Menge liegt im Jahr 2030 bei rund 16 PJ H₂ und erfolgt aufgrund der Anreizwirkung durch die RED II. Hierfür ist ein inländischer Strombezug von ca. 7 TWh notwendig.

Neben diesen strombasierten Mengen wird Wasserstoff noch in einer Größenordnung von 21 PJ im Verkehrs- und Industriesektor energetisch eingesetzt. Die Herstellung dieses Wasserstoffs erfolgt jedoch über den konventionellen erdgasbasierten Prozess der Dampfreformierung (5 PJ) bzw. wird importiert (16 PJ). Bei den importierten Mengen wird davon ausgegangen, dass es sich um emissionsfreien fossilen (sog. blauen) Wasserstoff handelt. Nicht berücksichtigt bei diesen Wasserstoffmengen ist der bereits heute für stoffliche (und energetische) Zwecke genutzte Wasserstoff, welcher ausschließlich konventionell hergestellt wird (Kapitel 8.2.7)

Andere strombasierte Energieträger wie flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe kommen in dem Szenario bis 2030 nicht zum Einsatz, da hierfür im Klimaschutzprogramm keine Instrumentierung vorgesehen ist. Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung war zum Zeitpunkt der hier durchgeführten Szenariorechnungen noch nicht beschlossen und konnte daher nicht berücksichtigt werden.

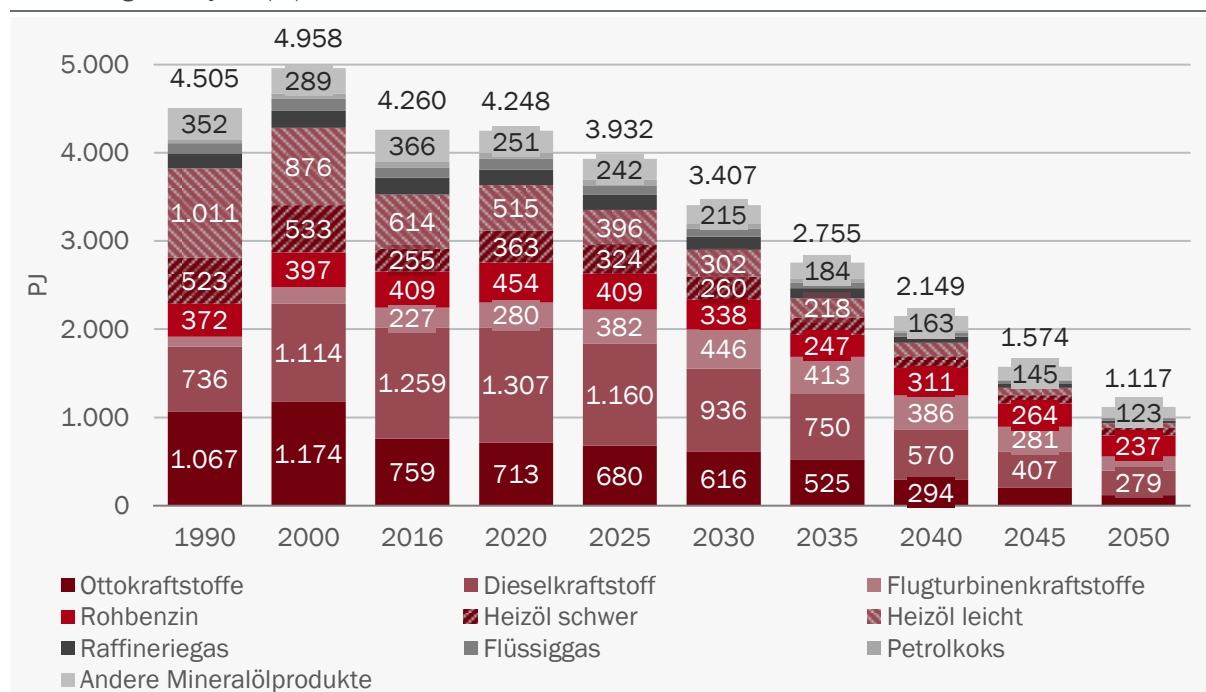
In der Sonstigen Umwandlung kommt es produktionsbedingt in den Raffinerien, den Kokereien, den Braunkohletagebauen, Brikettfabriken sowie der Erdöl- und Erdgasgewinnung zu einem Rückgang der Emissionen auf 21,5 Mt gegenüber 27,9 Mt 1990. Der Verbrauchsrückgang in den Nachfragesektoren trägt somit bei zur Reduktion der THG-Emissionen in der sonstigen Umwandlung.

Mineralölverarbeitung

Im Zielszenario mit Klimaschutzprogramm geht die Nachfrage nach Mineralölprodukten bis 2050 um rund 73 % zurück. Der Grund für diesen Verbrauchsrückgang liegt hauptsächlich im Verkehrssektor und der Wärmebereitstellung. Im Verkehr geht bis 2050 der Verbrauch von Ottokraftstoffen bis 2050 um 97% fast vollständig zurück. Das Gleiche gilt für den Verbrauch von leichtem Heizöl der nur noch bei 8 % des Wertes von 2016 liegt. Dieselmotorkraftstoffe liegen nur noch bei rund 17 Prozent der Nachfrage von 2016. Damit fällt der Nachfragerückgang rund 5 Prozentpunkte geringer aus als im Zielszenario 2. Den größten Teil der Nachfrage machen wie im Zielszenario 1 und 2 die Flugturbinenkraftstoffe und der stoffliche Verbrauch aus.

Abbildung 165: Szenario KSP: Umwandlungsausstoß der Mineralölverarbeitung

Darstellung in Petajoule (PJ)



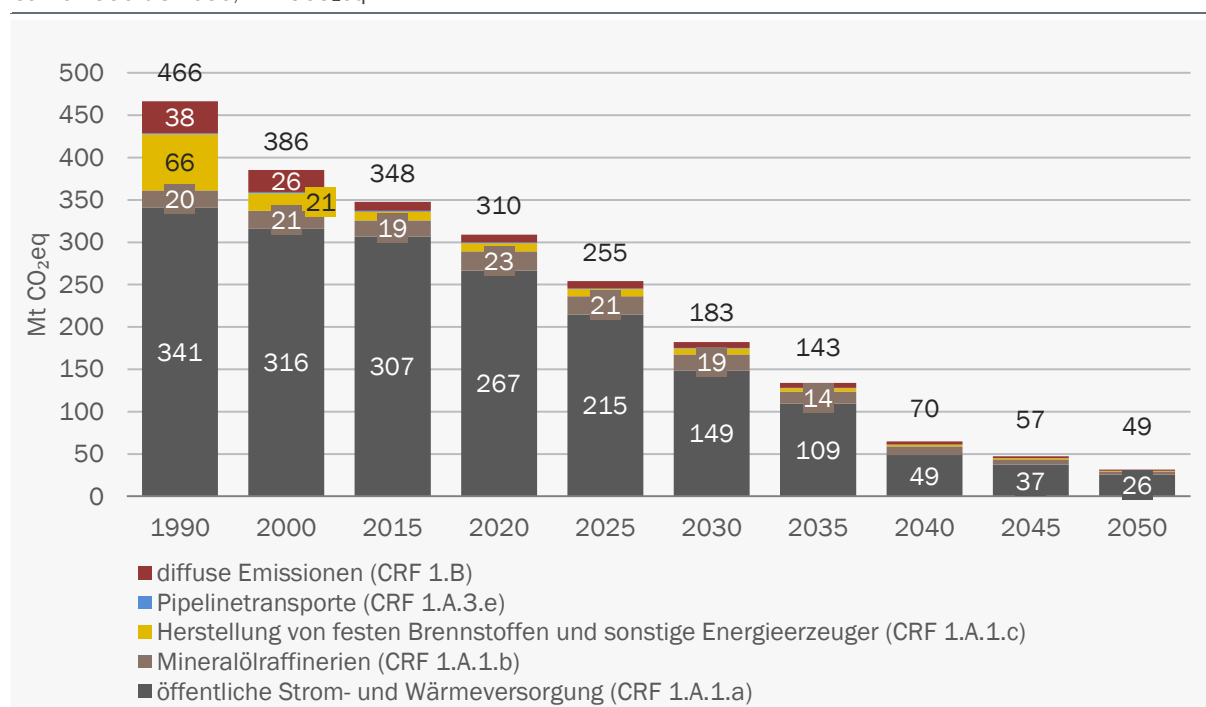
Quelle: eigene Berechnung

Aufgrund dieser Verschiebungen bei der Nachfrage kommt es auch zu einer Verschiebung beim Fraktionsverhältnis der Raffinerieprodukte. Bei den Mitteldestillaten nimmt der Anteil der Flugturbinentreibstoffe am Gesamtoutput von rund 5 % im Jahr 2016 auf 14 % bis 2050 zu. Der Anteil von Dieselmotorkraftstoffen verringert sich um 5 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 30% im Jahr 2019. Bei den Benzin sinkt der Anteil von Ottomotorkraftstoffen deutlich von 18 % auf rund 11 % ab. Die Produktion von Rohbenzin geht absolut zwar auch zurück, aufgrund der gesunkenen Gesamtproduktion steigt der Anteil aber von rund zehn Prozent auf 21 % an.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für alle Bereiche der Umwandlung sind in Abbildung 166 dargestellt. Im Jahr 2030 liegen die Treibhausgasemissionen bei 183 Mt CO₂eq und verfehlen damit das Ziel des Klimaschutzgesetzes. Bis zum Jahr 2050 verringern sich die THG-Emissionen im Szenario KSP auf 49 Mt CO₂eq. Damit ergeben sich im Szenario KSP im Umwandlungssektor etwas höhere Emissionen als in den Zielszenarien 1 und 2.

Abbildung 166: Szenario KSP: THG-Emissionen des Umwandlungssektors

Jahre 1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

7.4.10 Indikatoren für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Im Folgenden werden die Modellergebnisse in aggregierter Form anhand von Indikatoren zu den EE-Anteilen am Strom- und Wärmeverbrauch sowie dem Energieverbrauch im Verkehr dargestellt. Die Zusammensetzung der Indikatoren wurde bei der Beschreibung der Referenzentwicklung in Kapitel 4.2.9 erläutert.

Im Szenario mit KSP steigt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 31,6 % im Jahr 2016 auf 62,7 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 53,3 %). Dieser Anstieg resultiert ungefähr gleichermaßen aus der Erhöhung der Anteile von Windkraft Onshore

(+11,8 %-Punkte), Windkraft Offshore (+10,8 %-Punkte) und der Photovoltaik (+9,6 %-Punkte). Der Anteil von Biomasse geht im gleichen Zeitraum geringfügig um 1,1 %-Punkte zurück. Bis 2050 setzen sich die Entwicklungen fort, wobei bei der Windkraft der Ausbau im Offshore-Bereich deutlich zunimmt. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 93,1 %. Davon gehen knapp zwei Drittel auf die Windenergie und gut ein Viertel auf die Photovoltaik zurück.

Tabelle 49: Szenario KSP: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch

Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie am Gesamtverbrauch für Wärme und Verkehr

Energiequelle	1990	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050
Strom	3,4 %	6,3 %	17,0 %	31,6 %	41,6 %	62,7 %	80,7 %	93,1 %
Wind an Land	0,0 %	1,7 %	6,2 %	11,3 %	16,6 %	23,1 %	28,0 %	27,8 %
Wind auf See	0,0 %	0,0 %	0,0 %	2,0 %	4,6 %	12,8 %	25,6 %	33,9 %
Photovoltaik	0,0 %	0,0 %	1,9 %	6,4 %	8,0 %	15,9 %	19,3 %	23,9 %
Wasserkraft	3,2 %	3,8 %	3,4 %	3,4 %	3,5 %	3,5 %	2,9 %	2,7 %
Biomasse	0,0 %	0,5 %	4,7 %	7,5 %	8,0 %	6,4 %	4,0 %	3,9 %
biogener Anteil des Abfalls	0,2 %	0,3 %	0,8 %	1,0 %	1,0 %	1,1 %	0,9 %	0,9 %
Verkehr	0,1 %	0,6 %	5,8 %	5,2 %	5,5 %	11,6 %	35,6 %	66,0 %
Biodiesel (inkl. HVO und Pflanzenöle)	0,0 %	0,5 %	4,1 %	3,2 %	3,2 %	3,3 %	4,3 %	5,4 %
biogene Ottokraftstoffe	0,0 %	0,0 %	1,4 %	1,3 %	1,4 %	1,6 %	2,1 %	2,6 %
biogene Flugturbinentreibstoffe	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Biogase	0,0 %	0,0 %	0,3 %	0,6 %	0,1 %	0,5 %	1,2 %	1,6 %
EE-Strom	0,1 %	0,1 %	12,1 %	13,0 %	0,9 %	5,5 %	19,6 %	39,1 %
PtX	0,0 %	0,0 %	12,4 %	13,5 %	0,0 %	0,6 %	8,3 %	17,4 %
Wärme und Kälte	1,4 %	4,8 %	0,9 %	1,7 %	15,3 %	24,2 %	47,9 %	67,6 %
Biomasse und erneuerbare Abfälle	1,4 %	4,6 %	0,1 %	0,1 %	12,9 %	16,7 %	28,8 %	35,4 %
sonstige EE	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	2,4 %	7,5 %	19,0 %	32,1 %
Bruttoendenergieverbrauch insgesamt	1,5 %	3,9 %	11,7 %	14,9 %	19,0 %	30,7 %	58,1 %	83,2 %

Quelle: eigene Berechnung

Der EE-Anteil am Energieverbrauch des Verkehrs steigt von 5,2 % im Jahr 2016 auf 11,6 % im Jahr 2030. Da die Anteile biogener Kraftstoffe in dem Zeitraum annähernd konstant bleiben,

resultiert diese Entwicklung vor allem aus dem Ausbau der Elektromobilität und einem steigenden EE-Anteil bei der Stromerzeugung. In den Jahren nach 2030 wird die Elektromobilität zunehmend bedeutender: Während der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch des Verkehrs insgesamt auf 66,0 % im Jahr 2050 steigt, beträgt der Anteil erneuerbaren Stroms allein 39,1 %. Mit einem Anteil von 17,4 % werden synthetische Kraftstoffe langfristig zur zweitgrößten Energieträgergruppe.

Zur Berechnung des EE-Anteils am Wärmeverbrauch werden sowohl der Endenergieverbrauch zur Wärmeerzeugung als auch der Energieeinsatz zur Fernwärmeerzeugung berücksichtigt. Im Jahr 2016 betrug der Anteil 13,3 % und bestand maßgeblich aus der Energieträgergruppe Biomasse und erneuerbare Abfälle. Bis 2030 erhöht sich der EE-Anteil auf 24,2 % (Referenzszenario: 19,2 %). Der Anstieg um 10,9 %-Punkte resultiert ungefähr zu gleichen Teilen aus der Erhöhung der Anteile der Biomasse und erneuerbaren Abfälle (+5,2 %-Punkte) sowie der sonstigen erneuerbaren Energien (+5,8 %-Punkte). Der Trend setzt sich in den Jahren nach 2030 fort. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch für Wärme 67,6 % (Referenzszenario: 25,8 %) und besteht zu ungefähr gleichen Teilen aus den Energieträgergruppen Biomasse und erneuerbare Abfälle (35,4 %) sowie sonstige erneuerbare Energien (32,1 %).

Der Indikator für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch ergibt sich aus deren Einsätzen für die obigen Verbrauchsbereiche geteilt durch den Bruttoendenergieverbrauch. Im Szenario mit KSP verdoppelt sich dessen Wert von 14,9 % im Jahr 2016 ungefähr auf 30,7 % im Jahr 2030 (Referenzszenario: 24,2 %). Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch weiter auf 83,2 % und liegt somit um einen Faktor 2,3 höher als der Referenzwert von 35,5 %.

7.4.11 Emissionen des EHS- und non-EHS-Sektors

Die jährlichen Treibhausgasemissionen lassen sich nach Emissionen in den Sektoren, die dem europäischen EHS unterliegen – nämlich die großen Verbrennungsanlagen in der Energiewirtschaft, energieintensive Industriebranchen einer bestimmten Größe, sowie emissionsintensive Prozessemissionen – und übrige Nicht-EHS-Sektoren aufteilen. Die Emissionen des europäischen Luftverkehrs unterliegen ebenfalls dem Emissionshandel. Sie werden getrennt ausgewiesen, weil sie nicht relevant für die nationale Zielerreichung sind. Lediglich der inländische Luftverkehr wird bei den Klimazielen berücksichtigt.

Tabelle 50 zeigt die Gesamtemissionen des Referenzszenarios sowie des Szenarios KSP aufgeteilt auf den EHS- und non-EHS-Bereich. Beide Bereiche haben derzeit ein annähernd gleich großes Emissionsniveau. Nach der EU-Klimaschutzverordnung fordert das (vorläufige) Effort-Sharing-Ziel, welches sich auf den non-EHS-Bereich bezieht, eine Reduktion um 38 % bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2005; dies entspricht 296 Mt CO₂eq. Das Szenario KSP erreicht mit 310 Mt CO₂eq dieses Ziel annähernd.

Die vorgenommene Aufteilung in die Bereiche EHS und non-EHS für den Zeitraum nach 2018 basiert auf verschiedenen Annahmen und ist mit einer gewissen Unsicherheit verbunden. Wesentliche Quelle der Unsicherheit liegt bei der gewählten Datenbasis für die Modellierung. Diese stützt sich im vorliegenden Vorhaben primär auf die Energiebilanzen und nicht auf die Emissionsdatenbank Zentrale System Emissionen (ZSE). Beide Quellen sind nicht deckungsgleich. Unterschiede treten insbesondere auf bei der Verbuchung der Emissionen aus den Industriekraftwerken, welche entweder im Kraftwerkssektor oder zur jeweiligen Tätigkeit (Branche) bilanziert werden, sowie beim Umgang mit Emissionen aus non-EHS-Stromerzeugungsanlagen.

Tabelle 50: Szenarienvergleich: THG-Emissionen im EHS- und non-EHS-Sektor

Jahre 2005 bis 2050; in Mt CO₂eq

				Referenzszenario			Szenario KSP		
	2005	2010	2018	2030	2040	2050	2030	2040	2050
EHS-Emissionen (ohne internationalen Luftverkehr)	515	473	422	369	306	223	288	132	75
non-EHS-Emissionen	476	469	434**	363	305	252	310	180	92
Gesamt	991	942	858	731	611	475	598	311	166
<i>nachrichtlich: Emissionen des internationalen Luftverkehrs*</i>	23	24	30	49	50	50	37	32	13
<i>Anteil EHS-Emissionen</i>	52 %	50 %	49 %	50 %	50 %	47 %	48 %	42 %	45 %

*) nicht relevant für die nationale Zielerreichung

**) vorläufig

Quellen: EHS-Emissionen: DEHSt (2011), non-EHS Emissionen: EEA (2019), szenarische Werte: eigene Abschätzungen

8 Szenarienvergleich

8.1 Maßnahmen nach Szenarien

8.1.1 Übergeordnete Maßnahmen

In Tabelle 51 sind die übergeordneten, sektorübergreifenden Maßnahmen der drei Zielszenarien aufgeführt. Um die jeweiligen Sektorziele in den Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie (Non-EU-EHS-Bereichen) und Verkehr zu erreichen, wurde im Zielszenario 1 eine CO₂-Lenkungsabgabe angenommen. Diese CO₂-Lenkungsabgabe wird auf die bestehende Energiesteuer aufgeschlagen. Vorgesehen ist eine Erhöhung in Zweijahresschritten von 30 Euro/t CO₂ in 2020 auf 180 Euro/t CO₂ in 2030. Bei einer Abgabenhöhe von 180 Euro/t CO₂ verteuert sich die kWh Heizöl um 4,8 ct, die kWh Erdgas um 3,6 ct. Der Preis für Benzin und Diesel erhöht sich um etwa 40 ct/Liter. Unterliegt die gekaufte Energie der Mehrwertsteuer, erhöht sich der Aufschlag um zusätzliche 19 %. Die Energiewirtschaft sowie die dem EU-EHS unterworfenen Industrie sind nicht von dieser Lenkungsabgabe betroffen. Da der Preisaufschlag bis 2030 bekannt ist, kann er von den Akteuren frühzeitig in ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden. Welche Emissionsreduktion mit der CO₂-Bepreisung erzielt wird, ergibt sich aus der Reaktion der Verbraucher und kann im Voraus nur geschätzt werden. Die Erreichung der Reduktionsziele ist durch die CO₂-Lenkungsabgabe nicht gewährleistet.

Tabelle 51: Übergeordnete Maßnahmen in den Zielszenarien

	Zielszenario 1	Zielszenario 2	Szenario KSP
CO ₂ -Bepreisung	CO ₂ -Lenkungsabgabe auf die Energiesteuer	nationales Emissionshandelssystem (EHS) für Verkehr und Wärme	Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)
Strompreissenkung	keine Maßnahme zur Beeinflussung des Strompreises	Senkung Strompreis: Reduktion über Absenkung Stromsteuer und EEG-Umlage	Senkung Strompreis: Reduktion der EEG-Umlage

Quelle: eigene Darstellung

Im Zielszenario 2 wird als übergeordnetes, sektorübergreifendes Instrument ein nEHS für Verkehr und Wärme berücksichtigt. Im Gegensatz zum Zielszenario 1 handelt es sich dabei um eine Steuerung der Emissionsmenge: Die jährliche Emissionsmenge wird verpflichtend vorgegeben. Durch eine passende Setzung des Emissions-Caps⁶¹ kann die Zielerreichung gesichert werden. Der CO₂-Preis ergibt sich am Markt für Emissionszertifikate. Welcher Marktpreis sich einstellt, kann im Voraus nur geschätzt werden. Die Planbarkeit für die Investoren ist geringer als bei einer CO₂-Abgabe mit vorgegebenem Preispfad. Für das Zielszenario 2 wird geschätzt, dass sich bereits im

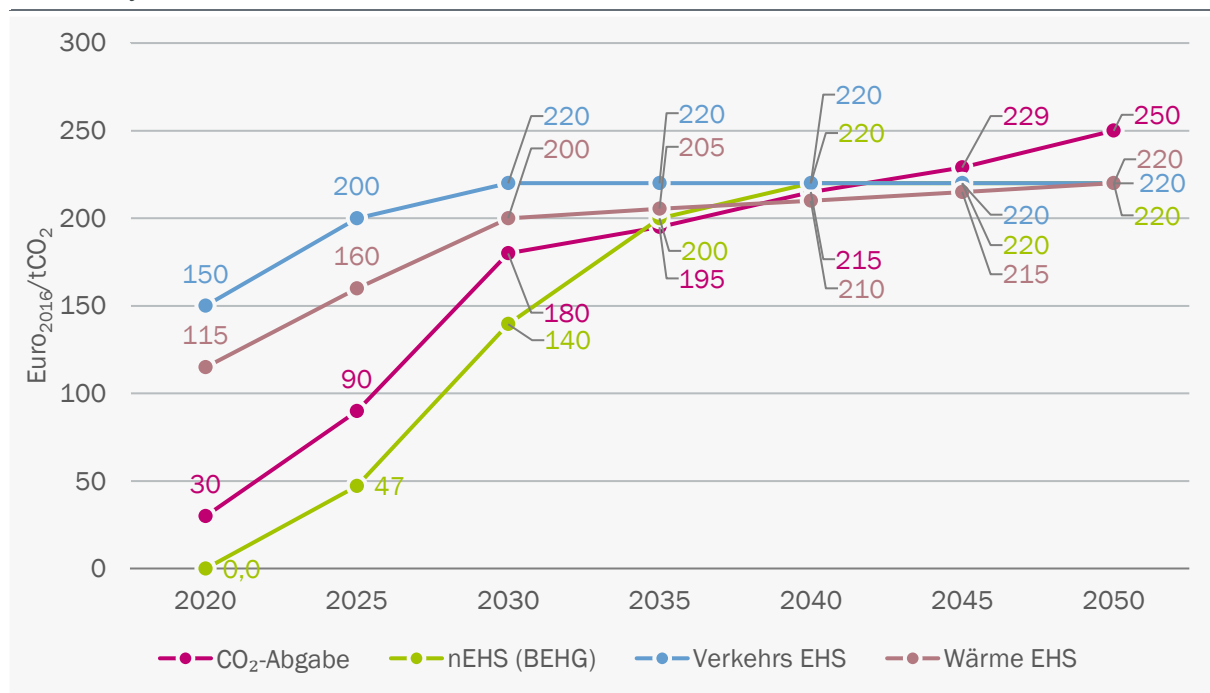
⁶¹ Das Cap gibt die Obergrenze der veräußerten Emissionszertifikate vor.

ersten Jahr (2020) ein CO₂-Preis von rund 100 bis 150 Euro/t CO₂ ergibt, welcher bis zum Jahr 2030 auf über 200 Euro/t CO₂ steigt (Abbildung 167).

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) aus dem Klimaschutzprogramm (Szenario KSP) ist grundsätzlich ein Instrument der Mengenbeschränkung. Durch die Vorgabe des Preises für die Jahre 2021 bis 2026 ist der Wirkmechanismus in dieser Phase grundsätzlich vergleichbar mit einer CO₂-Abgabe wie im Zielszenario 1. Allerdings ist der CO₂-Preis bis 2026 deutlich niedriger als im Zielszenario 1: Im Jahr 2026 soll der Preis maximal 65 Euro/t CO₂ betragen, im Zielszenario 1 liegt er dann bei 120 Euro/t. Durch die Fixierung des Preises bei gleichzeitig nicht festgelegter Emissionsmenge wird eine Verfehlung der Sektorziele in Kauf genommen. Über die Entwicklung im Zeitraum nach 2026 wurde noch nicht entschieden. Für die Modellierung des Szenarios KSP wird davon ausgegangen, dass eine effektive Mengenbeschränkung erst längerfristig (nach 2030) umgesetzt wird.

Abbildung 167: Szenarienvergleich: CO₂-Preis im non-EU-EHS-Bereich

in Euro₂₀₁₆ je Tonne CO₂



Quelle: eigene Berechnung

Im Zielszenario 2 und im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird zusätzlich zur CO₂-Bepreisung eine Senkung staatlich bedingter Strompreisbestandteile eingeführt. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird mit Einnahmen aus dem Verkauf von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des nationalen BEHG eine Reduktion der EEG-Umlage finanziert. Diese Einnahmen nehmen vorerst mit steigendem CO₂-Preis zu und ermöglichen eine zunehmend stärkere Reduktion der EEG-Umlage. Im Szenario KSP wird bis 2030 der Strompreis nach Einschätzung der Gutachter um rund 3 ct/kWh reduziert (in nominalen Preisen). Im Zielszenario 2 soll die Stromsteuer auf die EU-Mindeststeuersätze abgesenkt werden. Darüber hinaus wird ein Teil der allgemeinen EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln finanziert, wodurch die Stromkundinnen und -kunden zusätzlich entlastet werden. Im Zielszenario 2 liegt die Reduktion des Strompreises ebenfalls bei rund 3 ct/kWh gilt

jedoch bereits ab 2020. Durch die Senkung des Strompreises entsteht in Zielszenario 2 und im Szenario KSP eine Lenkungswirkung, die Stromwendungen begünstigt. Nachteilig könnte sich diese Preissenkung auf die Stromeffizienz auswirken.

Ein völliger Verzicht auf ein übergeordnetes Instrument ist aus Sicht der Gutachter und Gutachterinnen nicht zu empfehlen. Zur Erreichung der Sektorziele 2030 wären in diesem Falle sehr viele kleinteilige Maßnahmen erforderlich, deren potenzielle Interaktionseffekte nur schwer abschätzbar sind.

8.1.2 Maßnahmensets nach Sektoren

Die Maßnahmensets der drei Zielszenarien sind im Einzelnen in den jeweiligen Sektorkapiteln 5 bis 7 beschrieben. Die dort angegebenen Abschätzungen zu den Einsparwirkungen basieren teilweise auf unterschiedlichen Datengrundlagen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten für unterschiedliche Aufgaben vorgenommen wurden. Zudem waren auch die Ausgangslage und die sich daraus ergebenden Anforderungen in den einzelnen Sektoren unterschiedlich. Für den Industriesektor liegen zu den meisten Einzelmaßnahmen der drei Maßnahmensets sowohl Angaben zur eingesparten Endenergie als auch Angaben zu den eingesparten THG-Emissionen vor. In den Sektoren Verkehr und Gebäude liegen zu den Maßnahmen im Szenario KSP lediglich Angaben zu den eingesparten THG-Emissionen vor. Aus diesem Grund wird in den nachfolgenden Vergleichstabellen für die Sektoren Gebäude und Verkehr die THG-Einsparung der Maßnahmen betrachtet. Im Industriesektor wird hingegen die eingesparte Endenergie verglichen, da diese in die Modellierung einfließt. Zudem werden bei der Betrachtung der Endenergie auch die Effekte auf dem Stromverbrauch mitberücksichtigt, die THG-Reduktionen ergeben sich hingegen ausschließlich durch die Einsparung von Brennstoffen.

Industrie

Die Maßnahmensets für den Sektor Industrie in den drei Zielszenarien sind in den jeweiligen Sektorkapiteln beschrieben und in Tabelle 21, Tabelle 30 sowie Tabelle 38 aufgeführt. Die Anzahl der Maßnahmen und deren Wirkung unterscheiden sich in den unterschiedlichen Maßnahmensets, auch wenn es teilweise Überschneidungen gibt. Eine Übersichtsmatrix darüber, welche Maßnahmen in welchen Szenarien wie stark auf den Rückgang des Endenergieverbrauchs wirken, bietet die nachfolgende Tabelle 52.

Generell werden in der Modellierung des Endenergieverbrauchs (EEV) die Brennstoff- und Stromeinsparungen der einzelnen Maßnahmen (wo angegeben) direkt aus der Studie pwc et al. (2019) übernommen bzw. auf Basis der Evaluation Fh-ISI et al. (2017b) auf das Zieljahr 2030 extrapoliert und im Modell auf die adressierten Verbrauchergruppen verteilt. Die aus den als Modellinput verwendeten EEV-Einsparungen aller Maßnahmen resultierenden Gesamt-THG-Einsparungen für die Industrie werden dann aus dem Modell anhand von branchenspezifischen Energieträgereinsätzen abgeleitet. Aus diesem Grund weicht die Summe der THG-Einsparungen der Einzelmaßnahmen in Tabelle 21, Tabelle 30 sowie Tabelle 38 (im Sinne eines Nettoeffektes) leicht von den Modellwerten (Nettoeffekt) ab. Die EEV-Einsparungen aus den externen Quellen hingegen fließen 1:1 in das Modell ein, weshalb auch nur diese in Tabelle 52 gegenübergestellt werden. Die Werte in Tabelle 52 stellen keine Modellierungsergebnisse dar, sondern sind Inputparameter.

Tabelle 52: Übersicht der als Modellinput verwendeten EEV-Einsparungen der Industrie-Maßnahmen
 EEV-Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der jeweiligen Referenzentwicklung, in PJ

Maßnahme	ZS1	ZS2	KSP
Maßnahmenset Szenario KSP			
Investitionsprogramm – Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft	107,6#	-	83,4
wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz	-	-	30,8
Ressourceneffizienz und -substitution	-	-	15,6
beschleunigte Umsetzung der Maßnahmen aus dem Energieaudit und der Energiemanagementsysteme (EMS)	32,0##	32,0##	19,0
EU-Ökodesign-Richtlinie – Ausweitung von Mindeststandards	6,2	6,2	4,1
EU-EHS-Innovationsfonds	-	-	7,0
nationales Dekarbonisierungsprogramm*	-	-	24,0
Programm CO ₂ -Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien	-	90,0	0,0**
Neue Konstruktionstechniken und Werkstoffe für eine emissionsarme Industrie	-	-	8,0
Automobilindustrie: industrielle Fertigung für mobile und stationäre Energiespeicher (Batteriezellfertigung)**	-	-	0,0
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) *.§	-	27,5	32,5
Senkung der Stromkosten**	-	0,0	0,0
Effizienzstrategie 2050 (EffSTRA)	-	-	7,0
Einzelne Maßnahmen aus den Maßnahmensets der Zielszenarien 1 und 2			
Ausweitung finanzieller Förderungsprogramme für KMU	1,0	1,0	-
Ergänzung der verpflichtenden Durchführung von Maßnahmen aus Energieaudits (Art. 8 EED) um die zusätzliche Verpflichtung zur Einführung eines EMS	-	9,0	-
beschleunigte Abschreibungen für Investitionen in Energieeffizienz	-	29,0	-
Fortführung Spitzenausgleich Industrie	-	36,2	-
Biomasse-Strategie in der Industrie*	-	87,5	-
Verstärkung des EU-EHS (CO ₂ -Mindestpreis) **	-	0,0	-
CO ₂ -Lenkungs-komponente in der Energiesteuer (CO ₂ -Abgabe) *	36,0	-	-

*) nur THG-Einsparung vorliegend; äquivalente EEV-Einsparung zu Vergleichszwecken aus THG-Einsparung errechnet

**) nicht ausgewertet (keine Wirkung unterstellt)

#) inkl. Wirkung im GHD-Sektor

##) höhere Einsparungen in ZS1 und ZS2 wegen „verpflichtender“ statt „beschleunigter“ Umsetzung der Maßnahmen

§) Keine EEV-Einsparung, sondern eine EEV-Substitution.

Hinweis: „-“ meint, dass die Maßnahme nicht Teil des Maßnahmenpakets eines Szenarios ist

Quelle: Fh-ISI et al. (2017b), IREES (2018), pwc et al. (2019), Prognos et al. (2020b)

Die Ausgestaltung und damit die Wirkung einzelner Maßnahmen kann in den Maßnahmensets unterschiedlich sein. Die Gründe hierfür sind bei den augenfälligen Maßnahmen in einer Fußnote angemerkt.

Verkehr

Um das Klimaschutzziel 2030 im Sektor Verkehr zu erreichen, sind deutliche Veränderungen gegenüber den beobachteten Trendentwicklungen erforderlich. Das bedeutet für alle Handlungsfelder (Verkehrsverlagerung, Effizienz, Antriebswechsel und Beimischung biogener bzw. synthetischer Kraftstoffe) erheblich ambitioniertere Eingriffe als in der Referenz. Da in allen Handlungsfeldern technische, vor allen Dingen aber ökonomische Potenzialgrenzen bestehen, ist der Maßnahmenkatalog eingeschränkt. In den Zielszenarien 1 und 2 werden die Instrumente in allen Handlungsfeldern so ausgelegt, dass die Klimaziele im Jahr 2030 erreicht werden.

Die für den Sektor Verkehr relevanten Maßnahmen auf EU-Ebene werden in den Zielszenarien 1 und 2 sowie im Szenario KSP identisch umgesetzt. Dies betrifft die Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge und die RED II. Die Beschreibungen dieser Instrumente finden sich in Kapitel 7.2.2.

In den beiden Zielszenarien 1 und 2 sowie auch im Szenario KSP ist die CO₂-Bepreisung ein wirksames Instrument zur Senkung der THG-Emissionen im Sektor Verkehr. In Zielszenario 1 wird eine CO₂-Lenkungsabgabe implementiert und auf die bestehende Energiesteuer aufgeschlagen. Der Preis für eine Tonne CO₂ wird im Jahr 2020 mit 30 Euro eingeführt und steigt dann auf 180 Euro (real) im Jahr 2030. In Zielszenario 2 wird im Sektor Verkehr ein nationaler Emissionshandel eingeführt, welcher die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 sicherstellen soll. Der im Emissionshandel durch Angebot und Nachfrage bestimmte Preis liegt bereits im Jahr 2020 je Tonne CO₂ bei 150 Euro und steigt bis 2030 auf 220 Euro (real). Laut Klimaschutzprogramm soll ab 2021 eine CO₂-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme (non-EU-EHS-Sektoren) im Rahmen eines nationalen Emissionshandelssystems eingeführt werden. Für das Szenario KSP wird die CO₂-Preisentwicklung gemäß Tabelle 37 auf Seite 201 angenommen. Bis 2026 wird der CO₂-Preis nach oben begrenzt und ist deshalb niedriger als in den Zielszenarien 1 und 2. Einen Vergleich der unterschiedlichen CO₂-Preisentwicklungen zeigt Abbildung 167.

Unterschiede zwischen den Szenarien zeigen sich auch im Bereich Straßengüterverkehr. Während in Zielszenario 1 und im Szenario KSP für den Straßengüterverkehr der Aufbau von Oberleitungen an Autobahnen unterstellt wird, wird in Zielszenario 2 – zumindest bis zum Jahr 2030 – darauf verzichtet. Dadurch kommt es in Zielszenario 2 zu einer weiteren Verbreitung von Brennstoffzellen-Lkw.

In den Zielszenarien 1 und 2 werden die verbleibenden Ziellücken mit der Beimischung von alternativen (und in der Bilanzierung für den Sektor Verkehr klimaneutralen) Energieträgern geschlossen. Da in Zielszenario 1 – maßgeblich aufgrund des niedrigeren CO₂-Preises – weniger CO₂ eingespart wird, sind die angenommenen Beimischungsquoten für biogene und synthetische Kraftstoffe höher als in Zielszenario 2. Im Szenario KSP werden keine Beimischungsquoten angenommen, der Einsatz von biogenen und synthetischen Energieträgern bleibt auf dem Niveau von 2018. Einen Vergleich der eingesetzten Biomasse nach Sektoren, Jahren und Szenarien zeigt Abbildung 177.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Maßnahmen für die Zielszenarien 1 und 2 sowie das Szenario mit Klimaschutzprogramm im Vergleich.

Tabelle 53: Übersicht der THG-Einsparungen der Maßnahmen im VerkehrTHG-Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber der Referenz, in Mt CO₂eqAufgeführt werden nur Maßnahmen mit einer Wirkungsabschätzung > 1 Mt CO₂eq

Maßnahme	ZS1	ZS2	KSP
Maßnahmenset Szenario KSP			
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) / EHS	-	22	6 – 9
EU-CO ₂ -Flottengrenzwerte für Pkw und Nutzfahrzeuge	3 – 5	3 – 5	3 – 5
Kaufprämie für Elektro-Pkw / erweiterter Umweltbonus	3 – 5	7 – 10	2 – 4
Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut	1 – 2	-	1 – 2
Oberleitungsinfrastruktur für den Straßengüterverkehr	3	-	2 – 3
Spreizung der Kfz-Steuer	-	-	1 – 2
Anhebung der Entfernungspauschale	-	-	~ -1,5
Kaufprämie für Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben	-	-	0,8 – 1,2
Einzelne Maßnahmen aus den Maßnahmensets der Zielszenarien 1 und 2			
CO ₂ -Lenkungsabgabe	15	-	-
Abschaffung Entfernungspauschale	~ 5	~ 5	-
Beimischungsquoten für biogene und strombasierte Kraftstoffe	15	7	-

Quelle: eigene Berechnung

Gebäude

Die Maßnahmensets der drei Zielszenarien sind breit gefächert und umfassen viele Teilmaßnahmen; es sollen möglichst alle Akteure einbezogen werden (private Selbstnutzende, Mietende, Vermietende, Gewerbe). Zudem adressieren die Sets sowohl die Steigerung der Energieeffizienz (Gebäudehülle und Anlagen) als auch den Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeugung. Von großer Bedeutung für die Gesamteinsparung sind die übergeordneten Maßnahmen (CO₂-Bepreisung, Senkung Strompreis). Diese bewirken eine hohe direkte THG-Einsparung und verstärken darüber hinaus die Wirkung anderer Maßnahmen, z. B. den Abruf von Fördermitteln. Einzelne Maßnahmen haben nur einen geringen (oder gar negativen) Effekt auf die Entwicklung der THG-Emissionen (z. B. Reduktion der Modernisierungumlage), reduzieren aber die wirtschaftliche Belastung (insb. der finanziell schwächer gestellten Haushalte) und erhöhen dadurch die Akzeptanz der Energiewende. Alle drei Maßnahmensets setzen stark auf Anreize.

Im Maßnahmenset des Zielszenarios 1 erhöht die CO₂-Lenkungsabgabe mit Rückverteilung die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen und von erneuerbarer Wärmeerzeugung. Das Förderangebot wird stark ausgebaut, während das Ordnungsrecht nur leicht verändert wird, u. a. durch die Anpassung der EnEV im Jahr 2025 mit verschärften Anforderungen an Neubauten und Bestandsgebäude. Weitere ordnungsrechtliche Maßnahmen sind die Steigerung der Energieeffizienz bei Produkten sowie einer stärkeren Qualitätssicherung bei der Umsetzung von Maßnahmen.

Im Maßnahmenset des Zielszenarios 2 wird auf den Ausbau des Ordnungsrechts weitgehend verzichtet, die meisten ordnungsrechtlichen Instrumente aus dem Zielszenario 1 werden gestrichen.

Dadurch wird der Fokus noch stärker als im Zielszenario 1 auf Fördermaßnahmen gelegt. Eine Ausnahme bildet die gesetzliche „Flottenanforderung“ für Inverkehrbringer von Heizungsanlagen. Diese Maßnahme hat einen ordnungsrechtlichen Charakter (Verpflichtung). Von sehr hoher Bedeutung für die Zielerreichung ist die übergeordnete Maßnahme „Nationales Emissionshandels-system für Wärme“. Grundsätzlich könnten diese Maßnahmen bei geeigneter Setzung des Cap die Zielerreichung alleine sicherstellen. Die Wirkungen der übrigen Maßnahmen überlappen sich vollständig mit der Wirkung des nEHS für Wärme. Die übrigen Maßnahmen sind als flankierende Maßnahmen zu betrachten, welche die Markttransformation beschleunigen und die Verteilungseffekte steuern.

Im Szenario mit Klimaschutzprogramm werden Preisanreize durch die beiden übergeordneten Maßnahmen gesetzt (BEHG, Strompreissenkung). Das Verbot des Einbaus neuer monovalenter Ölheizungen nach 2026 ist die einzige ordnungsrechtliche Maßnahme. Das Set fokussiert stark auf Fördermaßnahmen. Die zur Verfügung stehenden Fördermittel werden erheblich aufgestockt. Da gleichzeitig auch die Vergütung je Förderfall angehoben wird, ist der Umfang der effektiv umgesetzt Maßnahmen ungewiss. Auch jene Investoren, welche bei der bisherigen Förderung Maßnahmen umgesetzt hätten, werden die höheren Fördersätze in Anspruch nehmen. Die Mitnahmeeffekte könnten steigen und die Fördereffizienz könnte abnehmen. Eine Gefahr besteht auch in einer Übersättigung der Förderlandschaft, bei der nicht alle zur Verfügung stehenden Fördermittel abgerufen werden.

In Tabelle 54 werden die einzelnen Maßnahmen beziehungsweise Maßnahmenbündel der drei Maßnahmensets verglichen. Die ausgewiesene Wirkung der Maßnahmen beruht auf den in den Kapiteln 5 bis 7 beschriebenen ex-ante Abschätzungen; es handelt sich dabei nicht um Ergebnisse der Modellierung. Die Wirkung der Maßnahmen unterscheidet sich zwischen den Szenarien teilweise deutlich. Diese Unterschiede sind hauptsächlich auf eine abweichende Ausgestaltung der Maßnahmen zurückzuführen:

- Das nEHS im Zielszenario 2 führt im Gegensatz BEHG im Szenario KSP keine Preisobergrenze ein, sondern begrenzt die jährlichen maximalen CO₂-Emissionen. Dies erklärt die deutlich höhere Reduktionswirkung im Zielszenario 2 gegenüber dem Szenario KSP.
- Im Zielszenario 2 wird der Strompreis bereits ab dem Jahre 2020 um rund 3 ct/kWh reduziert. Im Szenario KSP wird der Strompreis ab dem Jahr 2021 reduziert, anfänglich um einen Betrag unter 1 ct/kWh. Die geringere Preisereduktion und der spätere Beginn der Maßnahme erklären die geringere Wirkung im Szenario KSP.
- Die zentralen Fördermaßnahmen im Gebäudebereich sind das neuformierte Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und die steuerliche Förderung. Diese Maßnahmen sind in allen drei Zielszenarien enthalten, jedoch mit abweichender Gewichtung. Im Zielszenario 1 wird ein Großteil der zusätzlichen Förderung über die steuerliche Förderung abgewickelt. Im Szenario KSP wird hingegen das neuformierte BEG mit hohen Fördersätzen und hohen Fördermitteln ausgestattet. Entsprechend ist im Szenario KSP die Reduktionswirkung bei der Maßnahme BEG höher als bei der steuerlichen Förderung. Im Zielszenario 1 ist es umgekehrt.
- Die Verschärfung der Gebäudestandards im Rahmen des GEG wird im Szenario KSP lediglich geprüft, aber noch nicht implementiert. Im Zielszenario 1 werden sowohl beim Neubau als auch bei Sanierungen im Altbestand die Anforderungen verschärft, u. a. werden die Primärenergieanforderungen an wesentlich geänderte Bestandsgebäude verschärft, die Pflicht zur Dämmung der obersten Geschossdecke eingeführt und die Befreiung für jüngere Gebäude von den bedingten Nachrüstverpflichtungen aufgehoben. Im Zielszenario 2 werden die Anforderungen an den Neubau verschärft, die Anforderungen an den Altbestand bleiben unverändert.

- Die Maßnahme „Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit“ umfasst im Szenario KSP eine Verstärkung der freiwilligen Energieberatung und obligatorische Elemente bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Rahmen des GEG. In den Zielszenarien 1 und 2 ist der Ausbau der Beratung breiter gefasst und beinhaltet eine anlassbezogene kostenlose Pflichtberatung („Regelberatung“) beim Kauf von Wohngebäuden und eine flächendeckende Energieberatung für Privateigentümer von Wohngebäuden u. a. durch die Stärkung der Regionalmanagement-Strukturen in der Energieberatung.

Mit den Maßnahmenets in den Zielszenarien 1 und 2 wird das Sektorziel des Klimaschutzplans für den Gebäudesektor knapp erreicht, das ambitionierte Ziel des Klimaschutzgesetzes wird um 2 Mt CO₂eq verfehlt. Beim Maßnahmenet des Klimaschutzprogramms ergibt sich aufgrund des niedrigeren CO₂-Preises und dem nur schwachen Ausbau des Ordnungsrechts eine größere Ziellücke. In Anbetracht der vergleichsweise großen „Trägheit“ im Gebäudesektor – aufgrund der langen Lebenszeit der Bauteile und Anlagen sind die Ersatz- und Modernisierungszyklen sehr lang – braucht es voraussichtlich eine starke Nachsteuerung, um die Zielerreichung 2030 sicherzustellen.

Tabelle 54: Übersicht der THG-Einsparungen der Maßnahmen im Gebäudesektor

THG-Einsparungen der Maßnahmen im Jahr 2030 gegenüber einer Referenzentwicklung, in Mt CO₂eq Einzelwirkungen, ohne Berücksichtigung von Überlappungen

Maßnahme	ZS1	ZS2	KSP
Maßnahmenet Szenario KSP			
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) / EHS	-	20 – 22	ca. 4 – 6
Strompreissenkung	-	2 – 3	1 – 2
steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	2 – 4	1,5	1,4
Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	0,8 – 1	0,3 – 1	2,5
Einbauverbot monovalenter Heizölkessel	-	-	0,7 – 0,9
Förderung der seriellen Sanierung	0,1	0,1 – 0,2	0,04
„Energetische Stadtsanierung“	-	0,5 – 1	nicht abgeschätzt
Energieberatung und Öffentlichkeitsarbeit	~0,3	~0,5	0,05
Vorbildfunktion Bundesgebäude	-	-	0,04
(Prüfung der) Weiterentwicklung des energetischen Standards	2 – 2,2	0,5 – 0,7	0
Weiterentwicklung der Städtebauförderung	-	-	nicht abgeschätzt
Fortentwicklung des Innovationsprogramms „Zukunft Bau“	-	-	nicht abgeschätzt
Wärmenetze ausbauen	2	2	1,0 – 1,1
EffSTRA 2050	-	-	insgesamt ca. 1
nicht gebäudebezogene Maßnahmen	1 – 2	1	1

Einzelne Maßnahmen aus den Maßnahmensets der Zielszenarien 1 und 2

CO ₂ -Lenkungsabgabe	4,3	-	-
gesetzliche „Flottenanforderung“ für Wärmeeerzeuger	-	1 – 13	-
Verankerung der Wärmewende (u. a. Modernisierungs-Umlage, Mietrecht, Erwerbssteuer)	0,5	0,1	-
Energieeffizienz im Bereich Lüftung und Klima	0,2	-	-
Steigerung der Energieeffizienz bei Produkten	0,2	-	-
stärkere Qualitätssicherung bei der Umsetzung	0,6	-	-
weitere Fördermaßnahmen, u. a. Anreize für Handwerker, soziale Energieeffizienz	1	-	-

Quelle: Prognos et al. 2018 und 2020, ergänzt um einzelne eigene Abschätzungen zu Maßnahmen im Zielszenario 2

Energiewirtschaft

In den Zielszenarien 1 und 2 sowie im Szenario KSP werden vier zentrale Maßnahmen berücksichtigt, die vorwiegend auf die Emissionen der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung wirken: die vorzeitige Beendigung der Kohleverstromung, ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien, Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen durch Gas-KWK-Anlagen mit zunehmender Einbindung erneuerbarer Wärme und der Ausbau von Wärmnetzen.

Darüber hinaus wurden flankierende Maßnahmen unterstellt, wie der schnellere Ausbau der Stromnetze bzw. Maßnahmen zur besseren Auslastung der bestehenden Leitungen sowie eine stärkere Flexibilisierung von KWK-Anlagen. Hierbei ist anzumerken, dass auch Maßnahmen aus den Verbrauchssektoren indirekt emissionssenkend in der Energiewirtschaft wirken, wie z. B: Marktdurchdringung von E-Pkw und Wärmepumpen auf die Emissionen der Mineralölerarbeitung oder Stromeffizienzmaßnahmen.

Unterschiede in den Maßnahmen ergeben sich in der konkreten Ausgestaltung: Hinsichtlich des Kohleausstiegspfades wurde in den Zielszenarien 1 und 2 der Vorschlag der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) umgesetzt. Im Szenario KSP hingegen wurde der Referentenentwurf zum Kohleausstiegsgesetz hinterlegt. Bei der Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien wurde im Szenario KSP das im Klimaschutzprogramm dargestellte Zielbild berücksichtigt. In den Zielszenarien 1 und 2 wurden eigene Pfade entwickelt.

Tabelle 55: Übersicht der zentralen Maßnahmen im Strom- und Fernwärmesektor

Titel	Kurzbeschreibung
Schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung	Reduzierung der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle durch Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten <i>Zielszenario 1 und 2:</i> Vorschlag der Kommissionen für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung <i>Szenario KSP:</i> Referentenentwurf zum Kohleausstiegsgesetz (Bund-Länder-Beschluss)
Ausbau der erneuerbaren Energien	Stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien. Ziel ist es, bis 2030 einen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch zu erzielen. <i>Zielszenario 1 und 2:</i> Eigener Pfad <i>Szenario KSP:</i> Installierte Leistung auf Basis des Zielmodells des KSP
Weiterentwicklung und Modernisierung der KWK	Verlängerung des KWKG bis zum 31.12.2029 Einführung von neuen Boni zur Förderung von innovativen KWK-Systemen und PtH
Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme	Weiterentwicklung der Förderung von Wärmenetzen, Verlängerung und Anpassungen im KWKG, Einführung des Programms Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Quelle: eigene Darstellung

8.2 THG und Energie

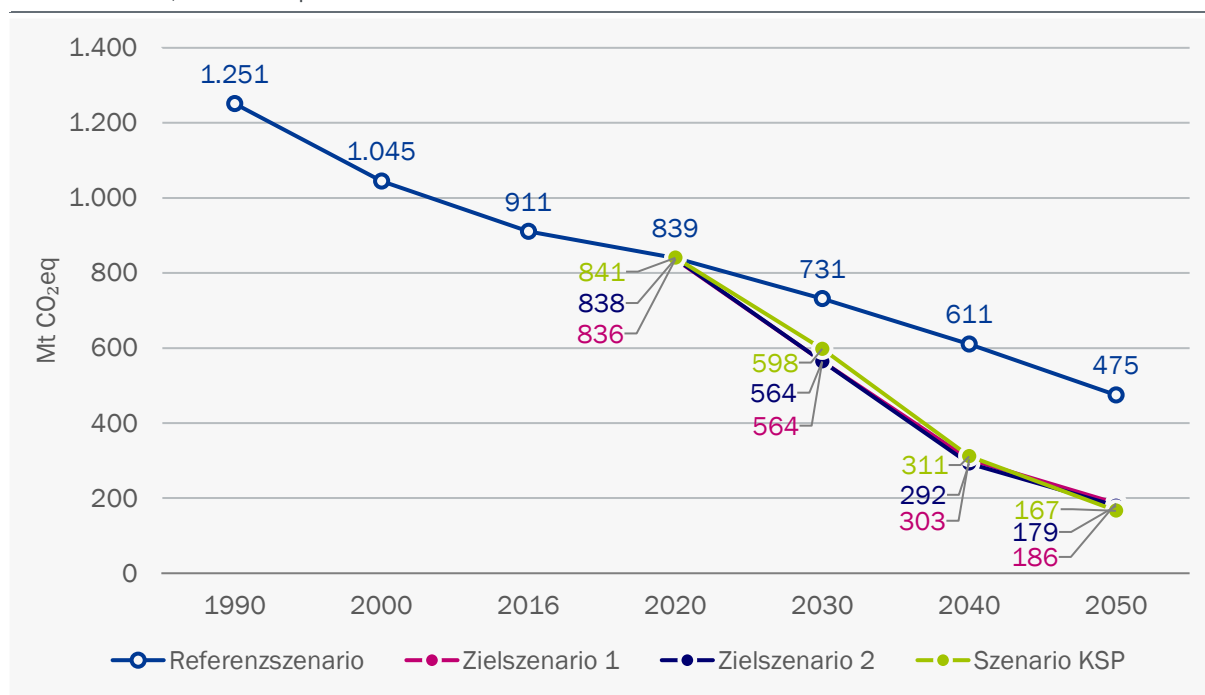
8.2.1 THG-Emissionen

Bis zum Jahr 2030 verringern sich im Referenzszenario die THG-Emissionen auf 731 Mt CO₂eq (-42 % ggü 1990). Das Ziel des Klimaschutzplans mit einer Reduktion um 55 % gegenüber 1990 wird um 169 Mt CO₂eq verfehlt. Gegenüber dem verschärften Ziel des Klimaschutzgesetzes von -56,5 % gegenüber 1990 ergibt sich eine Ziellücke von 188 Mt CO₂eq. In den Zielszenarien 1 und 2 wird das Ziel des Klimaschutzplans annähernd erreicht, die Zielverfehlung beträgt lediglich 2 Mt CO₂eq. Im Szenario mit KSP verringern sich die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 598 Mt CO₂eq, dies entspricht einer Reduktion um 52 % gegenüber 1990. Zwar wird im Szenario mit KSP sowohl das Ziel des Klimaschutzplans (um 36 Mt CO₂eq) auch als des Klimaschutzgesetzes (um 55 Mt CO₂eq) verfehlt, mit der Minderung durch das Klimaschutzprogramm werden jedoch 95 % der von der Bundesregierung angestrebten Gesamtminderung von -55 % gegenüber 1990 erreicht. Die größte Ziellücke besteht im Verkehrssektor.

Gegenüber der Referenzentwicklung werden die THG-Emissionen in allen Zielszenarien deutlich abgesenkt (Abbildung 168). Die Maßnahmen der Zielszenarien 1 und 2 reduzieren die THG-Emissionen gegenüber der Referenzentwicklung um zusätzliche 167 Mt CO₂eq, die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms führen zu einer zusätzlichen Reduktion von 133 Mt CO₂eq. Damit verbunden ist eine deutliche Zunahme der mittleren jährlichen Reduktionsraten im Zeitraum 2016 bis 2030: Referenzszenario -1,6 % p. a., Zielszenarien >-3 % p. a.

Abbildung 168: Szenarienvergleich: THG-Emissionen insgesamt

1990 bis 2050, in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnung

Bis zum Jahr 2050 nehmen die THG-Emissionen im Referenzszenario gegenüber dem Basisjahr 1990 um 62 % ab und betragen dann noch 475 Mt CO₂eq. In den Zielszenarien wird eine Reduktion von -85 % bis -90 % gegenüber 1990 angestrebt. Erreicht wird der obere Rand der Zielvorgabe (Zielszenario 1: -85 %; Zielszenario 2: -86 %; Szenario mit KSP: -87 %). Die Emissionsmenge zwischen den drei Zielszenarien unterscheidet sich nicht wesentlich. In Zielszenario 2 und dem Szenario mit KSP ergibt sich eine ausgeglichene Lastenverteilung zwischen den Sektoren. Erreicht wird dies durch eine tiefgreifende Umstellung industrieller Prozesse und der damit verbundenen THG-Reduktion. Durch die Prozessumstellung verringert sich auch der Bedarf an strombasierten Energieträgern.

Die verbrennungsbedingten Emissionen werden in den Zielszenarien überproportional reduziert, der Rückgang beträgt in allen drei Zielszenarien über 90 % gegenüber 1990. Zusätzliche Einsparungen durch Energieeffizienz und Energieträgerwechsel (Substitution) sind begrenzt. Für ambitionierte Ziele, wie beispielsweise Netto-Null-Emissionen, sind deshalb weiterführende Maßnahmen zu berücksichtigen. Dies könnten beispielsweise sein: CCS, negative Emissionstechnologien, eine verbesserte Kreislaufwirtschaft und erneuerbare Materialien sowie die Reduktion der Tierbestände.

Trotz der unterschiedlichen Maßnahmensets für den Zeitraum bis 2030 und den unterschiedlichen strategischen Setzungen für den Zeitraum 2030 bis 2050 weichen die Emissionsentwicklungen der drei Zielpfade nicht wesentlich voneinander ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für alle Zielszenarien identische Zielvorgaben gelten.

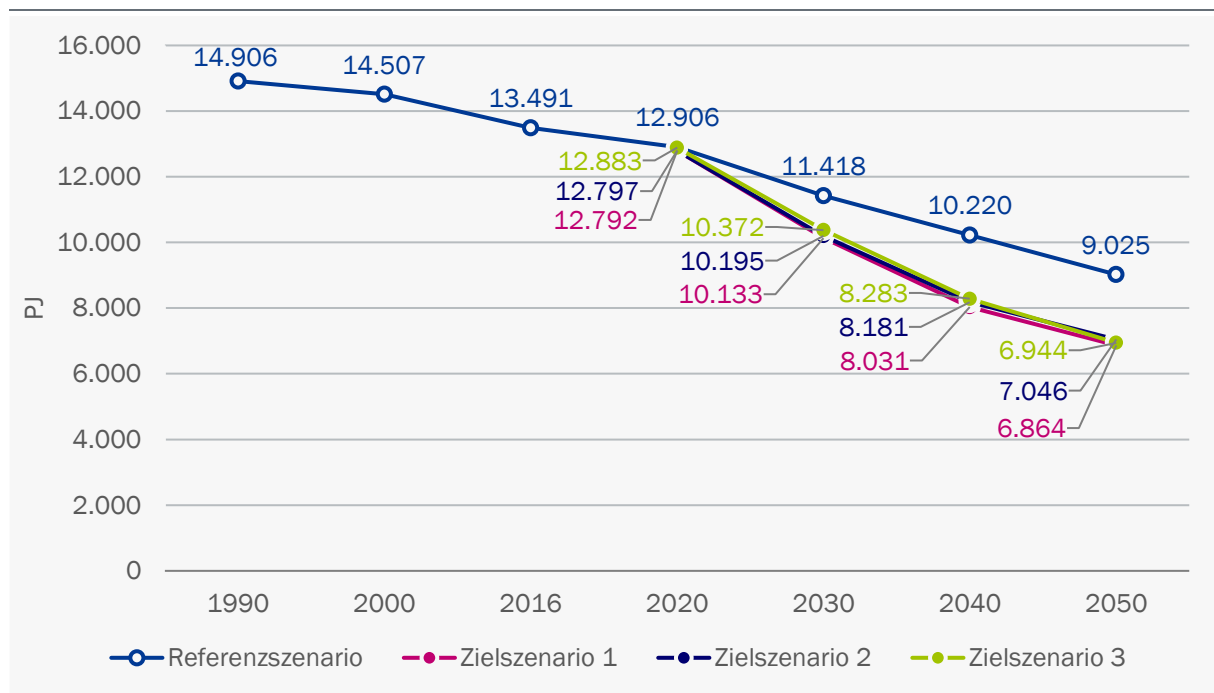
8.2.2 Primärenergie und Endenergie

Im Referenzszenario sinkt der Primärenergieverbrauch über 11.418 PJ im Jahr 2030 auf 9.025 PJ im Jahr 2050 (Abbildung 169).⁶² Gegenüber dem Jahr 2008 entspricht dies einer Reduktion um 21 % im Jahr 2030 respektive 37 % im Jahr 2050. Das Effizienzziel der Bundesregierung, die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % bis 2030 respektive 50 % bis zum Jahr 2050, wird deutlich verfehlt.

Analog zur Feststellung beim Vergleich zur THG-Entwicklung gilt auch beim Primärenergieverbrauch: Trotz der unterschiedlichen Maßnahmensets für den Zeitraum 2030 und den unterschiedlichen strategischen Setzungen für den Zeitraum 2030 bis 2050 unterscheidet sich die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in den drei Zielpfaden nicht wesentlich. Dies gilt auch für den Endenergieverbrauch (Abbildung 170). Bis zum Jahr 2030 fällt der Rückgang im Szenario KSP leicht geringer aus als in den Zielszenarien 1 und 2. Die Differenz beträgt 2030 rund 2 %-Punkte. Während in den Zielszenarien 1 und 2 das Reduktionsziel für Primärenergie annähernd erreicht wird, beträgt die Reduktion im Szenario KSP lediglich 28 % (ggü. 2008). Jeweils rund 60 % der Reduktion gegenüber der Referenzentwicklung sind den Endverbrauchssektoren zuzuschreiben, der Rest entfällt auf die Reduktion im Umwandlungssektor.

Abbildung 169: Szenarienvergleich: Primärenergieverbrauch

1990 bis 2050, in PJ

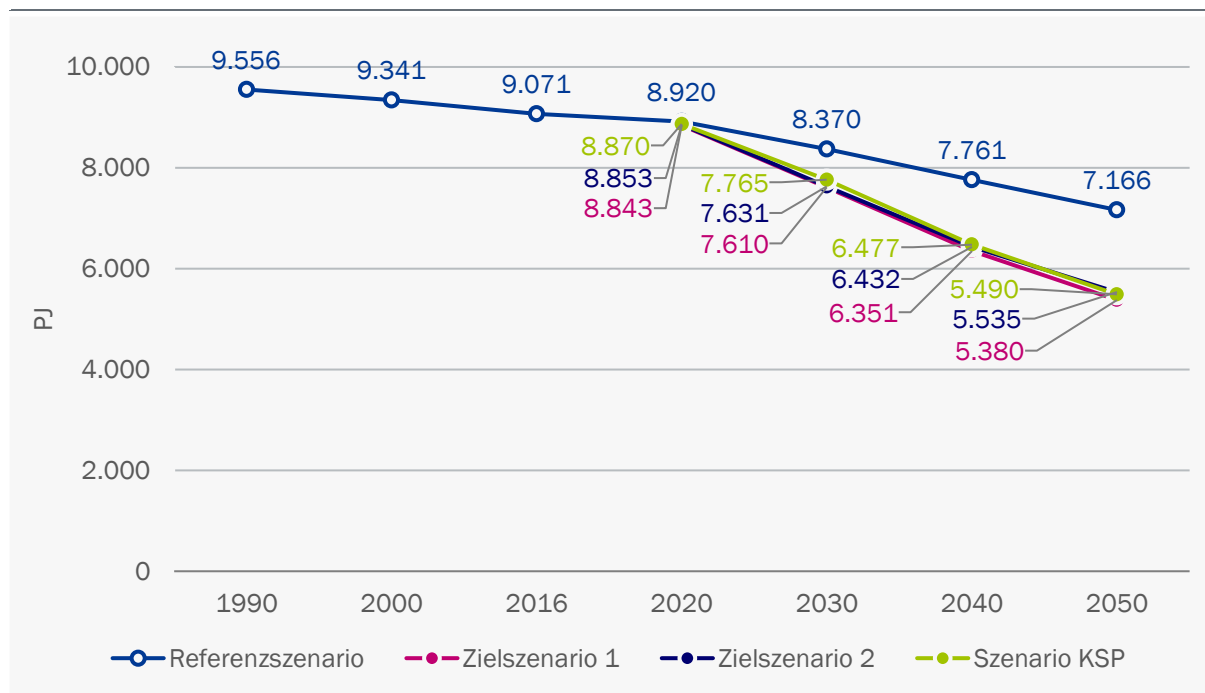


Quelle: eigene Berechnung

⁶² Der hier angegebene Wert ist geringfügig niedriger als der im März 2020 veröffentlichten Zwischenbericht zu den Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 (Prognos, 2020a) aufgeführte Wert: Im vorliegenden Bericht wird die zur Fernwärmeerzeugung ausgekoppelte industrielle Abwärme zum Zweck einer ausgeglichenen Energiebilanz vom Endenergieverbrauch abgezogen und dem Umwandlungseinsatz zugerechnet.

Abbildung 170: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch

1990 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Der Endenergieverbrauch verringert sich bis zum Jahr 2030 in den Zielszenarien 1 und 2 gegenüber der Referenz um zusätzliche rund 750 PJ, im Szenario KSP um rund 600 PJ. Der Rückgang gegenüber der Referenz ist eng verbunden mit der Elektrifizierung des Verkehrs und der damit zusammenhängenden Effizienzsteigerung. Sowohl in Zielszenario 1 (-405 PJ) als auch im Zielszenario 2 (-470 PJ) verringert sich der Verbrauch des Verkehrssektors gegenüber der Referenz deutlich. Im Szenario KSP fällt die Elektrifizierung langsamer aus, die Einsparung gegenüber der Referenz liegt 2030 bei rund 250 PJ.

In allen drei Zielszenarien wird der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um über 50 % gegenüber 2008 reduziert; das Effizienzziel wird in allen Zielszenarien erreicht. Die Einsparungen gegenüber 2008 verteilen sich annähernd gleich auf die Endverbrauchssektoren (Industrie: rund -1.100 PJ; Verkehr: rund -1.150 PJ; Gebäude: rund -1.350 PJ). Im Umwandlungssektor nimmt der Energieeinsatz im Zeitraum 2008 bis 2050 in den Zielszenarien um knapp 2.700 PJ ab. Der Rückgang beim nichtenergetischen Verbrauch ist vergleichsweise gering (rund -280 PJ).

8.2.3 Stromverbrauch und „Neue Stromverbraucher“

Der Stromverbrauch in den Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Private Haushalte und GHD (inkl. Landwirtschaft) stieg in der Vergangenheit (1990 – 2010) stark (Abbildung 171). Seit 2010 stagnierte der Stromverbrauch, der mittlere Verbrauch der Jahren 2010 bis 2016 betrug rund 520 TWh (1.870 PJ). In der Referenzentwicklung nimmt der Verbrauch bis zum Jahr 2030 leicht ab und steigt bis zum Jahr 2050 wieder auf das Verbrauchsniveau des Jahres 2016 an. Auch im Zielszenario 1 verbleibt der Stromverbrauch in etwa auf dem Niveau des Jahres 2016. Die Effizienzgewinne bei Beleuchtung, Elektrogeräten und der Prozesswärme sowie der Ersatz

konventioneller Stromheizungen kompensieren den Mehrverbrauch durch Wärmepumpen, Elektromobilität und Klimakälte.

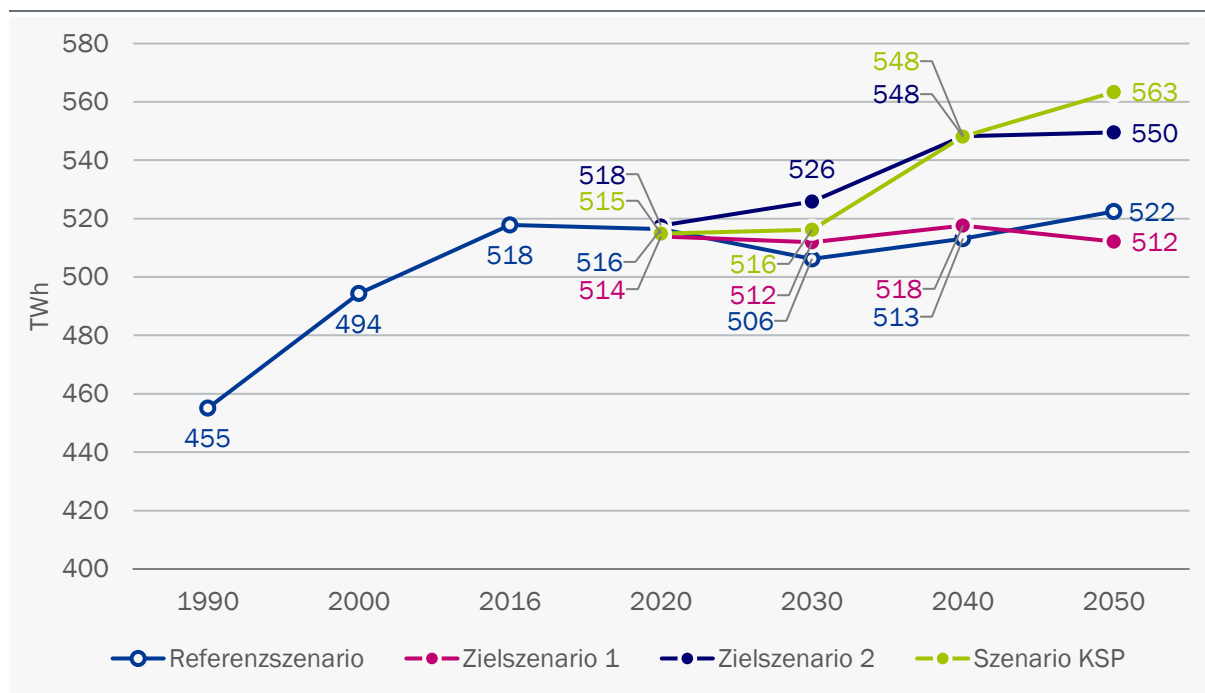
Im Zielszenario 2 und im Szenario KSP steigt der Stromverbrauch langfristig an, im Zielszenario 2 um 6 % und im Szenario KSP um 9 % (jeweils 2050 ggü. 2016). Eine Ursache für den höheren Stromverbrauch im Zielszenario 2 ist das geringere Biomassepotenzial. Dieses wird u. a. durch zusätzlichen Einsatz von Stromanwendungen kompensiert. Der höhere Stromverbrauch im Szenario mit Klimaschutzprogramm im Jahr 2050 gegenüber dem Zielszenario 1 ist im Wesentlichen auf den etwas höheren Einsatz in den Sektoren Industrie und Verkehr zurückzuführen (mechanische Prozesse und Elektromobilität).

Nicht berücksichtigt in Abbildung 171 ist der Einsatz von Strom im Umwandlungssektor, insbesondere für die Erzeugung von Wasserstoff und Fernwärme. Auf diese Themen wird gesondert in Kapitel 8.2.6 (Bruttostromerzeugung) und Kapitel 8.2.7 (Wasserstoff) eingegangen.

Während der Stromverbrauch vieler klassischer Stromverbraucher im Szenarienzeitraum stark rückläufig ist, wie beispielsweise bei der Beleuchtung, IKT- oder Haushaltsgroßgeräten, steigt der Verbrauch bei neuen Anwendungen wie Elektro-Pkw und elektrischen Wärmepumpen stark an. Diese Anwendungen werden deshalb nachfolgend genauer betrachtet.

Abbildung 171: Szenarienvergleich: Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren

1990 bis 2050, in TWh



Quelle: eigene Berechnung

Elektromobilität

In den letzten Jahren hat sich die Elektromobilität in Deutschland sehr dynamisch entwickelt. Am 1. Januar 2020 waren gemäß Kraftfahrt-Bundesamt rund 240.000 Elektrofahrzeuge in

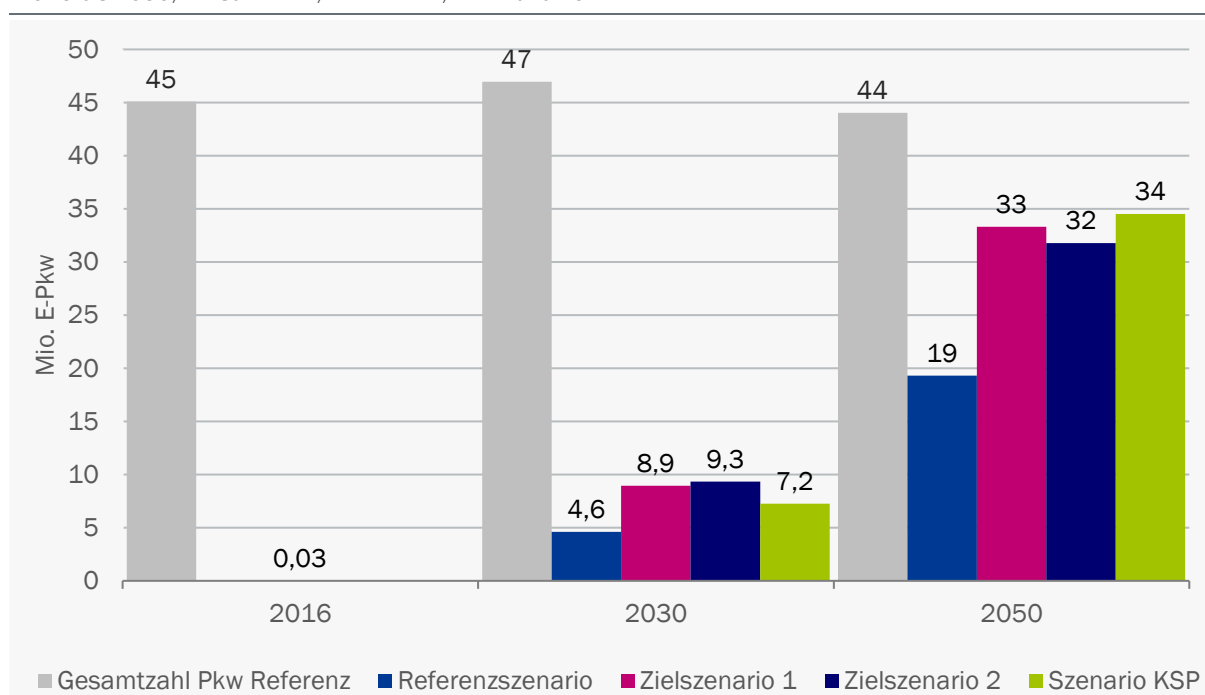
Deutschland zugelassen (KBA-FZ 13 2020). Zwischen 2010 und 2020 betrug die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate 65 %. Dies jedoch auf einem noch sehr tiefen absoluten Niveau. Entsprechend war der Anteil von Elektrofahrzeugen am Pkw-Bestand auch im Jahr 2020 mit 1,2 % noch sehr gering.

Unter den Elektro-Pkw waren 2019 rein batteriebetriebene Pkw (BEV) und Plug-in-Hybrid-Pkw (PHEV) mit einem Verhältnis von 57 % BEV zu 43 % PHEV etwa gleich vertreten (KBA-FZ 14 2020). Brennstoffzellen-Pkw werden in der KBA-Statistik aktuell noch nicht aufgeführt. Gemäß einer Sonderauswertung waren am 1. Januar 2020 in Deutschland 504 Wasserstoff-Pkw angemeldet. Das entsprach einem Anteil von 0,001 % am Pkw-Bestand.

Bis 2030 sollen in Deutschland gemäß den Zielsetzungen des Klimakabinetts 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeuge auf den Straßen fahren. Außer in der Referenz wird dieses Ziel in allen untersuchten Szenarien erreicht. Mit rund 9,3 Mio. Elektro-Pkw weist das Zielszenario 2 den höchsten Wert auf. Im KSP-Szenario sind es rund 7,2 Mio. E-Pkw, rund eine Million elektrische LNF und weitere 100 Tsd. elektrische SNF (vergleiche Abbildung 146) sowie rund 26 Tsd. Elektro-Busse. Innerhalb der E-Pkw gewinnen die BEV weiter an Bedeutung. Im Szenario KSP steigt ihr Anteil von 57 % im Jahr 2020 auf rund 80 % im Jahr 2030.

Abbildung 172: Szenarienvergleich: Bestand an Elektro-Pkw

2016 bis 2050, in Tsd. E-Pkw, E-Pkw: BEV, PHEV und FCV



Quelle: eigene Berechnung

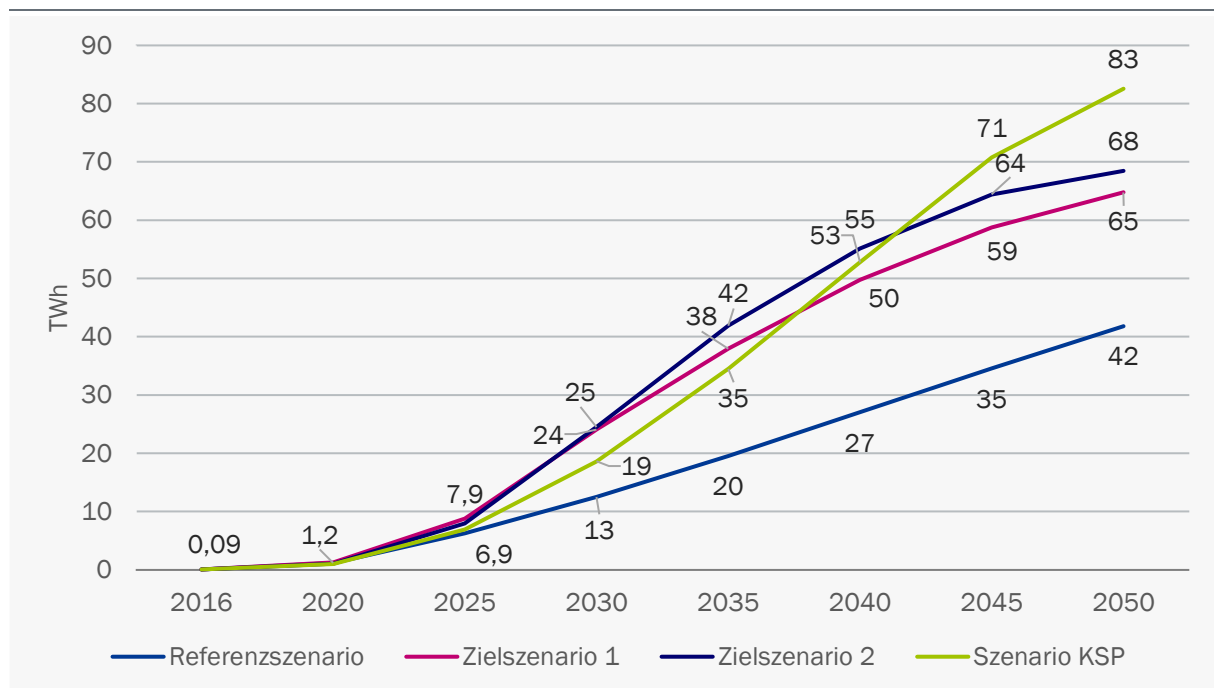
Langfristig werden Elektro-Pkw immer wichtiger. Während der gesamte Pkw-Bestand in Deutschland nach 2025 zurückgeht (Abbildung 23), nimmt die Zahl der E-Pkw stark zu. In der Referenz steigt ihr Anteil bis 2050 auf 44 %, in den Zielszenarien 1 und 2 bis auf rund 85 %. Damit einher geht ein höherer Stromverbrauch des Sektors Verkehr. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Szenarienvergleich der Entwicklung beim Stromverbrauch der Elektro-Pkw.

Bedingt durch eine starke Elektrifizierung der Fahrzeuge steigt der Strombedarf in den Szenarien an. Auf der Schiene werden im Basisjahr (2016) rund 12 TWh Strom verbraucht. Dies entspricht auch in etwa dem Wert für den gesamten Sektor Verkehr, da die anderen Verkehrsträger (Straße, Binnenschiff und die Luftfahrt) im Basisjahr noch keine oder nur eine sehr geringe Stromnachfrage aufweisen. In Zukunft wird der Straßenverkehr jedoch eine höhere Stromnachfrage aufweisen als der Schienenverkehr. Im Szenario KSP sind es im Jahr 2025 bereits 12 TWh (7 TWh bei Elektro-Pkw), im Jahr 2030 33 TWh (19 TWh bei Elektro-Pkw) und im Jahr 2050 133 TWh (83 TWh) bei Elektro-Pkw.

Im Szenario KSP ist die Stromnachfrage ab 2045 höher als in den anderen Zielszenarien. Dies hat unterschiedliche Ursachen: Der Bestand an elektrischen Pkw, vor allen Dingen aber der Anteil der BEV, ist im Szenario KSP höher als in den anderen beiden Zielszenarien. Zudem wurden die langfristigen Effizienzpotenziale beim elektrischen Antrieb im Szenario KSP konservativer eingeschätzt, was einen höheren Stromverbrauch der Elektro-Pkw zur Folge hat. In den Zielszenarien 1 und 2 wurde antriebsunabhängig eine jährliche Effizienzsteigerung von 2,5 % (für den Zeitraum 2021 – 2030) beziehungsweise 1,5 % (für den Zeitraum 2030 – 2050) bezogen auf den spezifischen Verbrauch der Pkw-Neuzulassungen angenommen. Aufgrund des bereits sehr hohen Wirkungsgrades beim Elektromotor, sind die Effizienzpotenziale beim Motor bei den BEV geringer als bei den Verbrennungsmotoren. Dies wurde im Szenario KSP berücksichtigt und entsprechend die jährlichen Effizienzsteigerungen auf 1,8 % (2021 – 2030) beziehungsweise 0,3 % (2030 – 2050) abgesenkt.

Abbildung 173: Szenarienvergleich: Stromverbrauch der Elektro-Pkw

2016 bis 2050, in TWh, E-Pkw: BEV und PHEV



Quelle: eigene Berechnung

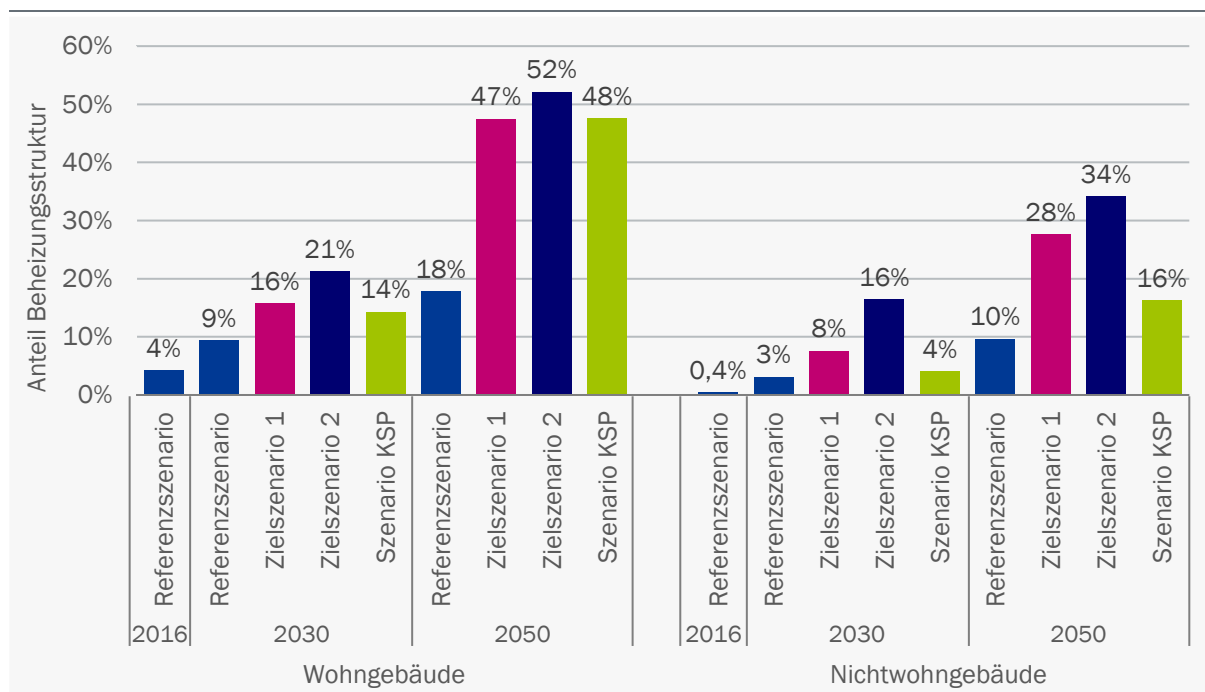
Elektrische Wärmepumpen – Einsatz in Gebäuden

Elektrische Wärmepumpen gewinnen in allen Szenarien mittel- und längerfristig stark an Bedeutung. Aktuell werden knapp 1,5 Mio. Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme in Gebäuden eingesetzt, mehrheitlich in Einfamilienhäusern. In der Referenzentwicklung erhöht sich die Anzahl der Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 auf über 4 Mio. Anlagen. In den Zielszenarien steigt der Bestand früher und stärker an. In den Zielszenarien 1 und 2 sind bereits im Jahr 2030 knapp 4 bis 5 Mio. Wärmepumpen in Betrieb, bis zum Jahr 2050 erhöht sich der Anlagenbestand auf 11,4 Mio. (Zielszenario 1) bis 12,4 Mio. (Zielszenario 2). Mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms steigt die Zahl der Wärmepumpen im Szenario KSP bis zum Jahr 2030 auf rund 3,5 Mio. Anlagen und 11,5 Mio. im Jahr 2050.

Mit zunehmender Zahl an betriebenen Wärmepumpen steigt ihre Bedeutung an der Wärmeversorgung. Der Anteil der mit elektrischen Wärmepumpen versorgten Fläche steigt bei Wohn- sowie Nichtwohngebäuden kontinuierlich an. Bei den Privaten Haushalten erhöht sich der Anteil im Referenzszenario von rund 4 % im Jahr 2016 über 9 % im Jahr 2030 auf 18 % im Jahr 2050. In den Zielszenarien 1 und 2 liegt der Anteil bereits im Jahr 2030 bei 16 % bzw. 21 %. Im Jahr 2050 wird rund die Hälfte der Wohnfläche mit elektrischen Wärmepumpen versorgt (Abbildung 174). Im Szenario KSP steigt der Anteil mittelfristig (2030) etwas langsamer an als in den Zielszenarien 1 und 2. Durch die strategischen Setzungen nach 2030 wird auch im Szenario KSP bis zum Jahr 2050 ein Anteil von rund 50 % an der mit Wärmepumpen beheizten Wohnfläche erreicht.

Abbildung 174: Szenarienvergleich: Anteile elektrischer Wärmepumpen an der Gebäudewärmeversorgung

2016 bis 2050, in Prozent



Quelle: eigene Berechnung

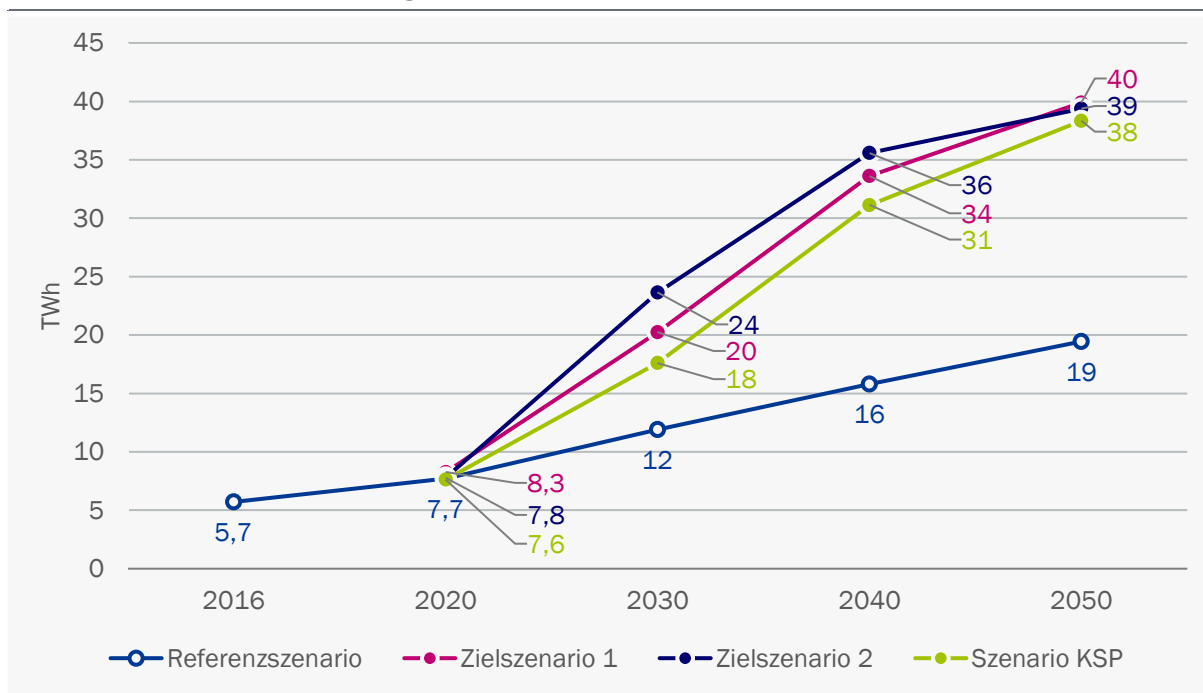
Auch bei den Nichtwohngebäude nimmt die Bedeutung der Wärmepumpen für die Gebäudeversorgung in allen Szenarien zu. Im Referenzszenario steigt der Anteil von unter 1 % im Jahr 2016 auf 3 % im Jahr 2030 und bis 2050 weiter auf 10 %. In den ersten beiden Zielszenarien erfolgt der Hochlauf deutlich ambitionierter. Vor allem im Zeitraum zwischen den Jahren 2016 und 2030 bewirken die unterstellten Maßnahmen eine deutliche Steigerung der mittleren jährlichen Zuwachsraten. Dies spiegelt sich in entsprechend höheren Anteilen der Wärmepumpen an der Wärmeversorgung von Nichtwohngebäuden wider. Im ersten Zielszenario liegen die Anteile mit 8 % im Jahr 2030 und 28 % im Jahr 2050 um knapp das Dreifache höher als in der Referenzentwicklung. Im Zielszenario 2 erfolgt eine verstärkte Nutzung der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten Umweltwärme, um das im Vergleich zu den anderen Zielszenarien niedrigere Biomassepotenzial auszugleichen. Dies hat zur Folge, dass der Anteil bereits im Jahr 2030 auf 16 % ansteigt und mit 34 % im Jahr 2050 auch langfristig ein höheres Niveau erreicht. Im Szenario KSP wird ein deutlich größerer Anteil der Gebäude im GHD-Sektor durch den Einsatz von Biomassen mit Energie versorgt. Als Folge davon bleibt die Entwicklung des Wärmepumpenausbaus deutlich hinter jenen der ersten beiden Zielszenarien zurück. Im Jahr 2030 beträgt der Wärmepumpenanteil an der Wärmeversorgung von Nichtwohngebäuden 4 %, bis zum Jahr 2050 erhöht sich dieser aufgrund der strategischen Setzungen für den Zeitraum nach 2030 auf 16 %.

Der Stromverbrauch für den Betrieb der Wärmepumpen steigt im Referenzszenario von annähernd 6 TWh im Jahr 2016 bis zum Jahr 2050 auf 19 TWh (2030: 12 TWh). In den Zielszenarien erhöht sich der entsprechende Wert bis zum Jahr 2030 auf 18 bis 24 TWh und bis zum Jahr 2050 auf 38 bis 40 TWh. Der Stromverbrauch erhöht sich prozentual weniger stark als die mit Wärmepumpen versorgte Gebäudefläche. Dies ist auf den Anstieg des mittleren Jahresnutzungsgrads der Wärmepumpen zurückzuführen: Die Wärmepumpen werden technisch besser und effizienter (höherer Gütegrad). Zudem erlauben die besser gedämmten Gebäude auch im Altbestand zunehmend hohe Jahresnutzungsgrade. In den Zielszenarien werden langfristig bei Neubauten Jahresnutzungsgrade von über 5 erreicht, bei Anlagen im Gebäudebestand (Sanierungen) im Mittel von über 3,5. Sole-Wärmepumpen erreichen sowohl im Bestand als auch bei Neubauten höhere Nutzungsgrade als Luft-Wärmepumpen. Aufgrund der niedrigeren Investitionskosten werden jedoch mehrheitlich Luft-Wärmepumpen eingesetzt, insbesondere im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser. Der mittlere Jahresnutzungsgrad des Anlagenbestands erhöht sich so in den Zielszenarien von rund 3,1 im Jahr 2020 auf knapp 3,8 im Jahr 2050, bezogen auf die Erzeugung von Raumwärme. Für die Erzeugung von Warmwasser müssen höhere Vorlauftemperaturen erreicht werden, und auch die Verteil- und Speicherverluste sind in der Regel höher. Für die Erzeugung von Warmwasser wird aktuell ein mittlerer Jahresnutzungsgrad von 2,3 bis 2,5 unterstellt. Bis ins Jahr 2050 erhöht sich dieser in den Zielszenarien auf annähernd 3.

In den Szenarien wird ein zunehmender Anteil der elektrischen Wärmepumpen „flexibel“ gesteuert. Der Betrieb der Wärmepumpen wird durch Energieversorger dem Angebot an fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV angepasst. Als Speicher dienen dabei einerseits Warmwasserspeicher wie z. B. Pufferspeicher, andererseits wird auch die Masse der Gebäudehüllen als thermischer Speicher genutzt. Diese Speicher dienen nur dem kurzzeitigen Ausgleich. Aufgrund der hohen Anzahl an Wärmepumpenanlagen ergibt sich dennoch ein erhebliches Lastverschiebungspotenzial.

Abbildung 175: Szenarienvergleich: Stromverbrauch elektrischer Wärmepumpen

1990 bis 2050, Wohn- und Nichtwohngebäude, in TWh



Quelle: eigene Berechnung

8.2.4 Bruttostromverbrauch und Bruttostromerzeugung

Im Zielszenario 1 und im Szenario KSP liegt der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 mit rund 590 TWh etwa auf dem heutigen Niveau. In der Referenz liegt dieser etwa 15 TWh niedriger und verharrt bis 2050 auf diesem Niveau. Im Zielszenario 2 beträgt der Bruttostromverbrauch aufgrund der steigenden inländischen Produktion von grünem Wasserstoff im Jahr 2030 626 TWh und liegt damit rund 35 TWh über den ersten beiden genannten Szenarien. Bis 2050 steigt der Bruttostrombedarf dann im Zielszenario 1 auf knapp 650 TWh, im Zielszenario 2 und im Szenario KSP liegt er aufgrund eines höheren Verbrauchs in der Industrie und einer bis zu drei Mal so hohen inländischen Wasserstoffproduktionsmenge in Höhe von 68 bzw. 56 TWh insgesamt rund 100 bis 120 TWh über dem Zielszenario 1.

Eng an die Stromnachfrage gekoppelt ist in den Zielszenarien die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 176). Im Zielszenario 1 und im Szenario KSP steigt die Nettostromerzeugung aus Wind, Photovoltaik, Wasser, Geothermie und Bioenergie⁶³ von heute 237 TWh (2019) auf rund 365 bis 370 TWh. Im Zielszenario 2 ist aufgrund des höheren Stromverbrauchs im Jahr 2030 auch eine höhere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien notwendig, um den Stromsektor entsprechend der Ziele zu dekarbonisieren. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt hier bis 2030 auf 386 TWh.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt vor allem über einen starken Zubau von Photovoltaik. Im Vergleich zu heute muss sich die installierte Leistung mehr als verdoppeln. Um dieses zu erzielen, müssen – in Abhängigkeit der Lebensdauern der PV-Anlagen – jedes Jahr rund 6 bis 7

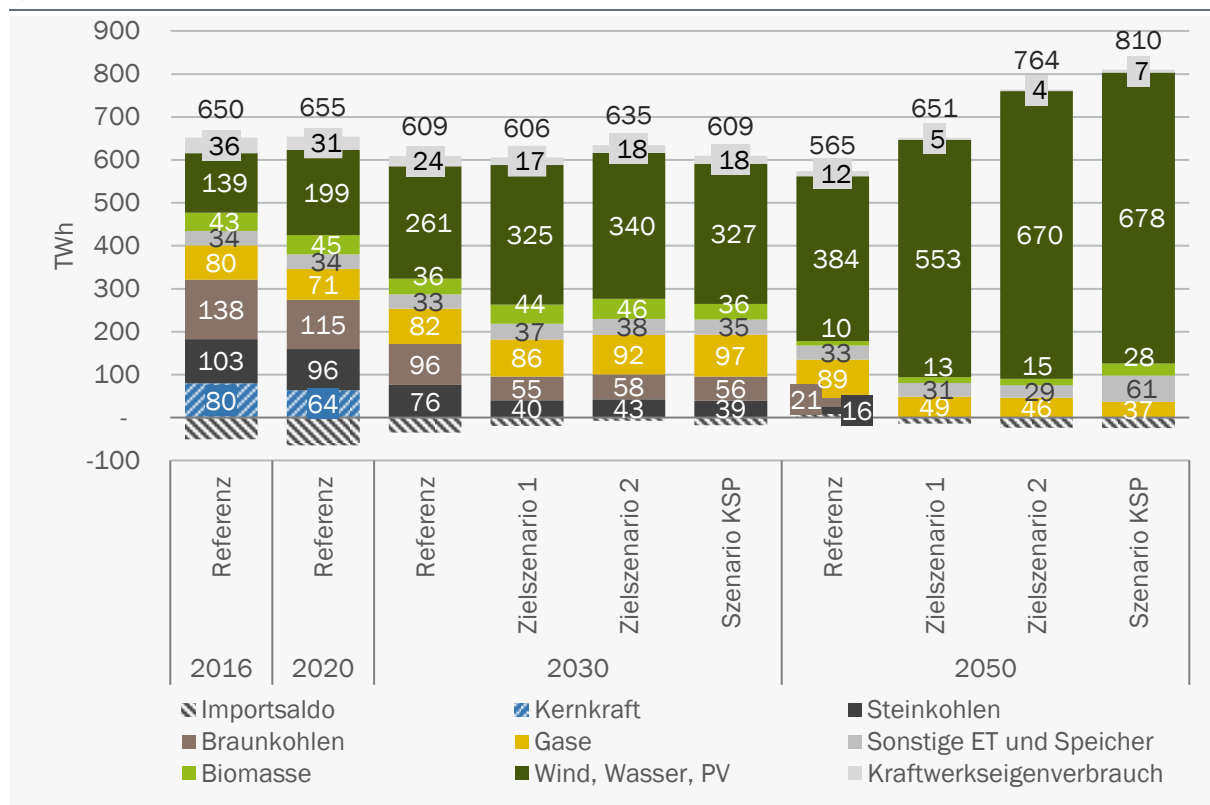
⁶³ exkl. biogenem Anteil des Abfalls (2019: 5 TWh). Bei der Berechnung der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wurde der biogene Anteil des Abfalls berücksichtigt.

GW brutto errichtet werden. Dieses liegt immer noch unter den Zubau starken Jahrgängen 2010 bis 2012, hier wurden im Mittel rund 8 GW p. a. installiert.

Bei Wind Offshore liegen die Zielszenarien 1 und 2 bei 17 GW. Im Szenario KSP basiert der Ausbau an Wind und Photovoltaik auf dem Zielbild, welches im Klimaschutzprogramm hinterlegt ist. Dieses strebt an, die Leistung von Wind Onshore von heute 53 GW (2019) auf bis zu 71 GW zu erhöhen. PV soll auf 98 GW ausgebaut werden. Das Ausbauziel von Wind Offshore für 2030 soll von 15 GW auf 20 GW angehoben werden. Im Referenzszenario wird unterstellt, dass die im EEG 2017 hinterlegten Ausbaukorridore weitestgehend umgesetzt werden. Es wurde eine Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte von 95 % angesetzt. Der Einsatz von Bioenergie ist in allen Szenarien rückläufig.

Abbildung 176: Szenarienvergleich: Stromerzeugung

2016 bis 2050, Nettostromerzeugung nach Energieträgern, Kraftwerkseigenverbrauch, Bruttostromerzeugung (Summe), in TWh



Die Nettostromerzeugung ist die Leistung, die von einem Kraftwerk ins Netz abgegeben wird. Zusammen mit dem Kraftwerkseigenverbrauch ergibt sie die Bruttostromerzeugung. Die Stromerzeugung nach Energieträgern ist hier – analog zu den Darstellungen in den einzelnen Szenariokapiteln – als Nettostromerzeugung angegeben. Die Summe ist als Bruttostromerzeugung angegeben. Gase: Erdgas, synthetische Gase (PtG) und Biomethan: im Szenario KSP und Zielszenario 1 beginnt um 2040 der Hochlaufpfad vom Einsatz strombasierten Energieträgern ins Erdgasnetz. Im Zielszenario 2 werden keine synthetischen Brennstoffe eingesetzt. Sonstige Energieträger (ET): Kuppelgase, Abfall (inkl. biogenem Anteil), Mineralöl, Sonstige. Biomasse: exkl. biogenem Anteil des Abfalls. Wasser: Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss.

Quelle: eigene Berechnung

In allen vier Szenarien wurde bis 2022 der Ausstieg aus der Kernenergie unterstellt. Bis 2038 erfolgt in den beiden Zielszenarien und im Szenario KSP der Ausstieg aus der Kohleverstromung. Die installierte Leistung an Kohlekapazitäten soll dafür bis 2030 auf insgesamt 17 GW reduziert werden. In den Zielszenarien 1 und 2 wurden der Pfad von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) umgesetzt. Das Szenario KSP setzt den im Referentenentwurf des Kohleausstiegsgesetz verankerten Pfad um. Die beiden Pfade unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich des Verhältnisses zwischen Braunkohlen- und Steinkohlekraftwerke nach 2030 und der Inbetriebnahme des Kohlekraftwerks Datteln 4. Im Referenzszenario hingegen gehen die letzten Kohlekraftwerke im Jahr 2050 vom Netz.

Die Zielszenarien 1 und 2 und das Szenario KSP unterscheiden sich bis 2050 neben dem Ausbau erneuerbaren Energien zusätzlich in der Frage, inwieweit 2050 noch eine reine Erdgasverstromung möglich ist, oder ob synthetische Brennstoff und Biomethan ins Erdgasnetz beigemischt werden. Im Szenario KSP wird im Jahr 2050 etwa die Hälfte des Brennstoffeinsatz in der Strom- und Fernwärmeerzeugung durch strombasierte Energieträger und Biomethan ersetzt. Gleiches gilt für das Zielszenario 1. Hintergrund der Beimischung ist, dass in beiden Szenarien die Nachfragesektoren, insbesondere Industrie, zu geringe Einsparungen vornehmen, um das Gesamtziel zu erreichen. In der Konsequenz muss der Stromsektor deutlich stärker die Treibhausgase mindern. Im Zielszenario 2 hingegen sind die Einsparungen in den Nachfragesektoren höher und folglich müssen im Umwandlungssektor keine teuren strombasierten Energieträger zum Einsatz kommen.

8.2.5 Biomasse

Den Szenarien wurden unterschiedliche Biomassepotenziale hinterlegt. In Zielszenario 1 und im Szenario KSP wurde von einem Gesamtpotenzial von 1.490 PJ ausgegangen, davon rund 350 PJ Importe (Kapitel 3.5). Dieses Potenzial steht grundsätzlich auch im Referenzszenario zur Verfügung. Im Zielszenario 2 wurde hingegen davon ausgegangen, dass nachwachsende Biorohstoffe nicht energetisch genutzt werden und auch keine solchen importiert werden. Dadurch ergibt sich ein geringeres Biomassepotenzial von 1.190 PJ. Der Einsatz der verfügbaren Biomasse nach Sektoren und Szenarien ist in Abbildung 177 dargestellt.

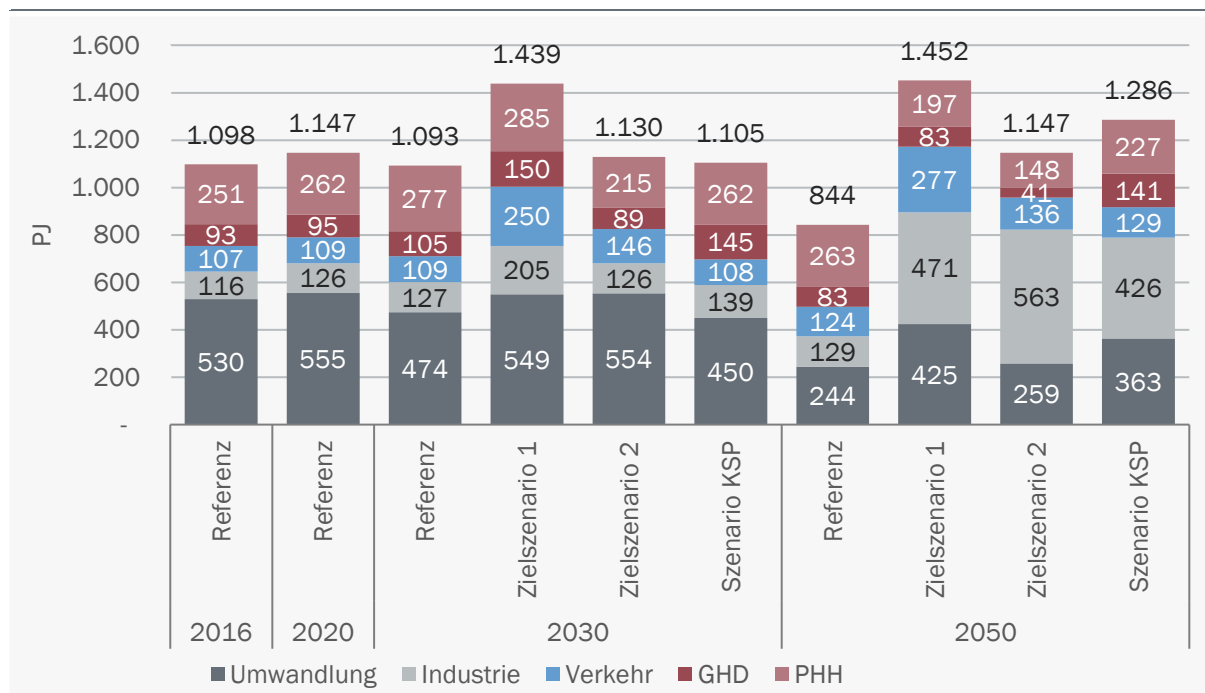
2016 wurden rund 1.100 PJ Biomasse energetisch genutzt, mehrheitlich im Umwandlungssektor zur Strom- und Wärmeerzeugung. Im Referenzszenario ist der Einsatz langfristig leicht rückläufig, im Jahr 2050 beträgt der Verbrauch noch rund 850 PJ (2030: 1.100 PJ).

Im Zielszenario 1 wird bereits bis 2030 der Biomasseeinsatz stark ausgebaut und die Potenzialgrenze annähernd erreicht. Der Anstieg entfällt insbesondere auf die Sektoren Industrie und Verkehr. Dies hängt in der Industrie mit der in diesem Szenario unterstellten Förderung zusammen. Für hohe Prozesstemperaturen wird Biomethan genutzt, für niedrigere Temperaturniveaus mehrheitlich feste Biomasse. Die Zunahme im Verkehrssektor ist hauptsächlich auf den Einsatz von Biomethan zurückzuführen. Langfristig wird rund die Hälfte der verfügbaren Biomasse in den Sektoren Verkehr und Industrie genutzt, während der Einsatz in Gebäuden und im Umwandlungssektor im Vergleich zum Jahr 2016 abnimmt.

Im Zielszenario 2 ist das Potenzial geringer, der Verbrauch kann nur geringfügig ansteigen. Bis zum Jahr 2030 ändert sich wenig gegenüber dem Biomasseeinsatz im Jahr 2016. Langfristig zeigt sich aber auch im Zielszenario 2 eine starke Verschiebung des Verbrauchs in den Industriesektor, sein Verbrauchsanteil steigt auf knapp 50 %. Im Gegensatz zum Zielszenario 1 wird im Verkehrssektor kaum auf Biomethan gesetzt. Der Einsatz in den Sektoren Gebäude (PHH, GHD) ist deutlich rückläufig.

Abbildung 177: Szenarienvergleich: Einsatz von Biomasse nach Sektoren

2016 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Im Szenario KSP nimmt bereits bis zum Jahr 2030 der Biomasseeinsatz im Umwandlungssektor deutlich ab (-80 PJ ggü. 2016). Im Sektor Private Haushalte und im Verkehrssektor verändert sich der Verbrauch gegenüber 2016 nicht wesentlich, während der Einsatz in den Sektoren GHD und Industrie leicht ansteigt. Im Zeitraum 2030 bis 2050 gewinnt insbesondere in der Industrie der Biomasseeinsatz stark an Bedeutung. Im Jahr 2050 entfallen je rund 30 % der energetisch genutzten Biomasse auf die Sektoren Industrie (33 %), Gebäude (29 %; inkl. Landwirtschaft) und Umwandlung (28 %). Der Anteil des Verkehrssektors bleibt bei rund 10 %. Das verfügbare Potenzial von 1.490 PJ wird bei einem Verbrauch von 1.286 PJ nicht vollständig ausgeschöpft.

Die Fokussierung des Biomasseeinsatzes auf größere Punktquellen in der Industrie und im Umwandlungssektor bietet die Option zukünftig Biomasse-CCS (BECCS) anzuwenden. Damit könnten negative Emissionen erzeugt und ambitionierte THG-Reduktionsziele erreicht werden. Im Rahmen dieser Zielszenarien wird diese Maßnahme nicht umgesetzt.

Damit Biogas in der Industrie genutzt werden kann, wird dezentral erzeugtes Biogas aufbereitet, gereinigt und in Biomethan umgewandelt. Biomethan hat im Gegensatz zu Biogas einen geringeren CO₂-Gehalt. Das aufbereitete Biomethan kann – sofern vorhanden – in das Gasnetz eingespeist und über das Gasnetz zu den Industriestandorten transportiert werden.

8.2.6 PtX und E-Fuels

In den Szenarien kommen unterschiedliche Mengen an strombasierten Energieträgern zum Einsatz, wobei nur die rein zusätzlichen strombasierten Mengen bilanziert werden. Bereits bestehende Produktionsmengen von Wasserstoff, sowohl fossilen Ursprungs als auch als

Nebenprodukt der Chlorproduktion, wurden nicht bilanziert. Im Referenzszenario erfolgt aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit gegenüber der konventionellen Wasserstoffherstellung keine Produktion strombasierter Energieträger. Die im Verkehrssektor nachgefragten Mengen an Wasserstoff werden daher im Referenzszenario konventionell, über Erdgasreformierung hergestellt.

In Abbildung 178 ist die Nachfrage nach strombasierten Energieträgern in den Szenarien beschrieben. In allen Szenarien werden maßgebliche Anteile der inländischen Nachfrage nach strombasierten Energieträgern durch Importe gedeckt. Strombasierte Kohlenwasserstoffe in Form von Methan oder PtL werden in allen Szenarien ausschließlich importiert. Die Gründe für den Import liegen einerseits in den vergleichsweise guten Transportmöglichkeiten von Methan und PtL und andererseits in der daraus resultierenden Belastung für das inländische Stromsystem, sofern die Produktion dieser Energieträger inländisch stattfinden würde. Entsprechend beinhaltet die inländische Produktion strombasierter Energieträger ausschließlich Wasserstoff, diese unterscheidet sich zwischen den drei Zielszenarien:

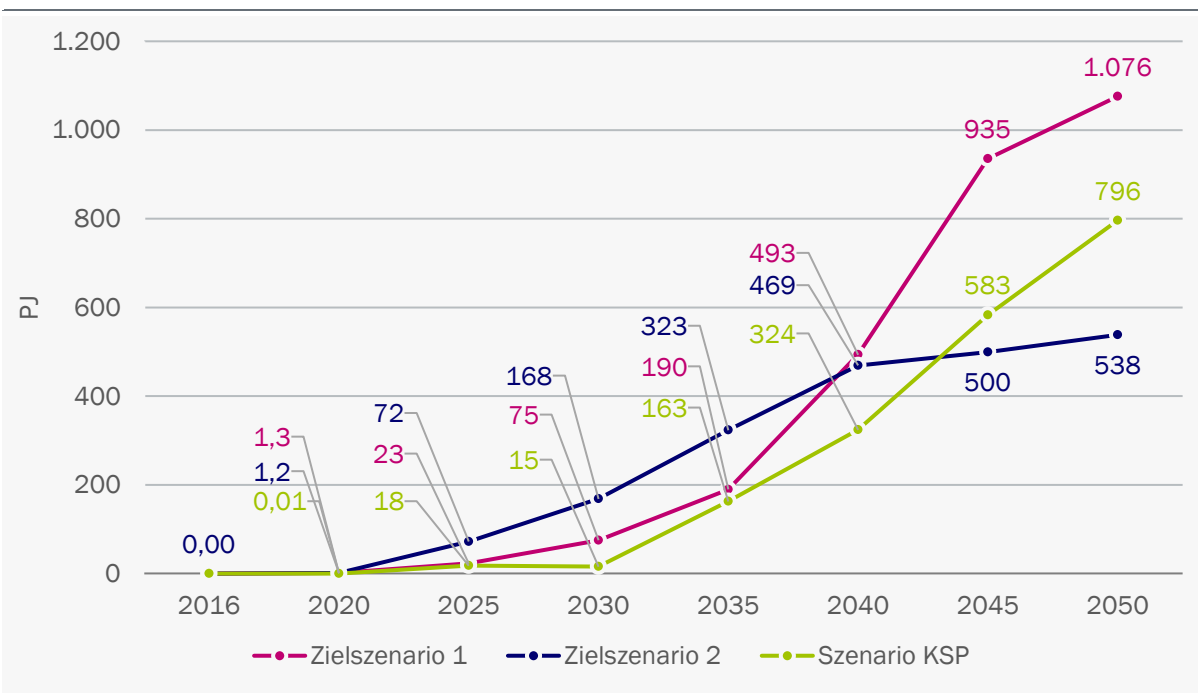
- Im Zielszenario 1 wird die Nachfrage nach Wasserstoff über den gesamten Szenariozeitraum vollständig inländisch gedeckt. Die nachgefragten Mengen an Wasserstoff liegen im Vergleich zu den anderen Szenarien jedoch auch deutlich tiefer.
- Im Zielszenario 2 liegt die Wasserstoffnachfrage deutlich höher, sodass 2030 nur rund 65% der Nachfrage über inländische Produktion gedeckt werden kann. Die Gründe für die Beschränkung liegen in den angebotsseitigen Restriktionen des Stromsystems, dass in dem Szenario keine höhere Produktion zulässt. Bis zum Jahr 2050 werden rund 75% der Wasserstoffnachfrage inländisch gedeckt.
- Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird bis 2030 strombasierter Wasserstoff ausschließlich für den Einsatz in Mineralölraffinerien produziert. Die weitere Nachfrage nach Wasserstoff wird im Verkehr über konventionellen erdgasbasierten Wasserstoff gedeckt und in der Industrie durch den Import von «blauem» Wasserstoff. Bis 2050 werden im Szenario mit Klimaschutz rund 80% der Wasserstoffnachfrage inländisch gedeckt.

In Abbildung 179 sind die inländisch produzierten Mengen an strombasiertem Wasserstoff in den drei Zielszenarien dargestellt.

Der Stromverbrauch zur inländischen Herstellung des Wasserstoffs im Szenario KSP liegt 2030 bei 7 TWh und 2050 bei 86 TWh. Die Strombedarfsmenge zur Wasserstoffherstellung im Zielszenario 1 liegt aufgrund der geringen Produktionsmengen tiefer (6 TWh 2030 und 35 TWh in 2050). Im Zielszenario 2 liegt der Strombedarf aufgrund der höheren Herstellungsmenge 2030 bei 27 TWh und 105 TWh 2050. Im nachfolgenden wird der Einsatz strombasierter Energieträger in den drei Zielszenarien beschrieben.

Abbildung 178: Szenarienvergleich: Nachfrage nach strombasierten Energieträgern

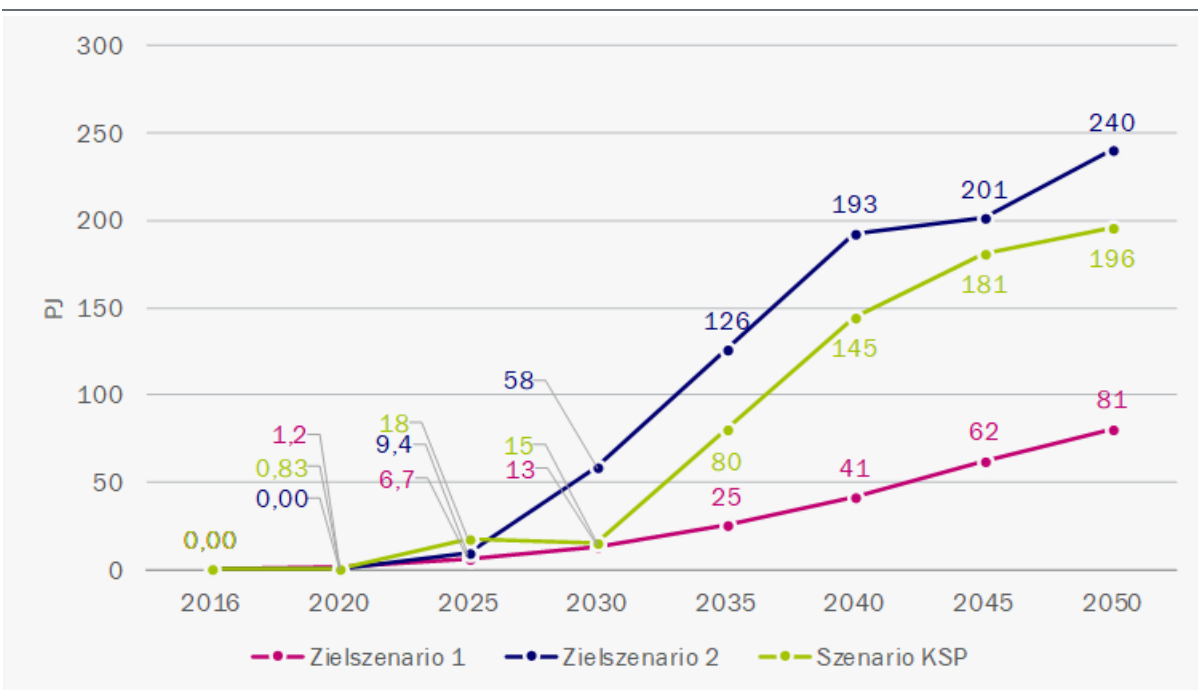
2016 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 179: Szenarienvergleich: inländische Erzeugungsmengen strombasierter Energieträger (ausschließlich Wasserstoff)

2016 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Zielszenario 1

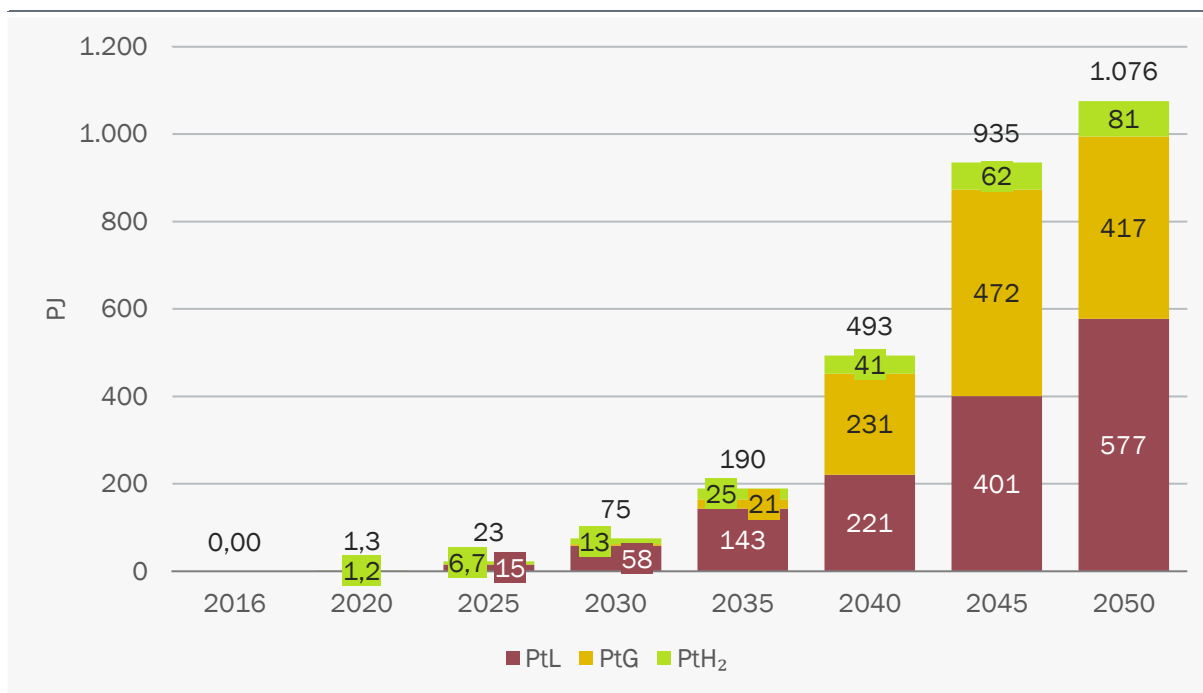
Im Zielszenario 1 kommen bereits 2030 relevante Mengen an strombasierten Energieträgern in der Größenordnung von 75 PJ zum Einsatz. Der überwiegende Anteil erfolgt in Form flüssiger strombasierter Kohlenwasserstoffe (PtL) mit einer Menge von 58 PJ (Abbildung 180). Eingesetzt werden diese Energieträger vor allen Dingen im Straßenverkehr. Hier werden bis 2030 auch 13PJ an strombasiertem Wasserstoff verbraucht. Geringfügige Mengen an strombasiertem Heizöl und Methan werden im GHD Sektor nachgefragt.

Nach 2030 beginnt der Hochlauf von PtL im von Deutschland ausgehenden Flugverkehr. Bis 2050 wird in diesem Bereich mit über 370 PJ der größte Anteil der Gesamtnachfrage an strombasierten Energieträgern von 1.039 PJ eingesetzt. Im Straßenverkehr kommen rund 200 PJ zum Einsatz, wovon 81 PJ in Form von strombasiertem Wasserstoff und die restlichen 119 PJ in Form von PtL erfolgen. Im Seeverkehr (sowohl national als auch international) werden bis 2050 ebenfalls rund 37 PJ an PtL eingesetzt, wobei der Hochlauf hier erst nach 2030 erfolgt.

Im Umwandlungssektor beginnt nach 2035 der Hochlauf von strombasierten Energieträgern. Hier wird ausschließlich strombasiertes Methan zu Verstromung und Fernwärmebereitstellung eingesetzt. Bis 2050 macht dieses Einsatzfeld rund 213 PJ aus. Im GHD Sektor werden weitere 122 PJ an strombasierten Energieträgern eingesetzt, wovon 85 PJ in Form von Methan und 7 PJ in Form von PtL zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Weitere 30 PJ kommen als PtL in der Landwirtschaft, der öffentlichen Verwaltung und dem bauwirtschaftlichen Verkehr zum Einsatz, welche dem GHD Sektor zugeordnet sind.

Abbildung 180: Zielszenario 1: Einsatzmengen strombasierter Energieträger

2016 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

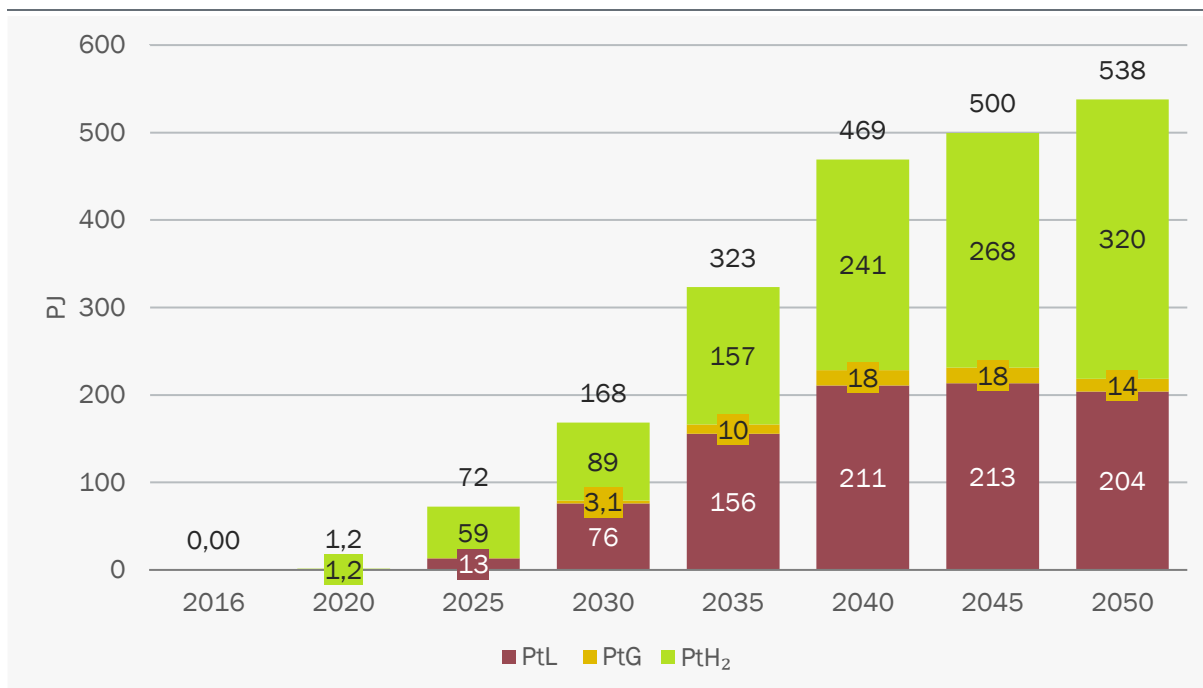
Zielszenario 2

Im Zielszenario 2 kommen bis 2030 im Vergleich zum Zielszenario 1 größere Mengen an strombasierten Energieträgern zum Einsatz. Der Unterschied besteht hauptsächlich im strombasierten Wasserstoff, der 2030 mit 89 PJ mehr als die Hälfte des Gesamtverbrauchs von 168 PJ an strombasierten Energieträgern ausmacht (Abbildung 181). Eingesetzt wird der Wasserstoff vor allen Dingen im Straßenverkehr (42 PJ) und in der Ammoniakherstellung des Industriesektors (47 PJ). Rund 50 PJ an PtL-Kraftstoffen werden bis 2030 im Straßenverkehr eingesetzt. 22 PJ an strombasiertem Kerosin verbraucht der Flugverkehr. Im Seeschiffverkehr werden mit 2 PJ nur geringe Mengen an PtL bis 2030 nachgefragt. Strombasiertes Methan kommt bis 2030 in geringfügigem Ausmaß von 3 PJ zum Einsatz und wird ebenfalls im Straßenverkehr eingesetzt.

Im Jahr 2050 liegt die Einsatzmenge an strombasierten Energieträgern mit rund 538 PJ ziemlich genau halb so hoch wie im Zielszenario 1. Rund 60% dieser Einsatzmenge macht strombasierter Wasserstoff mit rund 320 PJ aus. Dieser Wasserstoff wird vor allem im Straßenverkehr (165 PJ) sowie in der Stahl- (95 PJ) und der Ammoniakproduktion (60 PJ) eingesetzt. Strombasierte flüssige Kraftstoffe (PtL) werden vor allen Dingen im Flugverkehr (150 PJ) und im Straßenverkehr (35 PJ) eingesetzt. Geringere Mengen werden daneben noch in der Seeschifffahrt 15 PJ verbraucht. Strombasiertes Methan kommt nur in geringem Umfang (14 PJ) im Straßenverkehr zum Einsatz. Im Gegensatz zum Zielszenario 1 kommen im Zielszenario 2 keine strombasierten Energieträger im Umwandlungssektor zum Einsatz.

Abbildung 181: Zielszenario 2: Einsatzmengen strombasierter Energieträger

2016 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

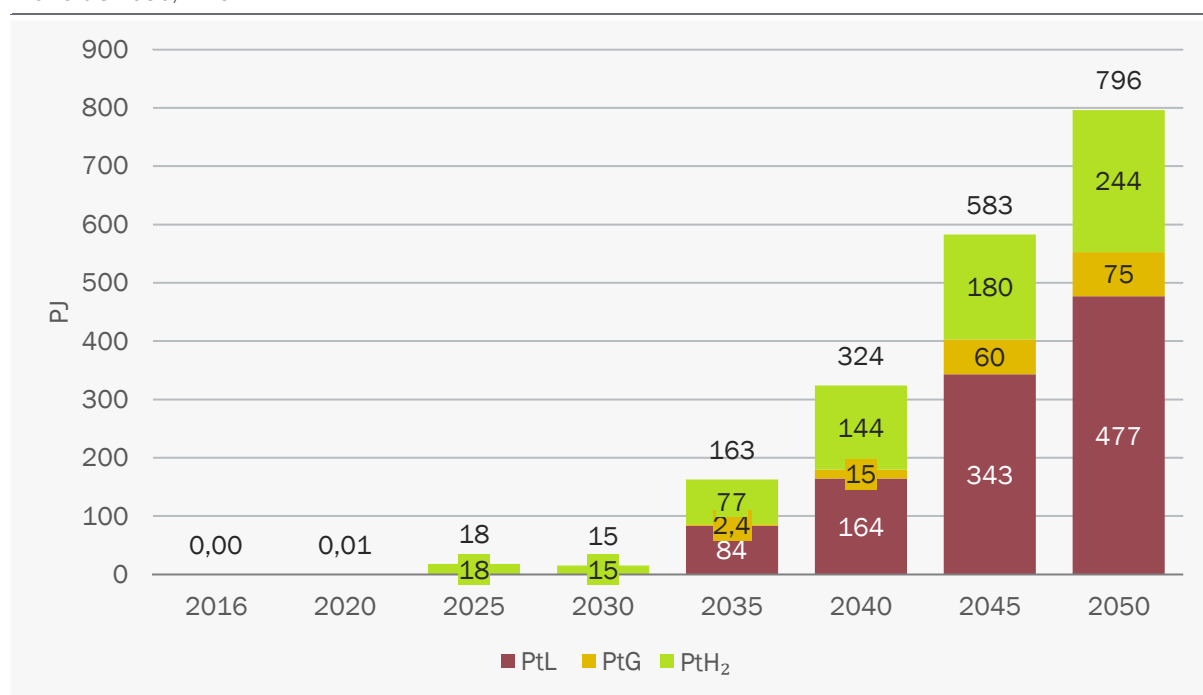
Szenario mit Klimaschutzprogramm

Bis 2030 kommen im Szenario KSP strombasierte Energieträger ausschließlich in Form von Wasserstoff in den Raffinerien zum Einsatz. Der Einsatz von strombasiertem Wasserstoff erfolgt in den Raffinerien über die nationale Umsetzung der RED II. Weitere Instrumente, die für einen zusätzlichen Anreiz von strombasierten Energieträgern bis 2030 sorgen könnten, bestehen nicht im berücksichtigten Instrumentenmix.

Neben den und in Abbildung 182 aufgeführten Mengen an strombasierten Energieträgern werden bis 2030 rund 13 PJ Wasserstoff im Straßenverkehr und 8 PJ Wasserstoff in der Ammoniakproduktion eingesetzt. Die Wasserstoffmengen im Verkehr werden aufgrund des mangelnden Instrumentariums weiter konventionell hergestellt. Für die 8 PJ in der Industrie wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um den Import von Treibhausgasarmen sogenannten „blauen Wasserstoff“ handelt.

Abbildung 182: Szenario KSP: Einsatzmengen strombasierter Energieträger

2016 bis 2050, in PJ



Quelle: eigene Berechnung

Bis 2050 werden annähernd 800 PJ an strombasierten Energieträgern eingesetzt. Über die Hälfte davon (477 PJ) erfolgt in Form PtL. Dieses PtL wird vorwiegend im Flugverkehr verbraucht (341 PJ), aber auch im Straßenverkehr kommen 118 PJ zum Einsatz. Geringere Mengen an PtL (9 PJ) werden jeweils GHD Sektor und den Privaten Haushalten zur Wärmebereitstellung genutzt. Wasserstoff kommt bis 2050 insgesamt mit 244 PJ zum Einsatz. Hiervon entfallen 155 PJ auf die Ammoniak- und Stahlproduktion sowie 85 PJ auf den Straßenverkehr. Geringe Mengen von rund 4 PJ werden weiterhin in den verbleibenden Raffinerien eingesetzt. Strombasiertes Methan wird in einer Größenordnung von 75 PJ im Jahr 2050 verbraucht. Die Einsatzfelder liegen im GHD Sektor (39 PJ) und den Privaten Haushalten (26 PJ) wo das Methan in verbleibenden Gasheizungen

zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Daneben werden noch rund 10 PJ im Straßenverkehr nachgefragt.

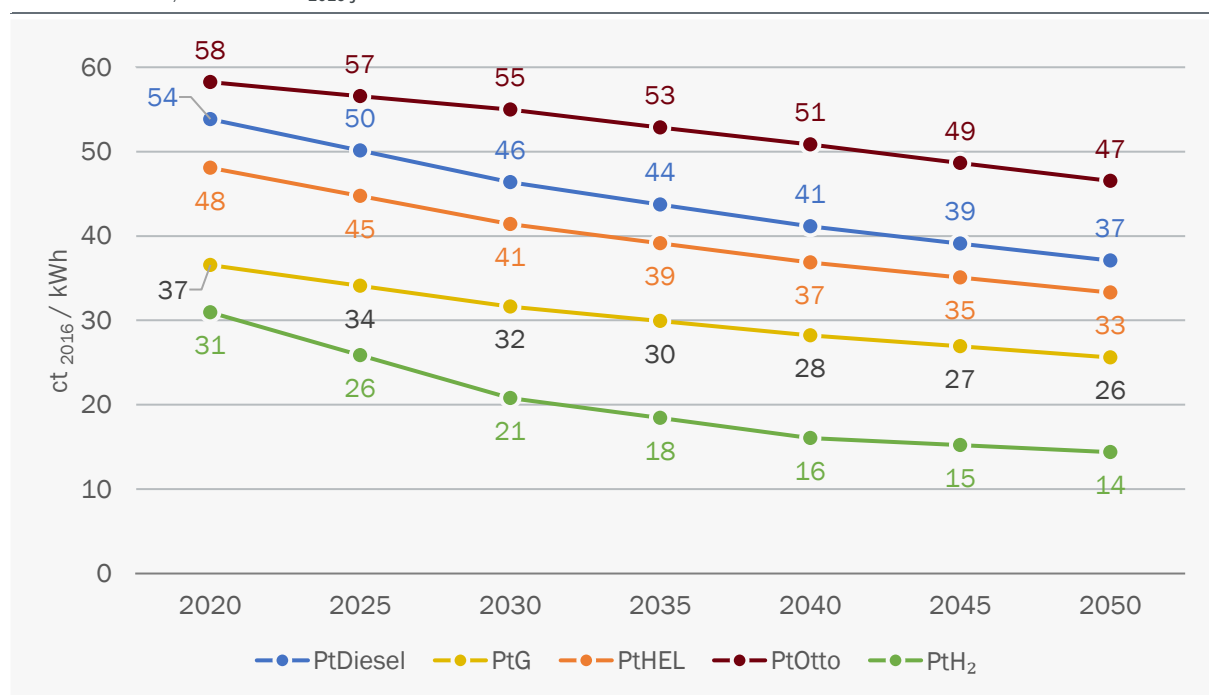
Preisentwicklung strombasierter Energieträger

Die Basis für die in allen Szenarien unterstellte Preisentwicklung bildet die detaillierte Analyse des separaten Projektes „Kosten und Transformationspfade strombasierter Energieträger“. Innerhalb des Projektes wurden die vollständige Prozesskette unterschiedlicher strombasierter Energieträger analysiert und kostenseitig bewertet. Hieraus ergeben sich sowohl Preise für strombasierten Wasserstoff als auch für unterschiedliche Herstellungspfade strombasierter flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe.

Die in Abbildung 183 dargestellten Werte beinhalten alle relevanten Kostengruppen für strombasierte Energieträger. Neben den Kosten für Herstellung, Verteilung und Vertrieb sind in den Kosten auch die relevante Energie- und Mehrwertsteuer berücksichtigt. Der hier dargestellte Abnahmefall bezieht sich auf einen typischen Haushaltskunden. Für alle Energieträger wurde im Vergleich zu heute eine gleichbleibende Gesetzgebung hinsichtlich der Besteuerung unterstellt.

Abbildung 183: Endverbraucherpreise strombasierter Energieträger

2020 bis 2050, in Euro-Cent₂₀₁₆ je Kilowattstunde



Quelle: Prognos (2020b)

8.2.7 Wasserstoff

Der Einsatz sowie die Erzeugung von Wasserstoff, differenziert nach Jahren, Szenarien und Sektoren, sind in Tabelle 56 dargestellt. Die darin ausgewiesenen Werte weichen von denen der Szenariokapiteln ab. Grund dafür ist, dass hier konsequent der gesamte Wasserstoff bilanziert wird. In der Energiebilanz wird Wasserstoff derzeit nicht aufgeführt – weder der zu geringen Teilen

energetisch genutzte, noch der in weitaus größerem Umfang stofflich genutzte Wasserstoff. Deshalb ist der im Energiesystem eingesetzte und konventionell hergestellte Wasserstoff nicht Gegenstand der Modellierung. Er wird anhand einer detaillierten Wasserstoffbilanz nachgetragen, um die tatsächliche Wasserstoffnutzung sowie -erzeugung zu vervollständigen.

Tabelle 56: Wasserstoffnutzung und -erzeugung nach Szenarien und Sektoren

Stichjahre 2016, 2030 und 2050; EEV und NEV; in PJ

	2016	REF			ZS1		ZS2		KSP	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	
Nutzung	195	187	166	175	191	206	381	211	293	
Industrie	93	90	90	90	90	92	187	100	187	
Grundstoffchemie	93	89	89	89	89	91	91	91	91	
Eisenerzeugung*	1	1	1	1	1	1	96	9	96	
Straßenverkehr	0	5	13	13	81	42	165	13	85	
Mineralölverarbeitung	102	91	63	72	20	72	30	97	21	
inländische Erzeugung	195	185	155	173	172	185	276	190	235	
Wasser-Elektrolyse	0	0	0	13	81	58	240	15	196	
Chlor-Alkali-Elektrolyse	17	15	5	15	5	15	5	15	5	
Dampfreformierung	120	116	101	95	54	77	33	104	29	
sonstige Verfahren [§]	87	82	72	75	57	63	38	79	41	
Verluste / stat. Differenzen [#]	-29	-27	-23	-26	-26	-27	-41	-28	-35	
<i>Anteil strombasierter H₂</i>	9 %	8 %	3 %	16 %	50 %	40 %	89 %	19 %	85 %	
Import	0	1	11	2	19	21	105	20	57	
<i>Eigendeckungsquote</i>	100 %	99 %	94 %	99 %	90 %	90 %	72 %	90 %	80 %	

^{*)} ohne den Wasserstoff im Synthesegas bei DRI-CH₄ (Zielszenario 2 und Szenario KSP)

^{§)} katalytische Reformierung, Rückstandsvergasung, Pyrolyse, Dehydrierung

^{#)} rund 10 % Verluste bei der Erzeugung durch Aufbereitung, Transport und Speicherung

Hinweis: Neben dem energetisch genutzten Wasserstoff wird auch der stofflich genutzte Wasserstoff mitbilanziert.

Quelle: eigene Berechnung

Größter Wasserstoffnutzer war 2016 die Mineralölverarbeitung. Mit sinkendem Bedarf an Kraftstoffen geht der Wasserstoffbedarf zurück, auf 63 PJ (Referenzszenario) bzw. 21 PJ (Szenario KSP) im Jahr 2050 (91 PJ bzw. 97 PJ 2030). Die Grundstoffchemie hat in allen Szenarien und über alle Jahre hinweg einen nahezu konstanten Wasserstoffverbrauch von rund 90 PJ, weil Ammoniak und Methanol, deren Herstellung nahezu den gesamten Wasserstoffbedarf in der Grundstoffchemie bestimmt, in weitgehend gleicher Menge produziert werden. Der Wasserstoffbedarf in der Eisenerzeugung steigt im Zielszenario 2 und im Szenario KSP mit der Einführung der Direktreduktion auf Wasserstoffbasis (DRI-H₂) signifikant an, von 1 PJ 2016 (dies ist Wasserstoff, der dem Hochofen zugeführt wird) über 9 PJ 2030 auf 96 PJ 2050. Dann stammen 25 % des erzeugten Eisens aus dem DRI-H₂-Verfahren (Abbildung 126), 18 % aus dem DRI-CH₄-Verfahren, 13 %

aus dem Hochofen sowie 44 % aus der Verwertung von Schrott. Im Straßenverkehr fahren zukünftig deutlich mehr Brennstoffzellenfahrzeuge. Deren Wasserstoffbedarf beträgt 2030 13 PJ und 2050 85 PJ (Szenario KSP). Insgesamt werden im Szenario KSP im Jahr 2050 293 PJ Wasserstoff eingesetzt (2030 sind es 211 PJ).

Auf der Erzeugungsseite sind die konventionellen Herstellungsverfahren wie z. B. Dampfreformierung und Rückstandsvergasung, bei denen ausschließlich „grauer“ (aus fossilen Energieträgern stammender) Wasserstoff entsteht, rückläufig, von 207 PJ 2016 über 182 PJ 2030 auf 69 PJ 2050 (Summe aus Dampfreformierung und sonstigen Verfahren) im Szenario KSP. Treiber dieser Veränderung ist die komplette Produktionsumstellung von Ammoniak auf elektrolytisch hergestellten Wasserstoff bis 2050. Da ebenfalls Elektrolysekapazitäten für die DRI-H₂-Stahlerzeugung aufgestockt werden, nimmt diese von 17 PJ 2016 (nahezu komplett Chlor-Alkali-Elektrolyse) über 35 PJ 2030 auf 201 PJ 2050 zu. Davon stammen 2050 nur noch 5 PJ aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse und der weitaus größte Teil von 196 PJ aus der Wasser-Elektrolyse (z. B. PEM-Elektrolyse). Rund 10 % der erzeugten Menge gehen durch Aufbereitung, Transport und Speicherung des Wasserstoffs verloren. Im Szenario KSP müssen 2030 20 PJ und 2050 57 PJ strombasierter Wasserstoff importiert werden, um den inländischen Bedarf zu decken. Insgesamt werden 2050 im Szenario KSP 235 PJ an Wasserstoff inländisch erzeugt (2030 sind es 190 PJ). Dies entspricht einer Eigendeckungsquote von 80 % (2030: 90 %). Für die 196 PJ Wasserstoff aus Wasser-Elektrolyseuren im Jahr 2050 werden 308 PJ (86 TWh) Strom benötigt (2030: 25 PJ bzw. 7 TWh für 15 PJ H₂). Bei unterstellten 4.000 Vollbenutzungsstunden werden im Jahr 2030 1,7 GW und im Jahr 2050 21,4 GW an Elektrolysekapazität für die Wasserstoffproduktion benötigt.

Abgleich mit der Wasserstoffstrategie

Die Bundesregierung hat 2020 eine nationale Wasserstoffstrategie (NWS; Bundesregierung 2020) vorgelegt, die „grünen“ Wasserstoff im Energiesystem etablieren soll. Ausgangspunkt ist das langfristige Ziel der Klimaneutralität im Einklang mit den Zielen des Übereinkommens von Paris. Dafür wird eine saubere, sichere und bezahlbare Energieversorgung angestrebt, in welcher Wasserstoff in seiner klimaneutralen Form („grün“) eine Schlüsselrolle zukommt. Die Vorteile von Wasserstoff sind:

- Wasserstoff ist ein vielfältig einsetzbarer Energieträger (Brennstoffzelle, Mobilität, stationäre Wärmezeugung, Energiespeicher) und damit ein wesentliches Element der Sektorkopplung,
- Grüner Wasserstoff und seine Folgeprodukte bieten neue Dekarbonisierungspfade
- Wasserstoff wird als Grundstoff schon heute in der Grundstoffchemie eingesetzt
- Grüner Wasserstoff kann weitere Produktionsprozesse in der Industrie dekarbonisieren, für die nach derzeitigem Stand der Technik keine anderen Dekarbonisierungstechnologien zur Verfügung stehen (insb. bei der Stahlerzeugung)
- Wasserstoff erlaubt eine Erweiterung von Wertschöpfungsketten (CCU von CO₂ mittels H₂)

Damit werden Wasserstofftechnologien und darauf aufbauend alternative Energieträger integraler Bestandteil der Energiewende. Allerdings werden die voraussichtlich benötigten großen Mengen an grünem Wasserstoff nur zum Teil im Inland produziert werden können. Ausgehend von den derzeit 55 TWh (200 PJ) weitgehend stofflich genutzten Wasserstoffs schätzt die NWS den Wasserstoffbedarf 2030 auf rund 100 TWh (360 PJ) – davon 14 TWh (50 PJ) inländisch hergestellter grüner Wasserstoff (bei einer Gesamtleistung der Elektrolyseure von bis zu 5 GW und 4.000 Volllaststunden). Der bestehende, relativ große Importbedarf erfordert eine enge internationale Zusammenarbeit, insbesondere auf EU-Ebene. Im Szenario KSP konnte die erst danach verabschiedete NWS nicht mehr berücksichtigt werden. Der Bedarf an Wasserstoff 2030 liegt in diesem Szenario bei 215 PJ. Das ist weniger als der Bedarf der NWS (360 PJ). Den Wegfall der

konventionellen Erzeugungskapazität kompensiert der Zubau von PEM-Elektrolyseuren; den gegenüber 2016 geringfügigen Mehrbedarf decken zusätzliche Importe. Allerdings erfüllt das Szenario KSP nicht das THG-Ziel 2030. Ein ambitionierterer Wasserstoffeinsatz ist eine Option, zusätzliche THG-Emissionen im Inland einzusparen. Voraussetzung ist, dass der Wasserstoff importiert oder aus Erneuerbaren-Strom hergestellt wird.

Die NWS bezieht die Technologien und Rahmenbedingungen der kompletten H₂-Produktionskette ein: Erzeugung, Speicherung, Infrastruktur, Transport und Verwendung. Die bereits bestehenden Programme zur Förderung von Wasserstoff, darunter das „Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ und „Reallabore der Energiewende“, werden ergänzt durch zusätzliche Maßnahmen. Diese wirken vorrangig in denjenigen Anwendungsfeldern, die als zielführend bzw. notwendig zur Erreichung der Klimaneutralität erachtet werden. Diese Anwendungsfelder sind:

- inländische Erzeugung grünen Wasserstoffs
 - verbessern der Rahmenbedingungen (CO₂-Bepreisung, anpassen staatlich induzierter Preisbestandteile)
 - Förderung für Elektrolyseure
 - verstärkter Ausbau von Offshore-Windkraft
- schwer zu dekarbonisierende Industrieprozesse (insbesondere Stahl- und Chemieindustrie)
 - fördern von Differenzkosten bei der Umstellung in Grundstoffindustrien und dem Betrieb von Elektrolyseuren (Hintergrund ist, dass die Mehrkosten (CAPEX und OPEX) in CO₂-freie Technologien aufgrund der internationalen Wettbewerbssituation nicht vollständig an den Kunden weitergegeben werden können)
 - stärken der Nachfrage nach emissionsfreien Produkten
 - entwickeln von Dialogformaten für langfristige Dekarbonisierungsstrategien auf der Basis von Wasserstoff
- bestimmte Bereiche des Verkehrs
 - grüner Wasserstoff bei der Kraftstoffherstellung und als Alternative zu konventionellen Kraftstoffen einsetzen
 - Tankinfrastruktur ausbauen
 - F&E an Brennstoffzellen in Nutzfahrzeugen intensivieren
- längerfristig auch Teile des Wärmemarktes
 - Förderung der Anschaffung hocheffizienter Brennstoffzellenheizgeräte

Im Vergleich mit dem Szenario KSP weist diese Auflistung eine große Übereinstimmung mit den dort getroffenen bzw. berechneten neuen Wasserstoffverbrauchern. So sind im Szenario KSP die beiden Industriebranchen Stahlerzeugung und Grundstoffchemie sowie der Straßenverkehr die wesentlichen Verbraucher des zusätzlichen grünen Wasserstoffs. Der Wärmemarkt fragt im Szenario KSP hingegen keinen Wasserstoff nach, weil im Gebäudesektor ausreichend Wärmepumpen, Wärmenetze, Solarthermie und Biomasse zur Erreichung der Ziele vorhanden sind.

Einhergehend mit den oben genannten Anwendungsfeldern wird in der NWS zum einen auch die für den Einsatz von Wasserstoff im Energiesystem notwendige Infrastruktur adressiert, insbesondere werden eine Umwidmung von ausgedienten Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport sowie eine intensivierte Forschung und Entwicklung propagiert. Zum anderen sieht die NWS Handlungsbedarf auf internationaler bzw. europäischer Ebene: Außenwirtschaftliche Partnerschaften sind erforderlich, um einen zukünftigen grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt mit einem schnellen Markthochlauf für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff voranbringen. In diesem Wasserstoffmarkt wird der deutschen Industrie eine „hervorragende Voraussetzung

[zugesprochen], zum Treiber beim Markthochlauf von Wasserstoff sowie zum internationalen Vorreiter für Wasserstofftechnologien zu werden“.

8.2.8 Vergleich der Indikatoren zum sektoralen Anteil erneuerbarer Energien

Die Anteile erneuerbarer Energien an dem Gesamtenergieverbrauch sowie den Verbrauchsdimensionen Strom, Verkehr und Wärme dienen als Indikatoren für die Fortschrittsbewertung der Energiewende. In den folgenden Abbildung 184 und Abbildung 185 sind die Ergebnisse der vier Szenarienrechnungen gegenübergestellt.

In Abbildung 184 werden die Anteile erneuerbarer Energien an den Verbrauchsdimensionen Strom, Wärme und Verkehr dargestellt. Das linke Diagramm zeigt einen deutlichen Anstieg des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs in den Zielszenarien gegenüber der Referenzentwicklung. Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt in den Zielszenarien ähnlich und ist vor allem auf den Ausbau der Windenergie (ab nach 2030 primär im Offshore-Bereich) und der Photovoltaik zurückzuführen. Im Jahr 2030 liegen die EE-Anteile in den Zielszenarien 10 – 11 Prozentpunkte über dem Referenzwert. Im Jahr 2050 ist der EE-Anteil von 89 % im Zielszenario 1 rund 4 %-Punkte niedriger als im Zielszenario 2 und im Szenario mit KSP, was vor allem auf die etwas schwächere Entwicklung des Ausbaus von Photovoltaikanlagen zurückgeht. Gegenüber der Referenzentwicklung ist er um 19 %-Punkte höher (Zielszenario 2, Szenario KSP: +23 %-Punkte).

Der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch ist in dem mittleren Diagramm aufgezeigt. Auch hier zeigen sich nur geringe Unterschiede im Hochlauf zwischen den Zielszenarien. Im Jahr 2030 sind die EE-Anteile im Zielszenario 1 höher als in den anderen beiden Zielszenarien. Obgleich der Rückgang der fossilen Energieträger im Zielszenario 2 stärker ausfällt, liegt der EE-Anteil um 3 Prozentpunkte unter dem Zielszenario 1. Dies ist dadurch begründet, dass im Zielszenario 2 ein deutlich größerer Teil der beheizten Flächen durch Wärmepumpen abgedeckt werden, bei denen der Stromteil definitionsgemäß nicht in den Wärme-Indikator eingeht. Zudem wird im Zielszenario 1 der Raumwärmeverbrauch leicht stärker reduziert als im Zielszenario 2. Der EE-Anteil im Szenario mit KSP ist mit 24 % ebenfalls niedriger als im Zielszenario 1, da hier der Rückgang fossiler Energieträger weniger stark ausfällt. In den Jahren nach 2030 steigt der EE-Anteil im Zielszenario 1 weniger stark an und liegt im Jahr 2050 rund 4 Prozentpunkte tiefer als in den anderen beiden Zielszenarien. Dies ist hauptsächlich auf die leicht schwächere Durchdringung mit elektrischen Wärmepumpen als im Zielszenario 2 und den etwas geringeren EE-Anteil bei der Fernwärmeerzeugung zurückzuführen. Gegenüber der Referenzentwicklung zeigt sich bis 2030 eine moderate Zunahme um 5 – 9 %-Punkte im Jahr 2030, die sich langfristig verstärkt. Im Jahr 2050 sind die EE-Anteile in den Zielszenarien um 38 – 42 %-Punkte höher als in der Referenz.

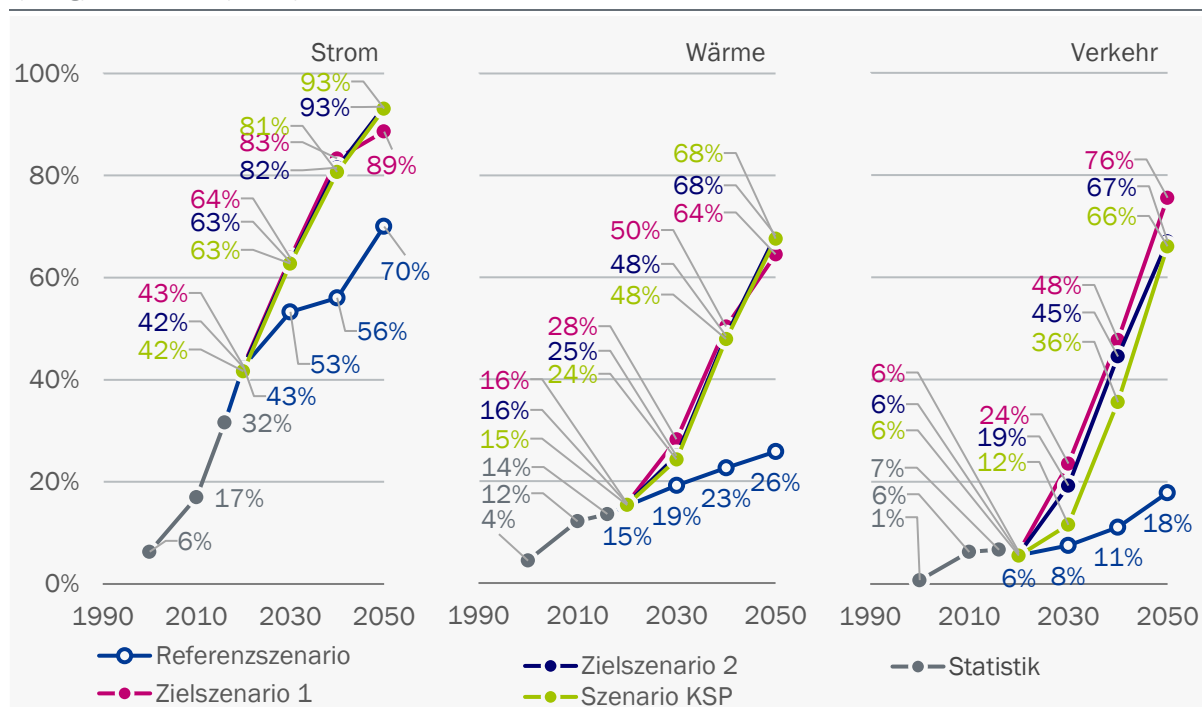
Bei der Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien im Verkehr, die in dem rechten Diagramm dargestellt ist, zeigen sich unter den Szenarien deutlicherer Unterschiede. Die EE-Anteile sind im Zielszenario 1 durchgängig höher als in den anderen Zielszenarien. Im Jahr 2030 beträgt die Differenz 5 %-Punkte zum Zielszenario 2 und steigt bis 2050 weiter auf 9 %-Punkte. Gegenüber dem Szenario mit KSP ist der Unterschied im Jahr 2030 mit 12 %-Punkten größer, verringert sich bis zum Jahr 2050 jedoch auf 10 %-Punkte. Die Hauptursachen für die höheren EE-Anteile liegen in dem verstärkten Einsatz biogener Treibstoffe, insbesondere von Biogas im Verkehrsbe-
reich sowie einer stärkeren Verbreitung der Elektromobilität – auch im Straßengüterverkehr durch Oberleitungs-Lkw. Im Zielszenario 2 sind die Biomassepotenziale insgesamt geringer und ein größerer Teil der Biogaspotenziale wird anderen Sektoren alloziert. Im Gegensatz zu den anderen beiden Zielszenarien erfolgt der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Szenario mit KSP erst nach 2030 in signifikanter Weise. Die Entwicklung der biogenen Treibstoffe mit Ausnahme der

biogenen Flugturbinenkraftstoffe erfolgt hierbei in ähnlicher Form wie im Zielszenario 2. Gegenüber der Referenzentwicklung ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr in den Zielszenarien 1 und 2 um über 10 % und im Szenario KSP um 4 %-Punkte höher. Bis zum Jahr 2050 steigt diese Differenz an auf 48 – 58 %-Punkte.

In Abbildung 185 ist der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch dargestellt. Die jeweiligen Hochlaufpfade der Szenarien unterscheiden sich aufgrund der oben beschriebenen unterschiedlichen Entwicklungen in den Verbrauchsdimensionen Strom, Wärme und Verkehr. Im Jahr 2030 beträgt der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch im Szenario mit KSP 31 % und ist somit niedriger als im Zielszenario 1 (36 %) und im Zielszenario 2 (34 %). Dies geht auf die niedrigeren EE-Anteile im Wärme- und Verkehrsbereich zurück. Zielszenario 1 weist im Jahr 2030 in allen Bereichen die höchsten EE-Anteile auf. Dies ändert sich um das Jahr 2040, in dem die EE-Anteile im Strom- und Wärmebereich der anderen Zielszenarien jede von Zielszenario 1 übersteigen. Infolgedessen liegt dessen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2050 mit 78 % unter dem Wert von Zielszenario 2 (83 %) und dem Szenario mit KSP (83 %). Die EE-Anteile der Zielszenarien liegen im Jahr 2030 um 7 – 12 %-Punkte über der Referenzentwicklung. Bis zum Jahr 2050 steigt die Differenz auf 43 – 48 -Punkte.

Abbildung 184: Szenarienvergleich: EE-Anteile im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor

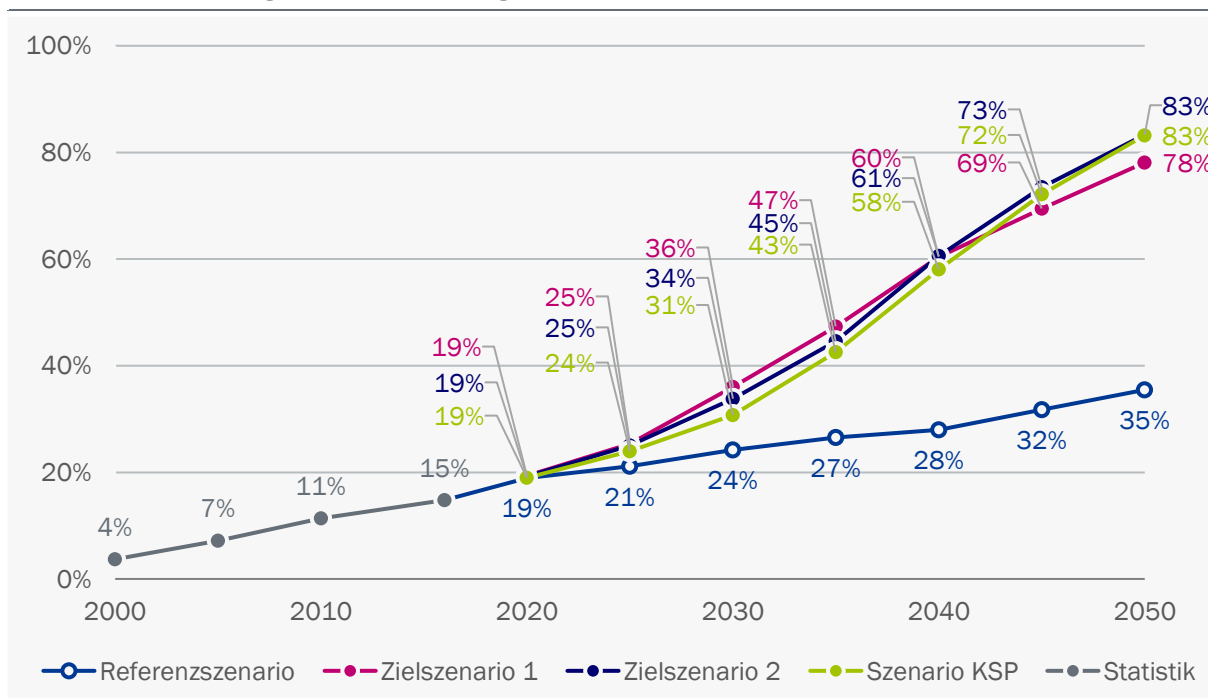
Anteile an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (links) sowie dem Bruttoendenergieverbrauch für Wärme (mittig) und Verkehr (rechts)



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 185: Szenarienvergleich: EE-Anteile des Bruttoendenergieverbrauchs

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch



Quelle: eigene Berechnung

8.2.9 Vergleich ausgewählter Industriebranchen

Dieses Kapitel beschreibt die Entwicklungen der drei Branchen Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen, Zement und Grundstoffchemie. Diese Branchen gehören zur Grundstoffindustrie und emittieren bei der Herstellung der Grundstoffe anteilig die meisten THG der Industrie (Tabelle 57). Es wird anhand der Anteile für das Referenzszenario deutlich, dass die Grundstoffindustrie (hier und im Weiteren äquivalent zu den genannten drei Branchen genannt) schwerer zu dekarbonisieren ist als die restlichen Branchen. Der Anteil der Grundstoffindustrie steigt im Referenzszenario zwischen 2016 und 2050 von 55 % auf 68 %. Wenn die Transformation auf THG-freie oder -arme Produktionstechnologien unterbleibt und stattdessen weiterhin konventionelle Technologien eingesetzt werden, resultiert dies in einem THG-Sockel, welcher nicht wesentlich gegenüber dem heutigen Niveau reduziert werden kann. Insbesondere ist dieser Umstand am Stahlanteil in Zielszenario 1 zu erkennen: In diesem Szenario bleiben sämtliche Hochöfen der Stahlerzeugung bestehen, während alle anderen Branchen ambitionierte Technologiepfade beschreiten. Im Resultat emittiert die Stahlerzeugung 2050 58 % der verbleibenden THG-Emissionen der Industrie.

Die THG-Emissionen unterteilt nach Emissionen des direkten Energieträgereinsatzes, Emissionen aus der Stromerzeugung in Industriekraftwerken und prozessbedingten Emissionen sowie der Endenergieverbrauch nach Energieträgern sind auf Branchenebene in Abbildung 186, Abbildung 187 und Abbildung 188 für alle vier Szenarien dargestellt. So lassen sich die emissionsrelevantesten Branchen detailliert betrachten.

Tabelle 57: Anteile ausgewählter Branchen an den THG-Emissionen in der Industrie

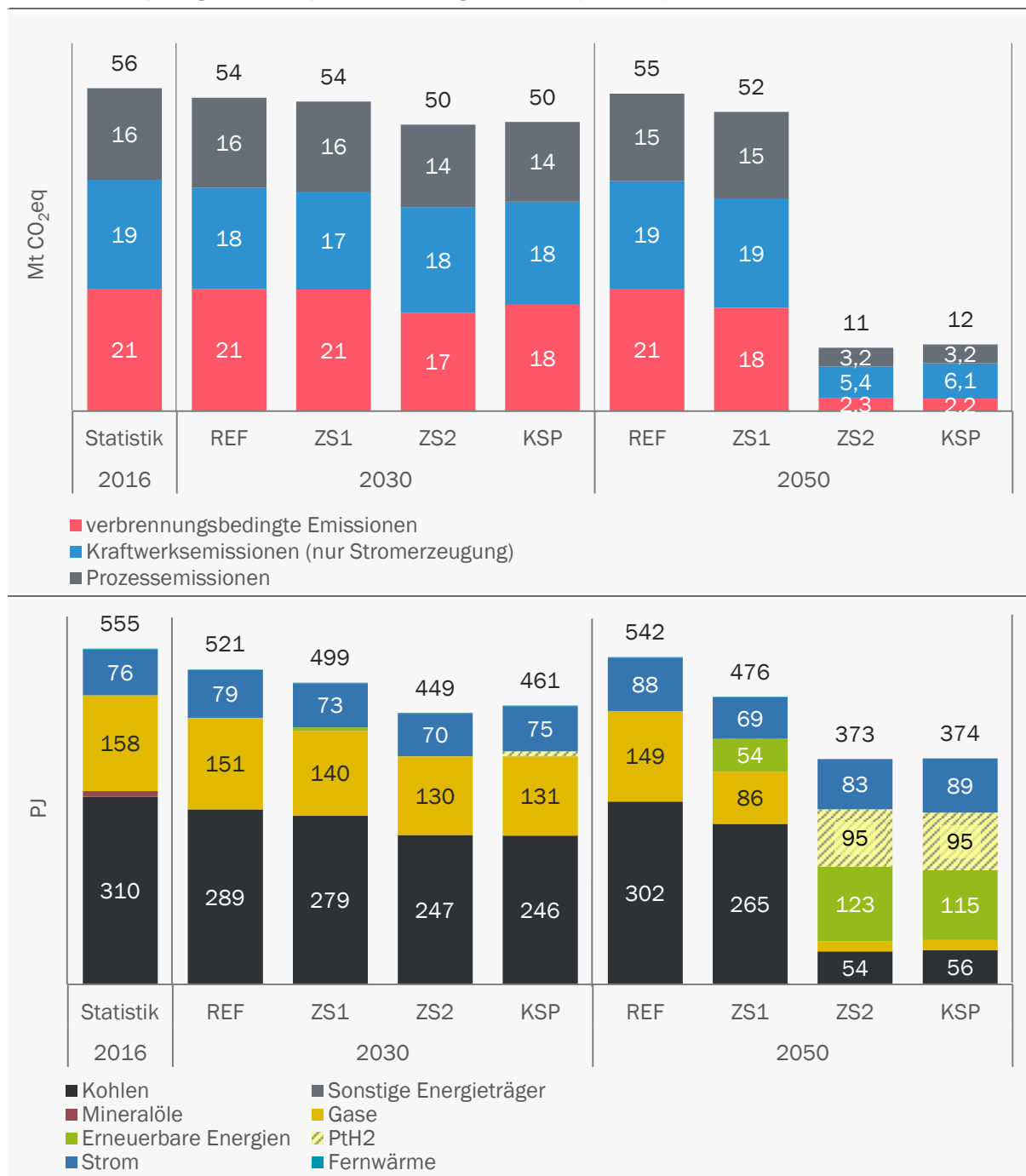
Branche	Referenzszenario	Zielszenario 1	Zielszenario 2	Szenario KSP
2016				
Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	29 %	29 %	29 %	29 %
Zement	10 %	10 %	10 %	10 %
Grundstoffchemie	16 %	16 %	16 %	16 %
restliche Branchen bzw. Gruppen	45 %	45 %	45 %	45 %
2030				
Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	35 %	38 %	35 %	35 %
Zement	11 %	13 %	14 %	14 %
Grundstoffchemie	17 %	16 %	13 %	17 %
restliche Branchen bzw. Gruppen	37 %	34 %	38 %	34 %
2050				
Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	40 %	58 %	22 %	23 %
Zement	12 %	17 %	38 %	40 %
Grundstoffchemie	16 %	10 %	12 %	9 %
restliche Branchen bzw. Gruppen	32 %	15 %	28 %	28 %

Quelle: eigene Berechnung

Der Emissionsrückgang bei der Stahlherstellung im Zielszenario 2 und im Szenario KSP ist direkt auf die bereits weiter oben genannten Effekte (DRI-H₂ statt Hochofeneisen, Effizienzverbesserungen bei der Hochofenroute) zurückzuführen. Durch die Umstellung auf DRI-H₂ wird die Menge an Gichtgas geringer, das als Nebenprodukt der konventionellen Stahlerzeugung anfällt. Da ein steigender Anteil davon jedoch in Werkskraftwerken zum Einsatz kommt, anstelle abgefackelt werden zu müssen, bleibt der Gichtgaseinsatz zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken nahezu konstant. Im Szenario KSP können die THG-Emissionen der Stahlbranche im Jahr 2050 gegenüber dem Referenzszenario um zusätzlich 44 Mt CO₂eq (-79 %) und gegenüber 2016 um 44 Mt CO₂eq (-79 %) reduziert werden (Abbildung 186).

Abbildung 186: THG-Emissionen und Endenergieverbrauch bei der Stahlerzeugung

oben: THG-Einsparung in Mt CO₂eq; unten: Endenergieverbrauch (ohne IKW) in PJ

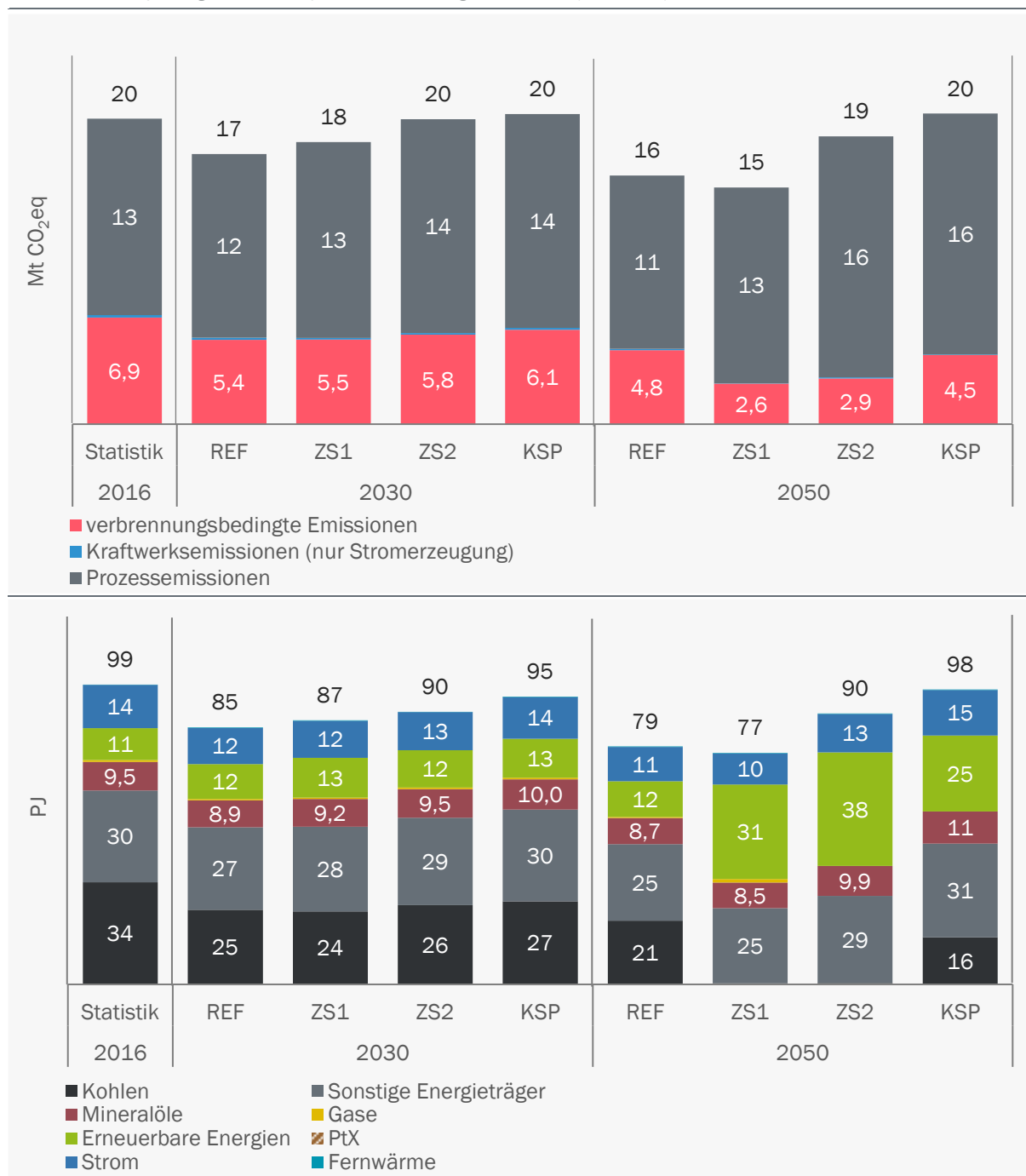


REF: Referenzszenario; ZS1: Zielszenario 1; ZS2: Zielszenario 2; KSP: Szenario KSP, sonstige Energieträger: nicht erneuerbare Abfälle

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 187: THG-Emissionen und Endenergieverbrauch bei der Zementproduktion

oben: THG-Einsparung in Mt CO₂eq; unten: Endenergieverbrauch (ohne IKW) in PJ

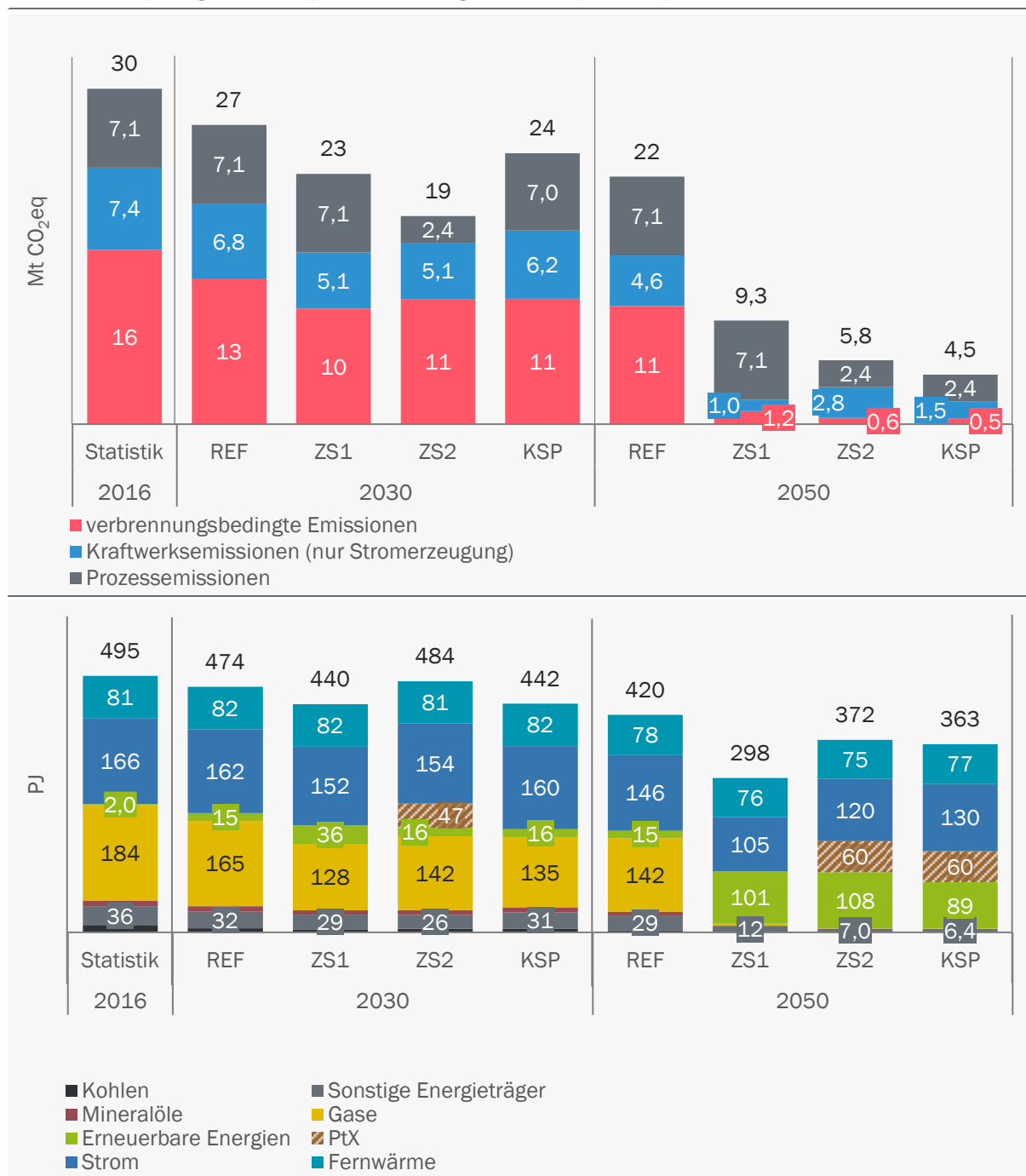


REF: Referenzszenario; ZS1: Zielszenario 1; ZS2: Zielszenario 2; KSP: Szenario KSP, sonstige Energieträger: nicht erneuerbare Abfälle

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 188: THG-Emissionen und Endenergieverbrauch bei der Grundstoffindustrie

oben: THG-Einsparung in Mt CO₂eq; unten: Endenergieverbrauch (ohne IKW) in PJ



REF: Referenzszenario; ZS1: Zielszenario 1; ZS2: Zielszenario 2; KSP: Szenario KSP, sonstige Energieträger: nicht erneuerbare Abfälle

Quelle: eigene Berechnung

Die THG-Emissionen der Zementherstellung fallen im Referenzszenario aufgrund von Effizienzmaßnahmen und vor allem wegen eines moderat sinkenden Klinkerfaktors. Im Zielszenario 2 und im Szenario KSP steigt der Klinkerfaktor jedoch wegen rückläufiger Mengen an Flugasche und Hüttensand deutlich, so dass trotz zusätzlicher Effizienzmaßnahmen die THG-Emissionen im Jahr 2050 gegenüber 2016 deutlich steigen (Szenario KSP: +2,9 Mt CO₂eq, +23 %) und 2050 ebenfalls deutlich höher liegen als in dem Referenzszenario (+4,4 Mt CO₂eq, +39 %; Abbildung 187). Flugasche und Hüttensand fallen bei der Herstellung von Stahl über die Hochofenroute an. Nach Umstellung auf die DRI-H₂-Methode in Zielszenario 2 und Szenario KSP nehmen diese Mengen ab.

Die Produktion von Grundstoffchemikalien weist wegen ihrer gegenüber den beiden erstgenannten Branchen deutlich umfangreicheren und diverseren Produktionsanlagen ein moderates, jedoch stetiges Einsparpotenzial auf. So bewirken die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms bis 2030 und deren Fortführung bis 2050 in ihrer Breite merkliche Effizienzverbesserungen, die zu THG-Einsparungen im Jahr 2050 von 26 Mt CO₂eq (-85 %) gegenüber 2016 sowie 18 Mt CO₂eq (-80 %) zusätzlich gegenüber dem Referenzszenario führen (Abbildung 188).

Schließlich weisen die restlichen Branchen als Sammelbegriff für einige energieintensive Branchen wie die Kalkherstellung sowie überwiegend nicht-energieintensive Branchen wie der Fahrzeugbau die größte relative und absolute Einsparung im Szenario KSP auf: 2050 liegen die THG-Emissionen gegenüber 2016 um 72 Mt CO₂eq (-83 %) tiefer, gegenüber dem Referenzszenario ergibt sich eine zusätzliche Reduktion um 30 Mt CO₂eq (-15 %). Ursache für den deutlichen Rückgang der THG-Emissionen ist neben effizienzbedingten Einsparungen hauptsächlich der flächendeckende Einsatz von Biomassen.

8.3 Energiepreise

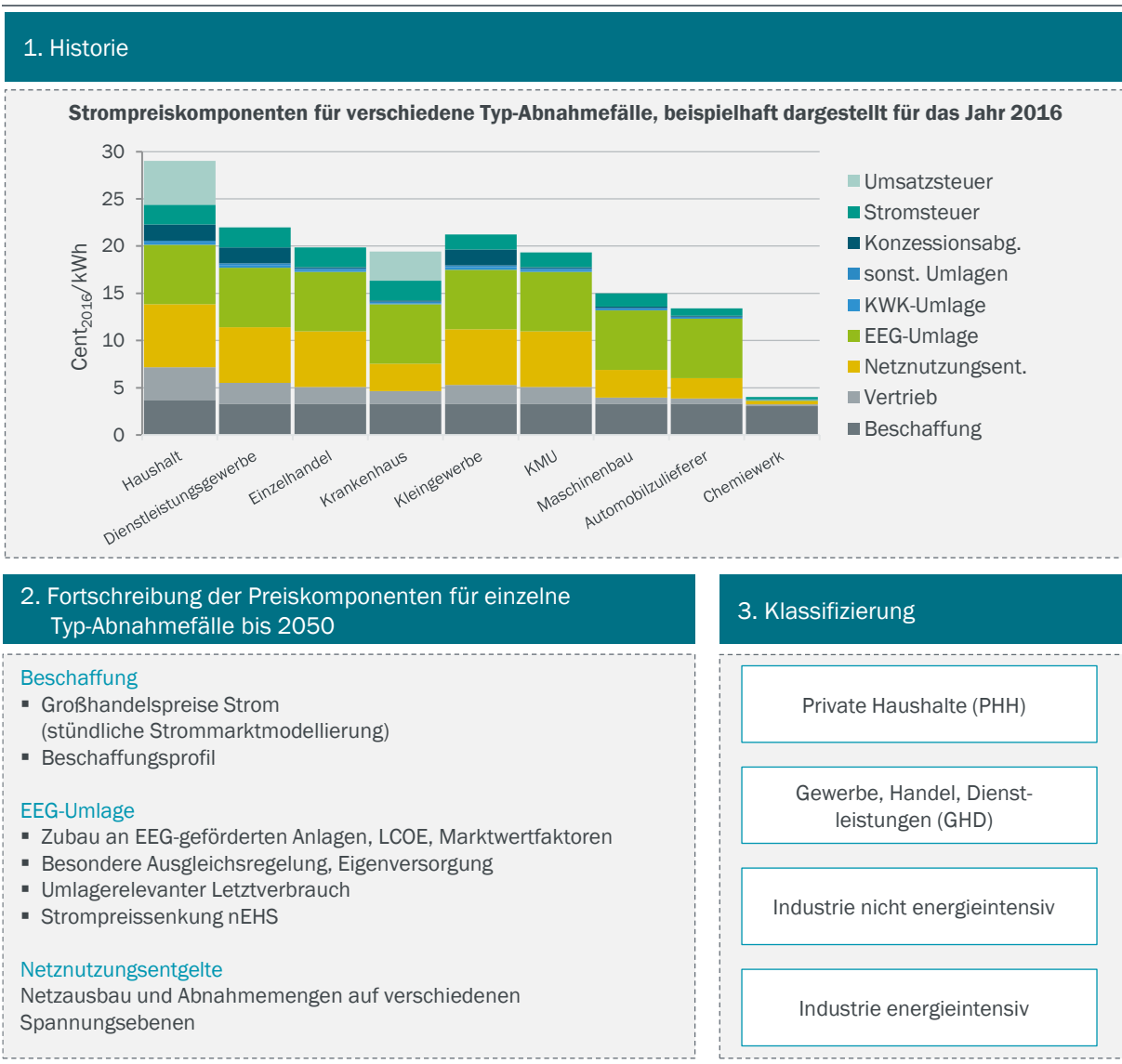
8.3.1 Strom

Die Berechnung der Endkundenstrompreise erfolgte für verschiedene, typischen Abnahmefälle. Für die betrachteten Abnahmefälle wurden neben den Abnahmemengen auch die besonderen Regelungen berücksichtigt, die für die einzelnen Verbrauchsgruppen bei den Umlagen, Entgelten und Abgaben sowie bei der Stromsteuer gelten. Hierzu gehören neben Regelungen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für die EEG-Umlage auch die jeweiligen Netzentgelte nach Abnahmeebene, die bei großen und sehr großen industriellen Verbrauchern nach § 19 StromNEV als reduzierte individuelle Netzentgelte angenommen werden. Eingang in die Strompreise findet auch die unterschiedliche Höhe der Konzessionsabgabe und der KWK-Umlage sowie ggf. die Regelungen zum Stromsteuernachlass, -spitzenausgleich und bei den großen und sehr großen Industriefällen auch die Strompreiskompensation für die Abnahmegruppen.

Für die Ermittlung der Endkundenpreise in den einzelnen Szenarien wurden die Strompreisbestandteile für die einzelnen Abnahmefälle bis 2050 für die einzelnen Szenarien fortgeschrieben. Die Beschaffungskosten wurden anhand der Großhandelspreise berechnet, die sich aus der stündlichen Strommarktmodellierung unter Berücksichtigung von abnahmespezifischen Strombezugsprofilen ergeben. Die EEG-Umlage-Berechnung erfolgte auf Basis des Zubaus und der Kostenentwicklung der EEG-geförderten Anlagen, den Einnahmen aus dem Großhandelsmarkt sowie dem umlagerelevanten Letztverbrauchs. Die Netzkosten wurden anhand der Netzkosten auf den

verschiedenen Spannungsebenen fortgeschrieben. Im letzten Schritt wurden die einzelnen Abnahmefälle in vier Abnahmegruppen klassifiziert (vgl. Abbildung 189): Private Haushalte (PHH), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Industrie nicht energieintensiv und Industrie energieintensiv.

Abbildung 189: Methodik zur Ermittlung der Endkundenstrompreise



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 190 zeigt die Entwicklung der Endkundenstrompreise der vier verschiedenen Abnahmergruppen im Zeitverlauf.

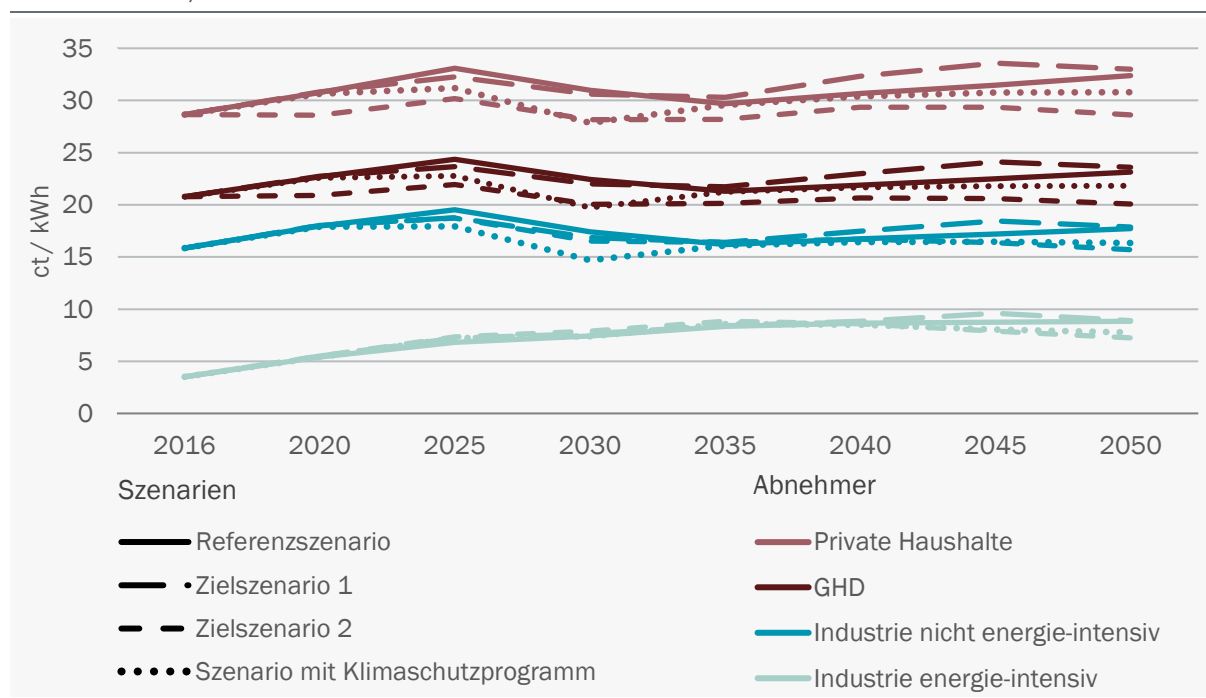
Bei der energieintensiven Industrie sind die Großhandelspreise bzw. die Beschaffungskosten der wesentliche Treiber für die Endkundenpreise. Wie in der Abbildung erkennbar ist, steigen die Endkundenpreise für die energieintensive Industrie im Zeitverlauf in allen Szenarien an. Der Anstieg

wird hauptsächlich durch die im Vergleich zu heute stark steigenden Brennstoffpreise getrieben sowie durch die Entwicklung der EU-EHS-Preise. Zusätzlich wird diese Entwicklung von einer Verknappung des Kraftwerksparks und einer steigenden Stromnachfrage flankiert. Senkend auf den Großhandelspreis wirkt sich der Ausbau der erneuerbaren Energien aus. Dieser Effekt zeigt sich insbesondere im Zielszenario 2 und im Szenario mit Klimaschutzprogramm. Im Referenzszenario ergibt sich ein deutlich geringerer Ausbau erneuerbarer Energien, weshalb ab 2040 der Großhandelspreis im Vergleich zu den beiden Szenarien höher ist. Im Zielszenario 1 erfolgt ein weniger ambitionierter Ausbau von Wind und PV im Vergleich zum Zielszenario 2 oder dem Szenario KSP. Zudem werden ab 2040 für die regelbare Stromerzeugung Erdgas durch synthetische Brennstoffe getauscht, was zu einer Erhöhung der Kosten und steigenden Großhandelspreisen führt.

Bei den Strompreisen der nicht-energieintensiven Industrie, dem GHD-Sektor und den privaten Haushalten sind zwischen den Szenarien Spreizungen von bis zu 3 bis 5 Cent₂₀₁₆/kWh erkennbar. Grund hierfür sind neben den Großhandelspreisen unterschiedliche Entwicklung bei der EEG-Umlage und den anderen staatlichen Strompreisbestandteilen. Im Zielszenario 2 führt die Maßnahme «Senkung der Stromsteuer» zu einer Entlastung der Haushalts- und Gewerbekunden. Im Szenario mit Klimaschutzprogramm erfolgt ab 2021 eine Reduzierung der EEG-Umlage, die aus den Einnahmen des nationalen EHS finanziert wird.

Abbildung 190: Strompreise in den Endverbrauchssektoren

in Euro Cents₂₀₁₆/kWh



GHD = Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Quelle: eigene Berechnung

8.3.2 Erdgas

Die Endverbraucherpreise für Erdgas werden bestimmt durch die Weltmarktenergiepreise, respektive die Importpreise, Kosten für Transport und Vertrieb sowie Steuern und Abgaben. In den Zielszenarien beeinflusst auch die eingeführte CO₂-Bepreisung im Non-EU-EHS-Bereich die Verbraucherpreise (Abbildung 167).

Die nachfolgenden Angaben zu den Energie- und CO₂-Preisen beziehen sich auf reale Preise mit Basisjahr 2016. Aufgrund des unterstellten Anstiegs des Weltmarktenergiepreises steigt in der Referenzentwicklung der Gaspreis bis zum Jahr 2030 auf knapp 10 ct/kWh. Die Unterschiede beim CO₂-Preis erklären die Unterschiede beim Gaspreis für die Haushalte zwischen dem Referenzszenario und den Zielszenarien (Tabelle 58). Mit dem unterstellten Anstieg des CO₂-Preises im BEHG auf 140 Euro/t erhöht sich der Gaspreis für private Haushalte im Szenario KSP auf 13,1 ct/kWh. In den Zielszenarien 1 und 2 steigt der CO₂-Preis bis 2030 stärker an, der Gaspreis erhöht sich auf 14,1 ct/kWh im Zielszenario 1 respektive 14,6 ct/kWh im Zielszenario 2.

Im Jahr 2050 liegt der Gaspreis für Haushalte in der Referenzentwicklung bei 11,1 ct/kWh. Durch den CO₂-Preis von 220 bis 250 ct/t erhöht sich der Gaspreis in den Zielszenarien auf 16,3 bis 17,1 ct/kWh. Über den gesamten Szenarienzeitraum wird ein konstanter Mehrwertsteuersatz von 19 % unterstellt. Konsumenten aus den Sektoren GHD und Industrie sind von der Mehrwertsteuer befreit. Für diese Kunden gilt ein entsprechend reduzierter Preis. Größere Abnehmer des Industriesektors unterliegen in der Regel dem EU-EHS, für den in allen Szenarien ein identischer CO₂-Preis unterstellt wird, welcher bis zum Jahr 2050 auf 94 Euro₂₀₁₆/t steigt. Unternehmen, die am EU-EHS teilnehmen, unterliegen nicht der nationalen CO₂-Bepreisung. Da in allen Szenarien identische Weltmarktenergiepreise und identische CO₂-Preise für den EU-EHS gelten, unterscheiden sich die Gaspreise für große Industriekunden nicht zwischen den Szenarien (Tabelle 58). Der stark steigende Weltmarktenergiepreis führt aber auch hier zu einer signifikanten (relativen) Preiszunahme im Szenarienzeitraum.

Der Gaspreis kann für die Endkunden in den Zielszenarien noch höher ausfallen. Da dem fossilen Gas zunehmend Biomethan und synthetisches Methan (PtG) beigemischt werden (Kapitel 8.2.6), ergibt sich für die Konsumenten ein Mischpreis, der über dem Preis für fossiles Erdgas liegt. Das Mischungsverhältnis bestimmt den resultierenden Preis.

Tabelle 58: Szenarienvergleich: Preis für ErdgasEndverbraucherpreise, in Euro Cents₂₀₁₆/kWh

	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Haushalte								
Referenzszenario	4,8	6,9	6,9	8,5	9,8	10,6	11,1	+61 %
Zielszenario 1	4,8	6,9	6,9	9,2	14,1	15,7	17,1	+149 %
Zielszenario 2	4,8	6,9	6,9	11,2	14,6	15,6	16,3	+138 %
Szenario KSP	4,8	6,9	6,9	8,5	13,1	15,8	16,3	+138 %
Industrie								
IND-Band I2			3,7	6,3	7,6	8,5	9,7	+163 %
IND-Band I4			2,8	4,7	5,7	6,4	7,5	+165 %
IND-Band I6			2,3	3,7	4,6	5,3	6,3	+175 %

Band I2: Verbrauch zwischen 1.000 GJ und 10.000 GJ

Band I4: Verbrauch zwischen 100.000 GJ und 1.000.000 GJ

Band I6: Verbrauch über 4.000.000 GJ

Quelle: eigene Berechnung

8.3.3 Kraftstoffe (Diesel und Ottokraftstoff)

Die Preise für Diesel und Ottokraftstoff werden in Tabelle 59 ausgewiesen, sie beziehen sich auf reale Preise mit Basisjahr 2016. Aufgrund des unterstellten Anstiegs des Weltmarktpreises für Rohöl steigt in der Referenzentwicklung der Preis für Kraftstoffe bis zum Jahr 2030 deutlich. Der Preis für Diesel und Ottokraftstoffe erhöht sich auf rund 1,6 Euro / Liter. Nach 2030 steigt der Rohölpreis zwar weiterhin an, die Kraftstoffpreise stagnieren jedoch in etwa auf dem Niveau des Jahres 2030. Ursache ist die Entwicklung der Mineralölsteuer. Diese wurde für die Berechnung nominal konstant auf dem aktuellen Niveau belassen. Bezogen auf die realen Preisen nimmt dadurch die Steuerbelastung ab, dies dämpft den Preisanstieg.

In Zielszenarien führt die CO₂-Bepreisung zu einem zusätzlichen Preisanstieg. Der Dieselpreis erhöht sich in den Zielszenarien bis 2030 auf rund 2 bis 2,3 Euro/Liter. Im Jahr 2050 liegt der Dieselpreis bei 2,3 bis 2,4 Euro/Liter. Dies entspricht für den Zeitraum 2016 bis 2050 einer Zunahme von 115 % bis 124 %.

Bei den Ottokraftstoffen fällt die relative Zunahme etwas geringer aus als bei Diesel. Dies ist auch auf den etwas geringeren CO₂-Gehalt zurückzuführen. Der Preis von Ottokraftstoffen erhöht sich in den Zielszenarien bis 2030 auf rund 2 bis 2,2 Euro/Liter. Im Jahr 2050 liegt der Preis für Ottokraftstoffe bei etwa 2,1 bis 2,2 Euro/Liter. Auch bei den Kraftstoffen gilt, dass der effektive Preis für die Endkunden in den Zielszenarien langfristig noch höher ausfällt, da den fossilen Kraftstoffen zunehmend strombasierte Kraftstoffe (PtL) beigemischt werden (Kapitel 8.2.6). Dies gilt insbesondere für das Zielszenario 1, in dem die Beimischungsquote von PtL langfristig auf rund 75 % steigt.

Tabelle 59: Szenarienvergleich: Preise für KraftstoffeEndverbraucherpreise von Diesel und Ottokraftstoffe, inkl. Steuern und Abgaben, in Euro₂₀₁₆/Liter

Szenario	2000	2010	2016	2020	2030	2040	2050	Δ '50-'16
Diesel								
Referenzszenario	0,98	1,34	1,08	1,48	1,60	1,59	1,62	+51 %
Zielszenario 1	0,98	1,34	1,08	1,58	2,16	2,27	2,41	+124 %
Zielszenario 2	0,98	1,34	1,08	1,95	2,29	2,28	2,32	+115 %
Szenario KSP	0,98	1,34	1,08	1,48	2,04	2,28	2,32	+115 %
Ottokraftstoffe								
Referenzszenario	1,24	1,55	1,27	1,54	1,57	1,50	1,49	+17 %
Zielszenario 1	1,24	1,55	1,27	1,62	2,06	2,10	2,18	+71 %
Zielszenario 2	1,24	1,55	1,27	1,95	2,17	2,11	2,10	+65 %
Szenario KSP	1,24	1,55	1,27	1,54	1,95	2,11	2,10	+65 %

Quelle: eigene Berechnung

8.3.4 Sonstige Energiepreise: Heizöl und Fernwärme

Der Heizölpreis für Haushaltskunden steigt in der Referenzentwicklung von aktuell 5 ct/kWh über 9,3 ct/kWh 2030 auf 10,4 ct/kWh im Jahr 2050. Treiber für die Entwicklung ist auch hier der unterstellte stark steigende Weltmarktenergiepreis. In den Zielszenarien führt die mit den Maßnahmen eingeführte CO₂-Bepreisung zu einem zusätzlichen Preisanstieg. Aufgrund des höheren CO₂-Gehalts fällt dieser bei Heizöl stärker aus als bei Erdgas. Im Szenario KSP steigt der Heizölpreis bis zum Jahr 2030 auf 13,8 Cents/kWh. In den Zielszenarien 1 und 2 erhöht sich der Preis bis 2030 auf 15 ct/kWh (Zielszenario 1) bis 15,7 ct/kWh (Zielszenario 2). Langfristig klettert der CO₂-Preis im Non-EU-EHS-Bereich in allen Zielszenarien auf mehr als 200 Euro/t. Der Heizölpreis liegt in den Zielszenarien dann bei rund 17 bis 18 ct/kWh.

Der mittlere Preis für Fernwärme lag 2016 bei rund 5 ct/kWh. Haushaltkundinnen und -kunden mussten mehr bezahlen, im Mittel rund 7,5 ct/kWh, GHD- und Industriekunden bezahlten lediglich rund 3,5 bis 6 ct/kWh Fernwärme. In den Szenarien steigt der Preis für Fernwärme deutlich an. In der Referenzentwicklung erhöht er sich zwischen 2016 und 2050 um rund 185 % auf knapp 9 ct/kWh. In den Zielszenarien fällt der Preisanstieg bis zum Jahr 2050 etwas größer aus. Am stärksten erhöht sich der mittlere Fernwärmepreis im Zielszenario 1 (10,2 ct/kWh; +215 %), was auf das eingesetzte PtG zurückzuführen ist (2050: rund 60 PJ). Im Zielszenario 2 hingegen fällt die Preissteigerung nur unwesentlich höher aus als in der Referenzentwicklung (2050: 8,9 ct/kWh; +187 %). Im Szenario KSP erhöht sich der mittlere Fernwärmepreis auf 9,3 ct/kWh, dies entspricht einer Zunahme um 195 % im Zeitraum 2016 bis 2050.

Der Fernwärmepreis steigt gleich zu Beginn des Szenariozeitraumes (2020 – 2025) stark an. Dies ist auf den unterstellten Anstieg der Weltmarktenergiepreise (insb. von Erdgas) zurückzuführen (Kapitel 3.3.1). Nach 2025 steigt der Preis annähernd linear und gleichmäßig an. Ausnahme ist das Zielszenario 1, bei dem das Beimischen von teurem PtG ab 2040 zu einer verstärkten Preiszunahme führt.

8.4 Differenzinvestitionen

Die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzliche Reduktion des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen ist mit zusätzlichen Investitionen in Effizienzmaßnahmen sowie in den Ausbau der erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung verbunden. Diese Mehrinvestitionen zeigt Abbildung 191. Sie enthalten nicht diejenigen Investitionen, die auch in der Referenzentwicklung anfallen, sondern lediglich die Differenz zwischen Zielszenarien und Referenz. In der Abbildung dargestellt sind die über den Zeitverlauf kumulierten Mehrinvestitionen (aus der Summe der jährlichen Mehrinvestitionen).

Ab 2020 bis zum Jahr 2030 kumulieren sich die Mehrinvestitionen in den Zielszenarien auf 288 Mrd. (Szenario KSP) bis 393 Mrd. Euro (Zielszenario 2); im Zielszenario 1 ergeben sich kumulierte Mehrinvestitionen von 359 Mrd. Euro (jeweils in realen Preisen mit Basisjahr 2016). Bei den niedrigeren Differenzinvestitionen im Szenario KSP muss berücksichtigt werden, dass in diesem Szenario die Sektorziele für das Jahr 2030 insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr verfehlt werden und dass auch die Ausbauziele für den EE-Strom nicht ganz erreicht werden.⁶⁴

Im Zielszenario 1 kumulieren sich die Mehrinvestitionen bis zum Jahr 2050 auf 1,19 Bio. Euro. Fast 40 % davon entfallen auf den Gebäudesektor (Sektoren PHH und GHD), 26 % auf den Industriesektor, 18 % auf den Umwandlungssektor und 11 % auf den Verkehrssektor. Im Vergleich zu den anderen Zielszenarien fallen die kumulierten Mehrinvestitionen in Zielszenario 1 deutlich geringer aus. Der geringere Investitionsbedarf wird erkaufte mit einem deutlich höheren Import an teuren strombasierten Energieträgern (Abbildung 194).

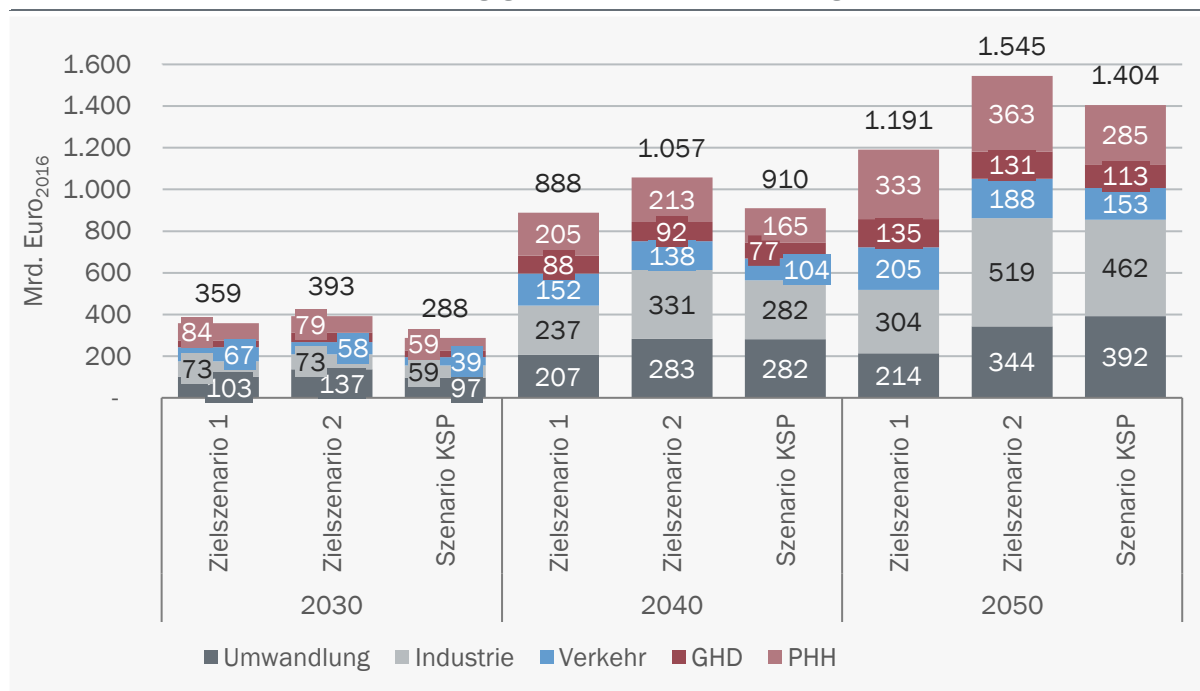
Im Zielszenario 2 fallen die Mehrinvestitionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude (GHD und PHH) in etwa gleich hoch aus wie im Zielszenario 1. Der Investitionsbedarf im Industrie- und Umwandlungssektor ist hingegen deutlich höher. Dies ist im Wesentlichen auf die Prozessumstellung in den Branchen Stahl und Chemie sowie den damit verbundenen Wasserstoffbedarf zurückzuführen (Umstellung der Stahlproduktion auf das Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff anstelle von Koks). Durch die Prozessumstellung steigt der Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff stark. Dieser Wasserstoff wird prioritär im Inland erzeugt. Dazu müssen die EE-Kapazitäten stark ausgebaut werden. Insgesamt ergibt sich im Zielszenario 2 bis zum Jahr 2050 ein zusätzlicher Investitionsbedarf von 1,54 Bio. Euro.

Im Szenario mit KSP belaufen sich die Mehrinvestitionen im Zeitraum 2020 bis 2050 auf insgesamt 1,4 Bio. Euro. Auch im Szenario KSP steigt langfristig der Wasserstoffbedarf in der Industrie und die inländische EE-Stromerzeugung stark an. Daraus resultieren im Industrie- und im Umwandlungssektor in etwa gleich hohe Mehrinvestitionen wie im Zielszenario 2. Im Gebäudesektor ergibt sich ein etwas geringerer Investitionsbedarf als in den anderen Zielszenarien. Ursächlich hierfür sind die leicht geringere Sanierungsaktivität und der reduzierte Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.⁶⁵ Bei Einfamilienhäusern sind aufgrund des ungünstigen Verhältnisses zwischen der zu sanierenden Außenfläche und der Nutzfläche energetische Sanierungen vergleichsweise teuer. Die etwas weniger ambitionierte Sanierungsaktivität im Szenario KSP gegenüber den Zielszenarien 1 und 2 führt zu einer spürbaren Reduktion der Mehrinvestitionen.

⁶⁴ Im NECP sind die Mehr-Investitionen ab dem Jahr 2021 ausgewiesen, dadurch erklären sich die geringen Unterschiede bei den kumulierten zusätzlichen Investitionen gegenüber der Referenzentwicklung.

⁶⁵ Im Szenario KSP wird von einer etwas stärkeren Klimaerwärmung ausgegangen. Dadurch verringert sich der Raumwärmeverbrauch trotz der abgeschwächten Sanierungsaktivität in etwa gleich stark wie in den Zielszenarien 1 und 2.

Abbildung 191: Szenarienvergleich: kumulierte Mehr-Investitionen in den Zielszenarien nach Sektoren
 zusätzlichen Investitionen ab dem Jahr 2020 gegenüber der Referenzentwicklung, in Mrd. Euro₂₀₁₆



Quelle: eigene Berechnung

In allen Zielszenarien ist der Anteil des Verkehrssektors an den Mehrinvestitionen am kleinsten. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die Kosten für Batterien weiter stark sinken. Preise für E-Pkw sind dadurch nur geringfügig höher als diejenigen für konventionelle Pkw. Da bereits in der Referenzentwicklung der Einsatz von E-Pkw langfristig deutlich zunimmt, wird auch hier längerfristig eine flächendeckende Ladeinfrastruktur aufgebaut. Dies verringert die Mehrinvestitionen in den Zielszenarien.

Im Umwandlungssektor fließen die zusätzlichen Investitionen in allen Szenarien überwiegend in den Ausbau von erneuerbaren Energien und in den Ausbau der Netze. Hingegen wird in den konventionellen Umwandlungsbereich und die Raffinerieanlagen im Vergleich zur Referenzentwicklung weniger investiert.

Die über den Zeitraum 2020 bis 2050 kumulierten Mehrinvestitionen erscheinen mit rund 1,2 bis 1,5 Bio. sehr hoch. Dieser Eindruck relativiert sich, wenn die Mehrinvestitionen dem BIP gegenübergestellt werden. Die mittleren jährlichen Mehrinvestitionen liegen in den Zielszenarien bei 40 bis 50 Mrd. Euro₂₀₁₆. Das sind rund 1,1 bis 1,4 % bezogen auf das mittlere jährliche BIP von 3.575 Mrd. Euro₂₀₁₆. Den Mehrinvestitionen stehen zudem eingesparte Energiekosten gegenüber, welche hier nicht berücksichtigt sind. Die Auswirkungen des zusätzlichen Investitionsbedarfs und der eingesparten Energiekosten auf die Entwicklung der Gesamtwirtschaft wird im nachfolgenden Kapitel 9 beschrieben. Eine Darstellung des zusätzlichen Sekundärnutzens der Energieeffizienz- und Klimaschutzmaßnahmen durch die geringe Belastung der Umwelt (Reduktion Luftschadstoffe, Flächenverbrauch) folgt in Kapitel 10.

9 Volkswirtschaftliche Folgenabschätzungen

9.1 Vorgehensweise

9.1.1 Modelle zur Entwicklung und Bewertung von Szenarien

Um volkswirtschaftliche Wirkungen auf BIP, Beschäftigung, Produktion, Preise und weitere Größen zu berechnen, werden die Ergebnisse aller zu betrachtenden Maßnahmen und unterschiedlichen Entwicklungen, die sich aus den in Anhang (Kapitel 10) beschriebenen Bottom-up-Modellen ergeben, in ein gesamtwirtschaftliches Modell eingestellt. Abbildung 192 zeigt die verschiedenen Elemente der gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse. Auch für diese Analyse sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Berechnungen vor Ausbruch der Corona-Pandemie erfolgten und diese folglich nicht berücksichtigt werden konnte.

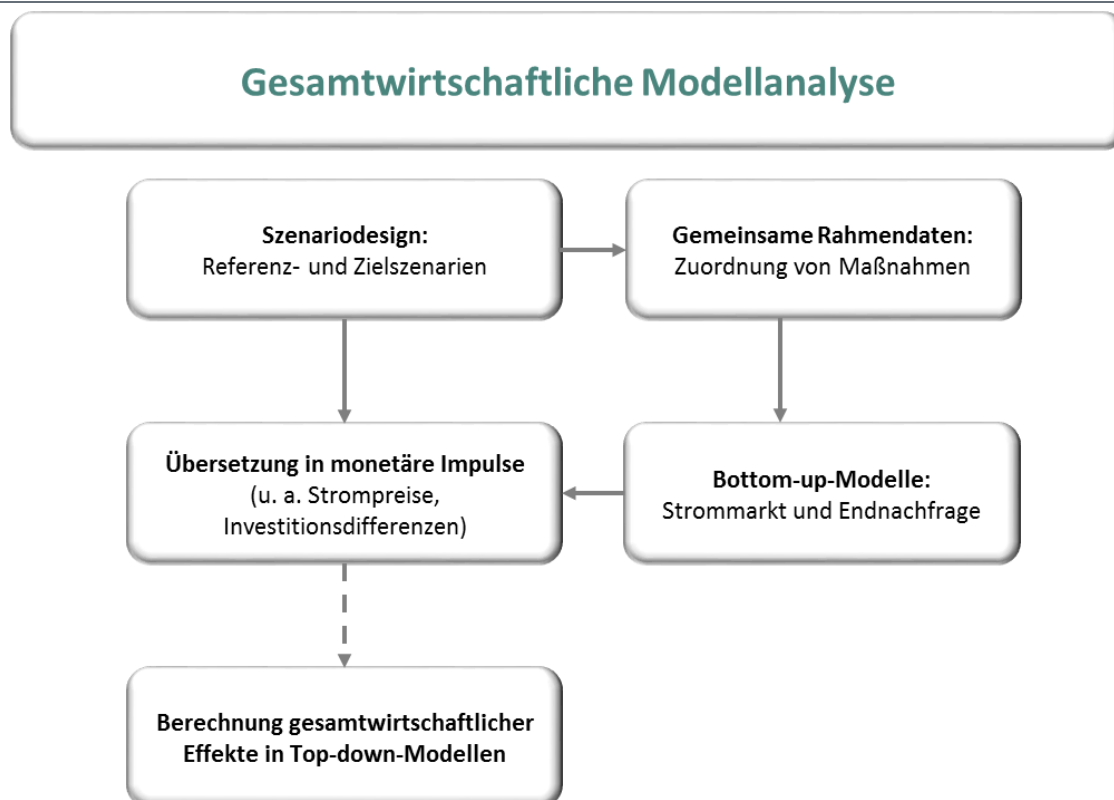
Die verwendeten Modelle unterscheiden sich vereinfacht dadurch, dass im Fall eines Bottom-up-Modells (auch Sektormodells) der Fokus auf einem einzelnen Sektor (z. B. der Elektrizitätswirtschaft, der Stahlindustrie oder dem Verkehr) liegt, der dann detailliert mit der jeweiligen (Markt-) Logik abgebildet wird. In diesem Fall werden Rückkopplungen zur Gesamtwirtschaft nicht berücksichtigt. Im Fall eines gesamtwirtschaftlichen Modells (auch Top-down-Modell) stehen die Verknüpfung aller Sektoren oder Industrien und ihre Rückkopplungen über die gesamtwirtschaftliche Entwicklung im Zentrum der Betrachtung. Je nach Fragestellung wird das gesamtwirtschaftliche Modell national oder international gewählt. Dem Vorteil der Einbeziehung internationaler Rückkopplungen steht der Nachteil der Nutzung internationaler Datensätze (mit meist geringerer Aktualität und Detailtiefe im Vergleich zu nationalen Daten) und eine hohe Komplexität der Modellzusammenhänge gegenüber. Umgekehrt bilden nationale Modelle die Entwicklung im Inland detaillierter und zeitnäher ab, können aber internationale Rückkopplungen nicht oder nur über einfache Annahmen erfassen.

Eine Möglichkeit der Verbindung der Vorteile von Top-down- und Bottom-up-Ansätzen ist die meist „weiche“ Verknüpfung durch den Austausch von Daten über ausgewählte Schnittstellen (soft link). Die Ergebnisse der Energiesystemmodelle (bottom-up) gehen als Input in die gesamtwirtschaftlichen Energiewirtschaftsmodelle (top-down) ein, sodass unter Berücksichtigung der vielfältigen Rückkopplungseffekte die gesamtwirtschaftlichen (Netto-)Effekte in Kapitel 9.2 berechnet werden können. Außerdem werden die Rahmendaten sowie Annahmen der Szenariendefinitionen aus Kapitel 3 bis 7 im Top-down-Modell berücksichtigt. Dieses Vorgehen wird für alle Simulationen angewendet, und der Vergleich der Berechnungen führt dann zu Differenzen in den Modellvariablen, die als Wirkung der Energiewende interpretiert werden. Rückkopplungen vom Top-down-Modell in die Bottom-up-Modelle finden nicht statt, d. h. u. a., dass keine Anpassung von Rahmendaten wie der Entwicklung der Wirtschaftsleistung in den Bottom-up-Modellen vorgenommen wird.

Entsprechend wurde beispielsweise bei den Energieszenarien für die Energiewende (Prognos et al. 2010 und 2011), im Rahmen der Energiereferenzprognose (Prognos et al. 2014) sowie bei der Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende (GWS / Prognos 2018) vorgegangen. Auch auf EU-Ebene wird im Rahmen von Impact Assessments vielfach ein vergleichbares Vorgehen gewählt (z. B. EU-COM 2014 und 2018a; CE /E3Modelling 2017; CE et al. 2015; CE et

al. 2017). Auf Sektorebene wurden die Ziele des Klimaschutzplans und ihre Folgen in Öko-Institut et al. (2019) in vergleichbarer Weise untersucht. Abbildung 193 stellt das Vorgehen im Überblick dar.

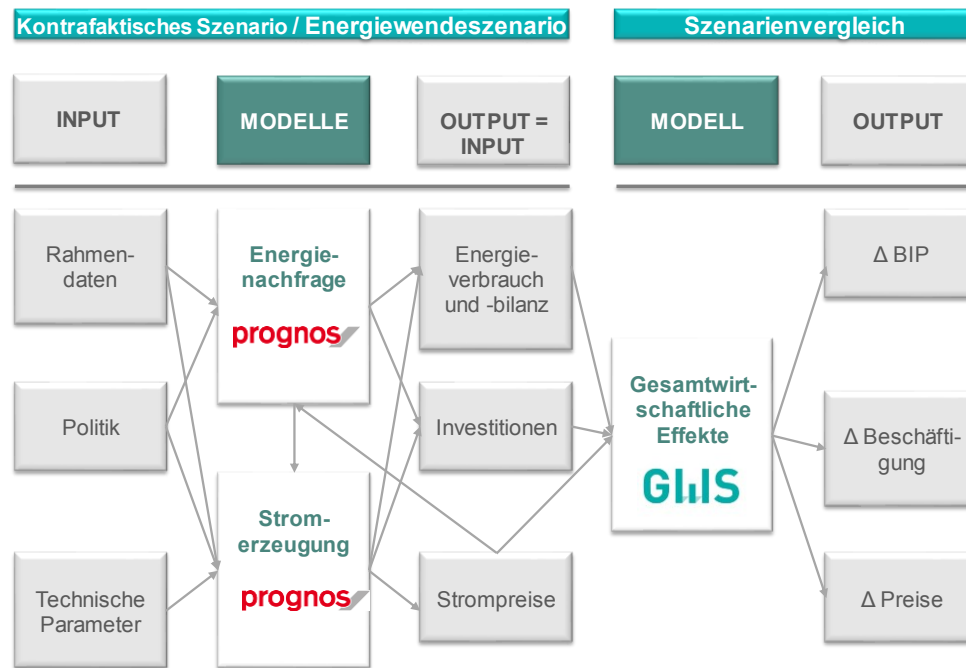
Abbildung 192: Ablauf einer gesamtwirtschaftlichen Modellanalyse



Quelle: GWS / Prognos (2018)

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte, insbesondere auf BIP, Beschäftigung und Preise, sowie die Wirkungen auf einzelne Sektoren werden mit dem makroökonomischen Modell PANTA RHEI bestimmt (Anhang, Kapitel 11.3.7). Die Bottom-up-Effekte werden mit dem Modellsystem von Prognos ermittelt, das die Energieumwandlung (vor allem auf dem Strommarkt) und die Energienachfrage nach einzelnen Sektoren getrennt betrachtet. Schnittstellen zwischen beiden Modellen sind insbesondere die Energieverbräuche, die Investitionsdifferenzen, die unterschiedlichen Strompreise und aufgrund der CO₂-Preise auch Unterschiede bei Preisen fossiler Energieträger. Abgestimmte Annahmen zu Rahmendaten, Politik und technischen Entwicklungen bilden die unterschiedlichen Szenarien, die in den vorhergehenden Abschnitten beschrieben wurden.

Abbildung 193: Schematische Darstellung des Vorgehens und Modellsysteme im Überblick



Quelle: GWS / Prognos (2018)

9.1.2 Zentrale Unterschiede zwischen den Szenarien

Die wichtigsten Unterschiede zwischen den Szenarien für die sozioökonomische Folgenabschätzung ergeben sich durch die unterschiedlichen Investitionen (Kapitel 8.4), Unterschiede bei den Strompreisen (Kapitel 8.3.1), die unterschiedlichen Preise für CO₂-Emissionen im non-EU-EHS-Bereich (Kapitel 8.1.1) sowie durch die Importe von strombasierten Energieträgern (PtX; Abbildung 194).

In Zielszenario 2 fallen die Investitionen im Umwandlungssektor insgesamt und insbesondere in erneuerbare Energien und PtX-Anlagen im Projektionszeitraum bis 2050 höher aus als in Zielszenario 1, in Zielszenario 3 liegen die Investitionen noch einmal deutlich höher. Die zusätzlichen Investitionen im Vergleich zur Referenz summieren sich in Zielszenario 1 zu 214 Mrd. Euro₂₀₁₆, in Zielszenario 2 zu 344 Mrd. Euro₂₀₁₆ und in Zielszenario 3 zu 392 Mrd. Euro₂₀₁₆ (vgl. Abbildung 191, 2050, Umwandlung). Neben dem Umwandlungsbereich werden auch Investitionen in den Endnachfragesektoren private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr getätigt, die ebenfalls in Abbildung 191 dargestellt werden. Auch hier sind die Investitionen in Zielszenario 2 mit insgesamt 1.201 Mrd. Euro₂₀₁₆ deutlich höher als in Zielszenario 1, in dem über den gesamten Projektionszeitraum 977 Mrd. Euro₂₀₁₆ investiert werden (jeweils Deltas zur Referenzentwicklung). Ein Großteil dieses Unterschieds lässt sich auf die höheren Investitionen im Industriebereich zurückführen, insbesondere aufgrund der beginnenden Umstellung der Stahlproduktion auf das Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff anstelle von Koks. Zielszenario 3 ordnet sich hinsichtlich der Investitionen in den Endnachfragesektoren zwischen Zielszenario 1 und 2 ein: Hier werden über den gesamten Projektionszeitraum gegenüber dem Referenzszenario 1.012 Mrd. Euro₂₀₁₆ mehr investiert.

Die Endverbraucherpreise von Strom entwickeln sich im Referenzszenario sowie in den drei Zielszenarien ähnlich (Kapitel 8.3.1). Im Jahr 2050 liegen die Strompreise für alle Endverbraucher in Zielszenario 1 am höchsten. Die niedrigsten Preise ergeben sich in Zielszenario 2.

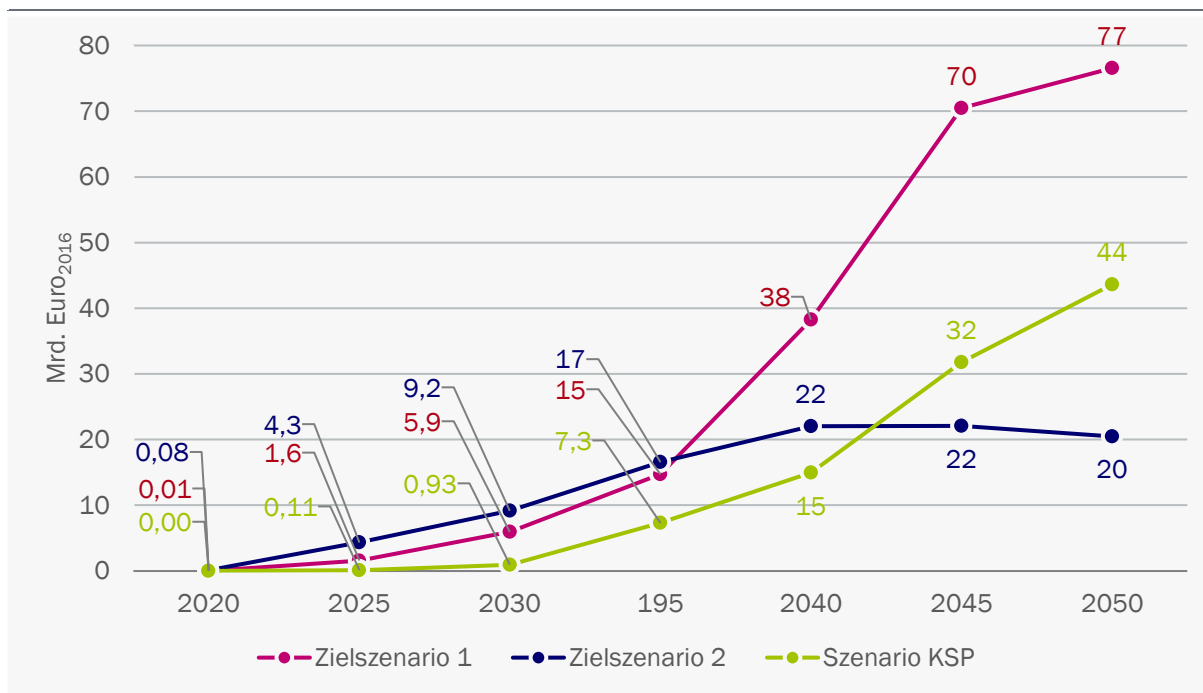
Neben den Preisen für Strom werden auch Preise für CO₂-Emissionen außerhalb des EU-EHS zwischen den Szenarien variiert. Im Referenzszenario gibt es keinen CO₂-Preis. Ein einheitlicher CO₂-Preis in Form einer CO₂-Steuer wird in Zielszenario 1 unterstellt, der im Jahr 2020 bei 30 Euro₂₀₁₆/t beginnt und bis 2030 auf 180 Euro₂₀₁₆/t ansteigt (2050: 250 Euro₂₀₁₆/t). In Zielszenario 2 wird der Preis nach Wärme- und Verkehrsbereich im Rahmen sektoraler Emissionshandelssysteme differenziert. Die Preise beschreiben das Ergebnis bestimmter CO₂-Mengenbeschränkungen in den beiden Sektoren. Im Vergleich zu Zielszenario 1 setzen die CO₂-Preise in Zielszenario 2 direkt im Jahr 2020 deutlich höher an (115 Euro₂₀₁₆/t CO₂ im Wärme- bzw. 150 Euro₂₀₁₆/t CO₂ im Verkehrsbereich). In Szenario 3 mit KSP wird der CO₂-Preis erst im Jahr 2021 eingeführt. 2030 liegt er mit 140 Euro₂₀₁₆/t unterhalb der Entwicklungen in den anderen beiden Zielszenarien. Im weiteren Zeitablauf nähern sich die CO₂-Preise in allen Zielszenarien an, sodass im Szenario 3 mit KSP im Jahr 2037 ein Preis von 220 Euro₂₀₁₆/t erreicht wird, der anschließend konstant bleibt.

Die Importe von Power-to-X-Produkten unterscheiden sich ebenfalls zwischen den Zielszenarien, während sie in der Referenzentwicklung keine Rolle spielen. Da nur eine begrenzte Produktion aus erneuerbaren Energien im Inland stattfinden kann und die Gestehungskosten an günstigen Standorten im Ausland niedriger liegen, werden in den Szenarien zusätzlich benötigte Mengen in unterschiedlicher Höhe aus dem Ausland importiert. Für die sozioökonomischen Folgen sind insbesondere die damit verbundenen Kosten von Bedeutung. Die Kostenentwicklung strombasierter Energieträger wurde Prognos (2020b) entnommen und gilt für alle Zielszenarien in gleichem Maße. Die Importpreise für Wasserstoff liegen bei 20 ct/kWh im Jahr 2030 und 17 ct/kWh im Jahr 2050. Der Import strombasierter Methans kostet im Jahr 2030 30 ct/kWh und im Jahr 2050 24 ct/kWh während der Importpreis von PtL im Jahr 2030 bei 31 ct/kWh und im Jahr 2050 bei 25 ct/kWh liegt. Diese Importpreise unterscheiden sich von den inländischen Verbraucherpreisen (Abbildung 183), da weder Steuern noch die Kosten der inländischen Verteilung, des Vertriebs und im Falle von PtL, des Upgradings enthalten sind.

Hierbei werden Power-to-Gas (PtG), Power-to-Liquid (Heizöl, Kerosin, Diesel und Benzin) und Wasserstoff (H₂) betrachtet. In Zielszenario 1 nimmt die Einfuhrmenge ab 2035 deutlich zu, sodass im Jahr 2050 Power-to-X-Produkte im Wert von 76,6 Mrd. Euro₂₀₁₆ importiert werden, während in Zielszenario 2 die Importe 20,5 Mrd. Euro₂₀₁₆ betragen (Abbildung 194). Der im Zielszenario 2 benötigte Wasserstoff wird mehrheitlich inländisch erzeugt. Szenario KSP sieht zunächst bis 2030 eine moderate Entwicklung der PtX-Importe ausschließlich in Form von Wasserstoff vor. Danach steigen sie und erreichen im Jahr 2050 einen Importwert von 43,6 Mrd. Euro₂₀₁₆.

Abbildung 194: Power-to-X-Importe

2020 bis 2050, in Mrd. Euro₂₀₁₆



Quelle: eigene Berechnung

9.2 Gesamtwirtschaftliche und sektorale Effekte der Zielszenarien 1, 2 und 3

Die oben beschriebenen zentralen Größen der Szenarien Referenz, Zielszenario 1, Zielszenario 2 und Szenario KSP werden in das makroökonomische Modell PANTA RHEI eingestellt (GWS / Prognos 2018). Im Gegensatz zu sogenannten berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, die Optimierungsverhalten von Unternehmen und Haushalten unterstellen, sind die Verhaltensparameter auf Basis von Zeitreihendaten ökonometrisch geschätzt. Damit wird letztlich angenommen, dass Verhaltensweisen bzw. Reaktionen auf Preis- oder Mengensignale der Vergangenheit auch in Zukunft gelten.

9.2.1 Sektorenübergreifende Effekte

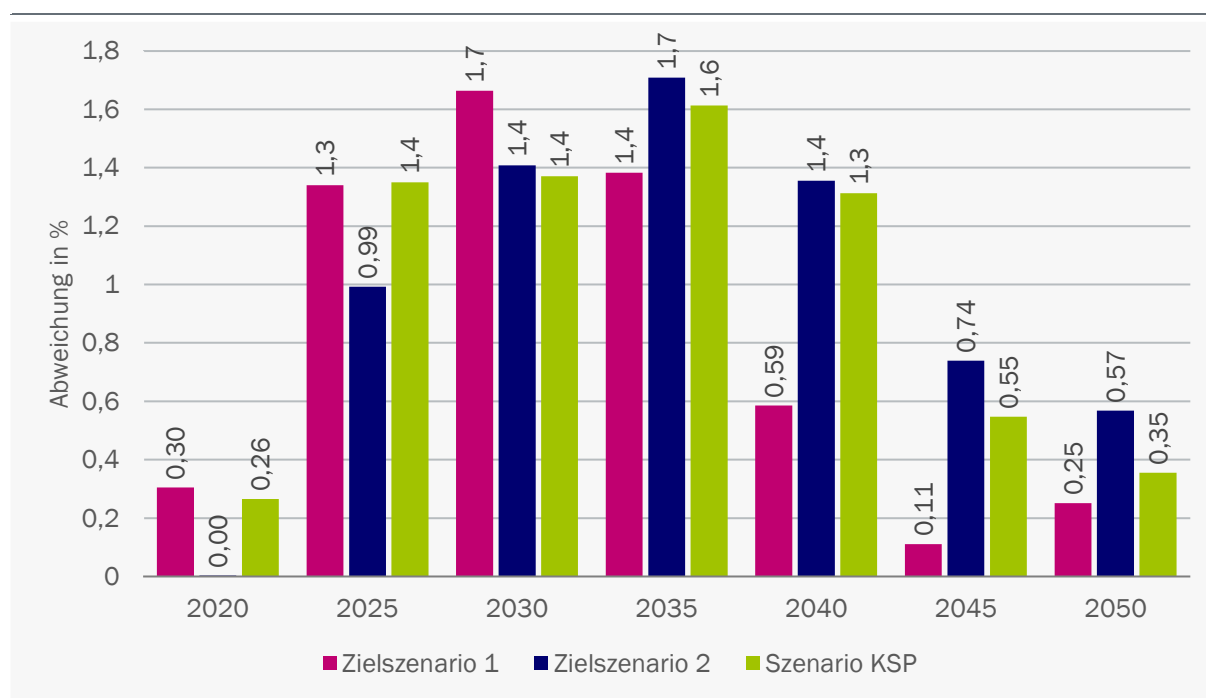
Im Vergleich zu der Referenzentwicklung führen alle drei Zielszenarien zu positiven gesamtwirtschaftlichen Effekten. Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt liegt in den Zielszenarien höher als in der Referenzentwicklung (Abbildung 195). Dieser positive Effekt steigt bis 2030 in Zielszenario 1 bzw. bis 2035 in Zielszenarien 2 und Szenario KSP an und nimmt danach ab. Im Jahr 2030 liegt das BIP um etwa 1,7 % (Zielszenario 1), 1,4 % (Zielszenario 2 und Szenario KSP) höher als in der Referenz.

Wesentliche Gründe für die positive BIP-Wirkung gegenüber der Referenz sind die deutlich höheren Investitionen (Kapitel 8.4). Zugleich sind die Strompreise in Zielszenario 1 nur leicht höher als in der Referenz, in Zielszenario 2 und Szenario KSP sind sie sogar niedriger (8.3.1). Höhere CO₂-Preise in den Sektoren Verkehr und Wärme haben kaum negative Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit. Da die Einnahmen teilweise rückvergütet werden, kommt es

allerdings zu gewissen strukturellen Veränderungen. So wird die EEG-Umlage im Szenario mit KSP mit den Mehreinnahmen aus der CO₂-Bepreisung reduziert. Zwar werden weniger fossile Energien eingeführt, jedoch wirken die teuren PtX-Importe negativ auf das BIP. Die Abweichungen der BIP-Effekte zwischen den Zielszenarien ergeben sich durch die in Kapiteln 2 und 9.1.2 beschriebenen Unterschiede in den Annahmen. Dies sind vor allem die Differenzinvestitionen sowie Unterschiede in den Energiepreisen, den Energienachfragemengen und den Energieimporten.

Dabei gilt, dass höhere Investitionen unmittelbar nachfragewirksam sind und das Bruttoinlandsprodukt erhöhen. In den Folgejahren führen die Investitionen dann zu höheren Abschreibungen, was sich in höheren Güterpreisen niederschlägt und das Wirtschaftswachstum etwas dämpft. Niedrigere Strompreise begünstigen unter sonst gleichen Annahmen die jeweiligen Verbraucher. Höhere CO₂-Preise führen zu höheren Preisen fossiler Energieträger, wobei die Mittelverwendung die Wirkungen auf das BIP deutlich beeinflussen kann. Hohe PtX-Importe verschlechtern die Handelsbilanz, niedrigere Importe fossiler Energieträger wirken sich positiv auf die Handelsbilanz aus.

Abbildung 195: Relative Abweichung des preisbereinigten Bruttoinlandsprodukts in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: eigene Berechnung

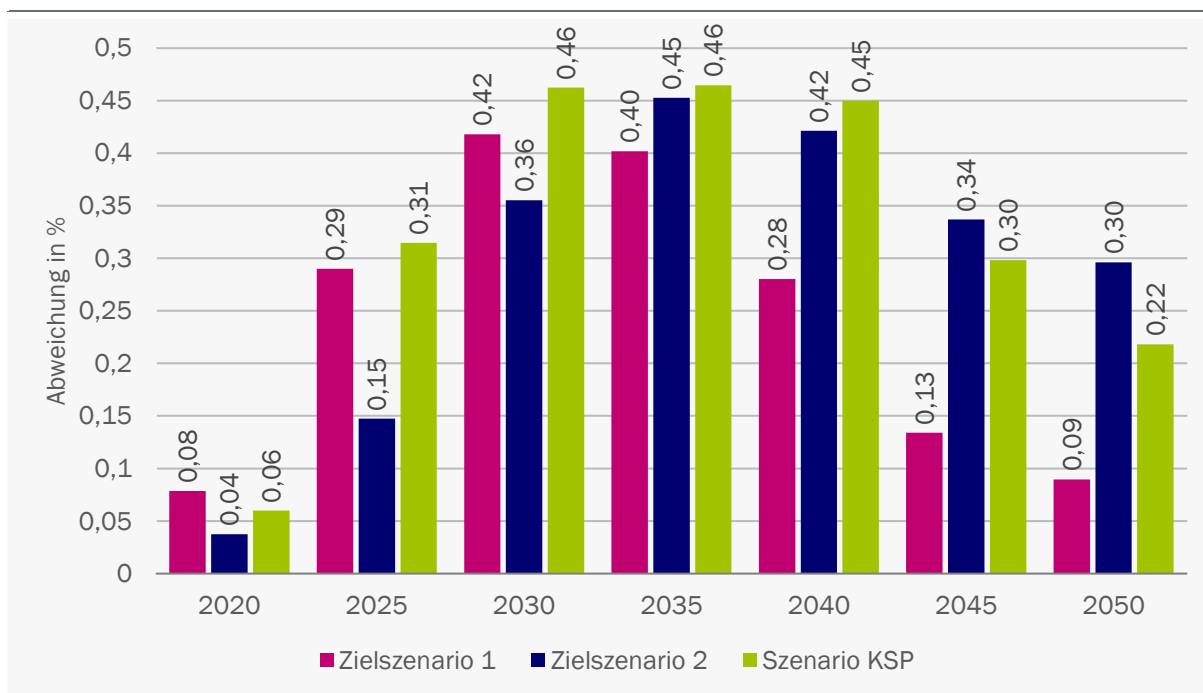
In den Zielszenarien 1 und 2 sind die zusätzlichen Investitionen im Zeitraum bis 2030 höher als im Szenario KSP. Zwischen 2030 und 2040 weist Zielszenario 2 die höchsten Mehrinvestitionen aus, während ab 2040 vor allem der nur noch geringe Mehrinvestitionsbedarf im Zielszenario 1 auffällt. Die Strompreise sind in Zielszenario 2 und Szenario KSP im Jahr 2030 etwas niedriger als in der Referenz, während die Abweichungen bei Zielszenario 1 nur gering sind. Diese Zusammenhänge bleiben bis zum Jahr 2050 weitgehend bestehen, wobei die Preise in Zielszenario 2 etwas niedriger sind als in Szenario KSP. Die CO₂-Preise sind im Szenario KSP bis 2030 niedriger als in den anderen Szenarien. Besonders hoch sind die CO₂-Preise in den ersten Jahren im

Zielszenario 2. Ab 2035 sind die Unterschiede in den Szenarien nur noch gering. Bei PtX sind die Importe ab 2040 im Zielszenario 1 sehr hoch. In Szenario KSP liegt diese Größe bis 2040 niedriger als in Zielszenario 2 und steigt danach deutlich an.

Die entsprechenden Kombinationen in den drei Szenarien führen dazu, dass die Szenarien Zielszenario 2 und Szenario KSP im Jahr 2030 nahezu identische positive Abweichungen beim BIP zur Referenz aufweisen, während die höheren Investitionen das Zielszenario 1 leicht begünstigen. Im Jahr 2025 sind die BIP-Effekte der Szenarien Zielszenario 1 und Szenario KSP etwas höher als in Zielszenario 2. Nach 2030 fällt das Zielszenario 1 im Vergleich deutlich unter die beiden anderen Szenarien. Gründe sind die nur noch geringen zusätzlichen Investitionen, hohe PtX-Importe und die etwas höheren Strompreise. Die Unterschiede zwischen Zielszenario 2 und Szenario KSP sind in den Jahren 2035 und 2040 sehr gering. Danach entwickeln sich Strompreise, Investitionen und PtX-Importe im Zielszenario 2 leicht günstiger als im Szenario KSP.

Neben dem preisbereinigten BIP sind weitere Größen für die Bewertung der Zielszenarien wichtig. Abbildung 196 zeigt die Wirkungen der Zielszenarien auf die Erwerbstätigenzahlen, die angesichts der höheren Wirtschaftsleistung über den gesamten Zeitraum im Vergleich zur Referenz ebenfalls höher sind: Im Jahr 2030 gibt es 0,42 % (Zielszenario 1), 0,36 % (Zielszenario 2) bzw. 0,46 % (Szenario KSP) mehr Erwerbstätige verglichen mit der Referenzentwicklung. Über den Zeitraum von 2025 bis 2040 sind die Beschäftigungseffekte im Szenario KSP am höchsten. Der Effekt auf die Erwerbstätigkeit ist damit in der Regel über alle Szenarien deutlich geringer als der auf das BIP, weil ein Teil der höheren Wirtschaftsleistung zu höheren Löhnen und damit wiederum höherer Arbeitsproduktivität führt.

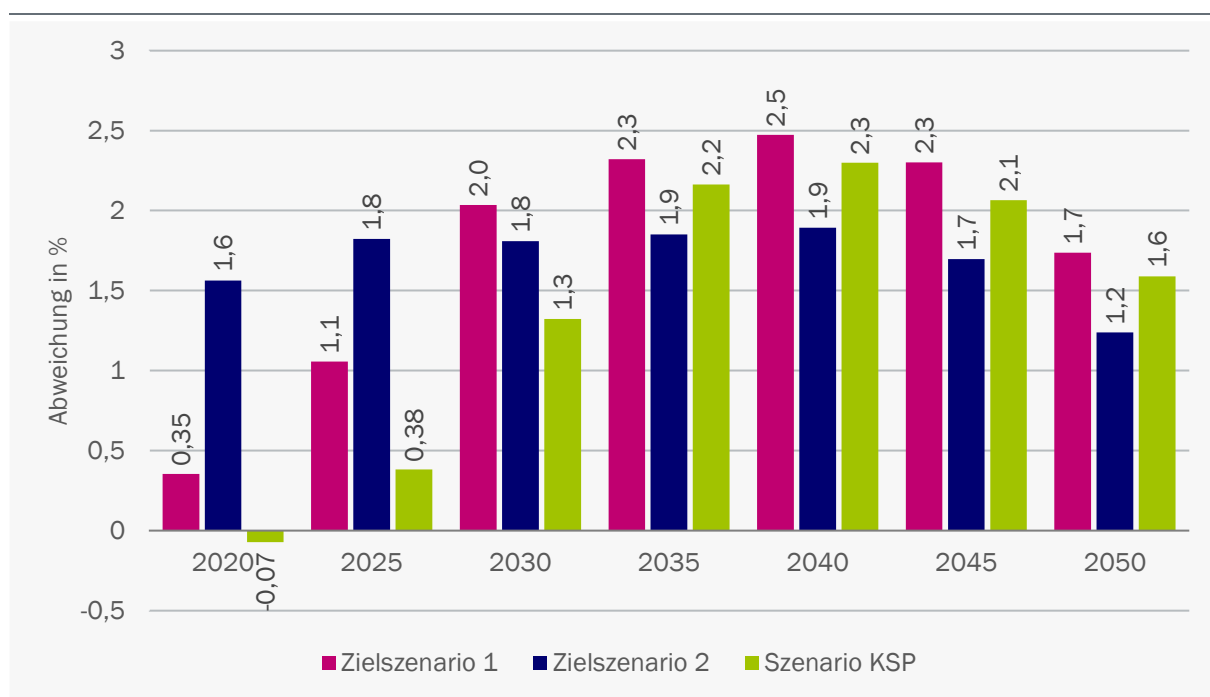
Abbildung 196: Relative Abweichung der Erwerbstätigenzahl in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: eigene Berechnung

Der Preisindex der Lebenshaltung (Abbildung 197) ist in den Zielszenarien höher als in der Referenzentwicklung: Im Jahr 2030 übertrifft der Preisindex um etwa 2,0 % (Zielszenario 1), 1,8 % (Zielszenario 2) bzw. 1,3 % (Szenario KSP) das Niveau des Referenzszenarios. Gründe sind vor allem die CO₂-Preise im nEHS, (bzw. in non-EU-EHS-Bereich) höhere Kapitalkosten für die zusätzlichen Investitionen sowie im Szenario ZIEL1 teils leicht höhere Strompreise für die Endverbraucher. Auch führt die positive Entwicklung auf dem Arbeitsmarkt zu höheren Löhnen und damit höheren Preisen. Nach 2040 schwächt sich der Effekt in allen Zielszenarien ab. Zwischen den Zielszenarien gibt es besonders zu Beginn des Betrachtungszeitraums deutliche Unterschiede, die u. a. auf den höheren CO₂-Preis in Zielszenario 2 zurückzuführen sind.

Abbildung 197: Relative Abweichung des Preisindex der Lebenshaltung in den Zielszenarien jeweils im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: eigene Berechnung

Tabelle 60 zeigt die Wirkungen der Zielszenarien auf die einzelnen Komponenten des BIP. An den Investitionen in Ausrüstungen und Bauten werden die in Kapitel 8.4 gezeigten Mehrinvestitionen sichtbar: Im Jahr 2030 sind die Mehrinvestitionen im Umwandlungs- und Endnachfragebereich in Zielszenario 1 am höchsten, im Jahr 2050 in Szenario KSP. Mit niedrigeren Energiekosten und höherem BIP nehmen auch der private und öffentliche Konsum zu. Auch die Importe steigen mit der Wirtschaftsleistung an, wobei die Energieimporte deutlich niedriger sind als in der Referenzentwicklung. Die Exporte sinken mit den etwas höheren Produzentenpreisen, weil unterstellt wird, dass durch die Energiewende keine zusätzlichen Wettbewerbsvorteile auf den internationalen Märkten erzielt werden. Im Falle eines international weitgehend abgestimmten Vorgehens könnten die Wirkungen auf die Exporte und damit auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte positiver sein.

Tabelle 60: Abweichungen der BIP-Komponenten in den Zielszenarien

jeweils im Vergleich zum Referenzszenario, Darstellung für die Jahre 2030 und 2050 in Mrd. Euro₂₀₁₆

BIP Komponenten	2030		2050			
	ZS 1	ZS 2	KSP	ZS 1	ZS 2	KSP
BIP	62,3	52,7	51,3	11,1	25,2	15,7
Privater Konsum	27,7	30,4	24,5	-3,5	10,7	1,2
Staatskonsum	2,8	4,1	2,2	2,7	5,1	4,1
Ausrüstungen	45,2	40,9	35,6	7,2	19,0	22,2
Bauten	11,7	10,0	12,4	4,6	7,4	5,6
Exporte	-7,0	-10,7	-7,7	-8,4	-20,2	-15,7
Importe	16,8	20,0	14,5	-9,3	-5,5	-0,8

Quelle: eigene Berechnung

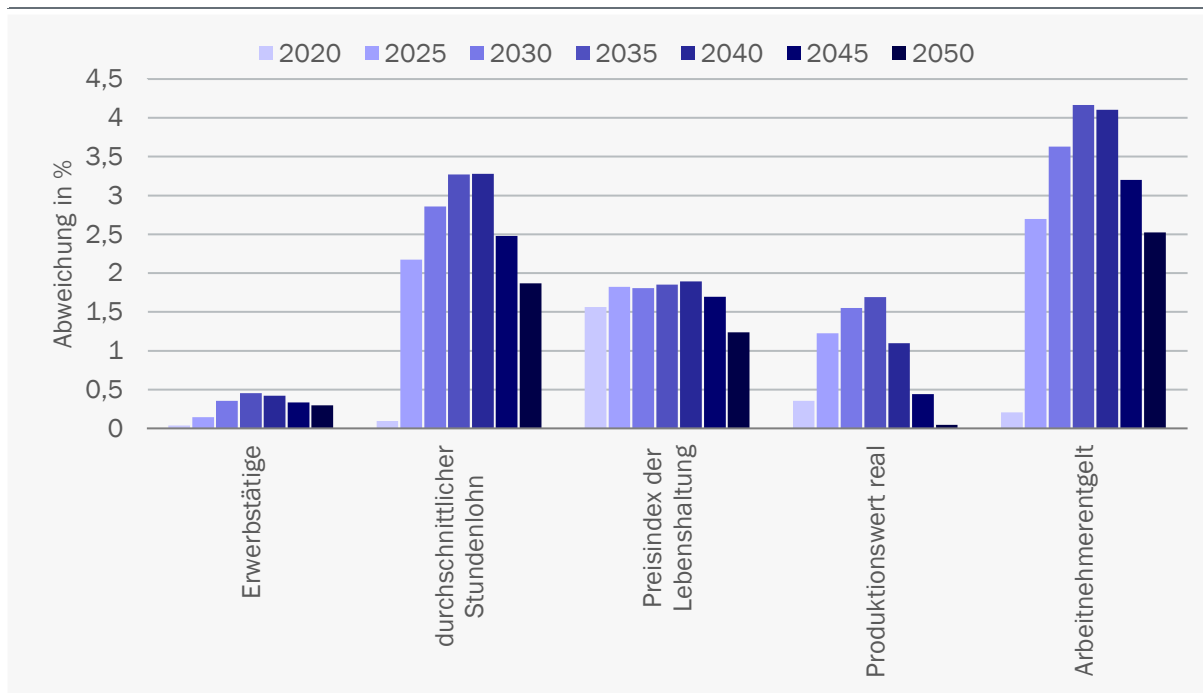
Abbildung 198: Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes in Zielszenario 1

im Vergleich zum Referenzszenario



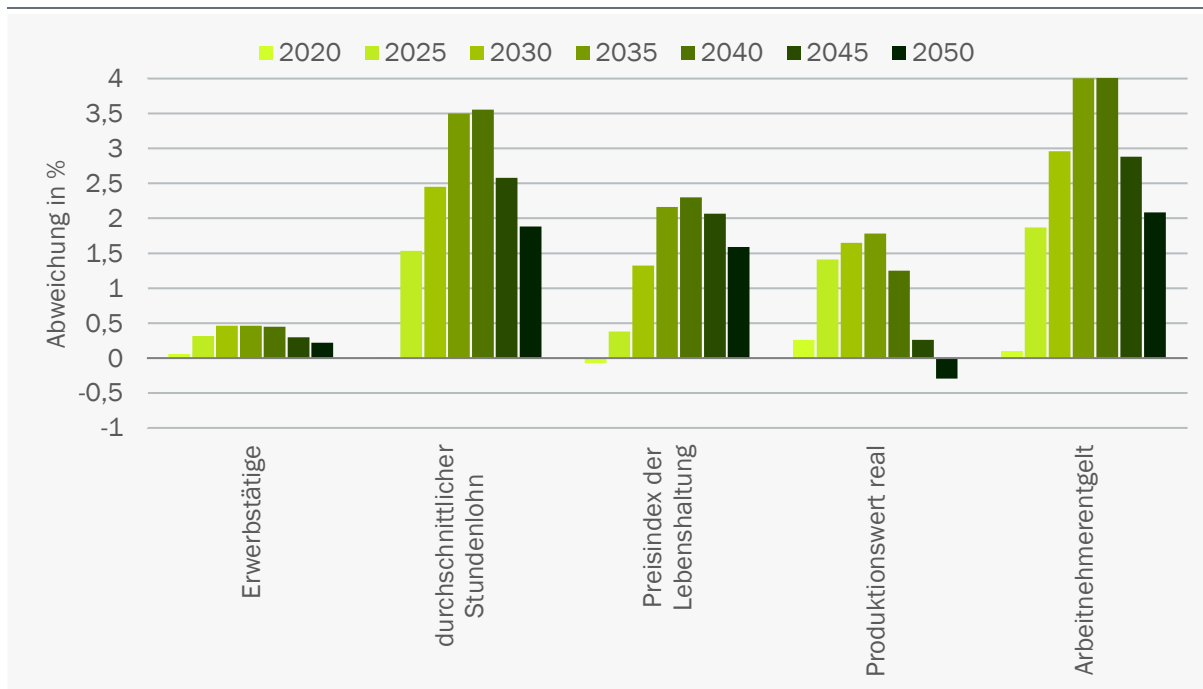
Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 199: Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes in Zielszenario 2
im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 200: Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes im Zielszenario 3
im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 198, Abbildung 199 und Abbildung 200 geben einen Überblick über die Wirkungen auf verschiedene Größen des Arbeitsmarktes. Der durchschnittliche Stundenlohn ist in allen drei Zielszenarien höher als im Referenzszenario, im Jahr 2030 um etwa 3,2 % in Zielszenario 1, 2,2 % in Zielszenario 2 und 2,5 % im Szenario KSP. Langfristig entwickelt er sich im Szenario KSP auf einem etwas höheren Niveau, sodass er hier im Jahr 2050 um 1,88 % über der Referenzentwicklung liegt, während diese Abweichung 1,66 % in Zielszenario 1 und 1,87 % in Zielszenario 2 beträgt.

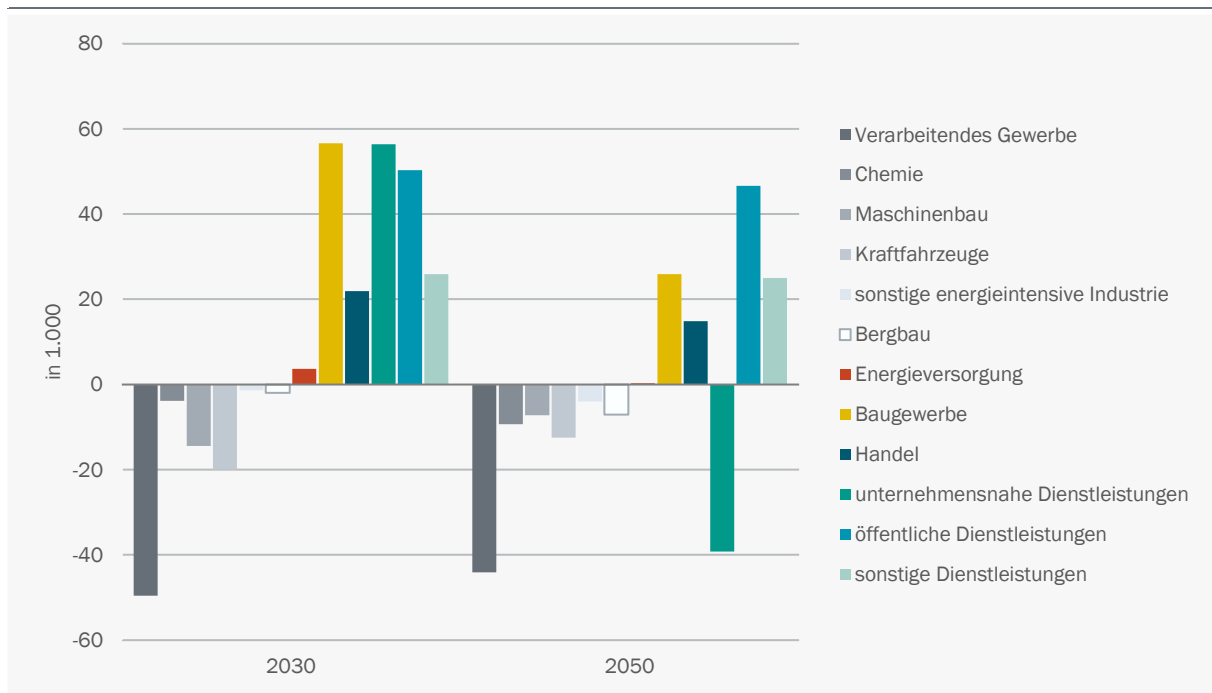
9.2.2 Sektorale Effekte

Nachfolgend werden die Effekte in den Zielszenarien disaggregiert für ausgewählte Wirtschaftsbereiche betrachtet. Die Effekte auf die Beschäftigung sehen in allen Zielszenarien ähnlich aus (Abbildung 201, Abbildung 202 und Abbildung 203). Die größten negativen Wirkungen ergeben sich im verarbeitenden Gewerbe, das in den Abbildungen sowohl insgesamt als auch nach wichtigen Branchen aufgeführt wird: Zwar ist hierbei der Effekt auf die Produktion im Jahr 2030 positiv, jedoch sind die Rationalisierungspotenziale in diesem Wirtschaftszweig am größten. Die Kraftfahrzeugbranche ist darüber hinaus vom Übergang zur Elektromobilität leicht negativ betroffen. Die Beschäftigung liegt im Fahrzeugbau im Jahr 2030 um rund 20.000 oder knapp 3 % niedriger als in der Referenz. Es werden mehr Vorleistungen etwa in Form von Batterien und Elektronik und u. a. weniger Getriebe benötigt, was bei der derzeitigen Vorleistungsstruktur zu vermehrten Importen führt. Die Entwicklung der Automobilindustrie ist aktuell von Unsicherheiten gekennzeichnet. Dazu werden vorsichtige Annahmen getroffen, was etwa den Aufbau einer wettbewerbsfähigen Batteriezellfertigung in Deutschland angeht. Entsprechend könnten die Ergebnisse bei anderen Annahmen auch nach oben abweichen.

Eine Zunahme der Beschäftigung gegenüber dem Referenzszenario können durch die höheren Investitionen vor allem das Baugewerbe sowie durch die insgesamt höhere Wirtschaftsleistung Handel und Dienstleistungen in allen Zielszenarien im Jahr 2030 verzeichnen. Im Jahr 2050 wird die Entwicklung bei den unternehmensnahen Dienstleistungen, die stark von Aktivitäten im verarbeitenden Gewerbe abhängen, in Zielszenarien 1 und Szenario KSP (leicht) negativ. Insgesamt sind die Beschäftigungseffekte in allen Zielszenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 deutlich positiv, auch wenn sich die Effekte bis 2050 gegenüber 2030 etwas abschwächen.

Die Effekte auf die Bruttonproduktion fallen in allen Zielszenarien gegenüber der Referenz im Jahr 2030 positiver aus als 2050 (Abbildung 204, Abbildung 205 und Abbildung 206). Positive Wirkungen gegenüber der Referenzentwicklung treten insbesondere im Dienstleistungsbereich auf. Langfristig ergeben sich vor allem sichtbare negative Effekte auf das verarbeitende Gewerbe, darunter die Automobilindustrie, sonstige energieintensive Industrien und die chemische Industrie. Sie werden durch Kosten für weitgehende THG-Neutralität belastet, die die Strukturen etwas hin zu THG-armen Wirtschaftsbereichen verschiebt. Im Jahr 2050 sind die Produktionseffekte in den Szenarien nur noch gering, weil auch die Investitionsdifferenzen und die Preisdifferenzen im Vergleich zur Referenz nur noch klein sind. Deutlich positive langfristige Effekte könnten sich durch vermehrte Exporte ergeben, wenn Deutschland im Jahr 2050 weitgehend THG-neutral produziert. Da Entwicklungen im Rest der Welt aber unsicher sind, werden im Sinne einer vorsichtigen Betrachtung keine entsprechenden Annahmen getroffen. Entsprechend mögliche zusätzliche Vorteile der Energiewende sind in den Modellergebnissen nicht berücksichtigt (GWS / Prognos 2018, S. 106).

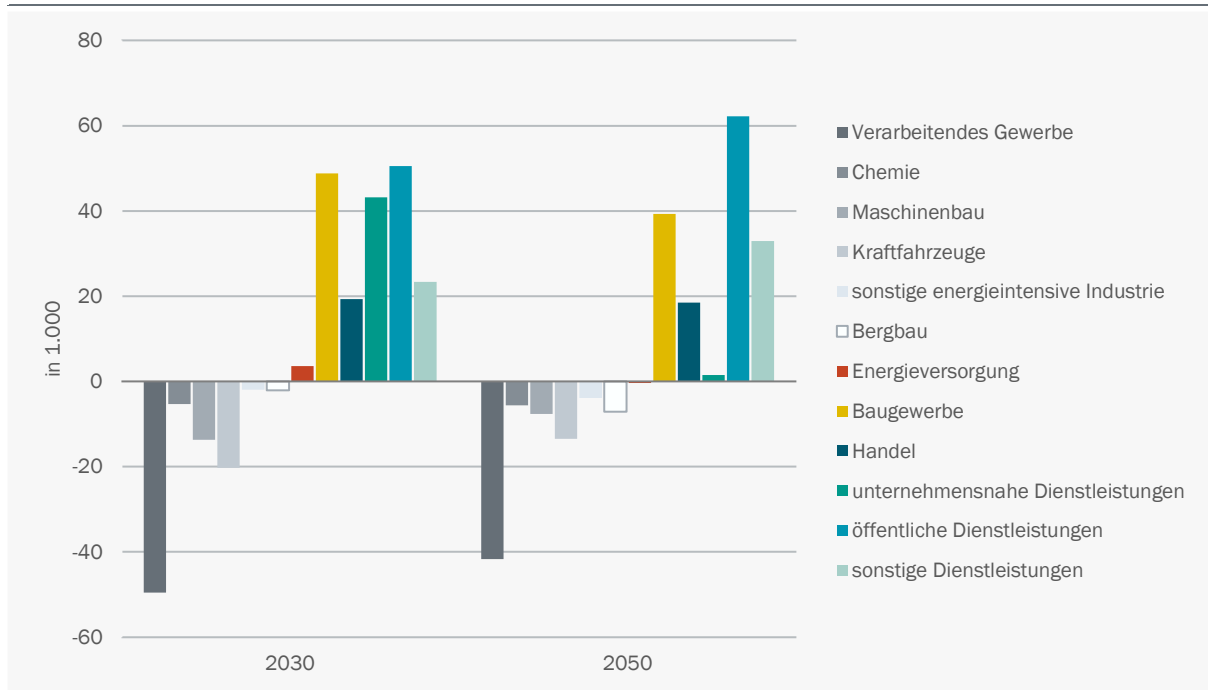
Abbildung 201: Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren in Zielszenario 1
im Vergleich zum Referenzszenario, in 1.000



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherzeugung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

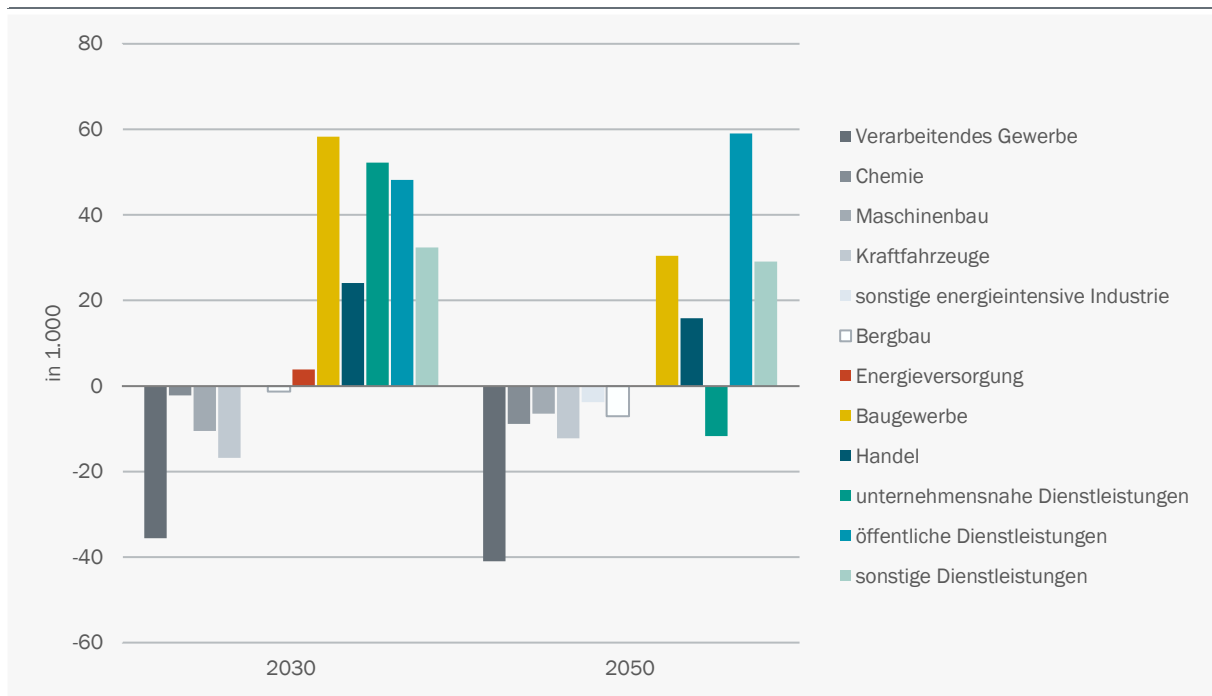
Abbildung 202: Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren in Zielszenario 2
im Vergleich zum Referenzszenario, in 1.000



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherstellung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

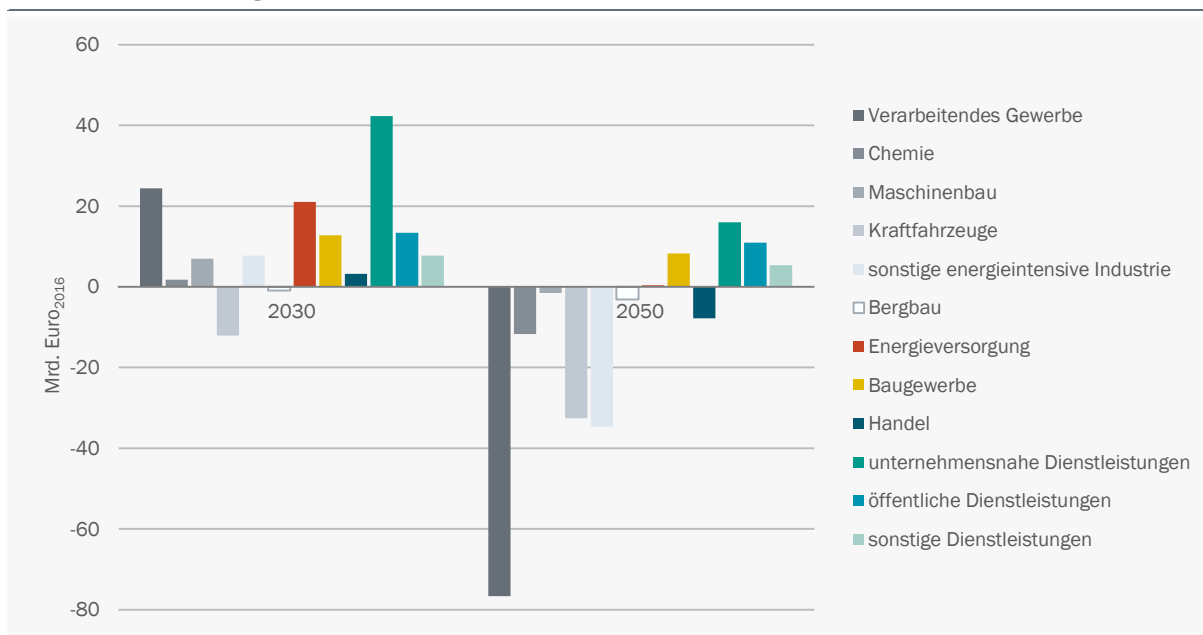
Abbildung 203: Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren in Zielszenario 3
im Vergleich zum Referenzszenario, in 1.000



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherzeugung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

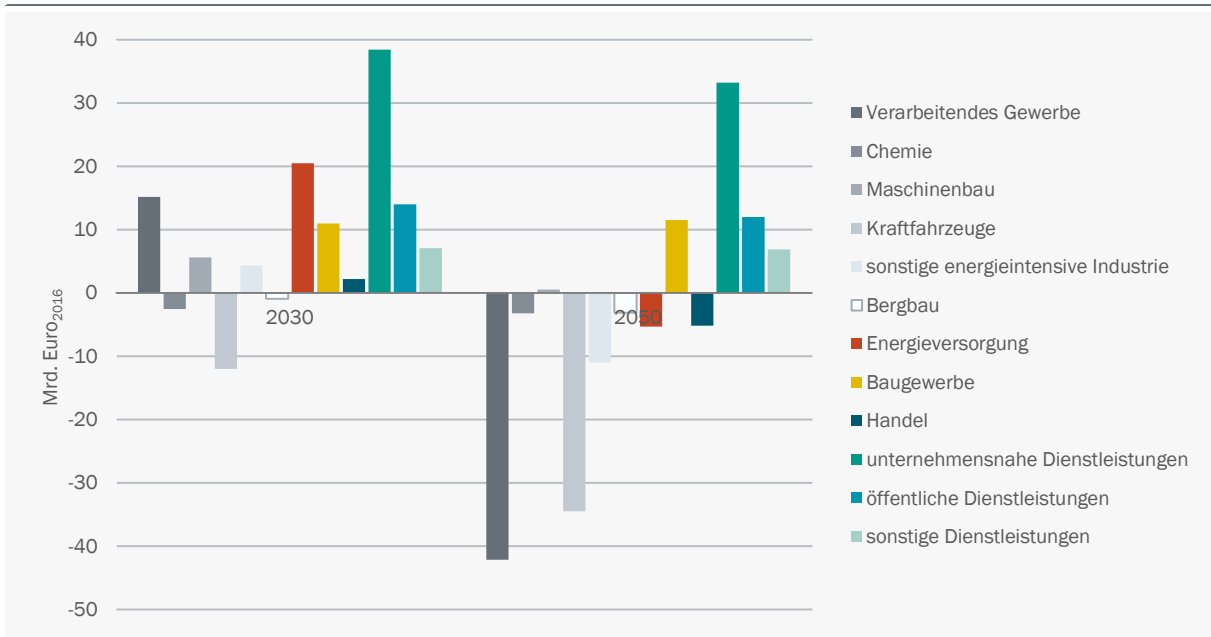
Abbildung 204: Abweichung des preisbereinigten Bruttowerts ausgewählter Sektoren in Zielszenario 1 im Vergleich zum Referenzszenario



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherzeugung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

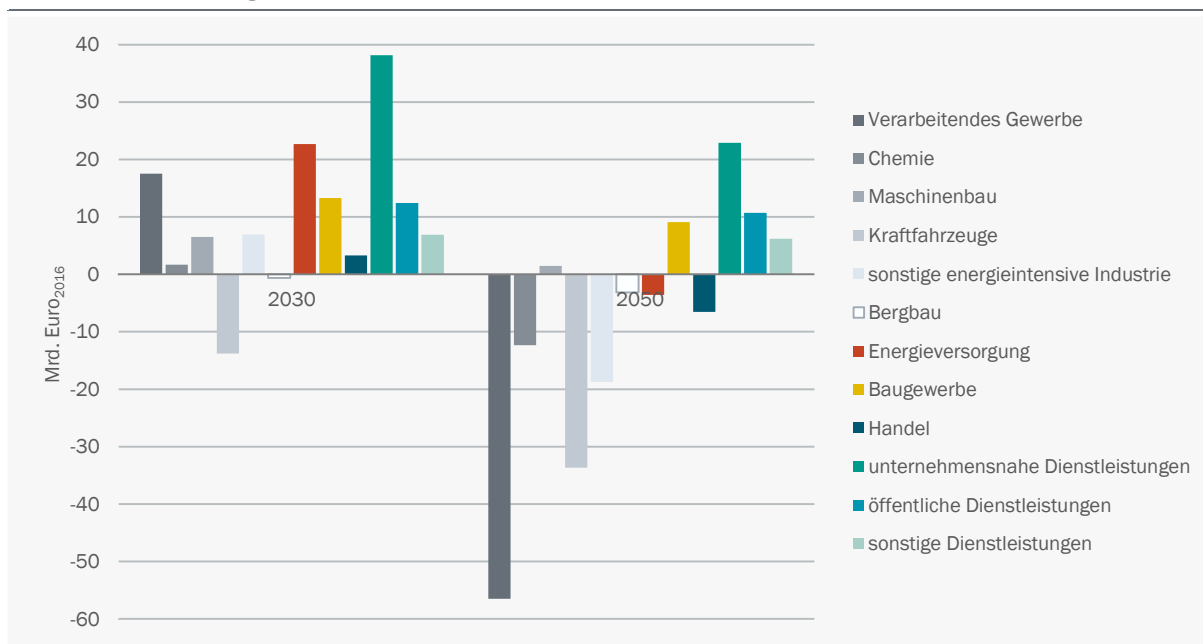
Abbildung 205: Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren in Zielszenario 2 im Vergleich zum Referenzszenario



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherstellung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 206: Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren
in Szenario KSP im Vergleich zum Referenzszenario



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherstellung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

9.2.3 Vergleich mit anderen Studien

Die Modellergebnisse zeigen positive gesamtwirtschaftliche Effekte der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland, die je nach Zielszenario im Jahr 2030 in einem zwischen 1,4 % und 1,7 % höheren BIP im Vergleich zu einer Referenzentwicklung resultieren. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch Öko-Institut et al. (2019) in ihrer Folgenabschätzung des Klimaschutzplans mit dem Modell ISI-Macro. Der Effekt des Klimaschutzplans auf das BIP im Jahr 2030 wird je nach Zielpfad auf ein zwischen 1,1 % und 1,6 % höheres Niveau gegenüber der Referenzentwicklung ermittelt. Selbst für den Fall einer vollständigen Verdrängung anderer Investitionen durch die zusätzlichen Klimaschutzinvestitionen ergibt sich für beide Zielpfade noch ein leicht höheres BIP im Vergleich zur Referenzentwicklung (0,3 % bzw. 0,5 %).

Eine Ex-post-Bewertung von mit der Energiewende verbundenen Investitionen wird regelmäßig beim Monitoring der KfW-Programme zur Förderung der Energieeffizienz im Gebäudebereich vorgenommen (IWU / Fh-IFAM 2018). So werden für das Jahr 2017 positive Beschäftigungseffekte festgestellt, die für das Programm „Energieeffizient Sanieren“ mit einem Investitionsvolumen von 10,9 Mrd. Euro mit 118.000 Personenjahren und für „Energieeffizient Bauen“ mit einem Volumen von 30,1 Mrd. Euro mit 317.000 Personenjahren beziffert werden. Daten zum gesamtwirtschaftlichen Umfang von Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien werden seit 2000 berichtet. Im Jahr 2018 wurden 13,6 Mrd. Euro in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert. Für den Beschäftigungseffekt durch den Ausbau, den Betrieb von Anlagen und die Bereitstellung von biogenen Brenn- und Kraftstoffen werden 295.700 Personenjahre berechnet (O'Sullivan / Edler, in Vorbereitung).

Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) weist auf Studien hin, die sich mit den ökonomischen Effekten eines national einheitlichen CO₂-Preises befassen und hierfür überwiegend negative Folgen für die Wirtschaftsleistung ermitteln (SVR 2019, S. 102). Demnach könne – unter Vernachlässigung positiver Wirkungen durch die Internalisierung negativer externer Effekte – die durchschnittliche BIP-Wachstumsrate durch die Einführung eines CO₂-Preises langfristig zurückgehen. Die Argumentation stützt sich darauf, dass Kapital und Energie in Unternehmen komplementär eingesetzt würden, sodass die durch den CO₂-Preis höheren Kosten für fossile Energieträger zu weniger Investitionen führen. Allerdings werden je nach Verwendung der CO₂-Steuereinnahmen auch Studien mit positiven Effekten auf das BIP zitiert.

Die vom SVR zitierten Studien, die einen pauschalen CO₂-Preis annehmen, sind nur begrenzt mit den hier untersuchten Zielszenarien zu vergleichen, die neben Ordnungsrecht und Förderinstrumenten einen CO₂-Preis nur für Unternehmen (und Haushalte) einführen, die nicht bereits Bestandteil des EU-Emissionshandelssystems sind. Die Annahme der Komplementarität von Energie und Kapital, wie sie in den vom SVR zitierten Studien unterstellt wird, erscheint für weniger energieintensive Unternehmen, die bisher nicht Teil des EU-EHS sind, zu stark vereinfachend. In den oben betrachteten Zielszenarien führt ein wesentlicher Teil der Klimaschutzmaßnahmen zur Substitution von CO₂-intensiven durch CO₂-neutrale Energieträger, sodass die Einführung eines CO₂-Preises nicht zwangsläufig zu einer Reduktion des Energieeinsatzes oder zu einer Verdrängung von Investitionen infolge höherer Energiekosten führt. Die Förderung von Energieeffizienz in Unternehmen sowie die Dämmung von Häusern, die wichtige Bestandteile der Zielszenarien sind, hat gerade den Ersatz von Energie durch Kapital zum Ziel.

Im Rahmen verschiedener EU-Impact-Assessments hat sich die DG ENER mit dem Einfluss unterschiedlicher Modelltypen und zentraler Annahmen auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte von Szenarien mit verstärktem Klimaschutz auseinandergesetzt. Demnach weisen

makroökonomische Modelle wie das hier eingesetzte Modell PANTA RHEI positivere Effekte aus als berechenbare allgemeine Gleichgewichtsmodelle (CE 2016; E3MLab 2016). Makroökonomische Modelle sind stärker nachfrageorientiert, sodass zusätzliche Investitionen in Klimaschutz nicht oder nicht vollständig andere geplante Investitionen verdrängen. CGE-Modelle sind eher angebotsorientiert. Ausgehend von einer Volkswirtschaft im Optimum, in der Vollbeschäftigung vorliegt, bei langfristig vorausschauenden Unternehmen und Haushalten führt jede staatliche Intervention wie auch ein Klimaschutzprogramm zu negativen Effekten. Allerdings sind je nach Annahmen zur Mittelverwendung und zu Beschränkungen auf Arbeits- und Kapitalmärkten mit entsprechenden CGE-Modellen auch positive gesamtwirtschaftliche Effekte von mehr Klimaschutz auf EU-Ebene berechnet worden (EU-COM 2016).

Die Gemeinschaftsdiagnose vom Herbst 2019 (DIW et al. 2019) argumentiert ähnlich wie der Sachverständigenrat und Verfechter der CGE-Modelle, dass Klimaschutz durch Umlenkung knapper Ressourcen Produktion und Konsum und damit den Verteilungsspielraum einengen. Klimapolitische Maßnahmen müssen demnach mit Konsumverzicht einhergehen, wenn sie nicht über einen gesamtwirtschaftlichen Vermögensabbau finanziert werden sollen (DIW et al. 2019: S. 70). Diese Annahme verkennt mindestens zweierlei: Erstens wäre ein kurzfristiger Vermögensabbau relativ zur Referenzentwicklung in sehr begrenztem Umfang gerade der privaten Haushalte in Deutschland problemlos möglich. Zum Ende des dritten Quartals 2019 lag das Nettogeldvermögen der privaten Haushalte bei 4.441 Mrd. Euro, ein Zuwachs gegenüber dem Vorquartal von 41 Mrd. Euro (Bundesbank 2020). Daraus sind die in Kapitel 8.4 aufgeführten Investitionen problemlos zu finanzieren, wobei es sich vor allem um eine Verschiebung von Vermögenspositionen handelt. Zum Zweiten werden langfristig durch die getätigten Investitionen Ausgaben für Energie reduziert. Das BMWi (2020a: Abschnitt „Energieeffizienz bringt mehr für alle – und spart Geld“) weist angesichts der Erfahrung mit vielen Förderprogrammen für Energieeffizienz daraufhin, „dass die Renditen von Investitionen in Energieeffizienz zurzeit meist höher [sind] als bei sicheren Anlagen auf dem Kapitalmarkt“. Ein möglicher Vermögensabbau durch vorzeitige Abschreibung noch produktiver Kapitalgüter wie Kraftwerke oder Fahrzeuge kann durch langfristig verlässliche Klimaschutzpolitik minimiert werden.

Volkswirtschaftliche Entwicklung ist bei der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen kein Nullsummenspiel. Mehr Klimaschutz kann den Wachstumspfad etwas erhöhen. Internationale Organisationen wie OECD (2017), IMF (2016), IEA (2014) und IRENA (2020) veröffentlichen seit längerem Studien, die positive gesamtwirtschaftliche Effekte von Klimaschutzprogrammen auf internationaler Ebene bestätigen. So werden in der aktuellen Studie der IRENA (2020) die Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt weltweit zwischen einem Referenzszenario, in dem an den aktuell beschlossenen Plänen der nationalen Regierungen festgehalten wird, und einem Energiewendeszenario, in dem ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien sowie eine stärkere Elektrifizierung und höhere Energieeffizienz verfolgt werden, verglichen. Für den gesamten Energiesektor ergeben sich für 2050 im Energiewendeszenario 14 % mehr Arbeitsplätze im Vergleich zur Referenzentwicklung. Für die gesamte Wirtschaft relativiert sich dieser Effekt durch einen stärkeren Arbeitsplatzverlust in anderen Sektoren als dem Energiesektor. Dennoch liegt hier die Zahl der Arbeitsplätze leicht über dem Niveau im Referenzszenario (+0,2 %).

Eine weitere Untersuchung der Europäischen Kommission (EU-COM 2018a) analysiert die Transformation hin zu einem klimaneutralen Wirtschaftssystem. Dabei werden die makroökonomischen Effekte anhand von drei verschiedenen Modellen untersucht: Bei GEM-E3 (EU-COM 2018b) handelt es sich um ein CGE-Modell, bei E3ME (CE 2020) und QUEST (EU-COM 2020) um makroökonomische Modelle. Für vier verschiedene Szenarien werden die Auswirkungen auf das BIP berechnet; hierbei wird zum einen hinsichtlich der Temperaturerhöhung zwischen den Zielen von 1,5 °C und 2 °C differenziert. Zum anderen werden die politischen Anstrengungen, die außerhalb

der EU unternommen werden, variiert: In dem einen Fall werden die Emissionen wie in den INDC festgelegt reduziert, in dem anderen Fall werden ambitioniertere Emissionsreduktionen angenommen. Nach E3ME ergibt sich für das Jahr 2050 ein zwischen 1,26 % und 2,19 % höheres BIP gegenüber dem Basisszenario, hingegen projiziert GEM-E3 eine schwach negative Abweichung zum Referenzszenario zwischen -0,13 % und -1,3 %. Die Ergebnisse aus QUEST liegen dazwischen im leicht positiven Bereich.

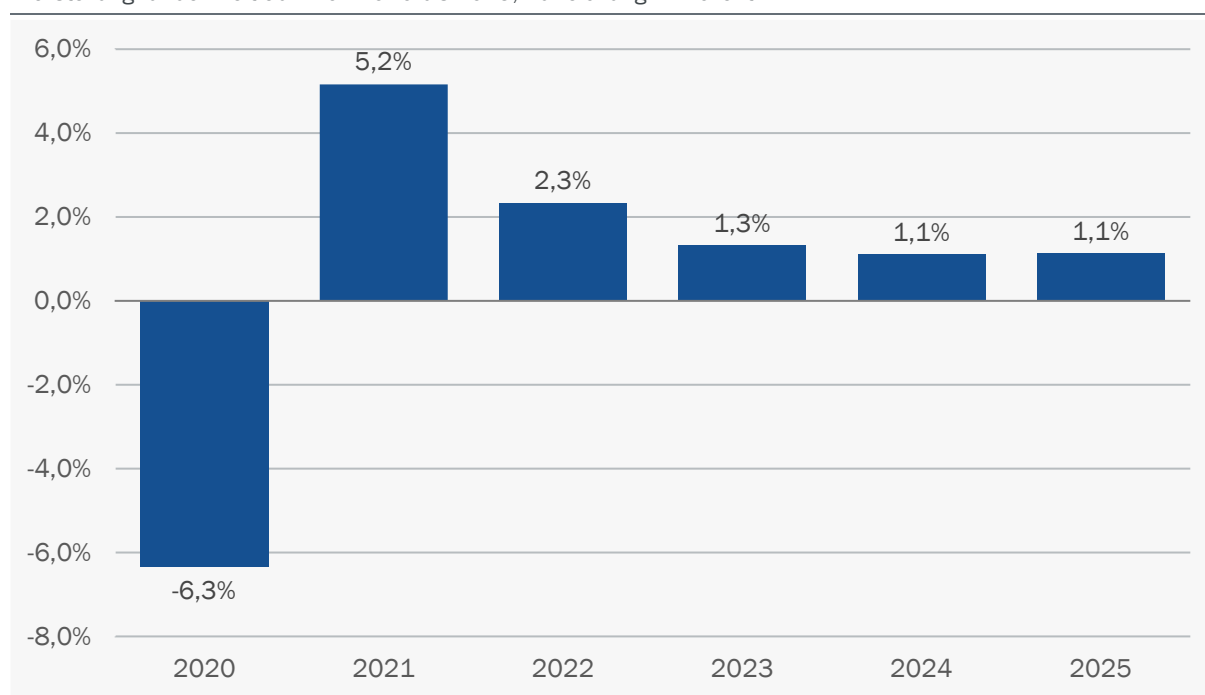
Nicht zu unterschätzen ist in diesem Zusammenhang die Chance, die Deutschland durch ein wirtschaftlich vernünftiges Voranschreiten, bei dem CO₂-intensive Unternehmen vor Wettbewerbsverzerrungen geschützt werden, im Bereich Klimaschutz eröffnet. Die deutsche Industrie ist bei vielen Klimaschutzgütern international bereits sehr gut aufgestellt. Je mehr Länder die Notwendigkeit von Klimaschutz erkennen und umsetzen, desto größer sind die Möglichkeiten zusätzlicher Exporte entsprechender Technologiegüter.

9.2.4 Sensitivitätsrechnung: Corona-Auswirkungen und zusätzliche Klimaschutzinvestitionen

Aufbauend auf dem Szenario KSP wird das wirtschaftliche Kernmodell in PANTA RHEI durch einfache Ad-hoc-Annahmen so angepasst, dass es die aktuellen Entwicklungen der Corona-Pandemie abbildet. Dazu werden einerseits besonders belastete Branchen wie Gastgewerbe, Luftfahrt und Automobilindustrie spezifisch behandelt. Die Nachfrage nach diesen Gütern wird überdurchschnittlich reduziert. Zugleich werden die Komponenten des BIP unterschiedlich behandelt. Hierbei wird die Frühjahrsprojektion der Bundesregierung (BMWi 2020a) für das BIP in den Jahren 2020 und 2021 getroffen (Abbildung 207): Im Jahr 2020 sinkt das BIP im Vergleich zum Vorjahr um 6,3 %, daraufhin wächst es im Jahr 2021 um 5,2 %.

Abbildung 207: BIP-Änderungsrate im Corona-Szenario

Darstellung für den Zeitraum von 2020 bis 2025, Abweichung in Prozent



Quelle: eigene Berechnung

Tabelle 61 zeigt für die einzelnen BIP-Komponenten die Veränderung zum Vorjahr. Hier wird ersichtlich, dass der private Konsum infolge des Lockdowns im Jahr 2020 deutlich abnimmt. Beim Außenhandel sinken die Exporte annahmegemäß stärker als die Importe, was sich zusätzlich negativ auf die BIP-Entwicklung auswirkt. Außerdem gehen die Ausrüstungsinvestitionen stark zurück. Genau für diese BIP-Komponenten wird für das Folgejahr ein kräftiger Aufschwung projiziert. Der Staatskonsum wird 2020 dagegen zunehmen.

Tabelle 61: Änderungsraten der BIP-Komponenten im Corona-Szenario

Darstellung für den Zeitraum von 2020 bis 2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BIP	-6,3 %	5,2 %	2,3 %	1,3 %	1,1 %	1,1 %
privater Konsum	-6,4 %	5,7 %	1,7 %	1,9 %	1,1 %	0,9 %
Staatskonsum	4,0 %	0,9 %	1,3 %	1,2 %	1,4 %	1,1 %
Ausrüstungen	-9,8 %	7,6 %	4,6 %	3,5 %	2,9 %	3,0 %
Bauten	-1,1 %	0,9 %	-3,5 %	-4,8 %	-0,2 %	0,4 %
Exporte	-11,5 %	7,6 %	4,3 %	4,0 %	2,9 %	3,4 %
Importe	-8,9 %	6,5 %	3,5 %	4,1 %	3,3 %	3,8 %

Quelle: eigene Berechnung

Das Corona-Szenario wird im Folgenden mit einem Szenario verglichen, in dem die Investitionen im Klimaschutzbereich, die im Rahmen des Konjunkturpaketes (BMF 2020) beschlossen wurden, als zusätzlicher Impuls eingestellt werden. Damit können die kurzfristigen Wirkungen dieses kleinen Teils des Konjunkturpaketes abgebildet werden. Langfristige Wirkungen, die z. B. bei der Wasserstoffstrategie in Form wettbewerbsfähiger Preise beabsichtigt sind, aber im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung nicht einfach zu erfassen sind, bleiben unberücksichtigt. Sie werden somit unterschätzt.

Tabelle 62 zeigt die berücksichtigten Positionen des Konjunkturpakets und die Höhe der damit verbundenen Investitionen, die Aufteilung auf die Jahre 2020 bis 2022 erfolgt überwiegend über eigene Annahmen. Es ist zu betonen, dass nur ein kleiner Teil der Maßnahmen des Konjunkturpakets hier erfasst wird. Möglicherweise ist ein kleiner Teil der Maßnahmen des Konjunkturpakets bereits im Szenario KSP enthalten. Die Größenordnung der Ergebnisse sollte davon aber nicht abhängig sein.

Die zusätzlichen Investitionen wirken sich positiv auf das BIP und die Beschäftigung in den Jahren 2021 und 2022 aus (Abbildung 208). Der Preisindex der Lebenshaltung liegt aufgrund der gesenkten EEG-Umlage niedriger als im Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket. In den darauffolgenden Jahren sind die Effekte sehr klein. Bei der Größenordnung der Effekte in den Jahren 2021 und 2022 ist zu berücksichtigen, dass nur ein kleiner Teil der Maßnahmen des Konjunkturpakets, der sich auf die Energiewende bezieht, berücksichtigt ist. Das gesamte Konjunkturpaket wird zu deutlich größeren positiven Effekten führen. Beispielsweise ermitteln Wolter et al. (2019) einen Effekt des Konjunkturpakets in Höhe von 1,7 % im Jahr 2021. Das IWH (2020) ist mit einer Zunahme des BIP von knapp 30 Mrd. Euro in den Jahren 2020 und 2021 durch (Teile des) Konjunkturpakets etwas skeptischer.

Tabelle 62: Betrachtete Investitionsimpulse im Klimaschutzbereich durch das Konjunkturpaket

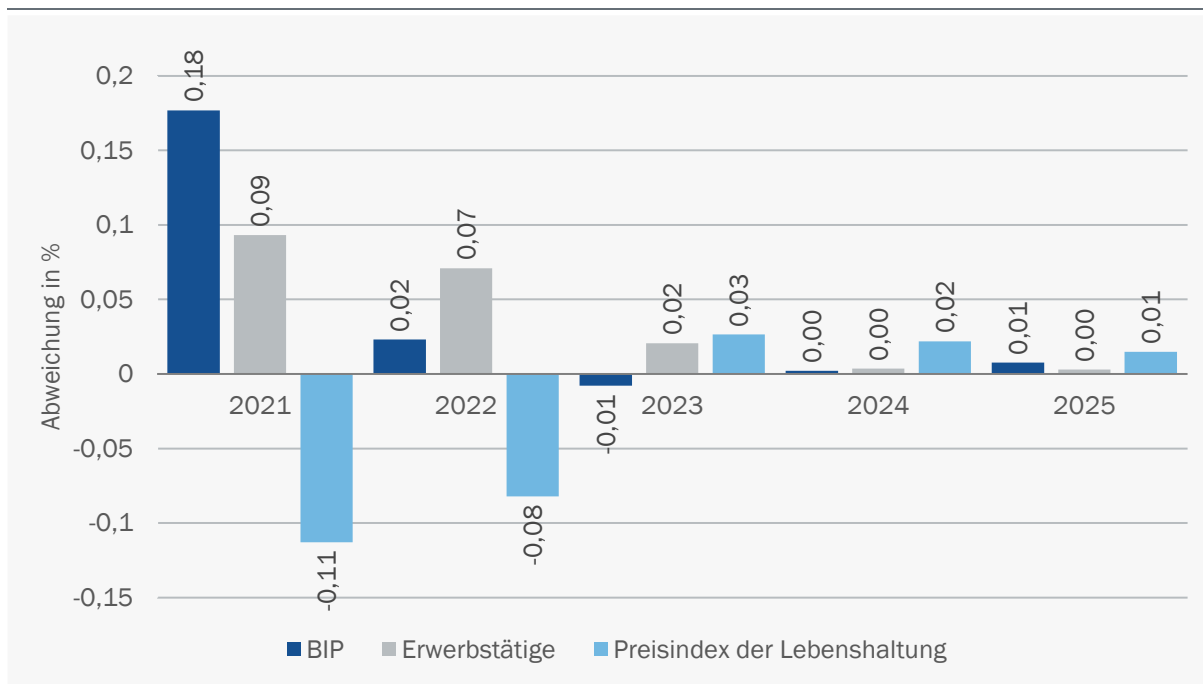
Angaben in Mrd. Euro

Position	insgesamt	2020	2021	2022
Senkung EEG-Umlage (Position 3)	11	-	5,5	5,5
"Innovationsprämie" (Position 35b)	2,2	0,7	1,5	-
Flottenaustauschprogramm "Sozial & Mobil" (Position 35d)	0,2	0,1	0,1	-
Ausbau Ladesäulen-Infrastruktur, F&E Elektromobilität und Batteriezellenerfertigung (Position 35f)	2,5	1	1,5	-
Bus- und Lkw-Flotten-Modernisierungsprogramm (Position 35i)	1,2	0,4	0,8	-
Förderung Wasserstoff-Technologie (Nationale Wasserstoffstrategie) (Position 36, über 2022 hinausgehend)	7	0,5	1	1
CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm (Position 39)	2	1	1	-

Quelle: BMF 2020 und eigene Annahmen

Abbildung 208: Relative Abweichung des Bruttoinlandsproduktes, der Erwerbstätigenzahl und des Preisniveaus im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets

im Vergleich zum Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket, Darstellung für den Zeitraum 2021 bis 2025

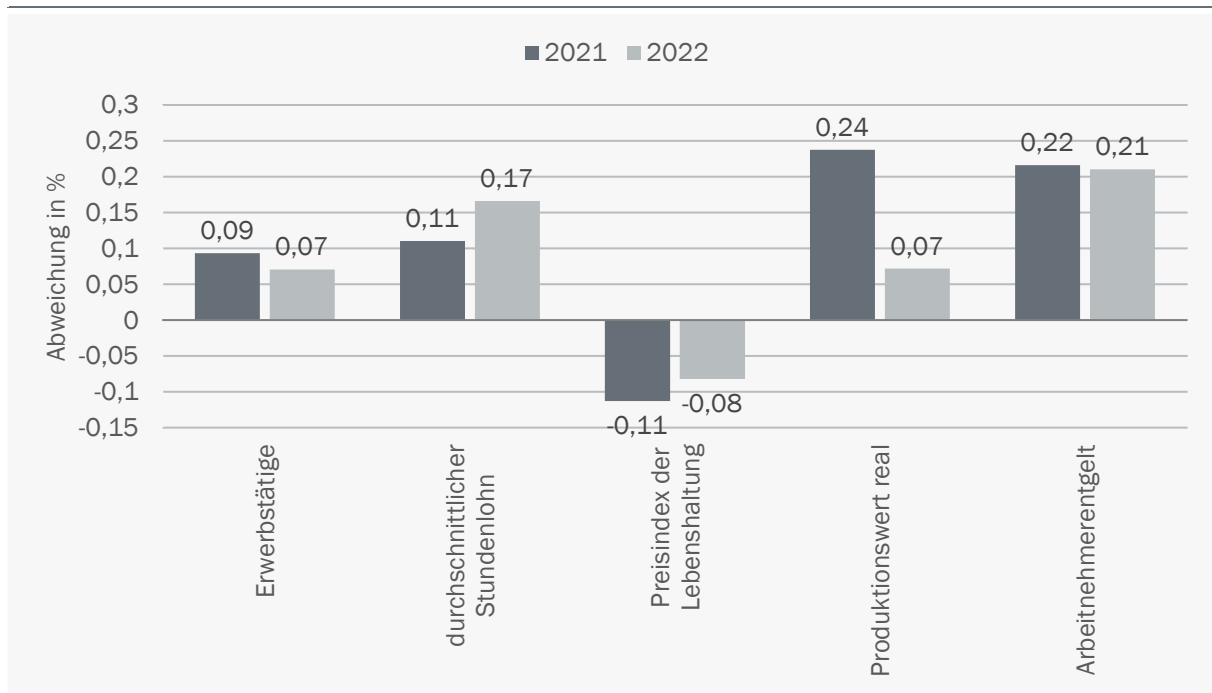


Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 209 zeigt, dass sich die betrachteten Elemente des Konjunkturpakets in den Jahren 2021 und 2022 positiv auf den Arbeitsmarkt auswirken: Mit höherer Nachfrage nach und Produktion von Gütern steigen auch die Arbeitnehmerentgelte und die Zahl der Erwerbstätigen. Ein Grund für die positive Entwicklung ist die Senkung der EEG-Umlage und damit der Strompreise.

Da die meisten Investitionsimpulse im Jahr 2022 nicht mehr bestehen, gehen auch die Effekte deutlich zurück und pendeln sich in den Folgejahren nahe Null ein.

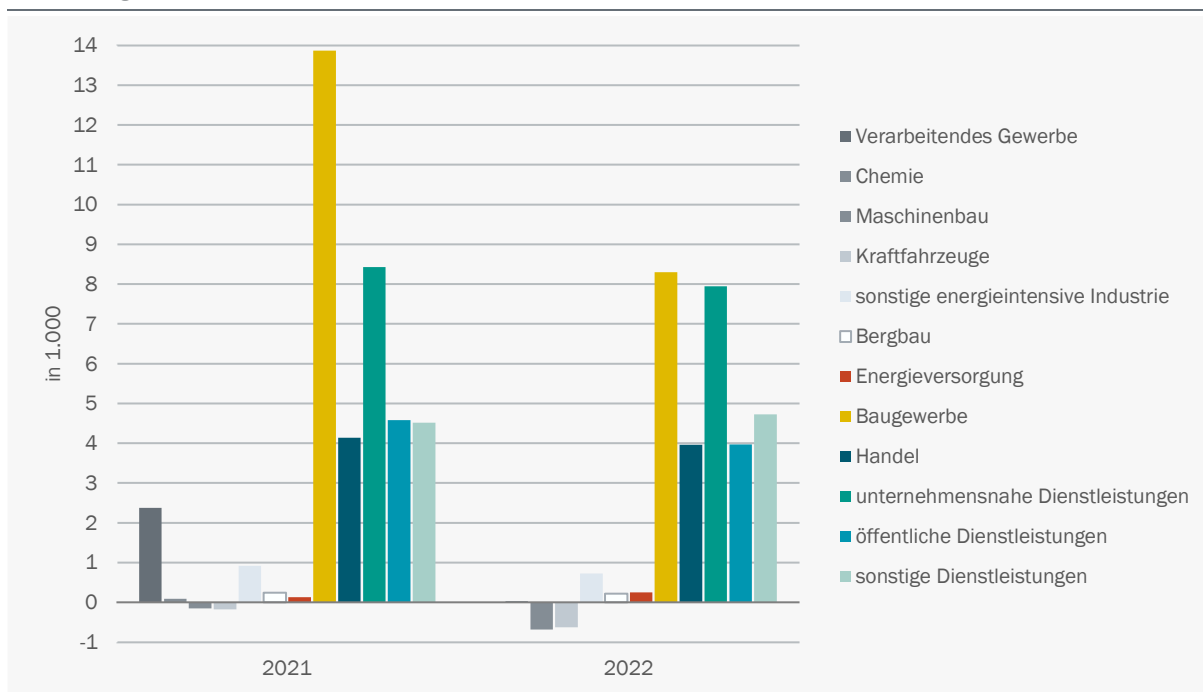
Abbildung 209: Relative Abweichungen ausgewählter Größen des Arbeitsmarktes im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets im Vergleich zum Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket, Darstellung für die Jahre 2021 und 2022



Quelle: eigene Berechnung

Bei Betrachtung der Beschäftigungswirkungen auf sektoraler Ebene (Abbildung 210) fällt auf, dass insbesondere das Baugewerbe, der Handel sowie die Dienstleistungen in den Jahren nach der Corona-Pandemie von den betrachteten Komponenten des Konjunkturpakets profitieren können.

Abbildung 210: Abweichung der Beschäftigung in ausgewählten Sektoren im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets im Vergleich zum Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket
Darstellung in 1.000 Personen für die Jahre 2021 und 2022



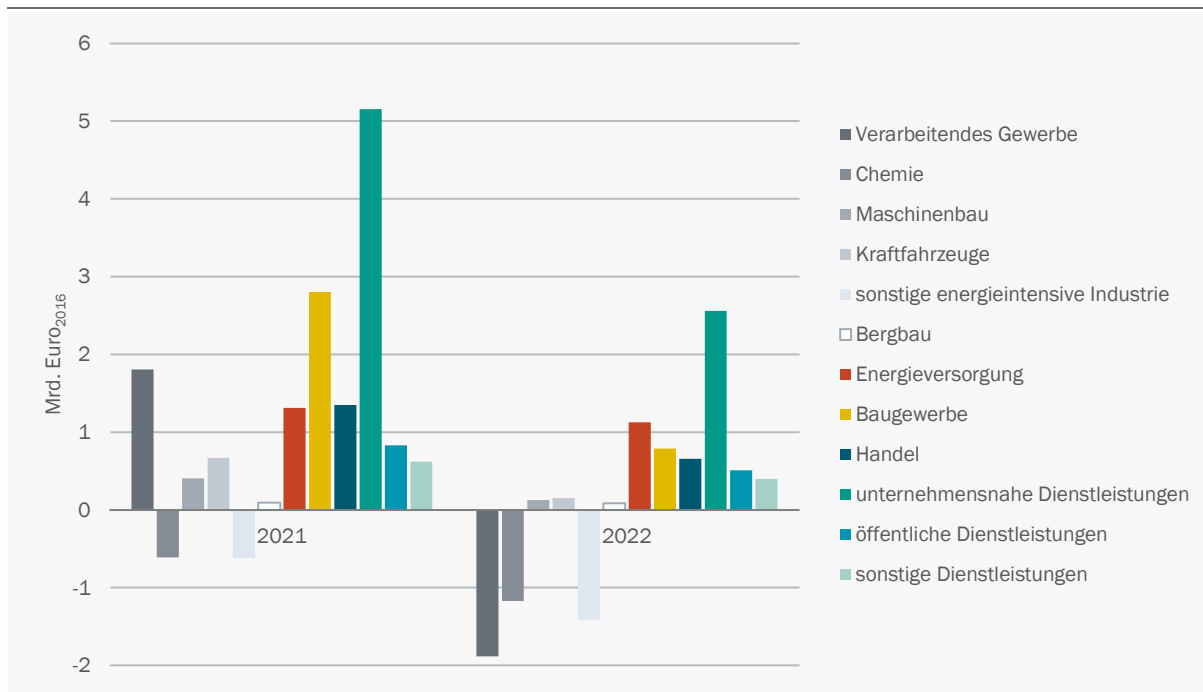
Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, -waren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherstellung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

Ebenso liegt der reale Bruttoproduktionswert (Abbildung 211) in den Sektoren Baugewerbe, Handel und Dienstleistungen durch das Konjunkturpaket höher als im Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket, außerdem kann der Bereich der Energieversorgung von den zusätzlichen Investitionen profitieren. Die Wirkung auf das verarbeitende Gewerbe ist im Jahr 2022 für die reale Bruttoproduktion minimal negativ, insbesondere der Chemiesektor sowie die sonstigen energieintensiven Industrien sind davon betroffen. Grund ist die Ausgestaltung der Sensitivität, in der fast nur die Senkung der EEG-Umlage im Jahr 2022 als Impuls verbleibt. Von der EEG-Umlage weitgehend befreite Branchen werden im Jahr 2022 kaum noch entlastet. Somit steigen die Preise – ausgelöst durch den insgesamt positiven Impuls der Maßnahmen des Konjunkturpakets – in diesen Bereichen etwas stärker als die Produktion in laufenden Preisen, die durch das Konjunkturpaket höher liegt. Es kommt zu einem Struktureffekt, weil die Reduktion der EEG-Umlage Teile der Industrie nicht entlastet und die Industrie insgesamt weniger profitiert als GHD und private Haushalte. Gesamtwirtschaftlich können Löhne und Preise etwas steigen, was Teile der Industrie im Ergebnis minimal belastet. Dieser kleine Teileffekt ist im Kontext des gesamten Konjunkturpakets zu sehen. Alle Bereiche der Industrie dürften von anderen Bestandteilen des Konjunkturpakets und damit insgesamt in den Jahren 2020 bis 2022 deutlich profitieren.

Abbildung 211: Abweichung des preisbereinigten Bruttoproduktionswertes ausgewählter Sektoren im Corona-Szenario mit ausgewählten Elementen des Konjunkturpakets

im Vergleich zum Corona-Szenario ohne Konjunkturpaket, Darstellung in Mrd. Euro₂₀₁₆ für die Jahre 2021 und 2022



Sonstige energieintensive Industrie: Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Kokerei und Mineralölverarbeitung, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherstellung und -bearbeitung

Quelle: eigene Berechnung

Die Wirkungen der hier berücksichtigten Elemente des Konjunkturpakets sind insgesamt positiv. Die betrachteten zusätzlichen Investitionen im Klimaschutzbereich können einen Teil der durch die Corona-Pandemie weggefallenen Nachfrage ausgleichen.

9.3 Verteilungseffekte

Zur Messung von Verteilungswirkungen der Zielszenarien wird im Folgenden einerseits die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für Energie in Relation zum BIP betrachtet. Diese Größe sagt etwas aus über die Gesamtbelastung der Volkswirtschaft mit Energieausgaben. Außerdem werden Veränderungen der Verbraucherausgaben für einzelne Haushaltstypen durch Energiewende und Klimaschutz betrachtet.

9.3.1 Letztverbraucherausgaben

Die Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende (EWK 2014) hat in ihrer Stellungnahme zum zweiten Monitoringbericht der Bundesregierung die Erfassung der Letztverbraucherausgaben in Mrd. Euro als einen Leitindikator für die Beurteilung der Kostenentwicklung der Energiewende vorgeschlagen, der getrennt für die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr ermittelt

werden kann. In (EWK 2015) legen sie erste eigene Berechnungen der Größen vor. GWS (2017) greifen dieses Konzept auf und berechnen die Größen für das Jahr 2015. Dabei zeigen sich im Detail gewisse Unterschiede und unbeantwortete Fragen, die Größenordnungen stimmen aber überein.

Eine unbeantwortete Frage ist die Behandlung der Investitionen in die Energiewende. Die Expertenkommission spricht sich für den Wärmebereich grundsätzlich dafür aus, dass sie mit in die Letztverbraucherausgaben einbezogen werden (EWK 2014). Allerdings bestehen verschiedene methodische Schwierigkeiten, ein Teil der Investitionen im Wärmebereich wird eben nicht von privaten Haushalten geleistet und schränkt entsprechend ihr Budget nicht ein, und Daten fehlen. Hier werden deshalb wie von GWS (2017) die Letztverbraucherausgaben für die Energieträger im engeren Sinne ermittelt. Zusätzlich werden in einer Abbildung die zusätzlich notwendigen Investitionen in die Energiewende im Bereich der Endnachfrage mit betrachtet.

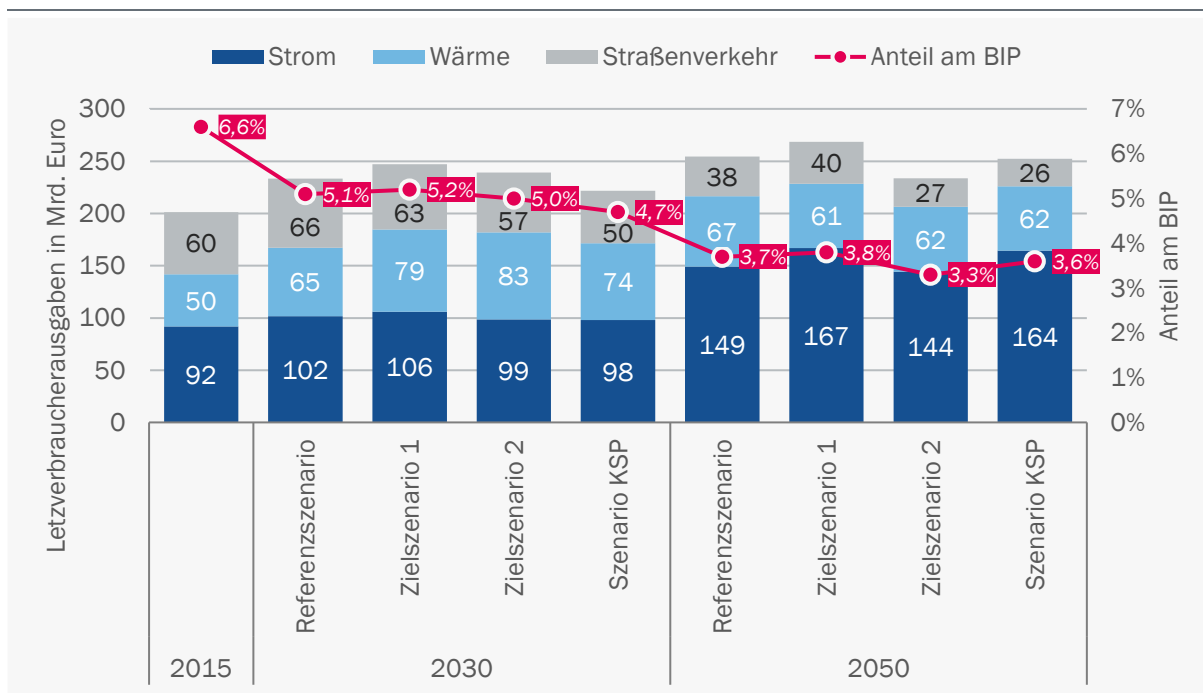
Im Folgenden werden diese Berechnungen auf Basis der in Kapitel 9.2 dargestellten Ergebnisse bis 2050 fortgeschrieben. Abbildung 212 zeigt die Letztverbraucherausgaben im Jahr 2015 sowie für das Referenz- und die Zielszenarien in den Jahren 2030 und 2050. Gemessen in absoluter Größe steigen die Ausgaben in allen Szenarien im Zeitverlauf (in nominalen Preisen), hierbei ist die Zunahme der Ausgaben für Strom überdurchschnittlich.

Im Verhältnis zum BIP sinken die Letztverbraucherausgaben in der Referenzentwicklung von 6,6 % im Jahr 2015 auf 5,1 % im Jahr 2030 und schließlich auf 3,7 % im Jahr 2050. Im Zielszenario 1 mit hohen Importen an teurem PtX entwickeln sie sich auf einem Niveau leicht über dem Referenzszenario. Allerdings ist in diesem Szenario ZIEL1 auch eine Rückverteilung von Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung an die Verbraucher vorgesehen, die in die Berechnung der Letztverbraucherausgaben nicht einbezogen ist. Wird dies berücksichtigt, dürfte auch das Zielszenario 1 mindestens nicht schlechter ausfallen als die Referenz. Am günstigsten schneidet das Szenario KSP im Jahr 2030 ab. Die Letztverbraucherausgaben gehen von 6,6 % im Jahr 2015 auf 4,7 % des BIP im Jahr 2030 zurück.

Die zusätzlichen Investitionen im Wärmebereich zur Umsetzung der Energiewende sind aus Sicht der EWK (2015) grundsätzlich auch bei den Letztverbraucherausgaben (im dann weiteren Sinne) zu berücksichtigen. Werden die zusätzlichen Investitionen in die Energiewende im Bereich der Endnachfrage (Kapitel 8.4) vereinfacht vollständig miteinbezogen, erhöht sich das Verhältnis zum BIP und liegt damit leicht höher als im Referenzszenario, allerdings in allen Zielszenarien niedriger als im Jahr 2015 (Abbildung 213). Unter den Zielszenarien ist dieser Anteil im Szenario KSP mit 5,4 % am geringsten. Bei der Interpretation ist neben den oben genannten methodischen Schwierigkeiten – einen Teil der Investitionen im Wärmebereich tragen nicht die Letztverbraucher im engeren Sinne - zu berücksichtigen, dass Ausgaben in Gebäude Vermögen steigern und langfristig vorteilhaft wirken, während die Energieausgaben jährlich anfallen. Sie haben somit eine andere Qualität.

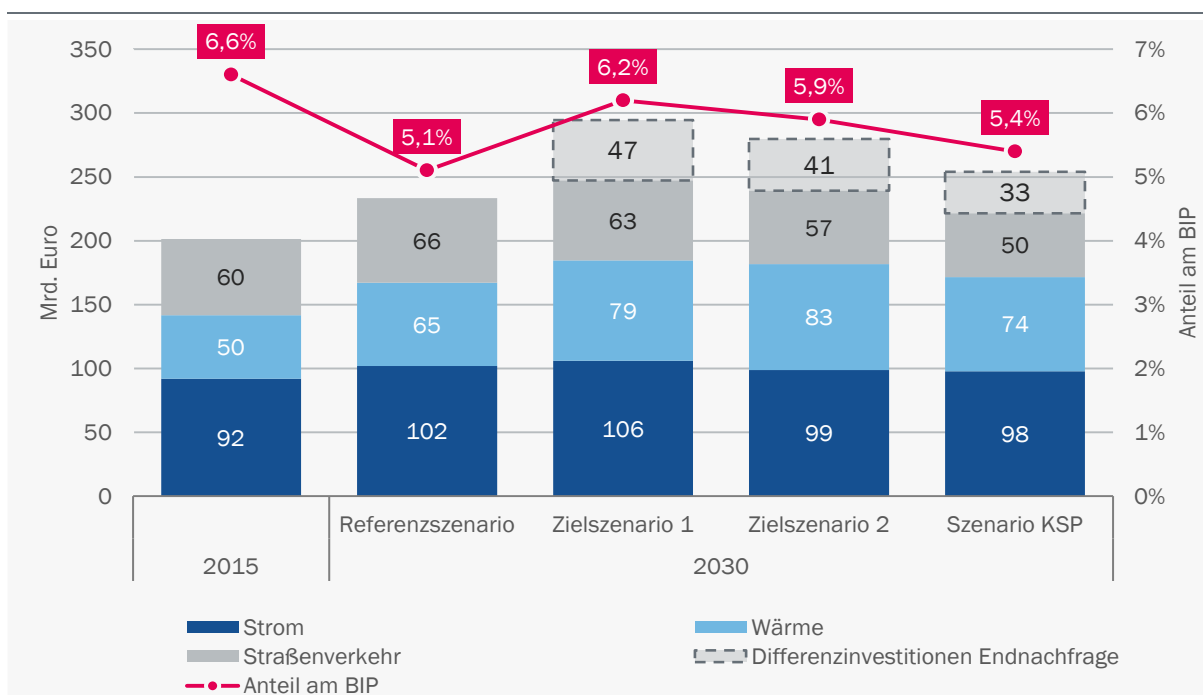
Gesamtgesellschaftlich ist die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben im Zuge der Energiewende damit positiv. Die Ausgaben für die Energiewende und für Energie werden zukünftig im Vergleich zur Wirtschaftsleistung selbst bei vollständiger Einrechnung der Investitionen in die Energiewende im Bereich der Endnachfrage niedriger sein als heute. In ihrer engeren Abgrenzung als Energieausgaben sinkt ihr Anteil an der Wirtschaftsleistung im Zuge der Energiewende stark.

Abbildung 212: Letztverbraucherausgaben (in laufenden Preisen) und deren Relation zum BIP im Referenzszenario und den Zielszenarien



Quelle: eigene Berechnung

Abbildung 213: Letztverbraucherausgaben inkl. der zusätzlichen Investitionen im Endnachfragebereich (in den Zielszenarien, laufende Preise) und deren Relation zum BIP



Quelle: eigene Berechnung

9.3.2 Personelle Einkommensverteilung

In Bach et al. (2018) sind die Wirkungen der Energieausgaben im Jahr 2013 der privaten Haushalte nach unterschiedlichen Haushaltstypen auf Basis der EVS (2013) sowie dem SOEP (2014) ausführlich dargestellt. Dabei zeigt sich, dass insbesondere die Ausgaben für Strom und Wärme regressiv verteilt sind. Haushalte mit hohem Einkommen geben in Relation zu ihrem verfügbaren Einkommen weniger für Energie aus als Haushalte mit niedrigem Einkommen. Strom und Wärme sind Basisgüter, die jeder Haushalt benötigt. Bei steigendem Einkommen nimmt ihr Verbrauch nur unterproportional zu. Beim Verkehr ist dieser Effekt in den unteren Einkommensklassen weniger deutlich ausgeprägt, weil sich arme Haushalte teilweise kein Auto leisten (können).

Die Darstellung von zukünftigen Verteilungswirkungen der Energiewende ist einerseits politisch sensibel und andererseits mit verschiedenen Problemen verbunden. Zwar ist die Annahme durchaus realistisch, dass sich die Ausgabenstrukturen bestimmter durchschnittlicher Haushaltstypen bis zum Jahr 2030 nicht grundlegend verändern werden. Allerdings verschleiert die Durchschnittsbetrachtung die große Streuung von Energieverbrauchsausgaben einzelner Haushalte. So können sich sozioökonomisch ähnlich strukturierte Haushalte aufgrund anderer Voraussetzungen wie der Lage und Größe der Wohnung oder des Hauses, Dämmungsstand von Dach, Fenstern und Außenwänden, Art und Alter der Heizung, des Energieträgers sowie individuellen Verbrauchsmustern bei den Energieausgaben um ein Mehrfaches unterscheiden. Auch für die Verkehrsleistung spielen der Wohnort und die Infrastruktur, etwa in Form des ÖPNV, eine sehr wichtige Rolle.

Diese Unterschiede zwischen einzelnen Haushalten machen die Darstellung nicht einfacher. Die Darstellung von Problemfällen mit einem sehr hohen Anteil der Energiekosten am Einkommen kann leicht aus dem Zusammenhang gerissen und/oder verallgemeinert werden und so die Akzeptanz der Energiewende gefährden. Umgekehrt verschleiert die alleinige Darstellung von Durchschnittshaushalten die faktische finanzielle Belastung von Haushalten mit hohem Energieverbrauch im Zuge der Energiewende.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden zunächst qualitativ betrachtet, wie sich die Ausgaben für Strom, Wärme und Verkehr in Zukunft abhängig von bestimmten Haushaltsmerkmalen entwickeln werden und welche Handlungsmöglichkeiten Haushalte, wiederum abhängig von bestimmten Merkmalen, bis zum Jahr 2030 haben werden.

Beim Stromverbrauch setzen sich Effizienzsteigerungen in allen Haushalten durch, die neue Geräte kaufen. Der Stromverbrauch der Haushalte insgesamt geht in den Zielszenarien gegenüber dem derzeitigen Niveau leicht zurück. Zugleich bleiben die Strompreise für Haushaltskunden in einer Spanne von 27 bis maximal 34 ct₂₀₁₆/kWh (siehe Kapitel 8.3.1), sodass insgesamt keine deutlichen Änderungen der Ausgaben zu erwarten sind. Eine Fortschreibung der Stromaushgaben für Musterhaushalte und bestimmte Haushaltstypen erscheint deshalb unproblematisch. Dahinter steht die Annahme, dass die Stromverbräuche einzelner Haushalte sich in etwa mit dem Stromverbrauch aller Haushalte entwickeln dürften.

Damit sich auch einkommensschwache Haushalte am stromsparenden technischen Fortschritt beteiligen können, gibt es verschiedene Fördermaßnahmen, um ihnen den Kauf eines verbrauchsärmeren Haushaltsgerätes zu erleichtern. In UBA (2020) werden verschiedene Beispiele aus der Praxis genannt und bewertet. So kann etwa ein Mini-Contracting bei der Finanzierung helfen und somit den Wechsel beispielsweise zu einem neuen Kühlschrank ermöglichen. Auch für Haushalte, die sich dennoch keine neuen Geräte leisten können, gibt es Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs (z. B. Stromspar-Checks), damit sie nicht übermäßig mit Stromkosten belastet werden.

Im Verkehr machen die CO₂-Preise die Nutzung fossil betriebener Pkw in den Zielszenarien teurer. Zeitlich befristet bis 2026 wird im Gegenzug die Pendlerpauschale erhöht. Zugleich sinken wegen der EU-Grenzwerte Verbrauch und Emissionen zukünftiger Neufahrzeuge, die allerdings etwas teurer sein werden. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen der Elektromobilität auf der einen Seite, bei der die Anschaffungskosten im Vergleich zum Verbrenner steigen, aber die Betriebskosten sinken und herkömmlichen Antrieben auf der anderen Seite. Elektromobilität wird durch verschiedene Instrumente in Anschaffung (Prämie) und Betrieb (Wegfall der Kfz-Steuer) finanziell gefördert. Bei konventionellen Antrieben gehen die Verbräuche der Neuzulassungen zukünftig nicht so deutlich zurück. Außerdem zielen steigende Abgasnormen auch auf Luftreinhaltung, deren Kosten nicht dem Klimaschutz zuzurechnen sind. Abhängig von Unterschieden in den Fahrzeugpreisen und den Betriebskosten könnte es zukünftig notwendig sein, Haushalte mit E-Pkw und mit herkömmlichem Verbrenner, gegebenenfalls auch nach Verbrauchsklassen der Pkw bei der Betrachtung von Verteilungswirkungen zu unterscheiden.

Zugleich sind die Energieausgaben einzelner Haushalte im Verkehr stark von individuellen Faktoren abhängig. Pendeldistanzen, ÖPNV-Angebot und Entfernung zu den nächsten Versorgungseinrichtungen unterscheiden sich teils stark. Eine Fortschreibung der Energieausgaben im Verkehr für einzelne Haushaltstypen erscheint deshalb einerseits möglich, zugleich ist die passende Wahl aussagekräftiger Haushaltstypen entscheidend. Eine Beschränkung allein auf das Einkommen ist dabei nicht zielführend.

Besonders kritisch ist eine Fortschreibung gesamtgesellschaftlicher Trends im Wärmebereich. Der Sanierungsstand einer Wohnung und die Heizung bestimmen zusammen mit individuellen Verbrauchsmustern die Nachfrage nach Heizenergie. Die Kosten für eine Sanierung oder einen Heizungstausch sind hoch und werden eher in Jahrzehnten geplant. Dazu kommt für die Mieterhaushalte das Dilemma, dass nur der Vermieter diese Ausgaben tätigen kann und die Mieter ihre Heizkosten nur sehr begrenzt über ihr Heizverhalten beeinflussen können.

In den Zielszenarien steigen die Preise für Heizöl und Erdgas wegen der hohen CO₂-Preise bis zum Jahr 2030 deutlich, wobei noch zwischen 50 % und 60 % der Haushalte im Jahr 2030 mit einem der beiden fossilen Energieträgern heizen. Dagegen ändern sich die Preise für Strom und Fernwärme nur wenig. In rund 10 % der Wohnungen setzen sich bis zum Jahr 2030 Energieeffizienzsteigerungen zusätzlich im Vergleich zur Referenz durch. In der Referenz werden zwischen 2015 und 2030 außerdem etwa 15 % des Gebäudebestandes in Vollsanierungsäquivalenten energetisch saniert. Da tatsächlich auch Teilsanierungen stattfinden, liegt die Zahl der Haushalte, die von Sanierungsmaßnahmen profitieren, deutlich höher. Statt vereinfacht 10 % plus 15 % könnte durchaus die Hälfte der entsprechenden Haushalte bis 2030 erreicht werden. Für diese Haushalte ist die Entwicklung der Heizungs- und Sanierungskosten von der individuellen Effizienz der getroffenen Maßnahmen und gegebenenfalls dem Umlageschlüssel (Modernisierungsumlage) abhängig.

Für die verbleibenden Haushalte wird allerdings bis zum Jahr 2030 in den Zielszenarien weder eine Sanierung der Wohnung noch ein Tausch der Heizungsanlage erfolgen, wobei der Heizungstausch etwa alle 25 Jahre stattfindet, und damit häufiger als eine Sanierung. Die Haushalte sind, abhängig von der Heizungsart, von teils hohen Energiepreissteigerungen betroffen. Sie fallen für Nutzer von Ölheizungen am höchsten aus, etwas geringer für die Nutzer von Gasheizungen, weil der Kohlenstoffgehalt von leichtem Heizöl etwa 1,3-mal so hoch ist wie von Erdgas (UBA 2016). Diese Haushalte werden im Folgenden gesondert betrachtet. Sie könnten sozialpolitisch oder durch Rückvergütung der Einnahmen aus den CO₂-Preisinstrumenten entlastet werden.

Für diese Gruppe besonders belasteter Haushalte werden im Folgenden die Kosten für die Heizenergie in Anlehnung an Bach, Harnisch und Isaak (2018) unter den folgenden Annahmen fortgeschrieben:

- Die verfügbaren Einkommen entwickeln sich über alle Dezile mit dem gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt.
- Der Heizenergiebedarf bleibt gegenüber dem Jahr 2013 unverändert.
- Die Preise für Erdgas und Heizöl steigen bis 2030 durch die höheren internationalen Energiepreise und die CO₂-Preise stark (Kapitel 3). Ebenso werden die im Preis enthaltenen Steuern (Energie- und Mehrwertsteuer) mit dem Anstieg der Verbraucherpreise fortgeschrieben.

Im Ergebnis nehmen die Heizkosten eines Haushalts, der mit Erdgas heizt, in Relation zum verfügbaren Einkommen bis zum Jahr 2030 zu (Tabelle 63). In den untersten 5 % der Einkommensgruppen steigt der Anteil der Heizkosten von 7,8 % im Jahr 2013 auf maximal 11,3 % im Jahr 2030 im Zielszenario 2. Im zehnten Dezil der Haushalte mit den höchsten Einkommen kommt es zu einem Anstieg von 2,3 % auf maximal 3,4 % (auch Zielszenario 2). Unter den Zielszenarien hat das Zielszenario 1 die geringsten Heizkosten, das Szenario KSP ordnet sich zwischen Zielszenario 1 und Zielszenario 2 ein. Ein Haushalt aus den unteren 5 % in unsanierter, mit Erdgas beheizter Wohnung muss im Jahr 2030 in Szenario KSP 10,7 % seines Einkommens, statt 8 % wie in der Referenz, für Heizkosten ausgeben. Dieser Anstieg wird durch ein höheres Wohngeld, das im Rahmen des Klimaschutzprogramms (Bundesregierung 2019) um 10 % angehoben wird, für die entsprechende Haushalte abgedeckt. Ein höheres Wohngeld ist in den Angaben in der Tabelle nicht enthalten, auch weil nur ein Teil der unteren Einkommensgruppen Wohngeld bezieht.

Tabelle 63: Heizkosten für private Haushalte in unsanierter Wohnung

Ausgaben für Heizkosten (inkl. Energiesteuer) in % des Nettoeinkommens

Dezile Haushaltsnetto- äquivalenzeinkommen*	2013	2030			
		Referenz	Zielszenario 1	Zielszenario 2	Szenario KSP
untere 5 %	7,8	8,0	10,3	11,3	10,7
1. Dezil	6,1	6,3	8,0	8,8	8,3
2. Dezil	6,0	6,1	7,9	8,6	8,2
3. Dezil	5,6	5,7	7,3	8,1	7,6
4. Dezil	4,9	5,1	6,5	7,1	6,8
5. Dezil	4,7	4,9	6,2	6,8	6,5
6. Dezil	4,6	4,8	6,1	6,7	6,4
7. Dezil	3,9	4,0	5,1	5,6	5,3
8. Dezil	3,9	4,0	5,1	5,6	5,3
9. Dezil	3,2	3,3	4,2	4,6	4,3
10. Dezil	2,3	2,4	3,1	3,4	3,2
Insgesamt	4,0	4,1	5,2	5,7	5,4

*) Äquivalenzgewichtet mit neuer OECD-Skala, bezogen auf die Bevölkerung in Privathaushalten (vgl. Bach, Harnisch & Isaak 2018)

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Bach, Harnisch & Isaak (2018)

Tabelle 64: Stromkosten für private Haushalte

Ausgaben für Strom in % des Nettoeinkommens

Dezile Haushaltsnetto- äquivalenzeinkommen*	2013	2030			Szenario KSP
		Referenz	Zielszenario 1	Zielszenario 2	
untere 5 %	5,5	4,4	4,3	4,0	3,9
1. Dezil	4,9	3,9	3,8	3,5	3,5
2. Dezil	3,7	2,9	2,9	2,7	2,6
3. Dezil	3,2	2,5	2,5	2,3	2,3
4. Dezil	2,9	2,3	2,3	2,1	2,1
5. Dezil	2,7	2,2	2,1	1,9	1,9
6. Dezil	2,4	1,9	1,9	1,7	1,7
7. Dezil	2,1	1,7	1,6	1,5	1,5
8. Dezil	1,9	1,5	1,5	1,4	1,3
9. Dezil	1,6	1,3	1,2	1,2	1,1
10. Dezil	1,1	0,9	0,9	0,8	0,8
Insgesamt	2,2	1,8	1,7	1,6	1,6

*) Äquivalenzgewichtet mit der neuen OECD-Skala, bezogen auf die Bevölkerung in Privathaushalten (vgl. Bach, Harnisch & Isaak 2018)

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Bach, Harnisch & Isaak (2018)

Durch die Senkung der EEG-Umlage in Zielszenario 2 und Szenario KSP werden die Stromkosten für alle privaten Haushalte im Jahr 2030 in diesen beiden Zielszenarien niedriger liegen als in der Referenz (Tabelle 57). So werden die Haushalte im Durchschnitt im Jahr 2030 nur noch 1,7 % (Zielszenario 1) bzw. 1,6 % (Zielszenario 2 und Szenario KSP) ihres Einkommens für Strom ausgeben. Für niedrigere Einkommen fällt der Rückgang gegenüber dem Jahr 2013 noch deutlicher aus. Im Zielszenario 1 weichen die Stromkosten kaum von der Referenz ab.

Werden die Zahlen für alle Haushalte bei den Stromkosten und für unsanierte Haushalte mit Erdgasheizung addiert, ergibt sich ein leichter Anstieg der Heiz- und Stromkosten am verfügbaren Einkommen. Durch sozialpolitische Maßnahmen wie höhere Heizkostenzuschüsse und nicht zuletzt durch Förderprogramme für schnellere Heizungsumstellung könnten diese in Summe zusätzlich etwas belasteten Haushalte entlastet werden.

10 Ökologische Folgenabschätzungen

10.1 Einführung

Die Wirkungsabschätzung zu den Szenarien erfolgt auf Basis der in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Nutzung der Energieträger in den Szenarien. Für die quantitativen Analysen wurde das Computermodell GEMIS verwendet⁶⁶. Für die Bioenergie sind dabei die folgenden Annahmen maßgebend:

Tabelle 65: Bioenergieeinsatz nach Sektoren, Referenzszenario und Szenario KSP

in PJ

	Referenzszenario				Szenario KSP		
	2015	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Haushalte	229	262	277	263	261	262	227
GHD	108	95	105	83	101	145	141
Industrie	110	126	127	129	127	139	426
Verkehr	108	109	109	124	108	108	129
Kraftwerke	404	430	353	150	430	349	279
Fernwärme	95	103	99	75	99	87	82
Andere	22	22	22	20	21	14	2
Summe	1.077	1.147	1.093	844	1.146	1.105	1.286

Quelle: Prognos (2019) und eigene Berechnungen

Im Referenzszenario bleibt der Bioenergieeinsatz bis 2030 annähernd konstant, sinkt dann bis 2050 gegenüber 2015 deutlich (-22 %). Auch im Szenario KSP bleibt der Einsatz bis 2030 gegenüber 2015 auf vergleichbarem Niveau (+2%), erst danach steigt er bis 2050 (+18 %). Die sektorale Nachfrage ist in den Szenarien ebenfalls unterschiedlich: Szenario KSP setzt im Zeitraum 2030 bis 2050 stärker auf Bioenergie in Industrie und Stromerzeugung. Zudem nutzt Szenario KSP in 2050 gegenüber dem Referenzszenario rund 50 % mehr Bioenergie, mit wesentlich höheren Anteilen biogener Gase (+219 %) und fester Bioenergie (+19 %), wie Tabelle 66 zeigt.

Auch die Menge und Verteilung der importierten Bioenergeträger wird in den beiden Szenarien sehr verschieden angenommen, wie Tabelle 67 zeigt.

⁶⁶ GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme, Version 5) enthält Lebenswege für die Energiebereitstellung und dahingehende THG-Emissionen aus Primärenergiebereitstellung (Erdgas-, Erdöl- und Kohleförderung, Biomasseanbau), Verarbeitung (Raffinerien) sowie internationale Energieträgertransporte (Bunker, Pipelines) ebenso wie herstellungsbedingte THG-Emissionen für z. B. PV-Anlagen, Windparks usw. Details unter <http://iinas.org/gemis-de.html>.

Tabelle 66: Bioenergieeinsatz nach Energieträgern, Referenzszenario und Szenario KSP

in PJ

	Referenzszenario				Szenario KSP		
	2015	2020	2030	2050	2020	2030	2050
biogene Gase	318	345	339	155	349	352	495
flüssige Bioenergie	121	121	119	127	120	118	123
feste Bioenergie	638	681	635	561	678	635	667
Summe	1.077	1.147	1.093	844	1.146	1.105	1.286

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 67: Importierte Bioenergieträger im Referenzszenario und Szenario KSP

in PJ

	Referenzszenario				Szenario KSP		
	2015	2020	2030	2050	2020	2030	2050
fest (Pellets)	0	22	33	30	0	0	0
flüssig (1. Generation)	4	4	0	0	4	0	0
flüssig (2. Generation)	4	12	33	47	11	15	27
Gasförmig	0	2	90	81	0	87	189
Summe	8	40	157	158	14	102	216
<i>Importquote</i>	1 %	3 %	14 %	19 %	1 %	9 %	17 %

Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen

Im Referenzszenario steigen die Bioenergieimporte bis 2050 um 19 % an, mit vergleichsweise hohen Anteilen an Biokraftstoffen der 2. Generation. Im Szenario KSP steigt dagegen die Importquote moderater (17 %). Hier wird weniger auf Pellet- und Kraftstoffimporte gesetzt (-66 % ggü. REF), aber deutlich mehr auf Biomethan (+130 % ggü. REF 2050).

Die Szenarien unterscheiden sich deutlich auch hinsichtlich des PtX-Einsatzes: Während diese strombasierten Energieträger im Referenzszenario fast keine Rolle spielen, setzt das Szenario KSP bis 2050 stark auf PtX, vorwiegend flüssige synthetische Energieträger (PtL) sowie auf strombasierten Wasserstoff (PtH₂). Power-to-Gas (PtG) ist dagegen in den Szenarien nur von geringer Relevanz. Zur Herkunft von PtX wird generell in allen Szenarien angenommen, dass es sich um Importe von verflüssigtem PtG bzw. PtH₂ handelt.

Bei den fossilen Energieträgern wird in allen Szenarien ein Auslaufen der heimischen Produktion für Erdgas und Erdöl bis 2030 angenommen und auch die fossilen Importe in Bezug auf Herkunft und Liefermix nicht zwischen den Szenarien variiert.

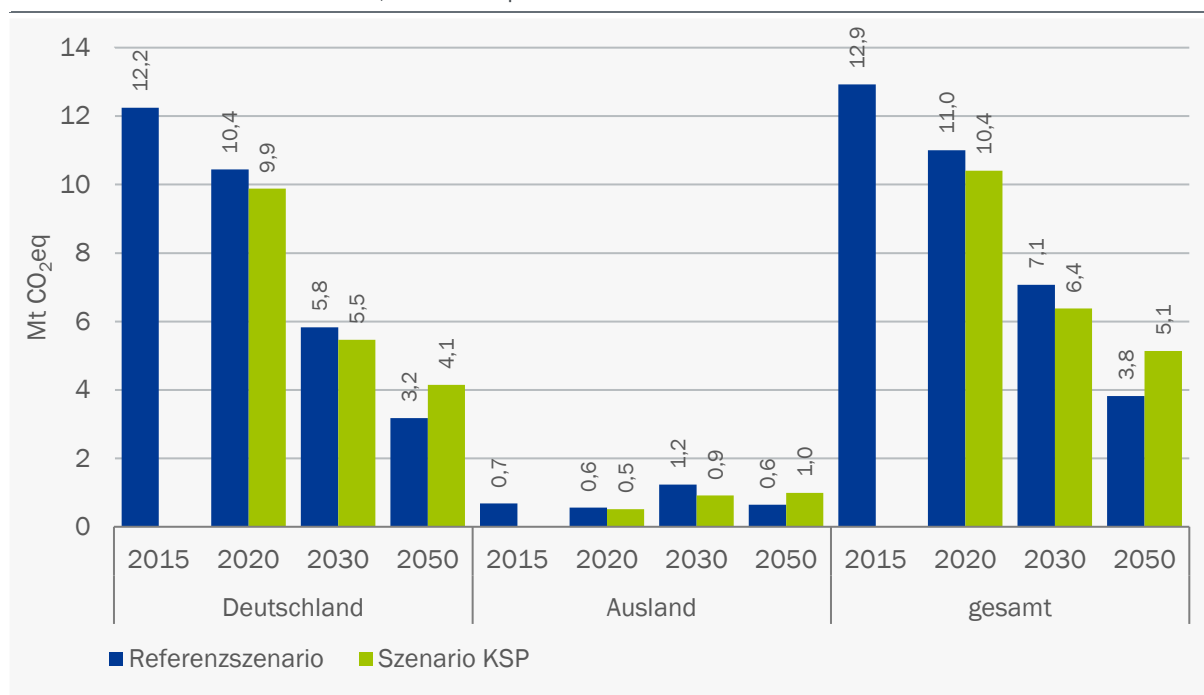
10.2 THG-Bilanzen

10.2.1 Bioenergieträger

Die erste Wirkungsabschätzung bezieht sich auf die in Deutschland in den Szenarien eingesetzten Bioenergieträger. Hierfür wurden zuerst die direkten jährlichen THG-Emissionen berechnet, die neben CO₂ auch CH₄ und N₂O einbeziehen und als CO₂-Äquivalente⁶⁷ ausgewiesen werden. Über diese territorialen Bilanzen für Deutschland hinaus wurden zusätzlich die durch Bioenergieimporte vermittelten THG-Emissionen, die außerhalb Deutschlands entstehen, bestimmt. Für die Bewertung der Energieprojektionen sind diese exterritorialen THG-Emissionen im Sinne der globalen Gesamt-Klimawirkungen relevant. Danach wurden die Gesamt-THG-Emissionen durch die Bioenergienutzung in Deutschland (inkl. exterritorialer Emissionen durch Importe) bilanziert. Die entsprechenden Ergebnisse zeigt Abbildung 214 in der Übersicht.

Abbildung 214: THG-Emissionen durch Bioenergienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Danach dominieren nationale THG-Emissionen die gesamten THG-Emissionen durch die Bioenergienutzung: die durch die deutsche Bioenergienutzung im Ausland induzierten THG-Emissionen betragen 2015 nur gut 5 % der gesamten THG-Emissionen der Bioenergienutzung, steigen aber bis 2050 im Referenzszenario auf rund 17 % bzw. in Szenario KSP auf 19 % an.

⁶⁷ Basierend auf THP-Werten von IPCC (2013) für einen Zeithorizont von 100 Jahren.

Im Szenario KSP sinken dabei gegenüber der Referenz sowohl die durch die Bioenergieimporte induzierten ausländischen THG-Emissionen als auch die inländischen THG-Emissionen.

In der Summe der THG-Emissionen durch Bioenergienutzung in Deutschland (inkl. Importe) erreichen die Szenarien eine sehr deutliche Minderung um gut 70 % (REF) bzw. 60 % (KSP) gegenüber 2015, wobei im Szenario KSP gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2050 nur etwa 25 % mehr THG-Emissionen aus der Bioenergienutzung aufweist, obwohl in ihm gut 50 % mehr Bioenergie eingesetzt wird. Dies ist bedingt durch kompensatorische Effekte zwischen heimischen und importierten Bioenergeträgern sowie dem höheren Anteil an Bioenergie aus Abfall- und Reststoffen (vgl. Tabelle 77 im Anhang).

10.2.2 Gesamte Energienutzung

Die zweite untersuchte Wirkungsabschätzung bezieht sich auf die in Deutschland in den Szenarien eingesetzten gesamten Energieträger, d. h. sowohl fossile (Braun- und Steinkohle, Erdgas, Erdöl, fossile Anteile am Hausmüll), Erneuerbare (Bio-, Solar- und Windenergie, Geothermie, Wasserkraft und biogene Anteile am Hausmüll) und Atomenergie (bis 2022). Zusätzlich wurden die THG-Emissionen aus Abfall- und Landwirtschaft einbezogen. Für diese Gesamtbilanz wurden wiederum die direkten jährlichen THG-Emissionen berechnet und wiederum auch CH₄ und N₂O einbezogen und als CO₂-Äquivalente ausgewiesen⁶⁸.

Wie bei den Bioenergeträgern wurden über die territoriale Bilanz für Deutschland hinaus zusätzlich die durch importierte Energien (fossil, biogen, PtX) vermittelten THG-Emissionen, die außerhalb Deutschlands entstehen, bestimmt und ausgewiesen. Diese Ergebnisse zeigt Abbildung 215 in der Übersicht. Zu sehen ist, dass auch für die gesamte Energienutzung (inkl. Abfall- und Landwirtschaft) die nationalen THG-Emissionen dominieren: Die im Ausland induzierten THG-Emissionen durch Energieträgerimporte betragen 2015 nur gut 8 % der gesamten THG-Emissionen und sinken bis 2050 in der Referenz auf 7 % bzw. im Szenario KSP auf knapp 8 %.⁶⁹

In der Summe der THG-Emissionen durch die gesamte Energienutzung (inkl. Prozessemissionen, Abfall- und Landwirtschaft) in Deutschland wird im Referenzszenario bis 2050 eine deutliche Minderung um knapp 50 % gegenüber dem Basisjahr 2015 erreicht, während Szenario KSP bis 2050 eine Reduktion um 82 % erzielt.

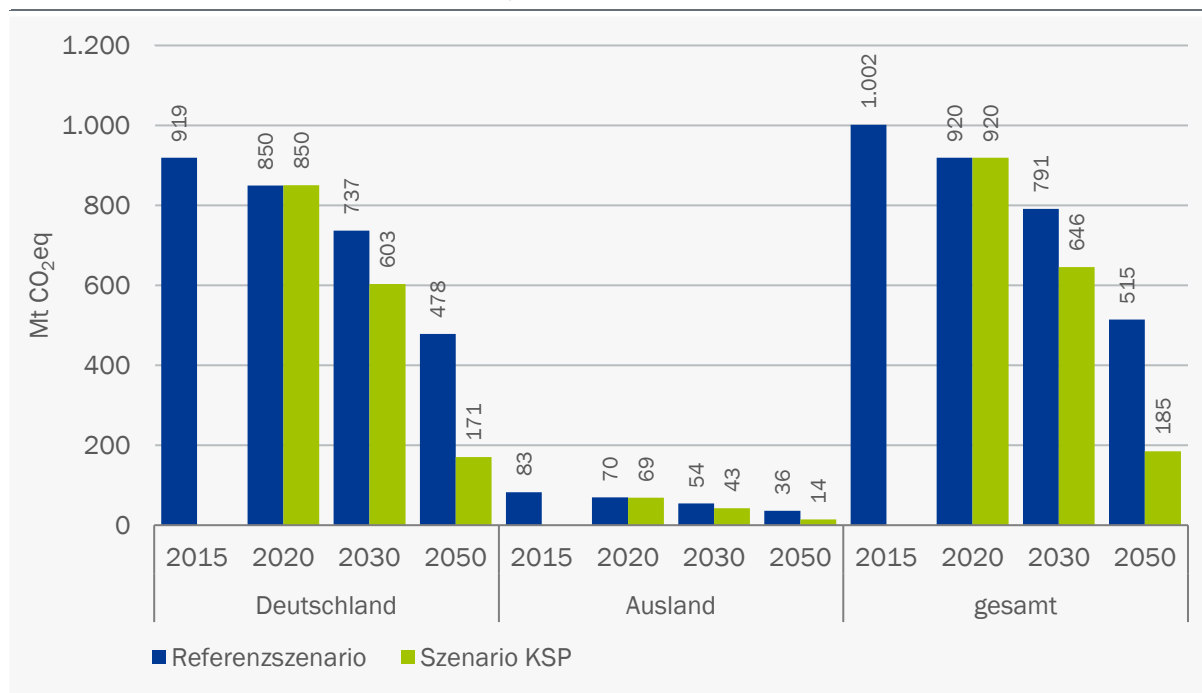
Werden nur territoriale Emissionen betrachtet (ohne Effekte durch Importe), so beträgt die Minderung 2050 gegenüber 2015 im Referenzszenario 48 % und beim Szenario KSP 81 %.

⁶⁸ Die angegebenen Werte enthalten zusätzlich auch die nicht-energiebedingten Prozessemissionen der Industrie sowie die Werte zu den THG-Emissionen aus Abfall-, Forst- und Landwirtschaft sowie Landnutzungsänderungen.

⁶⁹ Zu beachten ist hier, dass die Effekte durch andere, nichtenergiebedingte Importe (z. B. Chemikalien, Futtermittel, Metalle) nicht einbezogen sind.

Abbildung 215: THG-Emissionen der gesamten Energienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in Mt CO₂eq



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0; Angaben inkl. Abfall- und Landwirtschaft

10.3 Luftschadstoffe

10.3.1 Bioenergieträger

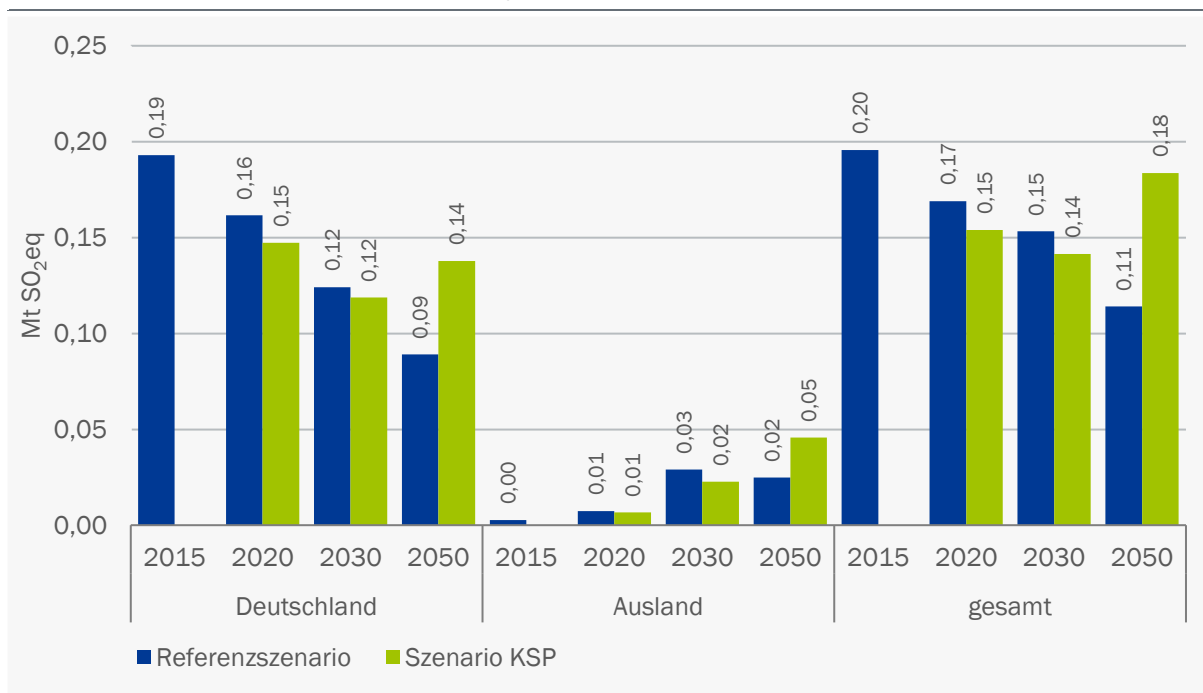
Im nächsten Schritt wurden die Emissionen ausgewählter Luftschadstoffe (SO₂, NO_x, Feinstaub als PM₁₀) durch die Bioenergienutzung in Deutschland quantitativ analysiert. Die Bilanzierung der Luftschadstoffemissionen verwendet die gleiche Methodik und Modellierung wie diejenige für die THG-Emissionen, jedoch mit angepassten Emissionsfaktoren.

Bei den Emissionen versauernder Luftschadstoffe (in SO₂eq) durch Bioenergienutzung zeigt die Wirkungsabschätzung, dass sich im Referenzszenario die Gesamtemissionen gegenüber 2015 um 42 % reduzieren, im Szenario KSP nehmen sie nur leicht ab (-6 %). Für die im Ausland induzierten Emissionen zeigt sich, ausgehend von nur 1,5 % Anteil an den gesamten Emissionen durch Bioenergienutzung im Jahr 2015, bis 2050 in der Referenz und im Szenario KSP ein deutlicher Anstieg (Abbildung 216 und Tabelle 78 im Anhang).

Bei den Feinstaub-Emissionen (PM₁₀) durch die Bioenergienutzung erzielen alle Szenarien eine deutliche Senkung gegenüber 2015: Bis 2050 wird im Referenzszenario eine Reduktion um 50 % und im Szenario KSP sogar um 67 % erreicht (Abbildung 217). In Bezug auf die Rolle der im Ausland induzierten PM₁₀-Emissionen zeigt sich, ausgehend von einem Anteil von rund 15 % an den gesamten Emissionen durch Bioenergienutzung im Jahr 2015, bis 2050 im Referenzszenario als auch im Szenario KSP ein deutlicher Anstieg. Wichtig ist, dass die nationalen Emissionen von PM₁₀ in Deutschland bis 2050 gegenüber 2015 sehr deutlich sinken (vgl. Tabelle 79 im Anhang).

Abbildung 216: Emissionen an versauernden Luftschadstoffen durch die Bioenergienutzung

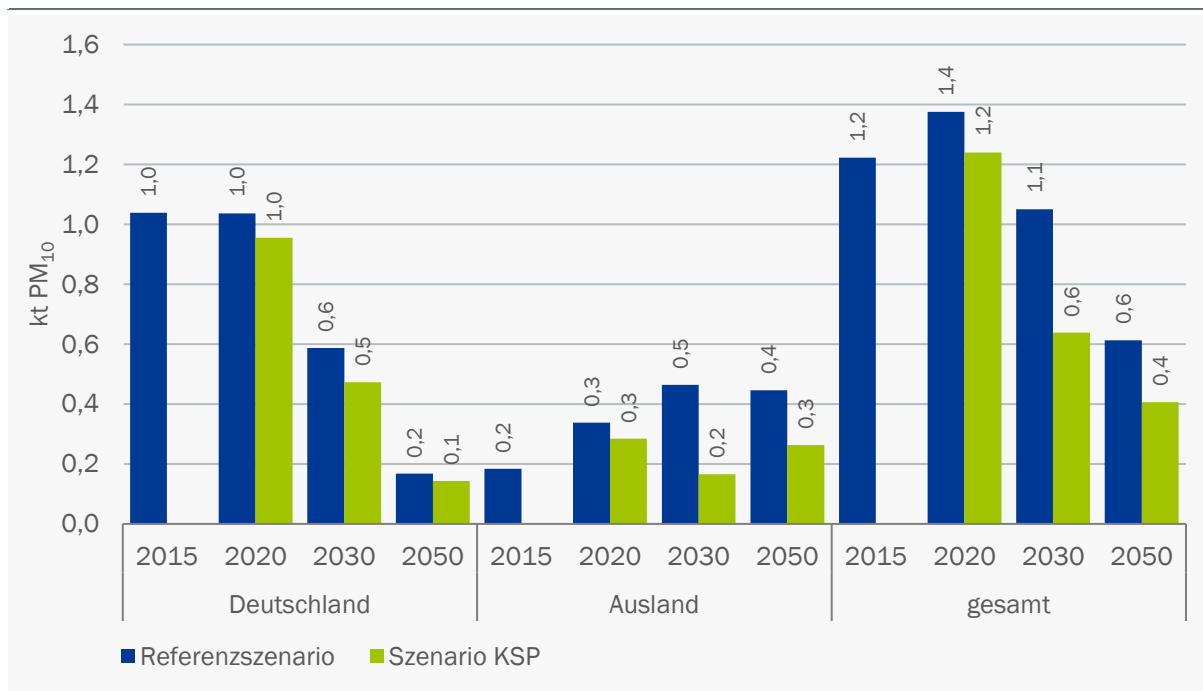
Referenzszenario und Szenario KSP; in Mt SO₂eq



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Abbildung 217: Feinstaubemissionen (PM₁₀) durch Bioenergienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in kt PM₁₀



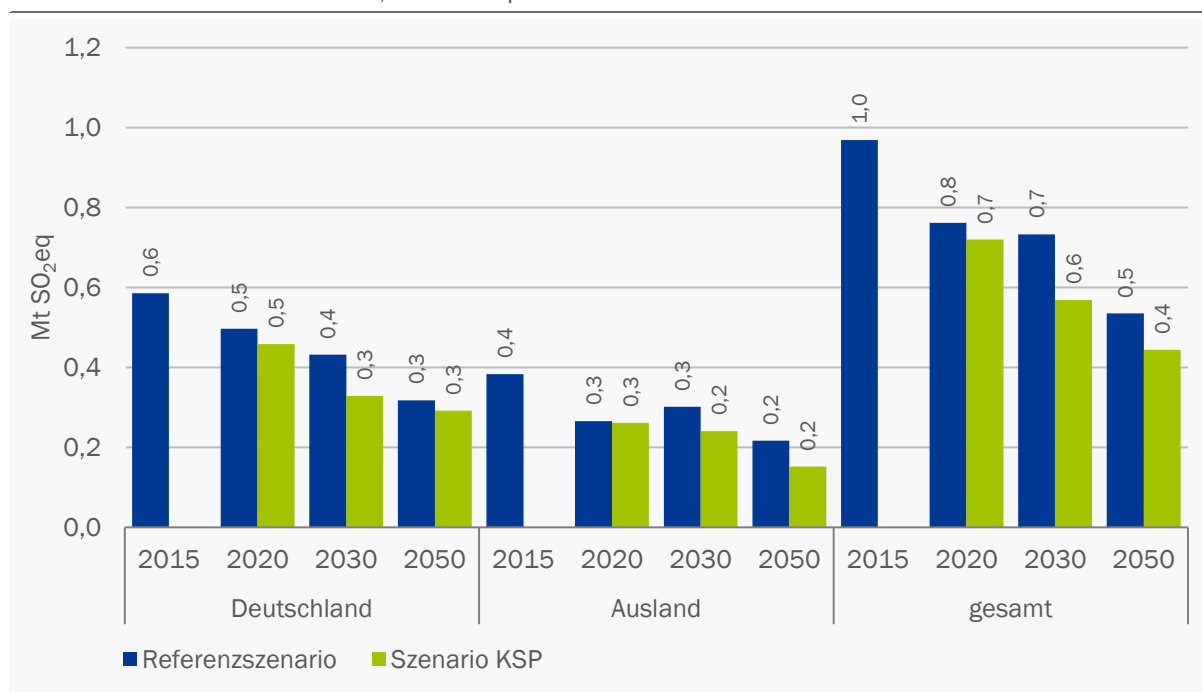
Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

10.3.2 Gesamte Energienutzung

Bei den Gesamtemissionen versauernder Luftschadstoffe (in SO₂eq) durch die gesamte Energienutzung in Deutschland – inkl. Bioenergie und Importe – zeigt die Wirkungsabschätzung, dass alle Szenarien zu einer Reduktion gegenüber 2015 führen – in der Referenz um 45 % und im Szenario KSP um 54 % (Abbildung 218). Die im Ausland induzierten Emissionen, ausgehend von einem Anteil von knapp 40 % an den gesamten Emissionen im Jahr 2015, sinken in allen Szenarien um etwa 50 %. Der wesentliche Grund für die versauernden Emissionen im Ausland sind die Transporte der importierten fossilen, biogenen und strombasierten Energieträger, insbesondere die Tanker- und Pipelineemissionen.

Abbildung 218: Emissionen an versauernden Luftschadstoffen durch die gesamte Energienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in Mt SO₂eq



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0; Angaben inkl. Abfall- und Landwirtschaft

Bei den Feinstaubemissionen (PM₁₀) durch die gesamte Energienutzung (Abbildung 219) erzielen alle Szenarien eine deutliche Senkung gegenüber 2015: Bis 2050 wird im Referenzszenario eine Reduktion der Gesamtemissionen um 57 % erreicht und im Szenario KSP um 59 %.

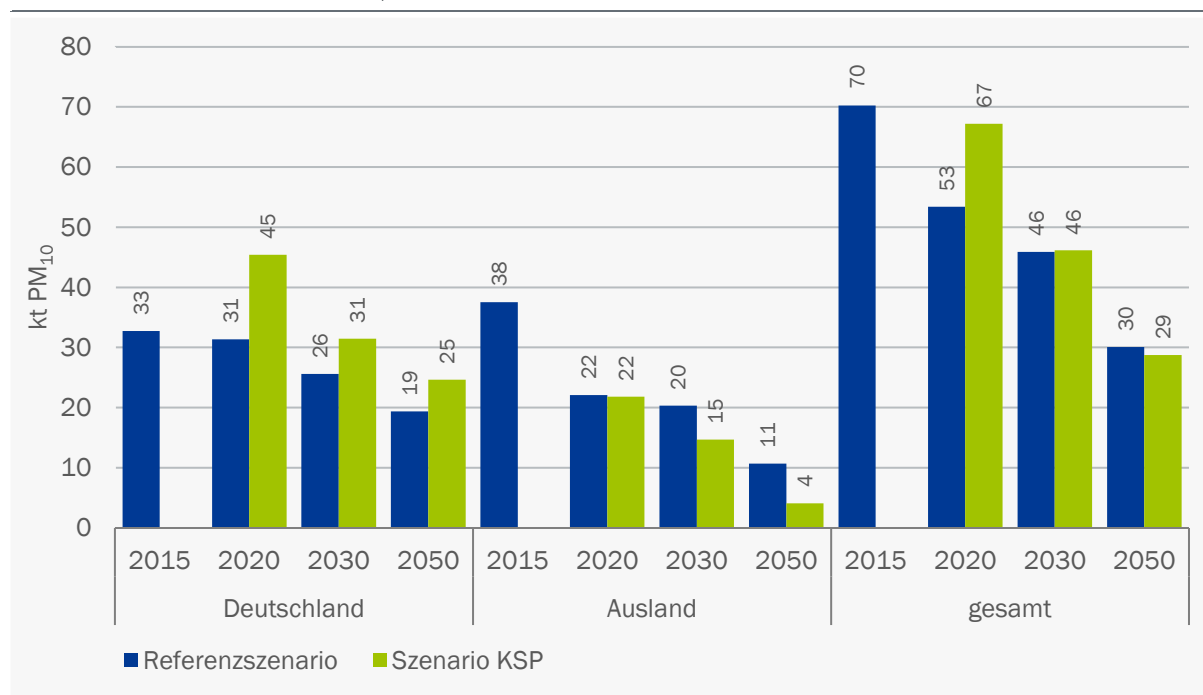
In Bezug auf die im Ausland induzierten PM₁₀-Emissionen zeigt sich, ausgehend von einem Anteil von rund 53 % an den gesamten Emissionen 2015, in der Referenz und im Szenario KSP bis 2050 eine Senkung auf 36 % bzw. 14 %, wobei im Szenario KSP die starke Senkung der PM₁₀-Emissionen im Ausland durch Verlagerung der Bioenergieimporte von festen und flüssigen (per Schiff) auf gasförmige Energieträger (per Pipeline) erreicht wird.

Wichtig ist, dass auch die nationalen Emissionen von PM₁₀ in Deutschland bis 2050 gegenüber 2015 deutlich sinken – in der Referenz um knapp 40 % und in Szenario KSP um 25 %.

Den geringeren nationalen PM₁₀-Emissionen im Referenzszenario stehen höheren Emissionen im Ausland gegenüber, diese sind auf die im Vergleich zum Szenario KSP höheren Energieimporte zurückzuführen. Im Szenario KSP nehmen die im Ausland induzierten PM₁₀-Emissionen deutlich ab.

Abbildung 219: Feinstaubemissionen (PM₁₀) durch die gesamte Energienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in kt PM₁₀



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0; Angaben inkl. Abfall- und Landwirtschaft

10.4 Flächen- und Ressourcenbedarfe durch die Energienutzung

10.4.1 Bioenergieträger

Schließlich wurden Fragen der Flächen-, Rohstoff- und Wassernutzung analysiert, die sowohl in Deutschland durch die nationale Bioenergienutzung wie auch international, respektive global durch Bioenergieimporte auftreten.

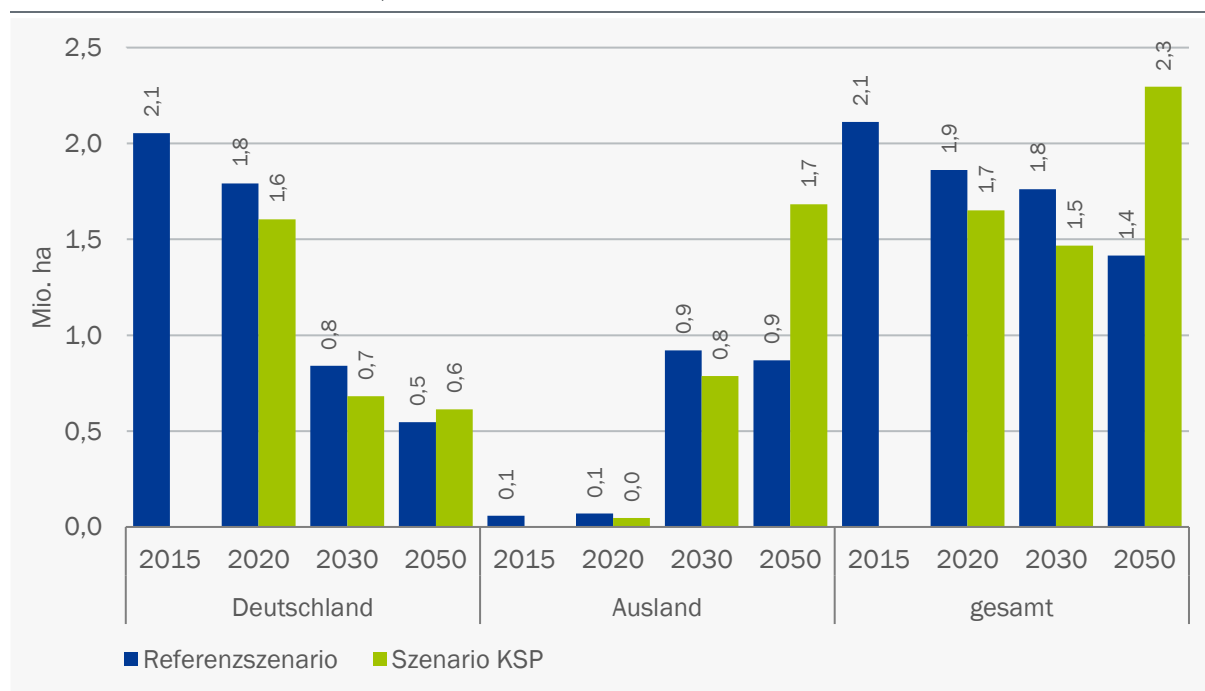
Abbildung 220 zeigt die Ergebnisse für die Fläche (vgl. Tabelle 80 im Anhang). Die durch die Bioenergienutzung beanspruchten gesamten Flächen (inkl. Auslandsanteile) sinken gegenüber 2015 im Referenzszenario um 17% bis 2030 bzw. um 33 % bis 2050. Im Szenario KSP gehen sie bis 2030 deutlich gegenüber 2015 (-31%) zurück um ab dann bis 2050 um 7 % gegenüber dem Niveau des Jahres 2015 wieder anzusteigen.

Die territoriale Flächeninanspruchnahme durch die Bioenergienutzung in Deutschland sinkt in beiden Szenarien im Zeitverlauf. Bei der im Ausland induzierten Flächeninanspruchnahme durch Importe zeigt sich hingegen ein Anstieg gegenüber 2015 bzw. 2020. Ausgehend von einem Anteil von rund 3 % am gesamten Flächenbedarf durch Bioenergienutzung im Jahr 2015, ergibt sich bis

2050 für das Referenzszenario ein deutlicher Anstieg auf 62 % der gesamten Flächeninanspruchnahme; im Szenario KSP steigt der Anteil auf 71 %. Hier gilt es anzumerken, dass die Flächeninanspruchnahme im Szenario KSP im Ausland (und damit auch insgesamt) sehr stark gesenkt werden könnte, wenn vermehrt Biomethan aus Abfall- und Reststoffen statt aus Grasschnitt importiert würde.

Abbildung 220: Flächeninanspruchnahme durch Bioenergienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in Mio. ha



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Bei der gesamten Rohstoffinanspruchnahme durch Bioenergienutzung zeigte sich für Erze, dass im Szenario KSP im Jahr 2050 17 % weniger benötigt werden als in der Referenz und 23 % weniger als im Jahr 2015 (vgl. Tabelle 81 im Anhang).

Bei den Mineralien sind die Effekte der Düngung für den Biomasseanbau dominant: Hier erfordert das Szenario KSP im Jahr 2050 gegenüber der Referenz 33 % mehr Mineralien, was gegenüber 2015 aber eine fast gleichwertige Reduktion um 32 % bedeutet (Referenzszenario rund -50 % ggü. 2015) (vgl. Tabelle 82 im Anhang).

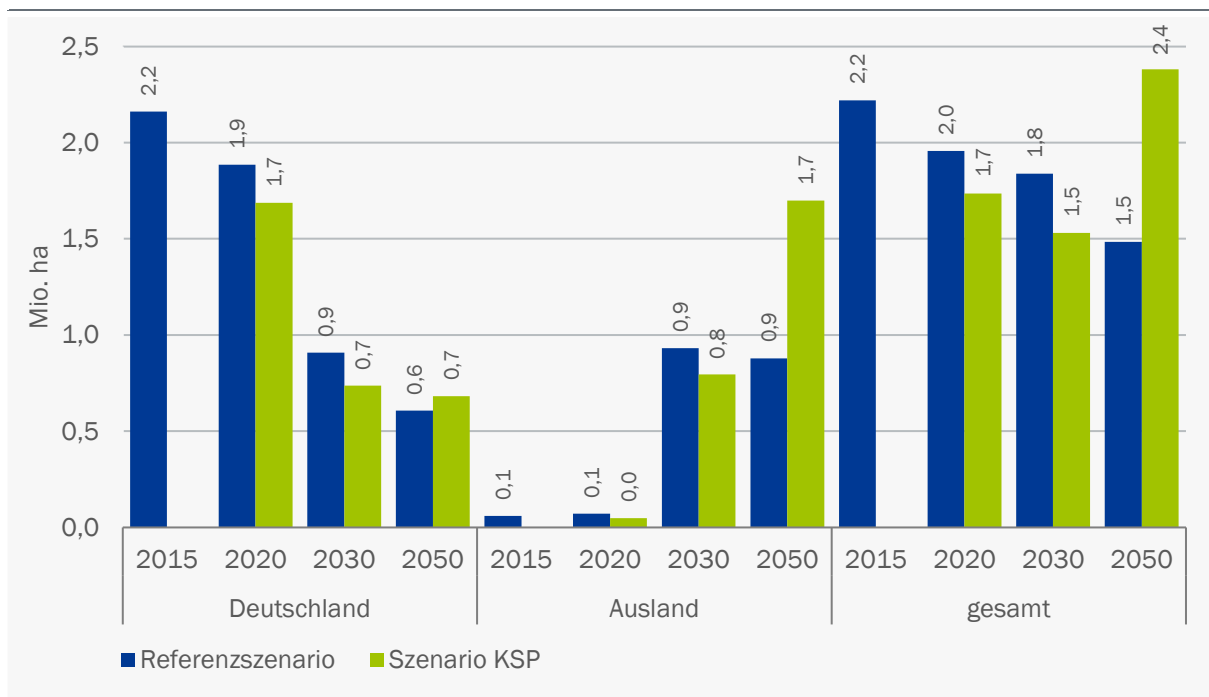
Bei Wasser steigt im Referenzszenario bis zum Jahr 2050 die Inanspruchnahme durch Bioenergie gegenüber 2015 um rund 36 % und im Szenario KSP um rund 53 %. Im Jahr 2050 wird im Szenario KSP etwa 12 % mehr Wasser benötigt als in der Referenz – vorwiegend im Ausland, während die nationale Wasserinanspruchnahme im Szenario KSP gegenüber der Referenz um rund 6 % niedriger liegt und gegenüber 2015 um rund 11 % niedriger (vgl. Tabelle 83 im Anhang).

10.4.2 Gesamte Energienutzung

Abschließend zu den quantitativen Wirkungsanalysen wurden die Flächen-, Rohstoff- und Wasserinanspruchnahme der gesamten Energienutzung in Deutschland ermittelt, die sowohl national wie auch im Ausland (durch Energieträgerimporte) auftreten. Das folgende Bild zeigt die entsprechenden Ergebnisse für die Fläche (vgl. auch Tabelle 80 im Anhang).

Abbildung 221: Flächeninanspruchnahme durch gesamte Energienutzung

Referenzszenario und Szenario KSP; in Mio. ha



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Die durch die Energienutzung insgesamt beanspruchten Flächen (inkl. Auslandsanteile) sinken bis 2050 gegenüber 2015 in der Referenz um rund 33 %, während im Szenario KSP ein Anstieg um rund 7 % erfolgt. Die Flächeninanspruchnahme ist dabei sowohl in Deutschland wie auch im Ausland zu gut 90 % durch die Bioenergie bedingt, während andere Erneuerbare (Solar, Wasserkraft, Wind) trotz massiven Ausbaus selbst im Jahr 2050 nur wenige Prozentpunkte beitragen. Dies gilt auch für die Stromnetze (Freileitungen und Kabel) sowie die Konversionsanlagen (Raffinerien usw.).

Die territoriale Flächeninanspruchnahme in Deutschland sinkt in beiden Szenarien deutlich, jedoch ergibt sich durch Importe ein deutlicher Anstieg bei der im Ausland induzierten Flächeninanspruchnahme. Ausgehend von einem Anteil von rund 3 % am gesamten Flächenbedarf durch die Energienutzung im Jahr 2015 steigt der Anteil in der Referenz bis zum Jahr 2050 auf 59 % und in Szenario KSP auf 71 %. Wie schon bei der Flächeninanspruchnahme durch Bioenergie angemerkt, könnte das Szenario KSP wesentlich geringere Werte zeigen, wenn vermehrt Biomethan aus Abfall- und Reststoffen statt aus Grasschnitt importiert würde.

Bei der Rohstoffinanspruchnahme durch die Energienutzung zeigte sich ein unterschiedliches Bild:

- Bei den Erzen beeinflussen die Szenarien im Wesentlichen die Nutzung im Ausland (> 99 %): In der Referenz sinkt bis 2050 die Inanspruchnahme von Erzen ggü. 2015 um knapp 40 %, während im Szenario KSP die Reduktion sogar 80 % beträgt (vgl. Tabelle 81 im Anhang).
- Bei den Mineralien erfolgt die Inanspruchnahme nur zu rund 10 % durch Bioenergie. In der Referenz zeigt sich bis 2050 eine Senkung der Inanspruchnahme ggü. 2015 um 36 %, während im Szenario KSP eine Reduktion um 68 % erfolgt. Im Jahr 2050 zeigt sich in der Referenz eine etwa doppelt so hohe Inanspruchnahme wie im Szenario KSP. Bei den Auslandsanteilen der Inanspruchnahme von Mineralien – ausgehend von 20 % im Jahr 2015 – sinken die Anteile bis 2050 in der Referenz und im Szenario KSP auf deutlich unter 10 % (vgl. Tabelle 82 im Anhang).
- Die Inanspruchnahme von Wasser insgesamt sinkt bis 2050 in der Referenz gegenüber 2015 um gut 80 % und im Szenario KSP um über 90 %. Im Jahr 2050 erfordert die Referenz etwa 2,5-mal so viel Wasser wie das Szenario KSP. Die Inanspruchnahme von Wasser im Ausland betrug im Jahr 2015 rund 11 % an der Gesamt-Inanspruchnahme. Dieser Anteil steigt in der Referenz bis 2050 auf rund 26 %, im Szenario KSP auf 28 % – aber bei absolut deutlich sinkenden Werten: In der Referenz verringert sich die ausländische Wasserinanspruchnahme bis 2050 um rund 50 %, im Szenario KSP sogar um knapp 80 %, jeweils bezogen auf 2015 (vgl. Tabelle 83 im Anhang).
Diese Einsparungen sind vorwiegend durch die stark rückläufige Wasserinanspruchnahme zur Kühlung thermischer Kraftwerke (und in geringerem Maße Kohleförderung und Raffinerien) bedingt und werden nicht durch die ansteigende Wasserinanspruchnahme durch Bioenergie kompensiert.

10.5 Biodiversitätsaspekte der Energienutzung

Ergänzend zu den Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen sowie der Flächeninanspruchnahme und Ressourcenbedarfe wurden die Wirkungsaspekte zur Biodiversität analysiert.

Die Aspekte der Biodiversität sind komplex und erfordern für belastbare quantitative Aussagen räumlich hochauflösende Analysen, die im Rahmen der vorliegenden Szenarioarbeiten nicht leistbar waren⁷⁰. Daher wurde die Wirkung der Szenarien auf die Biodiversität qualitativ abgeschätzt⁷¹.

Grundlage hierzu ist die Flächeninanspruchnahmen und die jeweilige Art der Flächennutzung (Acker- bzw. Grünland, Wald). Die Flächeninanspruchnahmen sind in den Szenarien vorwiegend durch die Biomassebereitstellung geprägt, während die Bereitstellung anderer erneuerbarer (Geo-, Solar-, Wasser- und Windenergie) und nichterneuerbarer Energieträger (Kohle- und Uranbergbau, Gas- und Ölförderung, Umwandlungs- und Transportprozesse) nur in geringem Umfang flächenrelevant sind. In allen Szenarien erfolgt eine starke Änderung der Flächeninanspruchnahme durch Bioenergie (vgl. Abbildung 220): Einerseits sinkt die Inanspruchnahme von Flächen in Deutschland stark, steigt aber im Ausland durch Bioenergieimporte. Andererseits werden auf den

⁷⁰ Die Szenario-Arbeiten von Prognos (Energiebilanzen, direkte THG-Emissionen) und IINAS (Wirkungsaspekte) im Rahmen des NECP erfolgen auf Basis von nichträumlichen Modellen. In GEMIS ist eine grobe räumliche Differenzierung möglich, die allerdings aufgrund der geringen räumlichen Auflösung auf Ebene von Ländern bzw. Ländergruppen keine Verknüpfung mit Modellen zur quantitativen Abschätzung von Biodiversitätseffekten zulässt.

⁷¹ Dabei konnten räumliche Wirkungsaspekte (Hotspots, Flächenkulissen usw.) aufgrund der fehlenden räumlichen Detaillierung nicht berücksichtigt werden.

für Bioenergie beanspruchten Flächen in Deutschland bis 2030 keine annualen Kulturen⁷² mehr angebaut, sondern Mehrjährige, insbesondere Gräser auf extensivem Grünland und in geringem Umfang Kurzumtriebsplantagen (KUP) auf Marginalstandorten. Beide bieten für die Artenvielfalt gegenüber annualen Kulturen wesentlich positivere Bedingungen (stark reduzierter Einsatz von Pestiziden, geringe Zwischenbewirtschaftung) und erlauben, unterschiedlichste Blühpflanzen (bei Gräsern) und Baumtypen (bei KUP) zu verwenden. Beides führt in Deutschland zu einer absoluten Verbesserung der Biodiversität in den Agrarlandschaften, die zudem bei Verzicht auf großflächige Schläge auch die Landschaftskulisse und damit die Lebensräume für Tiere verbessern.

Dieser positiven Entwicklung steht als Einschränkung gegenüber, dass die Flächeninanspruchnahme im Ausland durch Bioenergieimporte ansteigt: Im Jahr 2015 dominieren der Anbau von Palmöl, Soja und Zuckerrohr die Flächeninanspruchnahme für deutsche Bioenergieimporte. In der Referenzentwicklung nicht diese bis 2050 noch leicht zu und wird durch Biomethan aus Grasschnitt erweitert. Damit sind für Bioenergieimporte in der Referenz eher ungünstige Bedingungen für die Artenvielfalt anzunehmen.

Im Szenario KSP wird bis 2050 für deutsche Bioenergieimporte kein Palm- und Sojaöl mehr angebaut und auch die Flächen für Zuckerrohr sind rückläufig. Dafür wird vermehrt auf Biomethan aus Grasschnitt (Flächen in Osteuropa) gesetzt. Dies führt gegenüber der Referenz zu wesentlich günstigeren Bedingungen für die Artenvielfalt, jedoch ist die Frage der Schlaggröße und damit der Flächenkulissen bei Biomethanimporten offen und auch eine intensivere Bewirtschaftung von Grünland wäre – da außerhalb der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU – nicht auszuschließen.

Nach der EU-Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) sowie dem „Green Deal“ mit seiner Biodiversitätsstrategie sind der Schutz der Biodiversität auch für Bioenergieimporte maßgeblich. Damit kann zumindest bis 2030 de jure ausgeschlossen werden, dass schutzwürdige Flächen im Ausland für deutsche Bioenergieimporte in Anspruch genommen werden. Es ist aus Sicht der Verfasser wahrscheinlich, dass eingedenk der gültigen UN-Konvention zum Schutz der biologischen Vielfalt (CBD), die auch von Belarus, der Ukraine und Russland ratifiziert wurde, auch nach 2030 eine mehr oder weniger wirksame Regelung zum Schutz der Biodiversität bei Bioenergieimporten nach EU-Recht bestehen wird bzw. Deutschland entsprechende Regelungen in eigener Rechtssetzung beschließen kann, die über die RED II hinausgehen.

Ein strikter Ausschluss von Biodiversitätsrisiken im Ausland durch deutsche Bioenergieimporte könnte aber nur durch eine explizite Umstellung der Importe auf z. B. Biomethan aus Abfall- und Reststoffen gewährleistet werden.

⁷² Im Jahr 2015 dominierten Mais und Raps die Flächeninanspruchnahme durch Bioenergie in Deutschland.

11 Anhang

11.1 Ansätze zur Allokation der Gesamtwirkung auf einzelnen Maßnahmen

Die Summe von abgeschätzten Einzelinstrumentenwirkungen ergibt tendenziell eine größere Wirkung als die kombinierte Wirkung in der Modellierung. Im Umkehrschluss gilt, dass die Gesamtwirkung der Maßnahmenbündel kleiner ist als die Summe der Einzelwirkungen. Es stellt sich die Frage, wie methodisch mit dieser Abweichung umgegangen werden kann. Grundsätzlich gibt es mehrere mögliche Ansätze, wie die Reduktion der Einsparwirkung auf die Einzelmaßnahmen rückverteilt werden kann. Im Folgenden werden vier Ansätze kurz skizziert:

1. Reihung und Abschneiden von Einzelmaßnahmen
2. Lineare Skalierung von Einzelmaßnahmen
3. Lineare Skalierung von Maßnahmenbündeln
4. Skalierung von Einzelmaßnahmen mit Instrumentenfaktoren/Instrumentenmatrix

Die unterschiedlichen Ansätze sind in Abbildung 222 schematisch dargestellt.

1. Reihung und Abschneiden von Einzelmaßnahmen

Bei diesem Ansatz werden Einzelmaßnahmen priorisiert und gereiht, wodurch bestimmte Maßnahmen gar nicht oder nur teilweise berücksichtigt werden. Die Reihung kann nach unterschiedlichen Kriterien erfolgen (Kostenüberlegungen, politische Erwägungen o. ä.), sodass dieser Ansatz sehr flexibel ist. So kann beispielsweise eine Einsparwirkung vollumfänglich zentralen Förderprogrammen zugeschrieben werden, während informative Maßnahmen als flankierend und mit einer geringen oder keiner Einsparwirkung eingestuft werden. Ein Nachteil dieses Ansatzes ist eine gewisse Willkür bei der Wahl des Abschneide-Kriteriums, bzw. des Kriteriums für die Wahl der Reihenfolge der Maßnahmen (Abbildung 222, links oben).

2. Lineare Skalierung von Einzelmaßnahmen

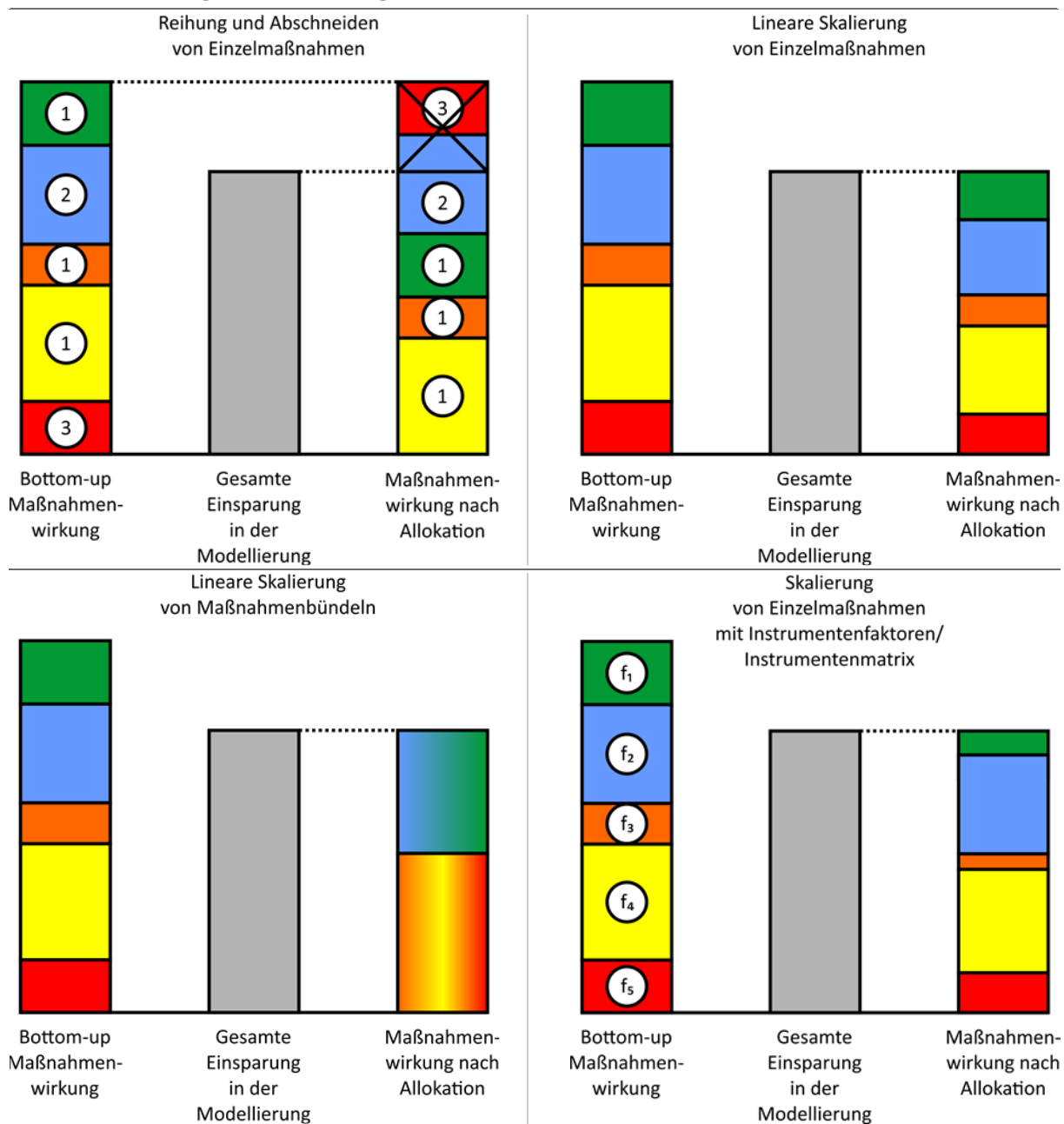
Bei diesem Ansatz werden alle bottom-up-abgeschätzten Maßnahmen berücksichtigt und linear auf die Gesamteinsparung des Szenarios herunterskaliert. Vorteil ist die einfache Handhabung, Nachteil ist, dass die unterschiedlichen Wirkungstiefen und andere sachliche Gewichtung- und Reihungskriterien der einzelnen Instrumente nicht berücksichtigt werden (Abbildung 222, rechts oben).

3. Lineare Skalierung von Maßnahmenbündeln

Bei diesem Ansatz erfolgt keine Skalierung der Wirkung auf der Ebene einzelner Maßnahmen, sondern lediglich auf der Ebene eines Maßnahmenbündels, das auf einen bestimmten Sektor bzw. bestimmte Energieanwendungen abzielt. Vorteil dieses Ansatzes ist, dass keine Abwägung zwischen Einzelinstrumenten erforderlich ist, die immer einer gewissen Willkür und Unsicherheit bei der Zuordnung der Einsparungen unterliegt. Nachteil des Ansatzes ist die fehlende Transparenz auf der Einzelmaßnahmenebene nach Durchführung der Allokation (Abbildung 222, links unten). Dieser Ansatz wurde im Verkehrssektor gewählt.

Abbildung 222: Schematische Darstellung der verschiedenen Ansätze zur Wirkungsallokation

Ansätze zur Verteilung der Gesamtwirkung auf Einzelmaßnahmen



Quelle: eigene Darstellung Fh.-ISI

4. Skalierung von Einzelmaßnahmen mit Instrumentenfaktoren/Instrumentenmatrix

Bei diesem Ansatz erhält jede Einzelmaßnahme einen individuellen Instrumentenfaktor, der die Minderung der Wirkung durch Doppeladressierung von Einsparpotenzialen abbilden soll. Die Energieeinsparungen in einem bestimmten Bereich werden dabei – üblicherweise auf der Grundlage von empirischen Erfahrungswerten oder Expertenschätzungen – anteilig allen diesen Bereich adressierenden Maßnahmen zugerechnet. Der Vorteil dieses Ansatzes ist eine hohe Transparenz der Wirkungszuordnung und die Möglichkeit der Nutzung empirischer Daten. Nachteil ist eine

gewisse Willkür bei der Auswahl der Instrumentenfaktoren, wenn keine empirischen Informationen über die Interaktion zwischen den Maßnahmen vorliegen. Dieser Ansatz ist weit verbreitet und wurde in der Vergangenheit sowohl im Projektionsbericht 2017 als auch im „2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan“ (BMWi 2017d) der Bundesrepublik Deutschland genutzt.

Eine noch höhere Transparenz kann durch die Hinterlegung einer Interaktionsmatrix erreicht werden, die alle berücksichtigten Einzelmaßnahmen zweidimensional abbildet. Dies ermöglicht eine transparente Beschreibung der Interaktionen für alle Instrumentenkombinationen in beide Richtungen. Dieser Ansatz bietet damit ein hohes Maß an Detaillierung. Nachteile sind eine möglicherweise schwierige Nachvollziehbarkeit sowie eine gewisse Scheingenauigkeit, da die angesetzten Interaktionen bei fehlenden empirischen Daten mit großen Unsicherheiten behaftet sind (Abbildung 222, rechts unten).

Grundsätzlich lassen sich die dargestellten Ansätze zumindest teilweise auch kombinieren.

11.2 Bestehende Maßnahmen, Maßnahmen des Referenzszenarios

Im Folgenden werden die bereits bestehenden Maßnahmen dargestellt und kurz im Hinblick auf die Größenordnung der mit ihnen erzielte direkte (brennstoffseitige) THG-Minderung und Endenergieeinsparungen (getrennt nach Strom und Brennstoffen) charakterisiert. Erfasst werden im Referenzszenario alle Maßnahmen, die bis zum 31.12.2017 beschlossen wurden. Für die Auswahl und Quantifizierung der Maßnahmen wurde im Wesentlichen auf folgende Quellen zurückgegriffen:

- MMS des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017). Die Quantifizierung der Maßnahmenwirkungen erfolgt hier bis zum Jahr 2035.
- Quantifizierungsbericht zum Klimaschutzbericht 2016 (Öko-Institut / Fh-ISI 2017); da die Quantifizierung hier nur bis 2020 erfolgt, sind die Einsparungen bis 2030 fortzuschreiben.⁷³
- Quantifizierung von Maßnahmenwirkungen im Rahmen des BMWi-Projekts „Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung“ (Prognos et al. 2017). Auch hier werden nach Maßnahmen differenzierte Wirkungen nur bis 2020 erfasst, so dass eine Fortschreibung bis 2030 erforderlich ist.
- Eine weitere Datenquelle für die hier betrachteten Sektoren stellt der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (BMWi 2017d) unter der EU-Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) dar, der zuletzt für 2017 vorgelegt wurde (BMWi 2017d).
- Berücksichtigt wird auch die umfassende Maßnahmenübersicht im Fünften Monitoring-Bericht zur Energiewende (BMWi 2016: S. 140 ff), die jedoch keine Wirkungsabschätzung enthält.
- Zur methodischen Fundierung der ex-ante Wirkungsabschätzungen werden ergänzend auch ex-post Evaluierungen von Einzelinstrumenten in die Betrachtung einbezogen. Dazu gehören u. a. die BMWi-interne Evaluierung von Einzelinstrumenten des NAPE (BMWi 2017e), die laufenden externen Evaluationen zu einzelnen NAPE-Instrumenten und des Energieeffizienzfonds (Fh-ISI et al. 2017c) sowie Evaluationsstudien zu schon länger bestehenden Einzelinstrumenten wie die regelmäßige Evaluierung verschiedener KfW-Programme und des Marktanzreizprogrammes (MAP).

⁷³ Die Quantifizierung für den Klimaschutzbericht 2017 ist noch in Bearbeitung; sobald finale Ergebnisse verfügbar sind, werden die in diesem Projekt hinterlegten Einsparwirkungen auf dieser Grundlage aktualisiert.

Die Angaben zur Maßnahmenwirkungen erfolgen zunächst in Endenergie als jährlich addierte Einsparung in Jahr 2030 (auch als „NAPE-Logik“ bezeichnet). Dann erfolgt eine Umrechnung der brennstoffseitigen Einsparungen in die THG-Minderung. Für die Bilanzierung gilt es zu beachten, dass stromerzeugende Industriekraftwerke im Industriesektor bilanziert werden. Damit kann auch im Industriesektor durch eine Stromeinsparung eine THG-Reduktion anfallen. Es liegen nicht für alle Maßnahmen Abschätzungen zur Wirkung vor.

Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die bestehenden Maßnahmen in den Sektoren. Die Quantifizierung der Einsparungen basiert im Wesentlichen auf dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts 2017, welcher eine Abschätzung bis 2030 vornimmt.

11.2.1 Industrie, GHD und Stromanwendungen

Tabelle 68: Bestehende Maßnahmen im Industriesektor

Titel	Kurzbeschreibung	EEV- Einsparung THG-Minderung	
		im Jahr 2030 [PJ]	im Jahr 2030 [Mt CO ₂ eq]
EU- Emissionshandelssystem (EU-EHS)	Seit 2013 ist der Geltungsbereich um zusätzliche Branchen (vorwiegend aus der chemischen Industrie und der Nicht-Eisen-Metallindustrie) sowie in einigen Fällen (z. B. Adipin- und Salpetersäureherstellung) um das Treibhausgas N ₂ O sowie für die Aluminiumherstellung um perfluorierte Kohlenwasserstoffe erweitert worden.	Strom: - BF: 14,7	4,0
Ökologische Steuerreform*	Mit der „Ökosteuerreform“ war das Ziel verbunden, einerseits den Faktor Energie durch eine steuerliche Verteuerung von Kraft- und Heizstoffen und Strom zu belasten und dadurch Anreize zum Energiesparen zu setzen und andererseits den Faktor Arbeit durch eine Senkung des Beitragssatzes in der gesetzlichen Rentenversicherung mit dem erzielten Steuermehraufkommen zu entlasten und dadurch zu besseren Rahmenbedingungen für den Arbeitsmarkt beizutragen.	Strom: 2,2 BF: 1,5	0,1
Spitzenausgleich im Rahmen des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) und des Stromsteuergesetzes (StromStG)	Mit diesem Gesetz wurde der sog. "Spitzenausgleich" (Steuerentlastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Sonderfällen) neu justiert und über das Jahr 2012 hinaus für die nächsten 10 Jahre fortgeführt.	Strom: 27,0 BF: 18,2	1,0
Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)	Im Rahmen der BesAR werden Unternehmen in strom- und handelsintensiven Branchen mit hohem Stromverbrauch teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Sie müssen außerdem nachweisen, dass ihre Stromkosten einen hohen Anteil an der Bruttowertschöpfung haben. Weiterhin müssen die entsprechenden Unternehmen, einen Verbrauchs-Schwellenwert von 1 GWh/a	Strom: 16,2 BF: -	-

	überschreiten sowie ein Energiemanagementsystem nachweisen.		
Energieberatung Mittelstand	Kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) wird im Rahmen des BMWi-Programms „Energieberatung Mittelstand“ die Förderung einer unabhängigen Energieberatung angeboten. Qualifizierte Experten identifizieren Potenziale zur Energieeinsparung und erstellen konkrete Maßnahmenvorschläge.	Strom: 9,7 BF: 30,4	1,7
Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie*	Eine Reihe der beschlossenen Durchführungsmaßnahmen adressiert speziell den Strom- und Energiebedarf von Produkten, die in den Sektoren Industrie und GHD verwendet werden. Darunter fallen z. B. die Maßnahmen zu Elektromotoren, Ventilatoren, Wasserpumpen oder gewerblichen Kühlgeräten.	Strom: 15,5 BF: 1,1	0,1
Förderprogramm "Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand"	Das Förderprogramm wurde in novellierter Form zum 10. Mai 2016 als Teil des Energie- und Klimafonds neu eingeführt. In diesem Programm können KMU und große Unternehmen Zuschüsse für Investitionen in hocheffiziente Querschnittstechniken beantragen.	Strom: 7,2 BF: 4,1	0,2
Förderprogramm zu energieeffizienten und klimaschonenden Produktionsprozessen	Unternehmen des Produzierenden Gewerbes können seit Anfang 2014 einen Zuschuss für investive Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen erhalten. Das Programm ist im Januar 2014 gestartet und Teil des Energie- und Klimafonds. Die Höhe der Zuwendung beträgt bis zu 20 % der unmittelbar auf den Umweltschutz bezogenen Investitionskosten (Investitionsmehrkosten)	Strom: 0,7 BF: 5,8	0,3
Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI)	Das Programm bietet finanzielle Zuschüsse für die energetische Optimierung bestehender Anlagen bzw. Anlagenteile, den Neubau hocheffizienter Anlagen sowie Zuschüsse für Komponenten wie Wärmetauscher, Kälte- oder Wärmespeicher oder Kältemittel mit besonders niedrigem „Global Warming Potential (GWP)“.	-	-
500 Energieeffizienznetzwerke	Zwischen 2009 und 2012 wurden im Rahmen des von der Nationalen Klimainitiative (NKI) des BMU geförderten Programms „Lernende-Energieeffizienz-Netzwerke“ in Deutschland etabliert. Darüber hinaus wurde in der Folge des NAPE eine Initiative der Bundesregierung und Verbänden der deutschen Wirtschaft zur Etablierung von weiteren 500 Energieeffizienznetzwerken bis zum Jahr 2020 gestartet.	Strom: 13,7 BF: 40,6	2,2
wettbewerbliche Ausschreibungen (STEP up! Strom) *	Das im NAPE enthaltene neue, sektorübergreifende Instrument der wettbewerblichen Ausschreibungen ist ein Mechanismus zur markt- und transaktionsorientierten Verteilung von Fördermitteln. Die Grundidee ist, das zur Verfügung gestellte Kapital durch einen Ausschreibungsmechanismus möglichst kosteneffizient einzusetzen.	Strom: 5,4 BF:	-

Pilotprogramm Einsparzähler*	Unterstützung von Unternehmen, die digitale Lösungen und neue Geschäftsmodelle bei Dritten (Endkunden) zum Energiesparen und stromnetzdienlichen Schalten erproben und demonstrieren wollen. Endkunden können seine Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Industrie. Dies erfolgt durch Einsatz digitaler Messsysteme bei der Ermittlung und Realisierung von Energieeinsparungen.	Strom: - BF: -	-
Energieauditpflicht für Nicht-KMU (Umsetzung Art. 8 EED)	Aus Artikel 8 Absatz 4-7 der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU; EED) resultierende Verpflichtung von „Nicht-KMU“, Energieaudits durchzuführen.	Strom: 9,7 BF: 19,9	1,1
Richtlinie für die Förderung der Abwärmevermeidung und -nutzung	2016 ist die Richtlinie für die Förderung der Abwärmenutzung als Element der „Offensive Abwärme“ in Kraft getreten. Sie umfasst die finanzielle Förderung von Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Nutzung industrieller Abwärme.	Strom: 0,7 BF: 26,8	
öffentliche Beschaffung energieeffizienter Produkte	Die Bundesregierung hat im Rahmen ihrer Beschlüsse zur Energiewende vom 6. Juni 2011 die bereits im Energiekonzept vom 28. September 2010 enthaltene Ankündigung bestätigt, für die öffentliche Beschaffung hohe Energieeffizienzkriterien als ein wichtiges Kriterium bei der Vergabe öffentlicher Aufträge rechtlich verbindlich zu verankern.		
KfW-Programme zur Förderung der Energieeffizienz in Industrie und GHD	Hier ist insbesondere das KfW-Energieeffizienzprogramm hervorzuheben, aus dem im Anschluss an eine „Energieberatung im Mittelstand“ zinsvergünstigte Kredite für die Umsetzung der Energieeinsparinvestitionen vergeben werden.		
freiwillige Produktkennzeichnungen für energiebetriebene Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen)*	Seit 2009 ist Klimaschutz ein Schwerpunkt des Umweltzeichens Blauer Engel. Mittlerweile gibt es für mehr als 60 Produktkategorien entsprechende Vergabekriterien. Diese umfassen alle relevanten Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik, Informationstechnik bis hin zur unterbrechungsfreien Stromversorgung.		
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	Die Mittelstandinitiative ist eine gemeinsame Initiative von BMWi, BMUB, DIHK und ZDH. Sie ist darauf gerichtet, den Dialog zwischen Politik und mittelständischen Unternehmen zu intensivieren, Information und Beratung zu optimieren sowie die Wissensvermittlung, Qualifizierung und den Erfahrungsaustausch zu verbessern		
LED-Leitmarktinitiative*	Die LED Leitmarktinitiative bündelt verschiedene Aktivitäten im Bereich der Kommunikation, Förderung und Forschung, um die bestehenden Hemmnisse bei der Nutzung von effizienten Beleuchtungen mit LED Technologie abzubauen.		
Förderung Contracting - Ausfallbürgschaften der Bürgschaftsbanken für Contracting-Finanzierungen/	Auf Grund der zum Teil langen Abschreibungsdauern bei Energieeffizienzinvestitionen wird von Kreditgebern das Risiko eines		

Förderprogramm Einsparcontracting	Contractingmodells gescheut. Durch die Einbindung von Bürgschaftsbanken in den Contractingmarkt sollen diese Risiken für den Kreditgeber minimiert werden.
Verbesserung der Rahmenbedingungen für Energiedienstleistungen.	Energiedienstleistungen benötigen einen klaren Rahmen für ihre Umsetzung. Durch eine Weiterentwicklung des rechtlichen und ökonomischen Rahmens soll der Markt für Energiedienstleistungen weiter gestärkt werden und neuen Akteure neben den bisherigen der Marktzutritt ermöglicht werden
Stärkung der Forschung für mehr Energieeffizienz*	Die Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele bis hin zu einer weitgehenden Dekarbonisierung ist nicht ohne weitere intensive Forschung möglich, aus der erst die notwendigen innovativen technischen Lösungen hervorgehen können.
Unterstützung der Marktüberwachung	Im Rahmen des Energieeffizienzfonds wird die Marktüberwachung der Bundesländer im Hinblick auf die Umsetzung der EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-RL für energierelevante Produkte unterstützt.

*) sektorenübergreifende Maßnahmen; die angegebenen Einsparungen beziehen sich jedoch nur auf die Industrie
BF: Brennstoffe

Quelle: Fh- ISI

Tabelle 69: Bestehende Maßnahmen in Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD); inkl. Wärme für gewerblich Prozesse, ohne Nichtwohngebäude und stationären Verkehr

Titel	Kurzbeschreibung	Endenergieeinsparung im Jahr 2030 [PJ]
EEG-Umlage	Gemäß § 60 EEG haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom eine EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber zu entrichten.	15,1
Förderprogramm "Investitionszuschüsse zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien im Mittelstand"	Das Förderprogramm wurde in novellierter Form zum 10. Mai 2016 als Teil des Energie- und Klimafonds neu eingeführt. In diesem Programm können KMU und große Unternehmen Zuschüsse für Investitionen in hocheffiziente Querschnittstechniken beantragen.	3,9
Förderung von Kälte- und Klimaanlage im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative	Das Programm bietet finanzielle Zuschüsse für die energetische Optimierung bestehender Anlagen bzw. Anlagenteile, den Neubau hocheffizienter Anlagen sowie Zuschüsse für Komponenten wie Wärmetauscher, Kälte- oder Wärmespeicher oder Kältemittel mit besonders niedrigem „Global Warming Potential (GWP)“.	1,1

Mindesteffizienzstandards – EU-Ökodesign-Richtlinie	Eine Reihe der beschlossenen Durchführungsmaßnahmen adressiert speziell den Strom- und Energiebedarf von Produkten, die in den Sektoren Industrie und GHD verwendet werden. Darunter fallen z.B. die Maßnahmen zu Elektromotoren, Ventilatoren, Wasserpumpen oder gewerblichen Kühlgeräten.	45,4
Energieauditpflicht für Nicht-KMU	Aus Artikel 8 Absatz 4-7 der EU Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU; EED) resultierende Verpflichtung von „Nicht-KMU“, Energieaudits durchzuführen.	12,8
Energieberatung Mittelstand	Kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) wird im Rahmen des BMWi-Programms „Energieberatung Mittelstand“ die Förderung einer unabhängigen Energieberatung angeboten.	7,2
500 Energieeffizienznetzwerke	Zwischen 2009 und 2012 wurden im Rahmen des von der Nationalen Klimainitiative (NKI) des BMU geförderten Programms „Lernende-Energieeffizienz-Netzwerke“ in Deutschland etabliert.	5,9
Öffentliche Beschaffung energieeffizienter Produkte	Die Bundesregierung hat im Rahmen ihrer Beschlüsse zur Energiewende vom 6. Juni 2011 die bereits im Energiekonzept vom 28. September 2010 enthaltene Ankündigung bestätigt, für die öffentliche Beschaffung hohe Energieeffizienzkriterien als ein wichtiges Kriterium bei der Vergabe öffentlicher Aufträge rechtlich verbindlich zu verankern. Dementsprechend wurde im Rahmen der Reform des Vergaberechts im April 2016 in die Vergabeverordnung mit § 67 eine Regelung aufgenommen, nach der grundsätzlich Produkte und Dienstleistungen beschafft werden, die im Hinblick auf ihre Energieeffizienz die höchsten Leistungsniveaus haben und zur höchsten Effizienzklasse gehören.	-
KfW-Programme zur Förderung der Energieeffizienz in Industrie und GHD	Hier ist insbesondere das KfW-Energieeffizienzprogramm hervorzuheben, aus dem im Anschluss an eine „Energieberatung im Mittelstand“ zinsvergünstigte Kredite für die Umsetzung der Energieeinsparinvestitionen vergeben werden.	
Freiwillige Produktkennzeichnungen für energiebetriebene Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen)*	Seit 2009 ist Klimaschutz ein Schwerpunkt des Umweltzeichens Blauer Engel. Mittlerweile gibt es für mehr als 60 Produktkategorien entsprechende Vergabekriterien. Diese umfassen alle relevanten Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik, Informationstechnik bis hin zur unterbrechungsfreien Stromversorgung.	
Mittelstandinitiative Energiewende und Klimaschutz	Die Mittelstandinitiative ist eine gemeinsame Initiative von BMWi, BMUB, DIHK und ZDH. Sie ist darauf gerichtet, den Dialog zwischen Politik und mittelständischen Unternehmen zu intensivieren, Information und Beratung zu optimieren sowie die Wissensvermittlung, Qualifizierung und den Erfahrungsaustausch zu verbessern	
LED-Leitmarktinitiative*	Die LED Leitmarktinitiative bündelt verschiedene Aktivitäten im Bereich der Kommunikation, Förderung und Forschung, um die bestehenden Hemmnisse bei der Nutzung von effizienten Beleuchtungen mit LED Technologie abzubauen.	
Förderung Contracting - Ausfallbürgschaften der Bürgschaftsbanken für Contracting-Finanzierungen/Förderprogramm Einsparcontracting	Auf Grund der zum Teil langen Abschreibungsdauern bei Energieeffizienzinvestitionen wird von Kreditgebern das Risiko eines Contractingmodells gescheut. Durch die Einbindung von Bürgschaftsbanken in den Contractingmarkt sollen diese Risiken für den Kreditgeber minimiert werden.	

Verbesserung der Rahmenbedingungen für Energiedienstleistungen	Energiedienstleistungen benötigen einen klaren Rahmen für ihre Umsetzung. Durch eine Weiterentwicklung des rechtlichen und ökonomischen Rahmens soll der Markt für Energiedienstleistungen weiter gestärkt werden und neuen Akteure neben den bisherigen der Marktzutritt ermöglicht werden	
Stärkung der Forschung für mehr Energieeffizienz	Die Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele bis hin zu einer weitgehenden Dekarbonisierung ist nicht ohne weitere intensive Forschung möglich, aus der erst die notwendigen innovativen technischen Lösungen hervorgehen können.	
Unterstützung der Marktüberwachung	Im Rahmen des Energieeffizienzfonds wird die Marktüberwachung der Bundesländer im Hinblick auf die Umsetzung der EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-RL für energierelevante Produkte unterstützt.	
STEP up! Strom	Das im NAPE enthaltene neue, sektorübergreifende Instrument der wettbewerblichen Ausschreibungen ist ein Mechanismus zur markt- und transaktionsorientierten Verteilung von Fördermitteln. Die Grundidee ist, das zur Verfügung gestellte Kapital durch einen Ausschreibungsmechanismus möglichst kosteneffizient einzusetzen. Bis 2018 stehen insgesamt 300 Mio. Euro für das Programm zur Verfügung.	5,8 nur GHD
Ökosteuern	Bei der ökologischen Steuerreform handelt es sich um eine bereits mehr als ein Jahrzehnt zurückliegende Maßnahme.	18,5 nur GHD
Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)	Die Anfang 2016 gestartete Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI) richtet sich gleichermaßen an Hersteller, Handel und Verbraucher. Sie will die Vorteile energieeffizienter Produkte deutlich machen und motivieren, energieeffiziente und qualitativ hochwertige Produkte (Top-Runner) zu entwickeln und schneller in den Markt zu bringen.	n. v.
Pilotprogramm Einsparzähler	Unterstützung von Unternehmen, die digitale Lösungen und neue Geschäftsmodelle bei Dritten (Endkunden) zum Energiesparen und stromnetzdienlichen Schalten erproben und demonstrieren wollen. Endkunden können seine Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Industrie. Dies erfolgt durch Einsatz digitaler Messsysteme bei der Ermittlung und Realisierung von Energieeinsparungen.	n. v.

mit „**“ sind sektorenübergreifenden Maßnahmen markiert; die angegebenen Einsparungen beziehen sich jedoch nur auf den Sektor GHD

Quelle: Fh ISI

Tabelle 70: Bestehende Maßnahmen im Bereich „Stromanwendungen in privaten Haushalten (PHH)“

Titel	Kurzbeschreibung	Stromeinsparung im Jahr 2030 [PJ]
EU Ökodesign (EVPG)	Die Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG (vormals Richtlinie 2005/32/EG) stellt den Rechtsrahmen für die Festlegung von Mindesteffizienzstandards für energieverbrauchsrelevante Produkte im europäischen Binnenmarkt dar.	74,5
EU Labelling (ENVKG)	Seit dem 17. Mai 2012 ist das neue Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) in Deutschland in Kraft, mit dem insbesondere der Geltungsbereich der Energieverbrauchskennzeichnung an die EU-Richtlinie angepasst wird	23,0
freiwillige Produktkennzeichnungen für energierelevante Produkte (Blauer Engel, Energy Star, EU-Umweltzeichen)	Seit 2009 ist Klimaschutz ein Schwerpunkt des Umweltzeichens Blauer Engel. Mittlerweile gibt es für mehr als 60 Produktkategorien entsprechende Vergabekriterien. Diese umfassen alle relevanten Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik, Informationstechnik bis hin zur unterbrechungsfreien Stromversorgung.	
Einführung elektronischer Zähler (Smart Meter) zur Stromverbrauchsmessung	Anfang Juli 2016 wurde das Messstellenbetriebsgesetz verabschiedet, nach dem bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh und bei Anlagenbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW Smart Meter eingebaut werden müssen	5,8
Unterstützung der Marktüberwachung	Im Rahmen des Energieeffizienzfonds wird die Marktüberwachung der Bundesländer im Hinblick auf die Umsetzung der EU-Ökodesign- und Energieverbrauchskennzeichnungs-RL für energierelevante Produkte unterstützt. Die Umsetzung dieser Maßnahme liegt bei der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM).	
LED-Leitmarktinitiative	Ziel dieses Programms ist die beschleunigte Markteinführung von LED-Technologie und die Überwindung vorhandener Hemmnisse.	
Energieberatung für einkommensschwache Haushalte (Stromspar Check)	Zum 01.04.2016 ist das neue Projekt Stromsparcheck Kommunal im Rahmen der Nationalen Klimainitiative (NKI) gestartet. Das Projekt baut auf dem bisherigen Beratungsangebot für einkommensschwache Haushalte auf.	0,7
STEP up! Strom	Das im NAPE enthaltene neue, sektorübergreifende Instrument der wettbewerblichen Ausschreibungen ist ein Mechanismus zur markt- und transaktionsorientierten Verteilung von Fördermitteln. Die Grundidee ist, das zur Verfügung gestellte Kapital durch einen Ausschreibungsmechanismus möglichst kosteneffizient einzusetzen. Bis 2018 stehen insgesamt 300 Mio. Euro für das Programm zur Verfügung.	5,8 nur PHH
ationale Top-Runner-Initiative (NTRI)	Die Anfang 2016 gestartete Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI) richtet sich gleichermaßen an Hersteller, Handel und Verbraucher. Sie will die Vorteile energieeffizienter Produkte deutlich machen und motivieren, energieeffiziente und qualitativ hochwertige Produkte (Top-	10,1 nur PHH

	Runner) zu entwickeln und schneller in den Markt zu bringen.	
Pilotprogramm Einsparzähler	Unterstützung von Unternehmen, die digitale Lösungen und neue Geschäftsmodelle bei Dritten (Endkunden) zum Energiesparen und stromnetzdienlichen Schalten erproben und demonstrieren wollen. Endkunden können seine Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen Industrie. Dies erfolgt durch Einsatz digitaler Messsysteme bei der Ermittlung und Realisierung von Energieeinsparungen.	n. v.
Ökosteuern	Bei der ökologischen Steuerreform handelt es sich um eine bereits mehr als ein Jahrzehnt zurückliegende Maßnahme.	1,4 nur PHH

Quelle: Fh-ISI

11.2.2 Verkehr

Tabelle 71: Bestehende Maßnahmen im Verkehr

Titel	Kurzbeschreibung	EEV-Einsparung im Jahr 2030 [PJ]	THG-Minderung im Jahr 2030 [Mt CO₂eq]
Ausweitung Lkw-Maut	Die Richtlinie 1999/62/EU, zuletzt geändert durch Richtlinie 2013/22/EU, setzt den Rahmen für die Gebührenerhebung für die Benutzung von Straßen durch schwere Nutzfahrzeuge in den Mitgliedstaaten.	1,7	0,1
Ausdehnung der Lkw-Maut	Es ist beabsichtigt, die Lkw-Maut ab Mitte 2018 auf alle Bundesstraßen auszuweiten.	10,2	0,6
Förderung Elektromobilität	Im Rahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) haben Bundesregierung und Industrie gemeinsam das Ziel definiert, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität zu entwickeln.	3,4	0,2
Stärkung öffentlicher Personenverkehr	Der Bund unterstützt die Länder bei ihren Aufgaben in diesem Bereich mit den Regionalisierungsmitteln, die insbesondere für den Schienenpersonennahverkehr zur Verfügung gestellt werden.	3,4	0,2
Förderung Schienenverkehr: Sofortprogramm Seehafenhinterlandverkehr II	Das Sofortprogramm Seehafenhinterlandverkehr II enthält Maßnahmen auf der Schieneninfrastruktur des Bundes, die kurzfristig umsetzbar sind und zusätzliche Kapazitäten für den Seehafenhinterlandverkehr schaffen.	1,7	0,1
Weiterführung der Förderung von Erd- und Flüssiggas	Der vom Bundeskabinett am 15. Februar 2017 beschlossene Gesetzentwurf sieht vor, die Steuerbegünstigung für als Kraftstoff verwendetes Erdgas über das Jahr 2018 hinaus		

	bis einschließlich 2026 zu verlängern, sukzessive abschmelzend ab 2024.
Elektromobilitätsgesetz 2015	Durch das Gesetz und die darauf basierenden Neuregelungen – 50. Verordnung zur Änderung straßenverkehrsrechtlicher Vorschriften und die diese begleitenden Verwaltungsvorschriften (VwV-StVO) – erhalten Städte und Gemeinden die rechtlichen Möglichkeiten für die Privilegierung von Elektrofahrzeugen.
Steuerliche Regelung für die private Nutzung der Elektromobilität	Im Einkommensteuergesetz werden vom Arbeitgeber gewährte Vorteile für das elektrische Aufladen eines Elektrofahrzeugs oder Hybridelektrofahrzeugs im Betrieb des Arbeitgebers steuerbefreit (§ 3 Nummer 46 EStG).
Förderung alternativer Antriebe im ÖPNV	Die Bundesregierung fördert – im Rahmen entsprechender Förderrichtlinien des BMUB und des BMVI zur Elektromobilität – zahlreiche Projekte zur technologischen Weiterentwicklung bzw. Beschaffung von Elektro- und Hybridbussen mit dem Ziel, emissionsarme und emissions-freie Fahrzeuge rascher im Markt zu etablieren.
Infrastrukturprogramm bundesweit angemessene Anzahl an Schnellladesäulen	Die Ladesäulenverordnung schafft verbindliche Steckerstandards für die Ladeinfrastruktur zur Elektromobilität und ist am 17.03.2016 in Kraft getreten.
Beschaffungsaktion Elektrofahrzeuge - Informationskampagne	Die Bundesregierung wird eine Informationskampagne gemeinsam mit den Ländern starten mit dem Ziel, den Anteil von Fahrzeugen mit elektrischen Antrieben in den Fahrzeugflotten der öffentlichen Hand zu erhöhen.
Weiterentwicklung und Erprobung elektrischer Antriebe bei Nutzfahrzeugen	Die Förderrichtlinie des BMVI vom Juni 2015 fördert verkehrsträgerübergreifend anwendungsorientierte Forschungs- und Demonstrationsvorhaben zur strategischen Unterstützung des Markthochlaufs von Elektrofahrzeugen.
Unterstützung von Klimaschutz im internationalen Seeverkehr: Monitoring, Reporting, Verifikation	Ein Kernelement der Maßnahme ist die Begleitung der Einführung des EU-Systems zur Erfassung und Berichterstattung von CO ₂ -Emissionen aus dem Seeverkehr (Monitoring, Reporting, Verifikation) und die Unterstützung der Einführung einer CO ₂ -Reduktionsmaßnahme auf Ebene der Internationalen Seeschifffahrts-Organisation (IMO).
Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS)2013	Die MKS zeigt in Form einer „lernenden Strategie“ Wege auf, wie die Energiewende im Verkehr langfristig umgesetzt werden kann.
Strategie automatisierten und vernetztes Fahren – Leitanbieter bleiben, Leitmarkt werden, Regelbetrieb einleiten (Strategie AVF)	Mit der Strategie AVF hat die Bundesregierung Leitlinien verabschiedet, um die Wachstums- und Wohlstandschancen der Mobilität der Zukunft zu nutzen.
Förderprogramm "Erneuerbar Mobil"	BMUB hat im Rahmen der Förderbekanntmachung vom Oktober 2015 zur Einreichung von Projektskizzen aufgefordert.

Nationaler Radverkehrsplan 2020 (NRVP 2020)	Die Bundesmittel für nicht-investive innovative Projekte 2016 beliefen sich auf 3,2 Mill. Euro.
BVWP 2030	Insgesamt sind über 270 Milliarden Euro für die Erhaltung und Ersatz sowie Aus- und Neubau bei den Verkehrsträgern Straße, Schiene und Wasserstraße vorgesehen.
Unterstützung von Klimaschutz im internationalen Seeverkehr II: Kraftstoffalternativen und LNG	Durch Förderung der Erstausrüstung oder Nachrüstung von Seeschiffen soll die Nachfrage zur Verwendung von LNG gesteigert und klimaschonendere Kraftstoffalternativen unterstützt werden.
Modernisierung von Binnenschiffen	Die Nachrüstung und der Neubau von Binnenschiffen mit LNG-Antrieben werden unterstützt.

Zugrunde liegende Annahmen:

- 1) Maßnahmen-spezifischer THG-Emission Einsparung Faktor = 0,065 Mt CO₂eq/PJ PEV
- 2) Brennstoff Primärenergiefaktor = 1,1
- 3) Nur direkte Einsparungen

Quelle: Fh-ISI

11.2.3 Gebäude

Tabelle 72: Bestehende Maßnahmen im Gebäudesektor

Titel	Kurzbeschreibung	EEV-Einsparung	THG-Minderung
		im Jahr 2030 [PJ]	im Jahr 2030 [Mt CO ₂ eq]
KfW CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	Aus den Mitteln des CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramms werden die KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren finanziert. Die folgenden KfW-Programme sind betrachtet worden: <ul style="list-style-type: none"> ■ Energieeffizient Sanieren ■ Energieeffizienz Bauen ■ Energiekosten im Gewerbegebäude senken ■ IKK und IKU – Sanierung von Gebäuden der kommunalen und sozialen Infrastruktur 	135	8,7
Anreizprogramm (APEE) Energieeffizienz (inkl. Heizungsoptimierung)	Das „Anreizprogramm Energieeffizienz“ umfasst vier Schwerpunkte, die teilweise in die bestehenden Förderprogramme der KfW und des BAFA integriert sind. Zum APEE gehören ein „Heizungs-“ und „Lüftungspaket“, eine Informations-Kampagne (Deutschland macht's effizient) und seit August 2016 die Förderung der Markteinführung der innovativen Brennstoffzellenheizung.	13	1,5
Förderprogramm Heizungsoptimierung	Gefördert werden der Austausch und die Installation von hocheffizienten „Umwälz- und Zirkulationspumpen“ für die Heizung oder die Warmwasserversorgung im Gebäudebereich	in Wirkung APEE enthalten	

	und der hydraulische Abgleich des Heizungsverteilsystems und evtl. ergänzende niedrig-investive Maßnahmen, sofern diese Maßnahmen durch einen Fachbetrieb ausgeführt werden.		
Marktanreizprogramm (MAP) für erneuerbare Energien	Förderung des Einbaus von Solarthermieanlagen, Biomasseheizungen oder Wärmepumpen für Privatpersonen, Freiberufler und Unternehmen auf Basis von (1) Zuschüssen BAFA für kleinere Anlagen in Privathaushalten und in Unternehmen oder (2) zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen durch die KfW für große, gewerbliche Anlagen.	138	11,6
Mini KWK RL	Dezentrale KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 20 KW werden aus Mitteln der NKL über das BAFA mit Investitionszuschüssen gefördert.	n. v.	
Energieeinsparverordnung (EnEV) 2014 bzw. Energieeinsparungsgesetz (EnEG)	Die Energieeinsparverordnung (EnEV), die auf das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) gestützt ist, regelt die energetischen Mindestanforderungen an Neubauten sowie an Bestandsgebäuden im Falle einer größeren Sanierung.	130	8,0
Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)	Beihilferechtskonforme Ausgestaltung und bessere Systematisierung der Bestimmungen zur Eigenversorgung. Bestandsanlagen der Eigenversorgung werden bei gleichzeitiger Gewährung eines ausreichenden Bestandschutzes zukünftig nach einer erfolgten Modernisierung zu einem Teil an der EEG-Umlage beteiligt.	17,1	1,1
Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen	Heizungsinstallateure, Schornsteinfeger sowie bestimmte Energieberater sind seit 2016 berechtigt, die Energielabel anzubringen.		
Energieberatung vor Ort (BAFA)	Im Rahmen der Vor-Ort-Energieberatung werden Sanierungskonzepte von qualifizierten und unabhängigen Fachleuten für Wohngebäude finanziell gefördert.		
Weitere Maßnahmen zur Energieberatung privater Haushalte (z. B. Verbraucherzentralen)	Das vom BMWi geförderte Projekt mit dem Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) und den Verbraucherzentralen der Länder wurde deutlich ausgeweitet.		
Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen (BAFA)	Mit der Richtlinie werden seit dem 1. Januar 2016 Energieberatungen für öffentliche Nichtwohngebäude finanziell gefördert.		
Energieausweis	Neue Energieausweise für Wohngebäude enthalten seit dem 1. Mai 2014 auch die Angabe von Energieeffizienzklassen und müssen spätestens bei der Besichtigung eines Kauf- oder Mietobjektes vorgelegt werden.		
Informationsdienste der Deutschen Energie-Agentur (dena)	Die Deutsche Energie-Agentur informiert private Haushalte und Unternehmen seit dem Jahre 2002 über Maßnahmen und Hintergründe der effizienten und rationellen Energieverwendung von Strom sowie über die Möglichkeiten des Einsatzes Erneuerbarer Energien in Gebäuden, über Elektromobilität und effiziente Energiesysteme.		

NKI Kommunalrichtlinie	Über die Kommunalrichtlinie werden im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative die Erstellung von Klimaschutzkonzepten, die Energieberatung sowie Klimaschutzprojekte und Technologien in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen gefördert. Im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung stellt insbesondere die Förderung von Lüftungsanlagen eine relevante Maßnahme dar.
Forschungsnetzwerk "Energie in Gebäuden und Quartieren"	Das Forschungsnetzwerk „Energie in Gebäuden und Quartieren“ wurde im Oktober 2014 gegründet und bietet ein „Forum für Vertreter aus Wirtschaft und Wissenschaft sowie wichtige Multiplikatoren zur Intensivierung des Austausches an den Schnittstellen der Forschung zur Praxis und zur Politik“
Bildungsinitiative für Gebäudeeffizienz I - Build Up Skills	Das Projekt „BUILD UP Skills – QUALITRAIN“ unterstützt die berufliche Aus- und Weiterbildung der am Bau Beschäftigten und die Etablierung einer nationalen Qualifikationsplattform mit Mitteln der Europäischen Union
Bildungsinitiative für Gebäudeeffizienz II - Programmbeitrag ESF	Im Rahmen des Europäischen Sozialfonds (ESF) legt das BMUB außerdem ein Förderprogramm zur gewerkeübergreifenden Qualifizierung in der energetischen Gebäudesanierung auf. Der Fokus liegt dabei auf informellen, außerschulischen und praktischen Angeboten für Auszubildende und Ausbildungspersonal.
Gebäudeindividuelle Sanierungsfahrpläne für Wohn- und Nichtwohngebäude	Gebäudeindividuelle Sanierungsfahrpläne dienen der Entscheidungsunterstützung für Gebäudeeigentümer und sollen dazu beitragen, dass das einzelne Gebäude bauteilweise saniert und abschließenden Anforderungen an einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050 entspricht.
KfW Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager	Mit dem Programm werden finanzielle Zuschüsse für die Erstellung integrierter Quartierskonzepte für energetische Sanierungsmaßnahmen erteilt

Quelle: Fh-ISI

11.2.4 Energiewirtschaft

Tabelle 73: Bestehende Maßnahmen im Sektor Energiewirtschaft

Titel	Kurzbeschreibung
EU- Emissionshandelssystem (EU-EHS)	Ab 2013 wurde im Emissionshandel für die Stromerzeugung eine vollständige Versteigerung der Emissionsberechtigungen umgesetzt. Die dem EU-Emissionshandelssystem unterliegenden Industrieanlagen erhalten eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen auf der Basis von Produktbenchmarks bzw. Fallback-Ansätzen.
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Im EEG 2017 werden die Ausbaupfade für die wichtigsten erneuerbaren Energieträger definiert.

Mieterstrommodell	Mieterstromförderung: Einsatz von PV-Anlagen auf Wohngebäuden
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Hierbei wurde die Förderung als Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele auf hocheffiziente erdgasbefeuerte KWK-Anlagen ausgerichtet. KWK-Anlagen, die eine kohlebefeuerte KWK-Anlage ersetzen, erhalten einen Bonus.
Braunkohle – Sicherheitsbereitschaft	Am 4. November 2015 hat das Bundeskabinett die einmalige Überführung mehrerer Braunkohlekraftwerke in eine Sicherheitsbereitschaft beschlossen (geplante Emissionsminderung von 11 bis 12,5 Mt CO ₂). Die Stilllegung der betroffenen Kraftwerksblöcke wird berücksichtigt.
Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG)	Im Falle einer grundlegenden Renovierung oder Neubau müssen mindestens 15 % des Wärme- und Kälteenergiebedarfs aus EE decken. Zur Erfüllung der Nutzungspflicht werden technologiespezifische Mindestanteile für die einzelnen erneuerbaren Energieträger vorgeschrieben.
Strommarkt-Gesetz	Ziel ist die Weiterentwicklung des Strommarktes zum Strommarkt 2.0, insbesondere 1) Stärkung bestehender Marktmechanismen, 2) Reduzierung der Eintrittsbarrieren für Anbieter von Lastmanagement-Maßnahmen 3) Effizientere Netzplanung, 4) Erweiterung des Monitorings der Versorgungssicherheit, 5) Erhöhung der Transparenz im Strommarkt, 6) Einführung einer Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes und 7) Einrichtung einer Sicherheitsbereitschaft.
Gesetzentwurf zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung	Ziel ist die Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie Entsorgung der radioaktiven Abfälle.
Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (Endlagerkommission)	Die Kommission hat am 5. Juli 2016 ihren Abschlussbericht vorgelegt. Sie spricht sich für ein gestuftes, transparentes, ergebnisoffenes und wissenschaftsbasiertes Verfahren zur Endlagersuche aus und legt Auswahlkriterien für die Suche nach einem bestmöglichen Endlagerstandort vor.
Einrichtung eines Marktstammdatenregisters	Das Marktstammdatenregister wird ab 2017 die Stammdaten aller Anlagen der leistungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank zusammenführen.
Europäisches Monitoring der Versorgungssicherheit	Das Monitoring der Versorgungssicherheit soll verbessert und länderübergreifend betrachtet werden. Außerdem sollen die Regulierer neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten zukünftig auch Flexibilitätsoptionen, z. B. das Lastmanagement, berücksichtigen.
Plattform Strommarkt	Die Plattform Strommarkt bietet ein Forum, um mit den relevanten Akteuren aktuelle Fragen zur Weiterentwicklung des Strommarkts 2.0 zu diskutieren.
Förderprogramm PV-Batteriespeicher	Ziel ist es, die Systemdienlichkeit zu stärken und Kostenreduktionen bei den Speichertechnologien stärker abzubilden. Gefördert werden Investitionen in Batteriespeicher, die in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage installiert und an das elektrische Netz angeschlossen werden.
Abwärme Programm	„Abwärme Programm“, insbesondere für die Erstellung von Stichleitungen von Wärmequelle zu Abnehmer.

Quelle: Fh-ISI

11.3 Beschreibung der verwendeten Modelle

11.3.1 Industrie

Das Industriemodell der Prognos berechnet und den Endenergieverbrauch und die THG-Emissionen der Industrie nach Branchen (bzw. Gruppen), Anwendungen und Energieträgern (bzw. Treibhausgasen) in Jahresschritten von 1990 bis 2050. Das Modell ist ein langfristiges Prognosemodell und kein Konjunkturmodell. Das bedeutet, dass kurzfristige Verbrauchsschwankungen weder für die Vergangenheit nachgebildet noch für die Zukunft generiert werden. Sehr wohl aber geht

diese Konjunktur in die Kalibration des Industriemodells auf die Vergangenheit mit ein (s. u.). Auch werden Schocks bzw. kurzfristige Änderungen mit deutlicher Wirkung auf den Verbrauch, z. B. der Produktionsrückgang während der Finanzkrise 2009, im Modell berücksichtigt und sind als solche abbildbar.

Das Industriemodell ist ein deterministisches Bottom-up-Modell; die einzelnen Verbraucher werden möglichst kleinteilig nach eindeutig definierten Beziehungen berechnet. Der Endenergieverbrauch liegt final differenziert nach Jahr, Branche, Anwendung und Energieträger vor, wobei einzelne Branchen insbesondere der Grundstoffindustrie zusätzlich nach Produkten und/oder Herstellungsverfahren untergliedert sind. Dieser vereinzelt Rückgriff auf branchenspezifische Gegebenheiten ist notwendig, um die Auswirkungen von Produktionsumstellungen auf den Energieverbrauch und auf die Treibhausgasemissionen korrekt beschreiben zu können. Ausgehend vom Basisjahr 1995 – dieses Jahr wurde gewählt, weil die intensiven Umstellungen der Produktionsanlagen nach der Wende im Wesentlichen abgeschlossen waren – werden die absoluten Verbräuche identisch zur Statistik gesetzt und die Verbräuche aller Folgejahre aus der iterativen Fortschreibung der jeweiligen Vorjahreswerte je Tupel aus Jahr, Branche, Energieträger und Anwendung anhand der Szenariovorgaben berechnet:

$$EEV_t = EEV_{t-1} \times (1 + \{f_{t-1 \rightarrow t}^{Menge} \times k^{Wertdichte}\} + f_{t-1 \rightarrow t}^{Effizienz} + f_{t-1 \rightarrow t}^{Witterung}) + f_t^{Substitution}$$

Dabei sind die Faktoren f^{Menge} , $f^{Effizienz}$ und $f^{Witterung}$ jeweils die Änderungsraten der Produktionsmengen, der spezifischen Energieeffizienz und der Witterungskorrektur. Ersterer wird mittels eines Wertdichtefaktors ($k^{Wertdichte}$) transformiert von einer monetären Mengenänderung (Bruttowertschöpfung oder Bruttoproduktionswert oder Umsatz) zu einer physischen Mengenänderung (weniger/mehr Tonnen Papier oder weniger/mehr Fahrzeuge), denn nur die physische Menge eines (homogenen) Produktes ist proportional zum Energieeinsatz für dessen Herstellung. Eine Steigerung der Produktionsmenge korrespondiert mit $f^{Menge} \times k^{Wertdichte} > 0$. Diese beiden Faktoren sind für jede Branche und jedes Jahr definiert. Explizit ist der Wertdichtefaktor auch für Branchen definiert, deren physische Produktionsmengen szenarisch vorgegeben sind (z. B. Zementklinker). Dann bildet er inhaltlich statt einer Wertdichte einen Struktureffekt beim hergestellten Produkt ab, beispielsweise die Verschiebung der Zementsorten untereinander, was einen geringfügigen Einfluss auf den spezifischen Energieeinsatz hat (haben kann). Üblicherweise ist $k^{Wertdichte}$ als Struktureffekt nahe 1 bzw. modifiziert f^{Menge} nur geringfügig.

Der Energieeffizienzfaktor $f^{Effizienz}$ ist definiert für jede Branche, jede Anwendung, Strom sowie Brennstoffe und jedes Jahr. In den allermeisten Fällen gilt $f^{Effizienz} < 0$. In diesem Fall wird im Vergleich zum Vorjahr weniger Endenergie je Produktionseinheit benötigt (technologischer Fortschritt). Der Witterungsfaktor $f^{Witterung}$ ist definiert für die Anwendung der Gebäudewärmeversorgung und jedes Jahr. Mit steigender Durchschnittstemperatur gilt $f^{Witterung} < 0$ für alle Jahre im Prognosezeitraum. Der letzte Term, der Substitutionsfaktor $f^{Substitution}$, wird addiert (statt multipliziert, wie die anderen Faktoren), denn die heraus- und hereinsubstituierten Mengen werden über eine Substitutionsmatrix zuerst in absolute Werte umgerechnet, bevor sie zum resultierenden Endenergieverbrauch verrechnet werden. Die obige Formel wird separat für jedes Tupel {Branche × Anwendung × Energieträger} und jedes Jahr (größer als das Startjahr) berechnet.

Datenbasis und Datenraster

Die Datengrundlage des Industriemodells wird weitestgehend aus öffentlichen Datenquellen gespiesen. Die wichtigsten genutzten Datenquellen sind:

- Statistisches Bundesamt: Produktionsindizes (Destatis 2020b), Produktionsmengen (Destatis 2020c) und Bruttowertschöpfung (Destatis 2020d)
- AG Energiebilanzen: detaillierte Energiestatistik und Satellitenbilanz (AGEB, 2008-2018)
- UBA-Datenbasis: detaillierte Anwendungsstruktur des Endenergieverbrauchs nach Branche und Energieträger (UBA, 2017)
- Inventarbericht: detaillierte Emissionen nach Gruppen und Treibhausgasen (Eionet 2020)
- Industrieverbände: Branchendaten zu Produktionsmengen
- diverse, kleinteilige Quellen: Energieträgerstruktur und spezifische Endenergieverbräuche einzelner Branchen und Anwendungen als Entwicklung oder Ist-Werte
- Prognos Economic Outlook®: Wirtschaftsentwicklung (Bruttowertschöpfung) bis 2060 nach Branchen
- Prognos (interne Abschätzungen auf Basis der IEA): Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise.

Die Daten der verschiedenen Quellen werden aufbereitet, miteinander verknüpft, auf Plausibilität und Konsistenz überprüft und schließlich auf das Datenraster {Jahr × Branche × Anwendung × Energieträger} übertragen. Hierfür wird, wo nötig, die Dimensionalität der Eingangsdaten erhöht, indem die wahrscheinlichste Verbrauchsstruktur auf die noch unbestimmten Verbrauchergruppen übertragen wird.

Das vom Modell intern genutzte Raster unterscheidet insgesamt

- 35 Branchen, Produkte bzw. Prozesse (Tabelle 74),
- 27 Anwendungen (Tabelle 75) und
- 48 Energieträger (Tabelle 76).

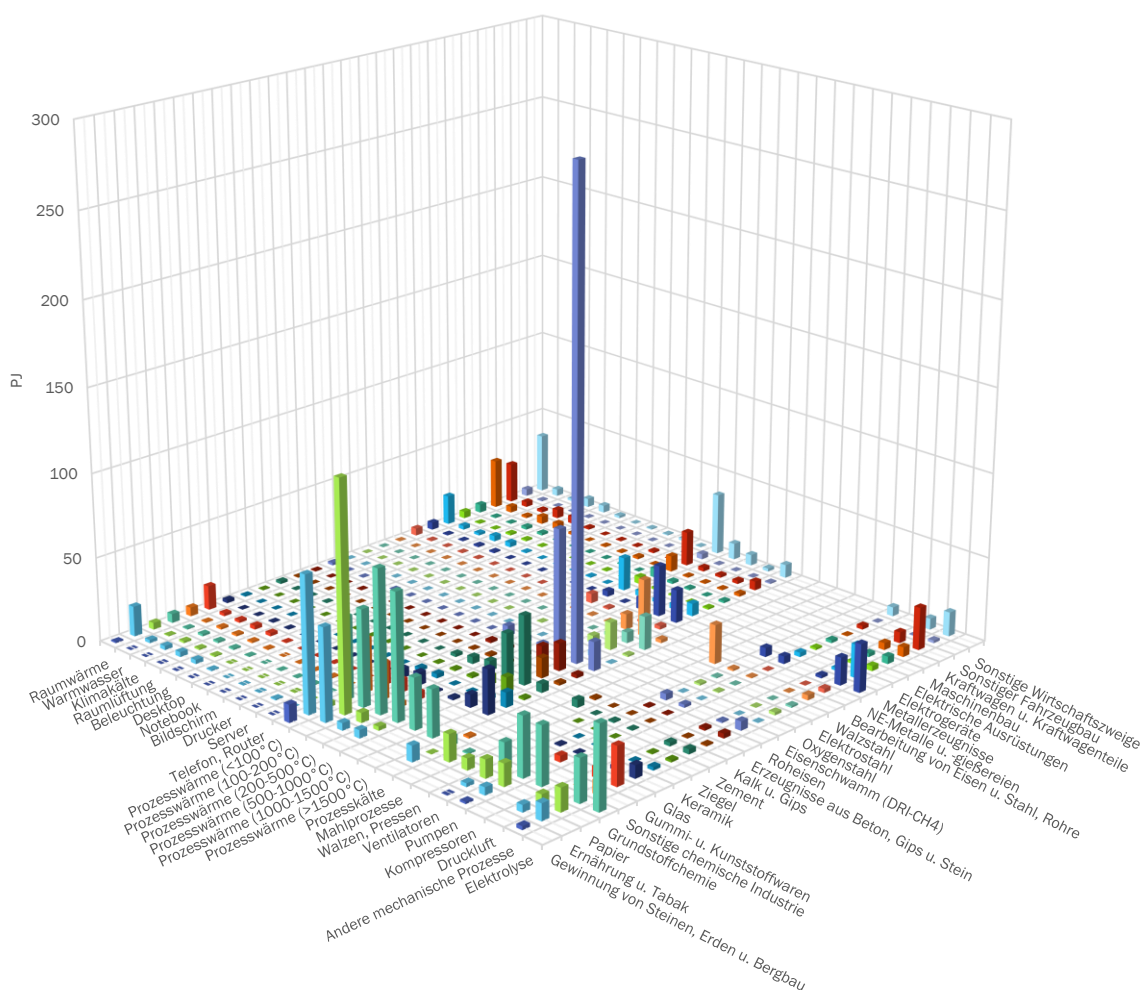
Der Endenergieverbrauch des Tupels {Branche × Anwendung × Energieträger} für das Statistikjahr 2015 wird nachfolgend zur Veranschaulichung in zwei 3D-Diagrammen dargestellt (Abbildung 223 und Abbildung 224). Es ist zu sehen, dass viele der unterschiedenen Verbrauchergruppen einen nur marginalen Beitrag zum Gesamtverbrauch bzw. den Gesamtemissionen der Industrie beitragen, bzw. dass nur wenige Verbraucher den Großteil der Endenergie in der Industrie benötigen.

Nach der Abgrenzung des Sektors „Industrie“ im Klimaschutzplan (Kapitel 2.4) setzen sich dessen THG-Emittenten aus den folgenden drei Obergruppen zusammen:

- CRF 1.A.2. Manufacturing Industries and Construction
 - darunter die Emissionen aus der stationären Wärmeerzeugung (z. B. in Öfen und Kesseln)
 - darunter die Emissionen aus der mobilen Wärmeerzeugung, der sogenannte „bauwirtschaftliche Verkehr“
 - darunter die Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken (ohne die Kraftwerke des Bergbaus und der Raffinerien)
- CRF 2. Industry (Prozessemissionen)

Obige Ausführungen zum Datenraster beziehen sich vorerst ausschließlich auf die Endenergieverbraucher in der Industrie, d. h. auf die stationäre Wärmeerzeugung, deren Endenergieverbrauch über energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren und branchenspezifische Umbuchungen in THG-Emissionen umgerechnet werden. Der bauwirtschaftliche Verkehr wird GHD-Sektor und die Industriekraftwerke vom Kraftwerksmodell der Prognos modelliert.

Abbildung 223: Endenergieverbrauch in der Industrie im Jahr 2015 nach Branchen und Anwendungen
 Querschnitt des Modellrasters (intern 4-dimensional, d. h. {Jahr × Branche × Anwendung × Energieträger}), in PJ



Quelle: Prognos

Die Prozessemissionen werden von einem separaten Modul des Industriemodells abgebildet und szenarisch fortgeschrieben. Dafür wird die Mengenentwicklung der einzelnen CRF-Gruppen über die Rahmendaten bestimmt und mit denen des Hauptmodells (zur Berechnung des Endenergieverbrauches) abgestimmt. Weiterhin wird die Emissionsintensität, d. h. die Emissionen je Mengeneinheit des Produktes oder der Anwendung, für jedes Treibhausgas aus der historischen Entwicklung abgeleitet und szenarioabhängig über Annahmen bzw. Maßnahmenwirkungen modifiziert, wie z. B. einer höheren Durchdringung mit emissionsmindernden Technologien. Das Modell führt und berechnet sämtliche in der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll aufgeführte Emittenten und Treibhausgase. Dies sind insgesamt 65 Prozesse bzw. Anwendungen (z. B. Zementklinkerproduktion, Herstellung von Halbleitern, Verwendung von Grillkohle) und sieben Klimagase (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆ und NF₃).

darum neben den eigentlichen Treibern noch ein zusätzlicher Term, der die Nichtlinearitäten, das heißt die wechselseitigen Effekte, der einzelnen Treiber aufeinander bündelt. Die Nichtlinearitäten sind üblicherweise sehr klein im Vergleich zu den eigentlichen Treibern.

Tabelle 74: Branchenraster des Industriemodells

maximale interne Auflösung; inkl. unterschiedene Prozesse und Produkte (kursiv)

#	WZ 2008	Branche	Produkt oder Prozess
1	08-09	Gewinnung von Steinen, Erden und Bergbau	
2	10-12	Ernährung und Tabak	
3	17	Papier	Papier
4	20.1	Grundstoffchemie	Ammoniak
5			Methanol
6			Ethanol
7			Chlor
8			Restliche Grundstoffchemie
9	20.2-6, 21	Sonstige chemische Industrie	
10	22	Gummi- und Kunststoffwaren	
11	23.1	Glas	Glas
12	23.2/31/4	Keramik	Keramik
13	23.32	Ziegel	Ziegel
14	23.51	Zement	Zement
15			Klinker
16	23.52	Kalk und Gips	Kalk, Gips
17	23.6-9	Erzeugnisse aus Beton, Gips und Stein	
18	24.1	Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	Roheisen (Hochofen)
19			Eisenschwamm (Hisarna)
20			Eisenschwamm (DRI-CH ₄)
21			Eisenschwamm (DRI-H ₂)
22			Oxygenstahl
23			Elektrostahl
24			Plasmastahl
25			Elektrolysestahl
26			Walzstahl
27	24.2-3	Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	
28	24.4-5	NE-Metalle und -gießereien	

29	25	Metallerzeugnisse
30	26	Elektrogeräte
31	27	Elektrische Ausrüstungen
32	28	Maschinenbau
33	29	Kraftwagen und Kraftwagenteile
34	30	Sonstiger Fahrzeugbau
35	13-16, 18, 31-33	Sonstige Wirtschaftszweige

WZ 2008: Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008

Quelle: eigene Darstellung Prognos

Tabelle 75: Anwendungsraster des Industriemodells
maximale interne Auflösung

#	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3
1	Haustechnik	Raumwärme	
2		Warmwasser	
3		Beleuchtung	
4		Klimakälte	
5		Raumlüftung	
6		IKT	Desktop
7			Notebook
8			Bildschirm
9			Drucker
10			Server
11			Telefon, Router
12	Prozesstechnik	Prozesswärme	Prozesswärme (<100 °C)
13			Prozesswärme (100 - 200 °C)
14			Prozesswärme (200 - 500 °C)
15			Prozesswärme (500 - 1000 °C)
16			Prozesswärme (1000 - 1500 °C)
17			Prozesswärme (>1500 °C)
18		Prozesskälte	
19		Mechanische Energie	
20		Mahlprozesse	
21		Walzen, Pressen	

22	Ventilatoren
23	Pumpen
24	Kompressoren
25	Druckluft
26	Andere mechanische Prozesse
27	Elektrolyse

Quelle: eigene Darstellung Prognos

Tabelle 76: Energieträgerraster des Industriemodells

maximale interne Auflösung

#	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3		
1	Kohlen	Steinkohlen	Steinkohle-Kohle		
2			Steinkohle-Briketts		
3			Steinkohle-Koks		
4			Andere Steinkohlenprodukte		
5		Braunkohlen	Braunkohle-Kohle		
6			Braunkohle-Briketts		
7			Andere Braunkohlenprodukte		
8			Hartbraunkohle		
9	Mineralöle	Erdöl (Rohöl)			
10			Kraftstoffe	Ottokraftstoffe	
11			Rohbenzin		
12			Flugturbinenkraftstoffe		
13			Dieselmotorkraftstoff		
14		Heizöle	Heizöl leicht		
15			Heizöl schwer		
16		Sonstige Mineralölprodukte	Petrolkoks		
17			Flüssiggas		
18			Raffineriegas		
19			Andere Mineralölprodukte		
20			Gase	Erdgas, Erdölgas	
21					Sonstige Gase
22		Kokerei- und Stadtgas			

23		Gichtgas und Konvertergas	
24		Grubengas	
25	Nichtererneuerbare Abfälle, Abwärme	Nichtererneuerbare Abfälle	
26		Abwärme	
27			
28	Erneuerbare Energien	Wasserkraft	
29		Windkraft	
30		Photovoltaik	
31		Biomasse und erneuerbare Abfälle	Feste Biomasse
32			Flüssige Biomasse
33			Klärgas, Biogas
34			Siedlungsabfälle, Deponiegas
35		Erneuerbare Wärme	Geothermie
36			Solarthermie
37			Umweltwärme (Wärmepumpen)
38	Strom		
39	Fernwärme		
40	PtX	PtG	
41		PtH ₂	
42		PtHEL	
43		PtDiesel	
44		PtOtto	
45		PtKerosin	
46	Sonstige Energieträger	Kernenergie	
47		Wasserstoff (konventionell)	
48		Andere Energieträger	

Quelle: eigene Darstellung Prognos

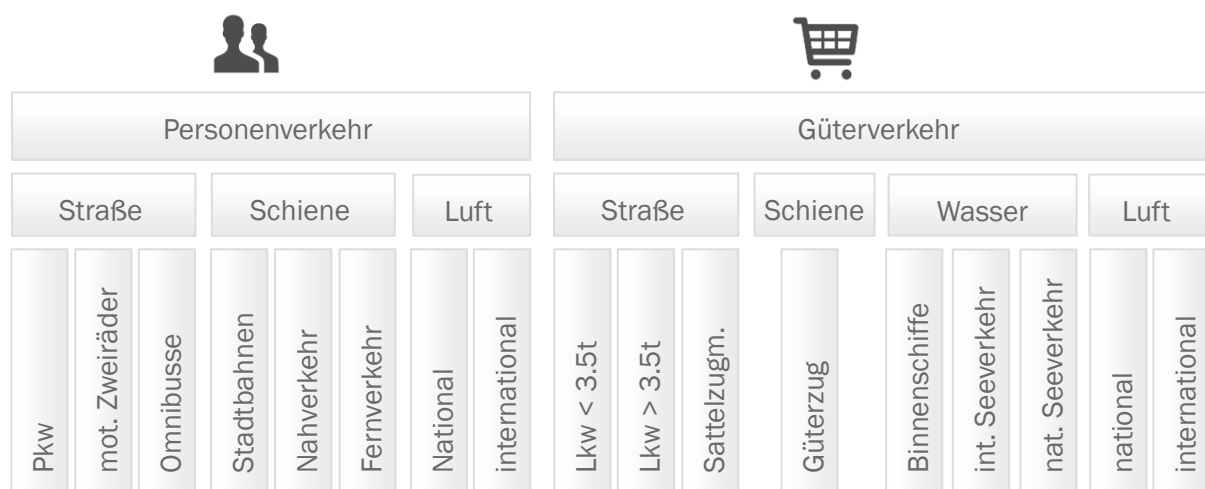
11.3.2 Verkehr

Für die Analyse und Fortschreibung des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen im Verkehrssektor werden drei Modelle verwendet: das Verkehrsmengenmodell, das Pkw-Kohortenmodell sowie das Endenergie- und Emissionsmodell für den Sektor Verkehr.

Im Verkehrsmengenmodell wird, ausgehend von sozioökonomischen Rahmendaten wie der Bevölkerung nach Alter und der Wirtschaftsleistung, das Mobilitätsverhalten im Personenverkehr und die Nachfrage im Güterverkehr abgebildet. Leitvariablen zur Bestimmung der Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr sind Veränderungen im Modal Split zwischen den

Verkehrsträgern und Veränderungen der Belegungskennziffern (Personenverkehr) bzw. Auslastungsgrade (Güterverkehr). Ergebnis ist die Entwicklung der Verkehrsmengen, differenziert nach Verkehrsart (Personen-/Güterverkehr) und Verkehrsträgern (Straße, Schiene, Luft und Wasser; Abbildung 225). Im Straßenverkehr werden Fahrleistungen, Neuzulassungen und Bestände nach Verkehrszweigen (Pkw, motorisierte Zweiräder, Omnibusse, Lkw, etc.) abgeleitet. Im Schienen- und Luftverkehr sowie in der Schifffahrt wird die Verkehrsleistung weiter in Verkehrszweige differenziert.

Abbildung 225: Differenzierung des Verkehrs nach Verkehrsart, Verkehrsträger und Verkehrszweigen



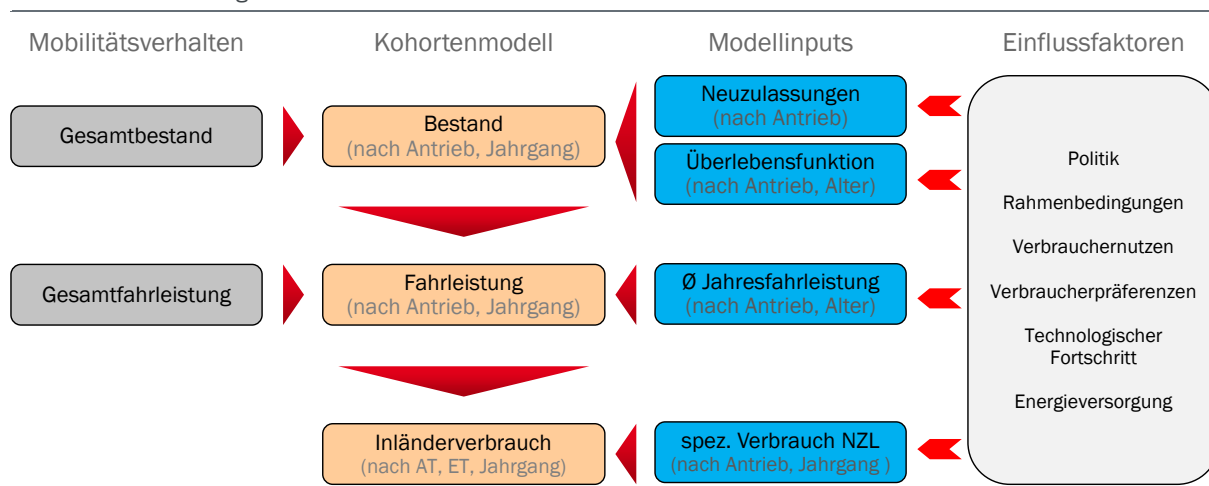
Quelle: eigene Darstellung Prognos

Rund 60 % der THG-Emissionen im Verkehrssektor werden von Pkw verursacht. Entsprechend kommt der Pkw-Modellierung eine große Bedeutung zu und erfolgt in einem bottom-up-basierten Kohortenmodell. Um den Zusammenhang zwischen den Eigenschaften von neu zugelassenen Fahrzeugen und dem jeweiligen Pkw-Bestand abbilden zu können, wird dieser auf Basis der Neuzulassungen in der Vergangenheit nachgebildet und mit der amtlichen Statistik des Kraftfahrt-Bundesamtes abgeglichen. Das Pkw-Kohortenmodell bildet für jedes Jahr den Pkw-Bestand nach An-trieb und Baujahr (bzw. Alter) ab. Das Modellschema (Abbildung 226) veranschaulicht die Berechnungsschritte vom Pkw-Bestand bis zum Energieverbrauch des deutschen Pkw-Verkehrs. Die Bestandskohorten werden durch die Neuzulassungen und die Überlebensfunktion bestimmt. Letztere gibt an, wie der Bestand einer Kohorte sich mit der Zeit entwickelt, d. h., wie viele Fahrzeuge eines Jahrgangs nach einer bestimmten Anzahl von Jahren noch in Deutschland zugelassen sind. Die Überlebensfunktionen der Kohorten werden für die Vergangenheit aus der Pkw-Statistik entwickelt und in die Zukunft fortgeschrieben. Fahrleistungserhebungen zeigen, dass mit zunehmendem Fahrzeugalter die durchschnittlichen Jahresfahrleistungen merklich abnehmen. Jüngere Fahrzeuge werden deutlich mehr gefahren und haben folglich je Fahrzeug einen größeren Einfluss auf die antriebspezifischen Gesamtfahrleistungen und den Kraftstoffverbrauch als ältere Jahrgänge. Über Annahmen zur Abhängigkeit der Jahresfahrleistungen vom Alter können aus den Bestandskohorten schließlich auch Pkw-Fahrleistungskohorten generiert werden. Weiter erlaubt es die Differenzierung in Jahrgangs-klassen, den spezifischen Verbrauch der jeweiligen Neuzulassungen als Input vorzugeben und den durchschnittlichen Verbrauch des Pkw-Bestandes im Modell zu berechnen. Die spezifischen Energieverbräuche der Pkw sind demnach vom Jahr der Neuzulassung und vom Antrieb abhängig. Auf Basis der Fahrleistung der Pkw nach

Antrieb und Jahrgang wird der Energieverbrauch nach Energieträgern berechnet. Durch die differenzierte Modellierung nach Kohorten können Maßnahmen, welche auf die Neuzulassungen, den spezifischen Verbrauch, das Fahrzeugalter oder z. B. die mittlere Jahresfahrleistung wirken, dezidiert in ihrer Wirkung auf den Energieverbrauch nach Energieträgern untersucht werden.

Abbildung 226: Pkw-Kohortenmodell

von den Neuzulassungen zum Inländerverbrauch



AT: Antrieb, ET: Energieträger, NZL: Neuzulassungen, Ø Jahresfahrleistung: durchschnittliche Jahresfahrleistung

Quelle: eigene Darstellung Prognos

Im Endenergie- und Emissionsmodell für den Sektor Verkehr werden, basierend auf den Ergebnissen des Verkehrsmengenmodells und des Pkw-Kohortenmodells, der Endenergieverbrauch und die THG-Emissionen des Verkehrssektors nach Verkehrszweig (Abbildung 225) und Energieträger abgebildet.

Im Straßenverkehr basiert die Berechnung des Energieverbrauchs für die Pkw auf den Inländerverbräuchen des Kohortenmodells und für die übrigen Fahrzeugkategorien auf den Beständen und Fahrleistungen aus dem Verkehrsmengenmodell. Darauf aufbauend werden für motorisierte Zweiräder, Omnibusse, Lkw, leichte Nutzfahrzeuge und Sattelzugmaschinen die Antriebsstruktur der Neuzulassungen, der Bestände und der Fahrleistungen abgebildet. Über die Entwicklung der spezifischen Verbräuche werden die Inländerverbräuche nach Verkehrszweig und Energieträger abgeleitet. Die so berechneten Inländerverbräuche der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge unterscheiden sich von dem in Deutschland abgesetzten Kraftstoff, welcher die Grundlage für die Bilanzierung des Endenergieverbrauchs in den Energiebilanzen bildet. Einerseits tanken in Deutschland zugelassene Fahrzeuge im Ausland, andererseits tanken im Ausland zugelassene Fahrzeuge in Deutschland. Beide Größen können sich deutlich unterscheiden. Der sich daraus ergebende Saldo wird auf die Verkehre der Pkw und des Güterstraßenverkehrs aufgeteilt und basierend auf prognostizierten Inlands- und Inländerfahrleistungen fortgeschrieben.

Die Modellierung der Energieverbräuche und der THG-Emissionen der übrigen Verkehrsträger (Schienenverkehr, Luftverkehr, Küsten-, Binnen- und Seeschifffahrt) baut auf den jeweiligen Verkehrsleistungen des Verkehrsmengenmodells auf. Über die Struktur der eingesetzten Antriebe und die Effizienzentwicklung ergibt sich jeweils der Endenergieverbrauch nach Energieträgern.

Ausgehend vom Energieverbrauch nach Verkehrszweig und Energieträger werden die THG-Emissionen berechnet. Im Luftverkehr und in der Seeschifffahrt wird zwischen nationalem und internationalem Verkehr unterschieden, um die THG-Emissionen nach der Abgrenzung des Emissionsinventars ausweisen zu können.

Die Bottom-up-Modellierung des gesamten Verkehrssektors basierend auf Verkehrsmengen, Neuzulassungen und Fahrzeugbeständen ermöglicht, zukünftige Entwicklungen zu untersuchen. Für die Fortschreibung werden Annahmen über die Anzahl der neu zugelassenen Fahrzeuge je Antriebsart über die technologische und energetische Qualität, Größenverteilung und Art des Einsatzes der Fahrzeuge sowie über ihre Lebensdauer getroffen. Diese Annahmen schlagen sich im durchschnittlichen spezifischen Verbrauch der einzelnen Fahrzeugkategorien nieder. Darüber hinaus werden Annahmen bezüglich des künftigen Nutzungsverhaltens und organisatorische Veränderungen (z. B. Mobilitätsmanagement, Verkehrsflusssteuerung, Flottenmanagement) sowie über Energieträgersubstitutionen innerhalb der Verkehrsträger (z. B. auf der Schiene von Diesel zu Strom, bei Pkw von Benzin zu Diesel, Gas oder Strom) getroffen.

Für die Bestimmung der Antriebsstruktur der Neuzulassungen kommen für Pkw und im Straßengüterverkehr Total-Cost-of-Ownership-Modelle zum Einsatz. In diesen wird die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Antriebe aus Nutzerperspektive für unterschiedliche Einsatzprofile verglichen. Auf diese Weise kann beispielsweise der Einfluss von Kaufprämien auf die Entwicklung der Elektromobilität modellgestützt untersucht werden. Dabei wird u. a. auch berücksichtigt, welche Modelle nach Fahrzeugsegment und -Antrieb zu welchem Zeitpunkt und zu welchen Kosten verfügbar sein werden.

11.3.3 Private Haushalte

Im Modell Private Haushalte der Prognos wird die Energienachfrage im Sektor Private Haushalte differenziert nach Energieträgern und Verwendungszwecken analysiert und in die Zukunft fortgeschrieben. Das Modell wird sowohl für Ex-post-Analysen des Energieverbrauchs als auch für in die Zukunft reichende Prognosen und Szenarien eingesetzt und stetig weiterentwickelt.

Als übergeordnete Verwendungszwecke werden Raumwärme, Warmwasser, Kochen sowie der Strombedarf für Haushaltsgeräte, Haustechnik und Beleuchtung unterschieden. Rund 80 % des Energieverbrauchs im Sektor Private Haushalte wird für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet. Entsprechend erhält dieser gebäudebezogene Energieverbrauch auch bei der Modellierung eine hohe Bedeutung. Beim Wohngebäudemodell handelt es sich um ein bottom-up-basiertes Kohortenmodell mit einer historischen Fortschreibung von Wohnungen und Wohnflächen. Dabei werden die Wohnflächen differenziert berechnet nach

- Gebäudetypen (Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Nichtwohngebäude mit Wohnungen),
- Gebäudealtersklassen (Baualter) und
- Beheizungsstrukturen nach Energieträgern.

Bei den Heizsystemen werden Einzelheizsysteme mit den Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas, Holz und Kohle, Zentralheizungen mit den Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas, Holz, Kohle sowie elektrische Wärmepumpen und Nah- und Fernwärme betrachtet. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass gleichzeitig mehrere Energieträger genutzt werden können. Beispielsweise ein zentrales Heizsystem mit einer Holzzusatzheizung oder mit solarthermischer Unterstützung. Für

die Modellierung werden diese bivalenten Anlagen als Vereinfachung als Vollversorgungsäquivalente abgebildet.

Für die rekursive Bestandsfortschreibung gehen in das Modell spezifische Annahmen über Wohnungs- und Wohnflächenzugänge und ihre Beheizungsstrukturen sowie über Wohnflächenabgänge (Verteilung nach Gebäudetypen und -altersklassen) ein. Zentrale Leitvariable für die Fortschreibung der Wohnungen und Wohnflächen ist die Bevölkerung, insbesondere die Zahl der Haushalte. Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Heizwärmebedarfe abgebildet. Diese verändern sich im Zeitablauf aufgrund von Wohnungsabgängen und -zugängen sowie durch energetische Sanierungen. In einer Substitutionsmatrix werden zusätzliche Annahmen zum Ersatz eines Heizsystems durch ein anderes gemacht.

Der Energieverbrauch für Warmwasser wird pro Kopf und Wassersystem berechnet. Bei zentralen Heizungssystemen wird angenommen, dass das Heizsystem in einem Teil der Fälle auch für die Warmwasseraufbereitung verwendet wird. Dies wird durch die Anwendung von Nutzungsgradrelationen berücksichtigt. Die über die Zukunft abgeleiteten Aussagen basieren auf Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung, zum Warmwasserverbrauch pro Kopf (in Liter) und zur Effizienzentwicklung der Warmwasseranlagen.

Als Ergebnis liefert das Wohngebäudemodell den Nutz- und Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern und Gebäudetypen sowie den Hilfsenergieverbrauch für den Betrieb der Wärmeerzeuger und Lüftungsanlagen. Die Ergebnisse werden jährlich mit verfügbaren Statistiken und Erhebungen abgeglichen. Damit bietet das Modell eine verlässliche Grundlage bezüglich der absoluten Höhe des spezifischen Energieverbrauchs pro Wohnfläche in den einzelnen Gebäudeklassen wie auch bezüglich der Geschwindigkeit ihrer Veränderung.

Die Basis für die Modellrechnungen bilden unterschiedliche Datensätze, wie etwa die Mikrozensen zur Wohnsituation der Haushalte 2006 und 2012 (Destatis 2008, 2012), die Gebäude- und Wohnungszählung (Destatis 2013), die jährlichen Baustatistiken des Statistischen Bundesamtes mit Angaben zum Neubau (Anzahl, Größe, Energieträger; Destatis 2002 – 2018) und zum Gesamtbestand (Destatis 2018b) sowie punktuelle Erhebungen zur Sanierungsaktivität (IWU /BEI 2010, IWU 2018b).

Kochen: Der Energieverbrauch für die Kochherde wird modellmäßig durch Multiplikation des durchschnittlichen Energieverbrauchs eines Kochherdes mit der Anzahl der Kochherde ermittelt, die sich ihrerseits an der Haushaltszahl und dem Ausstattungsgrad der Haushalte mit Herden orientiert. Es wird dabei nach Energieträgern (Strom, Gas, Holz) differenziert.

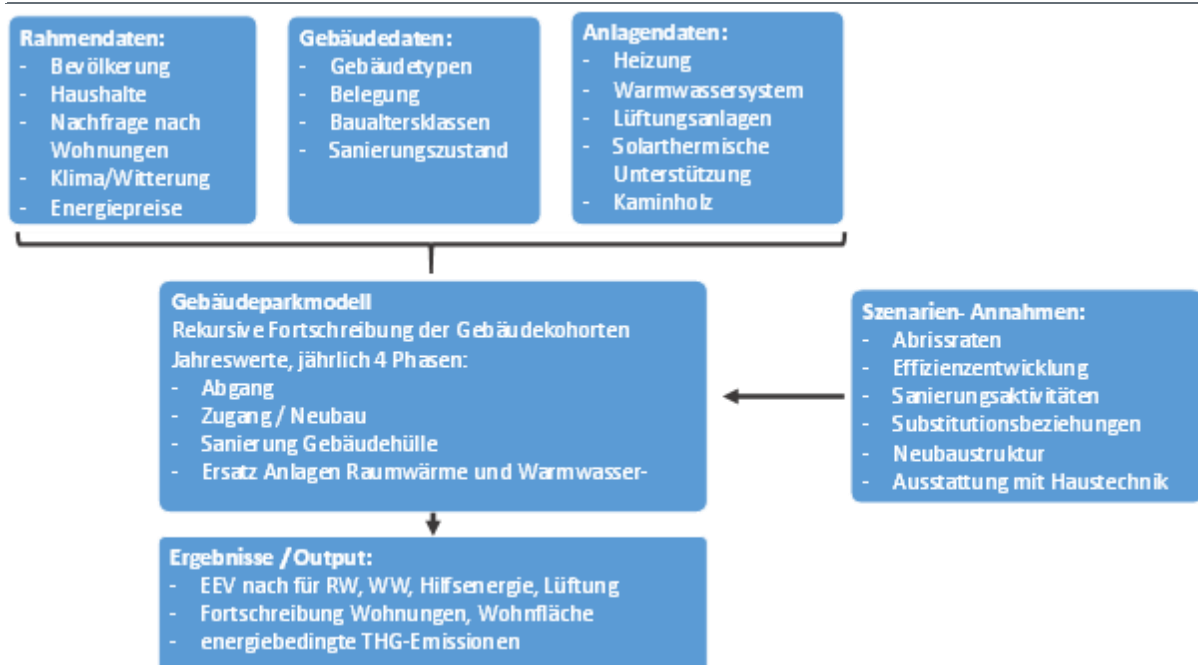
Elektrogeräte: Die Elektrogeräte sind differenziert nach Haushaltsgroßgeräten (Weiße Ware), Geräte der Unterhaltungselektronik, Geräte der Informations- und Kommunikationstechnologie, Haustechnikanlagen sowie sonstige elektrische Verbraucher. Die verbrauchsrelevantesten Geräte werden in Kohortenmodellen einzeln abgebildet, teilweise kommen zusätzlich Annahmen über die Nutzungsdauer zum Tragen. Im Ergebnis resultieren als Effizienzgrößen mittlere Jahresverbräuche je Gerät oder Haushalt. Die Verbräuche der Vielzahl der kleinen (oder wenig genutzten) Elektrogeräte werden in Form eines Aggregats erfasst. Es wird unterstellt, dass dieses Verbrauchssegment überdurchschnittlich wächst, weil auch zukünftig ständig neue stromverbrauchende Geräte und Anlagen auf den Markt kommen werden, die es heute noch nicht gibt.

Für die Szenarien werden Annahmen getroffen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, über die künftige Ausstattung der Haushalte mit Geräten, über die Nutzungsdauer der Geräte und über die durchschnittliche Lebensdauer der Geräte.

Beleuchtung: Die Berechnung des Energieverbrauchs für die Beleuchtung basiert auf Annahmen zur installierten Lampenleistung und zur Brenndauer. Die installierte Lampenleistung wird berechnet aus der Anzahl Haushalte, der Ausstattung der Haushalte mit Lampen differenziert nach Lampentypen sowie der lampentypspezifischen Lampenleistung. Leitvariablen für die Fortschreibung sind die Entwicklung der Lampeneffizienz (Lichtstrom in Lumen je Watt Lampenleistung) und der installierte Lichtstrom je m² Wohnfläche.

Abbildung 227: Schematische Darstellung des Gebäudemodells

Input- und Outputgrößen sowie zentrale Szenarioparameter



Quelle: eigene Darstellung Prognos

11.3.4 GHD-Modell

Bei dem GHD-Modell handelt es sich um ein Simulationsmodell für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Landwirtschaft. Wie auch die übrigen Nachfragemodelle des Energieverbrauchs, orientiert sich die Abgrenzung des Modells stark an jener der Energiebilanz.

Es handelt sich um ein Bottom-up-Modell, in dem die Entwicklung der anwendungsspezifischen Energieträgerverbräuche der jeweiligen Branchen der modellierten Sektoren auf Basis verschiedener Einflussgrößen fortgeschrieben werden.

Die Verteilung der Energieträgerverbräuche auf die Sektorbranchen ist aufgrund der begrenzten Datenlage mit großen Unsicherheiten behaftet. Für verschiedene Jahre wurden die Verbräuche

ex-post anhand von Befragungen und Stichprobenmessungen im Rahmen verschiedener Studien hochgerechnet und fortgeschrieben (Fh-ISI et al. 2009, 2013, 2015; Prognos et al. 2016). Im GHD-Modell wurde der Sektor in Anlehnung an diese Erhebungen in 16 Branchen aufgeteilt. Diese wurden jeweils Wirtschaftszweigen zugeordnet, anhand derer die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen fortgeschrieben wurden.

Das Modell bestimmt die Veränderungen des Energieverbrauchs gegenüber dem Vorjahr unter Berücksichtigung der Veränderung der klimatischen Bedingungen sowie der technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungen. Die Klimaerwärmung wird durch die Entwicklung der Heiz- und Kühlgradtage quantifiziert, welche im Modell zur Bestimmung des Gebäudeenergiebedarfs herangezogen werden. Der technologische Fortschritt wirkt sich auf Anlagenwirkungsgrade sowie Gebäudeverbrauchskennzahlen aus. Durch die Wirkung der politischen Maßnahmen wird dieser verstärkt bzw. der flächendeckende Einsatz von Effizienztechnologien forciert. Die wirtschaftliche Entwicklung der Sektorbranchen wird anhand der Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen und der Bruttowertschöpfung quantifiziert. Erstere ist maßgeblich für die Entwicklung der beheizten Flächen. Aufgrund der großen Bedeutung der Gebäudeenergieversorgung am Gesamtenergieverbrauch des Sektors ist die Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen eine bedeutende Einflussgröße.

Die Entwicklung der beheizten Flächen wird anhand eines Kohortenmodells für den Gebäudebestand fortgeschrieben. Hierbei werden die Gebäude nach Altersklasse und Sanierungsstand aggregiert, wobei Sanierungsraten und -tiefen in den Szenarien abhängig von der Wirkung der unterstellten Maßnahmen variieren.

Auf Grundlage der modellierten Energieverbräuche werden die verbrennungsbedingten Emissionen berechnet.

11.3.5 Wärmemarkt-Tool

Die zukünftige Entwicklung der Absatzzahlen für Heizgeräte wird in einem Zusatzmodul des Haushaltsmodells berechnet. Es handelt sich um ein diskretes Entscheidungsmodell, in dem die definierten Akteursgruppen die auf dem Markt verfügbaren Anlagen nach unterschiedlichen Kriterien bewerten und in eine Präferenzhierarchie einordnen, welche die Kaufentscheidung bestimmt. Die Präferenzhierarchien werden für die verfügbaren Anlagen differenziert nach Gebäudetyp, Sanierungsart (Teilsanierung, Vollsanierung, Neubau) und Akteurstyp gebildet.

In die modellierte Präferenzbildung gehen drei Kriterien ein: die Investitionskosten, die laufenden Kosten, sowie die mit dem Betrieb verbundenen CO₂-Emissionen. Diese Kriterien werden von den verschiedenen modellierten Akteursgruppen unterschiedlich gewichtet. Insgesamt werden fünf Akteurstypen unterschieden:

- Akteure mit einem verstärkten Fokus auf den laufenden Kosten,
- Akteure mit einem Fokus auf den Investitionskosten,
- Akteure, die Umweltfreundlichkeit stärker gewichten, mit einem verstärkten Fokus auf den laufenden Kosten
- Akteure, die Umweltfreundlichkeit stärker gewichten, mit einem Fokus auf den Investitionskosten
- Akteure ohne eine klare Präferenz, die wenn möglich bei der installierten Technologie bleiben

In dem Modul werden die Heizungstypen aus dem Gebäudemodell abgebildet. Dabei sind auch Hybridanlagen berücksichtigt wie beispielsweise Gasheizungen mit solarthermischer

Unterstützung. Die Investitionskosten sind auf Basis aktueller Literaturwerte differenziert nach Gebäudetyp bestimmt. Beim Wechsel auf ein neues Heizsystem fallen Umrüstkosten an, diese Kosten werden mitberücksichtigt. In dem Modul werden im Zeitverlauf technologiespezifische Kostendegressionen und Effizienzgewinne unterstellt. Für die Bestimmung der bei der Kaufentscheidung antizipierten kumulierten laufenden Kosten wird eine Anlagenlebensdauer von 30 Jahren unterstellt. Hierbei werden die Kostenbestandteile differenziert betrachtet: Die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise ist für die Akteure bei der Kaufentscheidung nicht vorhersehbar, weshalb diese bei der Berechnung des Anlagennutzens als gleitender Durchschnitt auf Basis der historischen Entwicklung berechnet wird. Dem gegenüber wird bei maßnahmengetriebenen Preiskomponenten wie der CO₂-Bepreisung durch das BEHG unterstellt, dass deren Verteuerung frühzeitig kommuniziert und somit von den Entscheidungsträgern berücksichtigt wird.

Auch die Wirkungen anderer Maßnahmen, wie Investitionsförderungen oder anderer Anreizprogramme werden in dem Modul abgebildet und fließen in die Entscheidungsfindung ein.

Die Anzahl der in einem Modelljahr erfolgenden Neuinstallationen bzw. Anlagenersetzungen wird von dem Modul als Inputgrößen aus dem Energieverbrauchsmodell der privaten Haushalte ausgelesen. In dem Modul werden für jedes Modelljahr Anlagenpräferenzen für jeden Akteurs- und Gebäudetyp ermittelt, welche mit einem Logit-Entscheidungsmodell in eine Absatzstruktur überführt werden.

11.3.6 Strommarktmodell

Das Strommarktmodell der Prognos bildet die Großkraftwerke ab einer Leistung von 50 MW in Europa ab. Es simuliert bis zum Jahr 2050 stundenscharf den Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke. In das Modell fließen für die zu betrachtenden Marktregionen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:

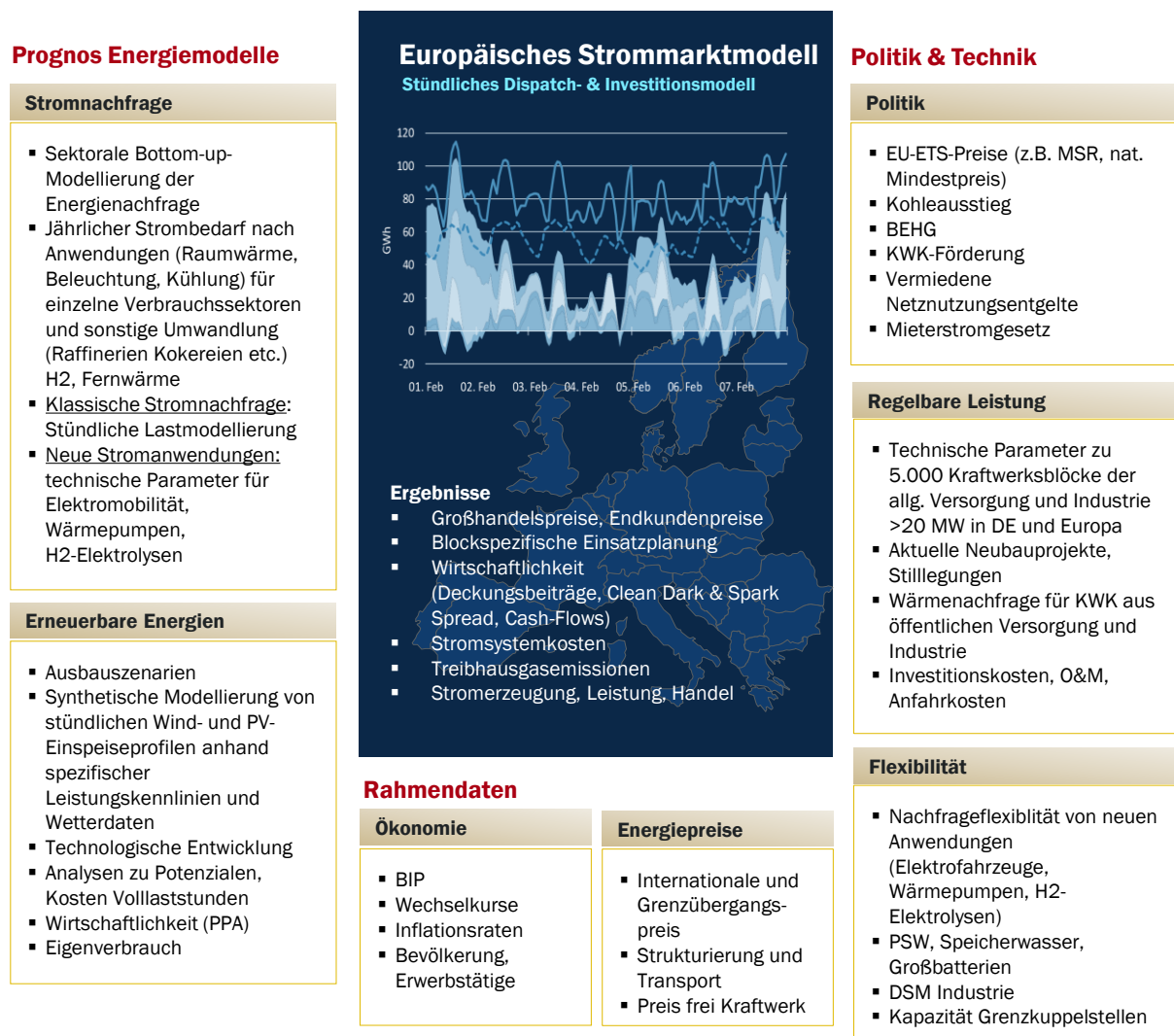
- Technische und ökonomische Parameter der einzelnen fossil-thermischen Kraftwerksblöcke (Nettonennleistung, Nettowirkungsgrad, Mindestleistung, Brennstofftyp, Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Anfahrbrennstoffkosten, saisonale Verfügbarkeiten, Anforderungen aus Wärmebereitstellungen)
- Jahreslastgang der inflexiblen Verbraucher als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden und der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Indikatoren der einzelnen Sektoren
- Restriktionen für das Ladeverhalten von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der stündlichen Wärmenachfrage, der verschiedenen Fahrprofile sowie den Restriktionen beim Wärmespeicher und der Fahrzeugbatterie
- Einspeisezeitreihen für variable erneuerbare Energien unter Berücksichtigung nationaler Ausbauziele
- Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen, Transportkosten und volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Netztransferkapazitäten (NTC) zwischen den benachbarten Marktregionen
- Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik und den Emissionen des jeweiligen Kraftwerksparks
- Restriktionen bei der Bewirtschaftung von Speicherkraftwerken

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz realitätsnah entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage nach der Grenzkostenlogik (Merit-Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten wird zuerst eingesetzt, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihren Grenzkosten ein, bis die Last

für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten den Preis. Stromspeicher (insbesondere Speicherwasserkraftwerke) werden bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Diese Anlagen bieten zu Grenzkosten, so dass der Ertrag dieser Anlagen über das Jahr maximiert wird. Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicherkraftwerke nutzen Spreads in den Strompreisen, um ihren Ertrag zu maximieren.

Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und den vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet. Wie am realen Strommarkt glätten Im- und Exporte im Modell die Preise in den einzelnen Ländern, einseitige Preisausschläge werden im Rahmen der Strommarktkopplung reduziert.

Abbildung 228: Prognos Strommarktmodell
Stündliches Dispatch- und Investitionsmodell für 20 europäische Länder



Quelle: eigene Darstellung Prognos

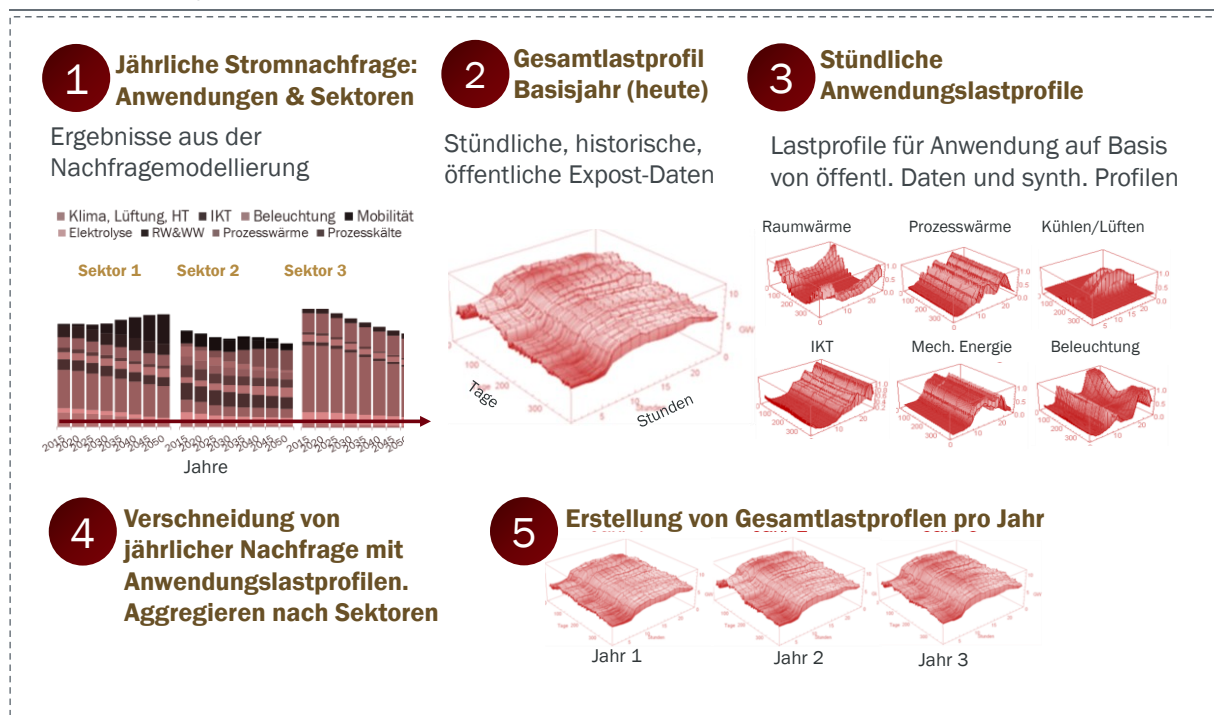
Die Stilllegung von thermischen bzw. regelbaren Kraftwerken erfolgt i. d. R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des jeweiligen Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen und Stilllegungen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Der Zubau für Kraftwerke erfolgt entweder anhand technischer Notwendigkeiten (z. B.: Deckung der Nachfrage) oder anhand von Wirtschaftlichkeitskriterien. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird dabei zunächst ihre Position in der Merit-Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet.

Erneuerbare Energien können entweder nach exogenen Vorgaben unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale oder anhand einer positiven Wirtschaftlichkeit zugebaut werden. Der Zubau wird wie auch die Stilllegungen iterativ geprüft.

Ein besonderer Fokus liegt auf der Modellierung der Stromnachfrage. Der jährliche Strombedarf wird von in Nachfragesektoren nach Anwendungen und Branchen modelliert. Die jährliche Stromnachfrage wird dann in stündliche Lastprofile überführt. Hierbei ist zwischen zwei Typen zu unterscheiden: Inflexible Verbraucher können nicht auf Strommarktsignale reagieren, deren Verbrauchsprofil ist somit vorgegeben. Flexible Verbraucher können hingegen auf Strommarktsignale reagieren (unter Berücksichtigung der wesentlichen Anlagenparameter), deren Verbrauch verschieden und somit Flexibilität für das Stromsystem zur Verfügung stellen.

Abbildung 229: Modellierung des stündlichen Stromverbrauchs

Überführung der jährlichen inflexiblen Stromverbräuche pro Anwendung, Sektor und Branche in stündliche Lastprofile

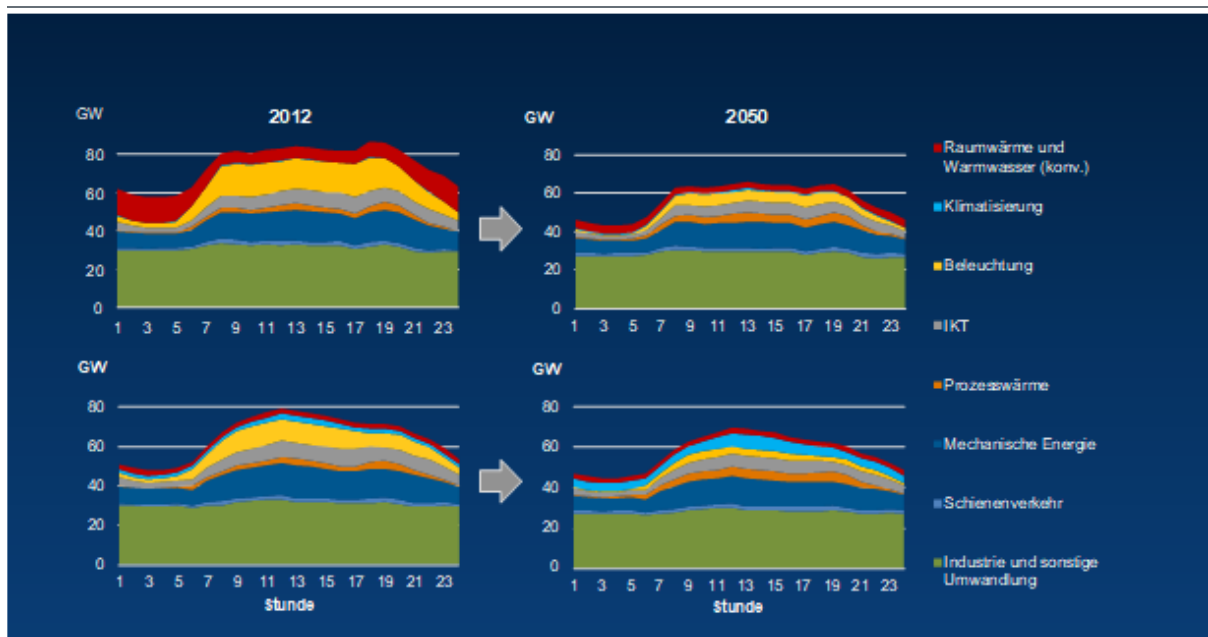


Quelle: eigene Darstellung Prognos

Die Modellierung der inflexiblen Verbraucher erfolgt, in dem der jährliche Stromverbrauch pro Anwendung (aus den Nachfragesektoren) mit anwendungsspezifischen Lastprofilen hinterlegt wird. Damit liegen Lastprofile für die wesentlichen Anwendungen (z. B. Beleuchtung, Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung, Prozesswärme) und Branchen vor. Die Lastprofile pro Anwendung werden anschließend aggregiert und es wird das Gesamtlastprofil berechnet. Für das Basisjahr erfolgt ein Vergleich mit Ist-Daten zum Gesamtlastprofil (auf Basis von stündlichen Stromverbrauchsdaten der ENTSO-E für Deutschland) und eine Kalibration mit dem Gesamtlastprofil des Basisjahrs. Auf Basis der Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs pro Anwendung werden die stündlichen Stromverbräuche skaliert und jeweils wieder für die einzelnen Jahre aggregiert. Auch für das Ausland werden in einem vereinfachten Verfahren auf Basis der jährlichen Verbrauchsmengen und aggregierter sektoraler Lastprofile Gesamtlastprofile berechnet. Für die Modellierung der Lastprofile wird dabei ein konsistentes Wetterjahr für die witterungsabhängigen Bestandteile (insb. Raumwärme, Klimatisierung) berücksichtigt. Das Gesamtlastprofil fließt in die Modellierung der Stromerzeugung ein.

Die Modellierung der flexiblen Verbraucher erfolgt unter Berücksichtigung des Lastverschiebungspotenzials insbesondere von Wärmepumpenheizungen, Elektrofahrzeugen sowie von Elektrolysen.

Abbildung 230: Veränderung der Höchstlast des inflexiblen Stromverbrauchs im Zeitverlauf



Hier ist beispielhaft die stündliche Stromnachfrage für einen Winter- und einen Sommertag in den Jahren 2012 und 2050 nach Verwendungszwecken abgebildet. Deutlich sichtbar sind die abnehmende Bedeutung von Beleuchtung, mechanischer Energie und IKT sowie die zunehmende Bedeutung der Anwendung Klima und Lüften (im Sommer). Dies führt tagsüber zu einer Senkung des Stromverbrauchs und einer Reduzierung der Lastspitzen.

Quelle: eigene Darstellung Prognos

Als Ergebnis der stündlichen Modellierung liefert das Strommarktmodell mit seinen Zusatzmodulen die Stromerzeugung, CO₂-Emissionen, den Brennstoffeinsatz, Großhandelsstrompreise sowie die Wirtschaftlichkeit und Rentabilität der einzelnen Kraftwerksblöcke.

Im Nachgang zur Modellierung des Strommarktes werden aus Großhandelspreisen und Umlagen die Endkundenpreise für verschiedene Verbrauchergruppen (private Haushalte, Gewerbe, energieintensive Industrie etc.) ermittelt. Im Rahmen von Szenarioberechnungen werden diese wiederum iterativ genutzt, um die ursprüngliche Stromnachfrage hinsichtlich ihrer Preiselastizität zu verifizieren und gegebenenfalls anzupassen.

11.3.7 Volkswirtschaftliche Effekte – PANTA RHEI

Für die Quantifizierung gesamtwirtschaftlicher Effekte der Energiewende kann bereits auf vielfältige Modellansätze zur makroökonomischen Bewertung von Klimaschutz bzw. Energie- und Wirtschaftspolitik allgemein zurückgegriffen werden. Überblicke zu den Modellansätzen finden sich u. a. in IEA (2014, S. 56 ff.), GWS / Fh-ISI (2016) und zuletzt EU-COM (2017).

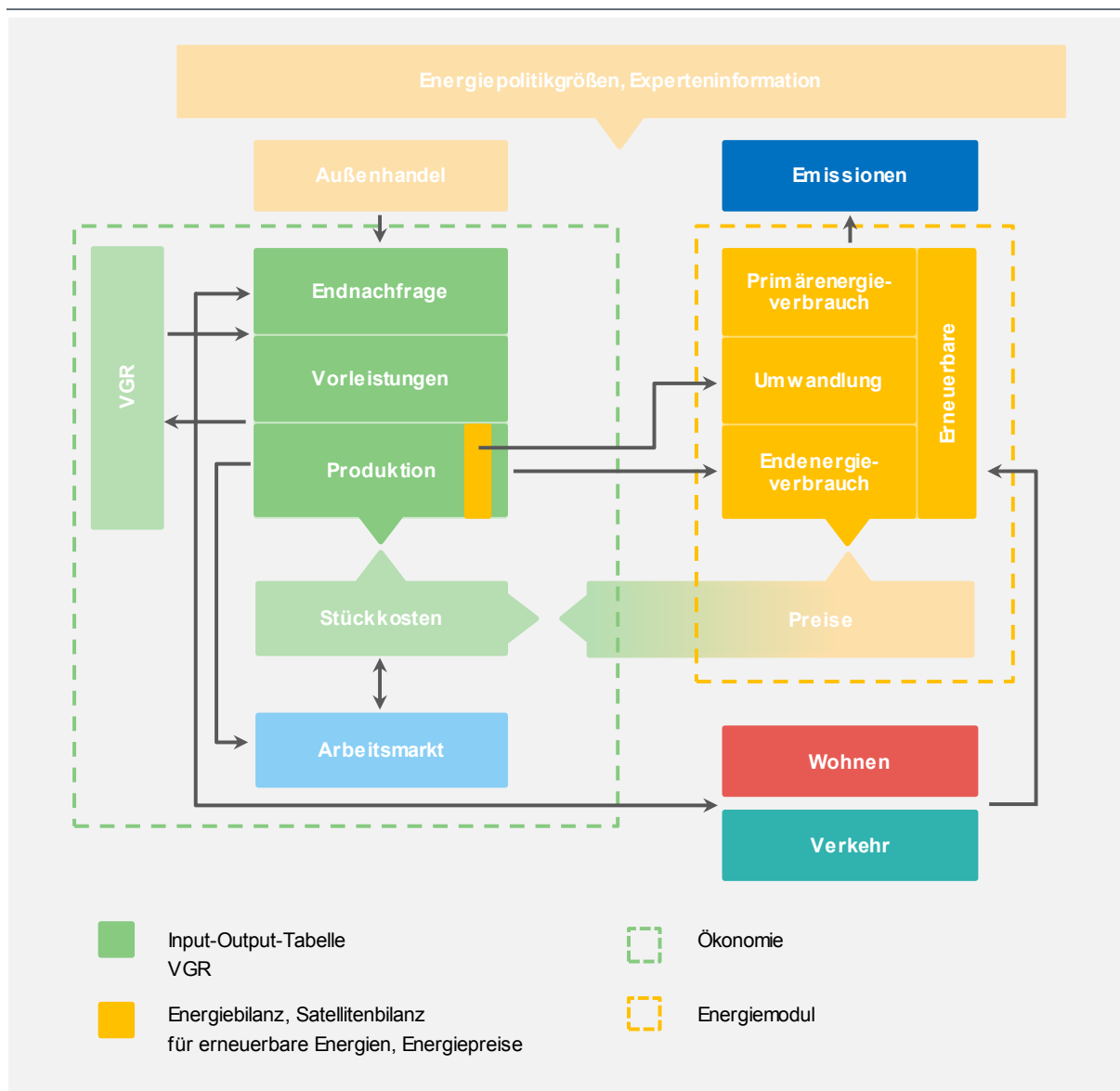
Basis der gesamtwirtschaftlichen Modelle sind die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen (VGR) der amtlichen Statistik (Destatis 2020a), die im Kontensystem die Aktivitäten der Akteure Staat, Unternehmen, private Haushalte und Staat sowie übrige Welt und ihre Verknüpfung auf der nationalen Ebene zeitnah jährlich erfassen. Zusätzlich werden die Verflechtungen verschiedener Wirtschaftssektoren in sogenannten Input-Output-Tabellen mit größerer Verzögerung beschrieben. Das Kontensystem der VGR (zumindest wesentliche Teile) und Input-Output-Daten sind deshalb notwendiger Bestandteil aller gesamtwirtschaftlichen Modelle, die Wirkungen von Maßnahmen und Instrumenten erfassen, die über den direkt betroffenen Sektor bzw. Wirkungskanal hinausgehen und die Gesamtwirtschaft nicht nur als ein Aggregat betrachten.

Letztlich lassen sich drei Grundtypen der gesamtwirtschaftlichen Modelle mit Sektordifferenzierung unterscheiden, die in Deutschland und auf EU-Ebene für die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Energiewende eingesetzt werden: allgemeine Gleichgewichtsmodelle (CGE), makroökonomische Modelle (teils auch als makroökonomische Input-Output-Modelle bezeichnet) sowie System-Dynamics-Modelle. Die Datenanforderungen an die Modelle sind ähnlich. Neben den Daten der VGR und Input-Output-Tabellen nutzen sie zusätzlich Energiedaten. Daneben treten einfache Input-Output-Modelle, die zur Bestimmung indirekter Effekte eingesetzt werden, aber keine Rückkopplungen abbilden können.

Gemäß einer EU-Studie lassen sich die beiden ersten Modelltypen wie folgt unterscheiden (EU COM 2017): Computable-General-Equilibrium-Modelle (CGE-Modelle) basieren auf neoklassischer Theorie, wonach Haushalte und Unternehmen ihren Nutzen bzw. Gewinn maximieren. Die Märkte sind in der Regel geräumt, d. h. Angebot und Nachfrage gleichen sich aus und die Ressourcen sind voll ausgelastet. Unfreiwillige Arbeitslosigkeit ist im Standardfall nicht möglich. Höhere Nachfrage nach einem Gut (z. B. für die Energiewende) führt zu höheren Preisen und einer (optimalen) Neuallokation der Ressourcen. Makroökonomische Modelle kommen aus einer post-keynesianischen Theorierichtung, die die Nachfrageseite stärker betont, wobei anders als bei einfachen Input-Output-Ansätzen beide Marktseiten eine wichtige Rolle spielen. Verhaltensparameter werden durch ökonomische Schätzung von Zeitreihendaten bestimmt, sodass die Empirie von großer Bedeutung ist. Märkte sind in der Regel nicht geräumt. Es tritt unfreiwillige Arbeitslosigkeit auf. Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage werden eher durch Mengen- als durch Preiseffekte ausgeglichen. In der Studie wird aber betont, dass die zur Politikberatung eingesetzten Modelle sich von starren Theorien lösen, um die Wirklichkeit angemessener abzubilden. Die

Modelle nähern sich in Teilen an. Die Studie von CE et al. (2017) gibt einen Einblick in unterschiedliche Reaktionsweisen der beiden Modelltypen. Im makroökonomischen Modell E3ME fallen in diesen Analysen die Effekte der Energiewende bzw. von Klimaschutz eher positiver bzw. eher größer aus als in den eingesetzten CGE-Modellen (EU-COM 2018a).

Abbildung 231: Das Modell PANTA RHEI im Überblick



Quelle: eigene Darstellung GWS

Systemdynamische Modelle sind weniger theoriegeleitet, sondern betonen vor allem Rückkopplungseffekte. Das ASTRA-Modell als wichtigster Vertreter in Deutschland „ist ein Multi-Paradigmen-Simulationsmodell, in welchem System Dynamics strukturgebend fungiert“ (Öko-Institut / Fh-ISI 2015: S. 400). Im genannten Vorhaben wird das nationale ASTRA-Modell zusammen mit einem internationalen CGE-Modell eingesetzt. Das in Öko-Institut et al. (2019) genutzte Modell

ISI-Macro ist ein dynamisches makroökonomisches Simulationsmodell, das auf Erfahrungen mit ASTRA aufbaut und ebenfalls ein System-Dynamics-Modell ist.

PANTA RHEI ist in der oben aufgeführten Modellsystematik ein makroökonomisches Modell. Es wird jährlich aktualisiert und durch Anwendungen u. a. für den Arbeitsmarkt und zu den sozioökonomischen Effekten von Energiewende und Klimaschutz regelmäßig evaluiert. Die ökonomisch geschätzten Gleichungen werden dabei regelmäßig im Modellzusammenhang auf ihren Erklärungsgehalt hin getestet. Einen Einblick in die Struktur des Modells PANTA RHEI gibt das in der folgenden Abbildung dargestellte Flussdiagramm.

Neben der umfassenden ökonomischen Modellierung werden die Bereiche Energieverbräuche und Luftschadstoffe sowie Verkehr und Wohnungen detailliert erfasst. Alle Modellteile sind konsistent miteinander verknüpft. Der Verkehrsbereich liefert z. B. den Treibstoffverbrauch in Litern, der mit den Literpreisen multipliziert unmittelbar in die monetäre Vorleistungsnachfrage der Industrie und die Konsumnachfrage der privaten Haushalte eingeht. Änderungen der Steuersätze auf Treibstoffe führen dann einerseits zu geänderten Steuereinnahmen und vielfältigen ökonomischen Anpassungsprozessen. Andererseits lösen die Preisänderungen für Treibstoffe ihrerseits Verhaltensanpassungen aus, die im Modellrahmen erfasst werden.

Das Modell wird voll interdependent gelöst, d. h., dass die Wirkungen einer Maßnahme auf alle Modellvariablen gleichzeitig erfasst werden und keine Effekte „verloren gehen“. Das Modell enthält eine Fülle gesamtwirtschaftlicher Größen auf Basis der amtlichen Statistik und erlaubt sektorale Aussagen nach 63 Wirtschaftsbereichen. Die Energiebilanzen der AG Energiebilanzen (AGEB 2008 – 2018) sind voll in das Modell integriert. Die Verhaltensparameter der im Vorhaben eingesetzten Version sind auf Basis von Zeitreihendaten der Jahre 1991 bis 2016/2017 ökonomisch geschätzt.

Das ökonomische Kernmodell INFORGE wird u. a. vom Institut für Arbeitsmarkt und Berufsforschung und dem Bundesinstitut für Berufsbildung regelmäßig für langfristige Beschäftigungsprojektionen und -simulationen genutzt (Wolter et al. 2019; IAB et al. 2019). Die Modellzusammenhänge sind in Maier et al. (2015) ausführlich beschrieben. Das Modell PANTA RHEI ist in den vergangenen Jahren vielfältig eingesetzt worden, neben vielen Arbeiten zur Bestimmung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende (GWS et al. 2015; GWS / Prognos 2018; GWS 2019; GWS / DIW 2019; Ulrich / Lehr 2019). Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in GWS / Fh-ISI (2011).

11.4 Ergänzende Ergebnisse der ökologischen Folgenabschätzungen

Tabelle 77: THG-Emissionen der Energienutzung in den Szenarien

in Mt CO₂eq

	2015	Referenzszenario			Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Bioenergienutzung							
Deutschland	12,2	10,4	5,8	3,2	9,9	5,5	4,1
Ausland	0,7	0,6	1,2	0,6	0,5	0,9	1,0
gesamt	12,9	11,0	7,1	3,8	10,4	6,4	5,1
gesamte Energienutzung							
Deutschland	919	850	737	478	850	603	171
Ausland	83	70	54	36	69	43	14
gesamt	1.002	920	791	515	920	646	185

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Tabelle 78: Emissionen versauernder Luftschadstoffe der Energienutzung in den Szenarien

in Mt SO₂eq

	2015	Referenzszenario			Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Bioenergienutzung							
Deutschland	0,19	0,16	0,12	0,09	0,15	0,12	0,14
Ausland	0,00	0,01	0,03	0,02	0,01	0,02	0,05
gesamt	0,20	0,17	0,15	0,11	0,15	0,14	0,18
gesamte Energienutzung							
Deutschland	0,6	0,5	0,4	0,3	0,5	0,3	0,3
Ausland	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2
gesamt	1,0	0,8	0,7	0,5	0,7	0,6	0,4

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Tabelle 79: Feinstaubemissionen der Energienutzung in den Szenarien

in kt PM₁₀

	2015	Referenzszenario				Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Bioenergienutzung								
Deutschland	1,0	1,0	0,6	0,2	1,0	0,5	0,1	
Ausland	0,2	0,3	0,5	0,4	0,3	0,2	0,3	
gesamt	1,2	1,4	1,1	0,6	1,2	0,6	0,4	
gesamte Energienutzung								
Deutschland	33	31	26	19	45	31	25	
Ausland	38	22	20	11	22	15	4	
gesamt	70	53	46	30	67	46	29	

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Tabelle 80: Flächeninanspruchnahme der Energienutzung in den Szenarien

in Mio. ha

	2015	Referenzszenario				Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Bioenergienutzung								
Deutschland	2,1	1,8	0,8	0,5	1,6	0,7	0,6	
Ausland	0,1	0,1	0,9	0,9	0,0	0,8	1,7	
gesamt	2,1	1,9	1,8	1,4	1,7	1,5	2,3	
gesamte Energienutzung								
Deutschland	2,2	1,9	0,9	0,6	1,7	0,7	0,7	
Ausland	0,1	0,1	0,9	0,9	0,0	0,8	1,7	
gesamt	2,2	2,0	1,8	1,5	1,7	1,5	2,4	

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Tabelle 81: Erzbedarf der Energienutzung in den Szenarien

in kt

	2015	Referenzszenario			Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Bioenergienutzung							
Deutschland	12	19	2	1	19	2	1
Ausland	10.862	10.219	13.271	10.073	11.563	14.848	8.409
gesamt	10.874	10.237	13.273	10.075	11.582	14.850	8.411
gesamte Energienutzung							
Deutschland	18	16	28	14	17	29	15
Ausland	49.799	51.644	46.707	31.152	51.143	40.215	10.181
gesamt	49.817	51.661	46.735	31.166	51.160	40.243	10.196

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Tabelle 82: Mineralienbedarf der Energienutzung in den Szenarien

in kt

	2015	Referenzszenario			Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Bioenergienutzung							
Deutschland	1.902	3.249	2.056	1.171	3.050	1.664	1.555
Ausland	396	580	598	1	543	486	1
gesamt	2.298	3.829	2.654	1.172	3.592	2.150	1.555
gesamte Energienutzung							
Deutschland	29.235	29.058	25.431	22.224	29.013	22.747	10.816
Ausland	7.220	8.067	1.274	1.285	8.068	1.083	845
gesamt	36.456	37.125	26.705	23.510	37.082	23.831	11.661

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

Tabelle 83: Wasserbedarf der Energienutzung in den Szenarien
in Mt

	2015	Referenzszenario			Szenario KSP		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Bioenergienutzung							
Deutschland	10	7	11	9	7	8	9
Ausland	8	13	17	14	12	14	18
gesamt	17	20	28	24	18	22	27
gesamte Energienutzung							
Deutschland	2.205	1.843	1.114	395	1.868	1.058	149
Ausland	278	340	213	135	339	188	58
gesamt	2.483	2.183	1.327	531	2.207	1.247	207

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.0

12 Quellen

- 50Hertz et al. (2020) Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 2020. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.
- AGEB (2008 – 2018) Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. 2008-2018. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.
- Agora et al. (2020) Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea. 2020. Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark and Max-Planck-Institute for Biogeochemistry, Berlin.
- Bach et al. (2018) Verteilungswirkungen der Energiepolitik – Personelle Einkommensverteilung. 2018. Bach, S., Harnisch, M. & Isaak, N, Berlin.
- BGBI (2011) Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG), Anhang 1 (zu § 1, § 2 Absatz 1 bis 3 Satz 1, Absatz 4 Satz 1, Absatz 5 Nummer 3, § 3 Nummer 2, 5 und 9, § 4 Absatz 1 Satz 1, § 7 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1, § 24 und § 28 Absatz 1 Nummer 4); Einbezogene Tätigkeiten und Treibhausgase. Bundesgesetzblatt (BGBI) I 2011, 1488 -1491.
- BiomassPolicies (2020) Strategic Initiative for Resource Efficient Biomass Policies. 2020. BiomassPolicies, online unter: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/biomasspolicies> [abgerufen am 20.07.2020].
- BioTrade2020+ (2020) Guidelines for the development of a European Bioenergy Trade Strategy for 2020 and beyond. 2020. BioTrade2020+, online unter: www.biotrade2020plus.eu [abgerufen am 20.07.2020].
- BMU (2016) Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Referat KI I 1, Berlin.
- BMU (2017) Projektionsbericht der Bundesregierung 2017. 2017. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Referat KI I 1.
- BMU (2019) BMU-Förderrichtlinie zur Dekarbonisierung in der Industrie (Vortrag von Martin Waldhausen). 2019. Bundesumweltministerium.
- BMVI (2019) "Verkehr in Zahlen". 2019. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Bonn.

BMWi (2016)	Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2015. 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
BMWi (2017a)	Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017. 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
BMWi (2017b)	Strom 2030. Ergebnispapier: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
BMWi (2017c)	Ein gutes Stück Arbeit. Ein gutes Stück Arbeit. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Mehr aus Energie machen. 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
BMWi (2017d)	Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2017 der Bundesrepublik Deutschland gemäß der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (2012/27/EU). 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
BMWi (2017e)	NAPE-Monitoring: NAPE-Bilanz 2017, Stand Juli 2017 (unveröffentlicht). 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
BMWi (2020a)	Deutschland macht's effizient. 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
BMWi (2020b)	Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
Bundesbank (2017)	Perspektiven der deutschen Wirtschaft – Gesamtwirtschaftliche Vorausschätzungen für die Jahre 2017 und 2018 mit einem Ausblick auf das Jahr 2019 . 2017. Bundesbank.
Bundesbank (2020)	Geldvermögensbildung und Außenfinanzierung in Deutschland im dritten Quartal 2019. Sektorale Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Finanzierungsrechnung. 2020. Bundesbank, online unter: https://www.bundesbank.de/de/presse/presse-notizen/geldvermoegensbildung-und-aussenfinanzierung-in-deutschland-im-dritten-quartal-2019-822448 [abgerufen am 24.04.2020].
Bundesregierung (2017)	Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. 2017. Bundesregierung, Berlin.
Bundesregierung (2019)	Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. 2019. Bundesregierung.
Bundesregierung (2020)	Die Nationale Wasserstoffstrategie. 2020. Bundesregierung, Berlin.

- Cahil (2018) Ireland's Accelerated Capital Allowance Scheme. Presentation at the National workshop within the EU project "ODYSSEE-MURE" 11 Juni 2018. 2018. Cahil, B., Berlin.
- CE (2016) Summary of E3ME Modelling. 2016. Cambridge Econometrics, Cambridge.
- CE / E3Modelling (2017) Case study – technical analysis on capacity constraints and macroeconomic performance. Technical Study on the Macroeconomics of Climate and Energy Policies. 2017. Cambridge Econometrics, E3-Modelling, Cambridge, Brüssel.
- CE et al. (2015) Assessing the Employment and Social Impact of Energy Efficiency. Final report . Volume 1: Main report. 2015. Cambridge Econometrics, E3M-Lab, Warwick Institute for Employment Research IER, ICF International, Cambridge.
- CE et al. (2017) The macro-level and sectoral impacts of Energy Efficiency policies. Final report. 2017. Cambridge Econometrics, Ernst & Young, SQ Consult.
- CE (2020) Modellbeschreibung E3ME: Our Global Macro-econometric Model. 2020. Cambridge Econometrics, online unter <https://www.camecon.com/how/e3me-model/> [abgerufen am 02.06.2020].
- (DEHSt, 2011) Treibhausgasemissionen – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Berichte der Jahre 2011 bis 2019), Berlin.
- Department of Finance Ireland (2017) A Review Of The Accelerated Capital Allowances Scheme For Energy Efficient Equipment. 2017. Department of Finance Ireland.
- Destatis (2002 – 2018) Bautätigkeit und Wohnungen. 2002-2018. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
- Destatis (2008) Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006 - Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte. 2008. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
- Destatis (2012) Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010 - Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte. 2012. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
- Destatis (2013) Zensus 2011; Downloadtabelle „Gebäude und Wohnungen“. 2013. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
- Destatis (2017) Aktualisierung der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Basis 2015. 2017. Statistisches Bundesamt (Destatis).

Destatis (2018b)	Gebäude und Wohnungen: Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden. Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden. Lange Reihen ab 1969 - 2017. 2018. Statistisches Bundesamt (Destatis).
Destatis (2020a)	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Sektorkonten. Jahresergebnisse ab 1991, Stand: Mai 2020. 2020. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
Destatis (2020b)	Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe (Tabelle 42153-0003). 2020. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
Destatis (2020c)	Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung (Tabelle 42131-0003). 2020. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
Destatis (2020d)	Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe (Tabelle 42251-0003). 2020. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden.
DIW et al. (2019)	Gemeinschaftsdiagnose #2-2019: Industrie in der Rezession – Wachstumskräfte schwinden. Dienstleistungsauftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2019. DIW, ifo, IfW, IWH und RWI, Berlin.
E3MLab (2016)	Technical report on macroeconomic Member State results of the EUCO policy scenarios. 2016. Energy - Economy - Environment Modelling Laboratory, Athen.
Ecofys et al. (2017)	Konzept Weiterentwicklung des Instrumentenmix der Energieeffizienzpolitik zur Umsetzung der Energiekonzeptziele („NAPE 2.0“). Im Auftrag des BMWi. 2017. Ecofys, ifeu, Fraunhofer ISI, Prognos AG, bbh, adelphi, dena und pwc.
EEA (2019)	Greenhouse gas emissions under the Effort Sharing Decision (ESD). ESD dataset 2019 for the time period 2005-2018. 2019. European Environment Agency.
Eionet (2020)	GHG Inventory EU 15-01-2020 Germany (CRF-Tabellen 2020). 2020. European Environment Information and Observation Network.
EU-COM (2014)	Commission Staff Working Document Impact Assessment. Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. SWD(2014) 15 final. 2014. Europäische Kommission, Brüssel.
EU-COM (2018a)	In-depth analysis in support on the COM(2018) 773: A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. 2018. Europäische Kommission, Brüssel.

- EU-COM (2018b) Modellbeschreibung GEM-E3. General Equilibrium Model for Economy – Energy – Environment. 2018. Europäische Kommission, online unter <https://ec.europa.eu/jrc/en/gem-e3/model> [abgerufen am 20.08.2020].
- EU-COM (2016a) Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2017 Final, 14/06/2016. 2016. European Commission.
- EU-COM (2016b) Commission staff working document. Impact assessment accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2012/27/EU on Energy Efficiency. 2016. Europäische Kommission.
- EU-COM (2020) Modellbeschreibung QUEST macroeconomic model. 2020. Europäische Kommission, online unter https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/economic-research/macro-economic-models_en [abgerufen am 02.06.2020].
- EWK (2014) Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. 2014. Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin, Münster, Stuttgart.
- EWK (2015) Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. 2015. Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin, Münster, Stuttgart.
- Fh-ISI et al. (2009) Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. 2009. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Technische Universität München, GfK Marketing Services GmbH & Co. KG, Karlsruhe, München, Nürnberg.
- Fh-ISI et al. (2013) Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. 2013. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Technische Universität München, GfK Retail and Technology GmbH, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH und BASE-ING. GmbH, Karlsruhe, München, Nürnberg.
- Fh-ISI et al. (2015) Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. 2015. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Technische Universität München, Dr.-Ing B. Geiger, GfK Retail and Technology GmbH, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH und BASE-ING. GmbH, Karlsruhe, München, Nürnberg.
- Fh-ISI et al. (2017a) Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. 2017. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik IML, PTV Transport Consult, Technische Universität Hamburg und M-Five, Karlsruhe.

- Fh-ISI et al. (2017b) Branchen- und unternehmensgrößenbezogene Ermittlung von Klimaschutzpotenzialen (Schwerpunkt KMU) durch verstärkte Umsetzung von Energiemanagementmaßnahmen in der Wirtschaft. 2017. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, EE ENERGY ENGINEERS GmbH, TÜV Nord Cert GmbH und Noerr LPP, Karlsruhe, Gelsenkirchen, Sessen.
- Fh-ISI et al. (2017c) Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds. Bericht zu AP2: Evaluierung des Energieeffizienzfonds – Arbeitsdokument (unveröffentlicht, Stand: 09/2017). Projekt Nr. 63/15 im Auftrag des BMWi. 2017. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Ifeu, Prognos AG, Karlsruhe, Heidelberg, Basel.
- Fichtner et al. (2017) Evaluation des Marktanzreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2017. Ausarbeitung im Auftrag des BMWi. 2017. Fichtner, Fraunhofer ISE, TFZ, Qconcept Energy, DBI-Gas- und Umwelttechnik, IE Leipzig, Stuttgart.
- FNR (2017) Basisdaten Bioenergie Deutschland 2017. 2017. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow-Prüzen.
- GWS et al. (2015) Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2015. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Prognos AG, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Osnabrück, Berlin, Stuttgart.
- GWS et al. (2020) Ökonomische Indikatoren des Energiesystems, Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2018, in Vorbereitung. 2020. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- GWS / DIW (2019) Beschäftigungschancen auf dem Weg zu einer Green Economy – szenarienbasierte Analyse von (Netto-) Beschäftigungswirkungen. Umwelt, Innovation, Beschäftigung 03/2019. 2019. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung und Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Dessau-Roßlau.
- GWS / Fh-ISI (2011) Die Modelle ASTRA und PANTA RHEI zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen umweltpolitischer Instrumente – ein Vergleich. GWS Discussion Paper 11/4. 2011. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Osnabrück.
- GWS / Fh-ISI (2016) Systematisierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte und Verteilungswirkungen der Energiewende. GWS Research Report 2016/1. 2016.

- Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Osnabrück.
- GWS / Prognos (2018) Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. GWS Research Report 2018/4. 2018. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung und Prognos AG, Osnabrück, Basel.
- GWS (2017) Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung – Methoden und exemplarische Berechnungen. GWS Research Report 2017/02. 2017. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, Osnabrück.
- GWS (2019) Sozioökonomische Szenarien als Grundlage der Vulnerabilitätsanalysen für Deutschland - Teilbericht des Vorhabens „Politikinstrumente zur Klimaanpassung“ im Auftrag des Umweltbundesamtes. Climate Change 25/2019. 2019. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, Dessau-Roßlau.
- IAB et al. (2019) BMAS-Prognose „Digitalisierte Arbeitswelt“ – Kurzbericht. Forschungsbericht 526/1K im Auftrag des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales (BMAS). 2019. Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung, Bundesinstitut für Berufsbildung und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung.
- IEA (2014) Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency. 2014. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2017a) Technology Roadmap: Delivering Sustainable Bioenergy. 2017. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2017b) Energy Technology Perspectives (ETP) 2017. 2017. International Energy Agency, Paris.
- IMF (2016) After Paris: Fiscal, Macroeconomic, and Financial Implications of Climate Change. IMF Staff Discussion Note. 2016. International Monetary Fund.
- IREES / adelphi (2017) Analyse der Entwicklung des Marktes und Zielerreichungskontrolle für gesetzlich verpflichtende Energieaudits. 2017. Mai, Michael, Edelgard Gruber, Natalja Ashley-Belbin, Anna Schulz, Anton Barckhausen, Gunnar Will, Jan-Erik Thie.
- IREES (2018) Analyse der Entwicklung des Marktes und Zielerreichungskontrolle für gesetzlich verpflichtende Energieaudits. 2018. Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH, Karlsruhe.
- IRENA (2020) Measuring the socio-economics of transition: Focus on jobs. 2020. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- ISI et a. (2020) Methodikleitfaden für Evaluationen von Energieeffizienzmaßnahmen des BMWi (Projekt Nr. 63/15 – Aufstockung). Fraunhofer ISI, ifeu, Prognos, SJER im Auftrag des Im Auftrag des Bundesministeriums für

- Wirtschaft und Energie. Mai 2020 (Abschnitt 8.1.1).
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/methodik-leitfaden-fuer-evaluationen-von-energieeffizienzmassnahmen.pdf?__blob=publicationFile
- IWH (2020) Wirtschaft stellt sich auf Leben mit dem Virus ein. Konjunktur aktuell 2/2020, Jahrgang 8 (2). 2020. Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle.
- IWU / BEI (2010) Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. 2010. Institut für Wohnen und Umwelt und Bremer Energie Institut.
- IWU / Fh-IFAM (2018) Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2017. Gutachten im Auftrag der KfW-Bankengruppe. 2018. Institut Wohnen und Umwelt und Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM, Darmstadt, Bremen.
- IWU (2018a) Gradtagszahlen in Deutschland (Exceltabellen mit Wetterdaten zu ausgewählten Stationen). 2018. Institut für Wohnen und Umwelt.
- IWU (2018b) Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016. 2018. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt.
- KBA-FZ 8 (2019) FZ 8: Monatsergebnisse Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern. 2019. Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg.
- KBA-FZ 13 (2019) FZ 13: Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. 2019. Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg.
- KBA-FZ 14 (2019) FZ 14: Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. 2019. Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg.
- Maier et al. (2015) Labour demand in Germany by industrial sector, occupational field and qualification until 2025 – model calculations using the IAB/INFORGE model. In: Economic Systems Research 27(1). 2015. Maier, T., Mönnig, A. & Zika, G.
- OECD (2017) Investing in Climate, Investing in Growth. 2017. OECD Publishing, Paris.
- Öko-Institut (2018) Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen. 2018. Öko-Institut e. V., Berlin.
- Öko-Institut et al. (2014) Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. 2014. Öko-Institut e. V., GGSC, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Dessau-Roßlau.

- Öko-Institut et al. (2017) Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050, im Auftrag des BMU. 2017. Öko-Institut e. V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Prognos AG, M-Five, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH und Forschungsinstitut für biologischen Landbau.
- Öko-Institut et al. (2018) Politiksznarien für den Klimaschutz VII. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035. 2018. Öko-Institut e. V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH und Thünen-Institut .
- Öko-Institut et al. (2019) Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. 2019. Öko-Institut e. V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Prognos AG, M-Five, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH und Forschungsinstitut für biologischen Landbau, Berlin.
- Öko-Institut et al. (2020) Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030. Kurzbericht. 2020. Öko-Institut e. V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH und Thünen-Institut .
- Öko-Institut / Fh-ISI (2015) Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. 2015. Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Berlin.
- Öko-Institut / Fh-ISI (2017) Umsetzung Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 – Begleitung der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms. 1.Quantifizierungsbericht (2016). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). 2017. Öko-Institut e. V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Berlin, Karlsruhe.
- PIK / MCC (2019) Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte CO2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. 2019. Potsdam-Institut für Klimaforschung und Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change gGmbH.
- Prognos et al. (2010) Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 . Studie im Auftrag des BMWi. 2010. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH, Basel, Köln, Osnabrück.
- Prognos et al. (2011) Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10. Studie im Auftrag des BMWi. 2011. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH, Basel, Köln, Osnabrück.

- Prognos et al. (2014) Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. 2014. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Basel, Köln, Osnabrück.
- Prognos et al. (2016) Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. 2016. Prognos AG, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Technische Universität München, Dr.-Ing. B. Geiger, Basel, Berlin, Karlsruhe, München.
- Prognos et al. (2017) Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung. Im Auftrag des BMWi. Dritter Zwischenbericht. Stand 11/2017 (unveröffentlicht). 2017. Prognos AG, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Berlin, Karlsruhe, Stuttgart.
- Prognos et al. (2018) Gutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 im Gebäudesektor. Gesamtdokumentation. 2018. Prognos AG, navigant, ifeu, adelphi, bbh und dena, Berlin, Basel, Freiburg, Karlsruhe, Köln.
- Prognos et al. (2019) Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben If: Windenergie auf See. 2019. Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, Stuttgart, Aachen.
- Prognos et al. (2020a) Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts. Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. 2020. Prognos AG, navigant, ifeu, adelphi, bbh und dena, Berlin, Basel, Freiburg, Heidelberg, Köln.
- Prognos et al. (2020b) Vorläufige Abschätzung der Wirkungen ausgewählter EffSTRA-Maßnahmen – Kurzpapier im Rahmen des Vorhabens „Harmonisiertes Monitoring von Energieeinsparungen deutscher Effizienzmaßnahmen sowie kontinuierliche Prüfung/Aktualisierung der prognostizierten Einsparziele der Maßnahmen für das Jahr 2030“ (BfEE 16/2017). 2020. Karsten Weinert und Friedrich Seefeldt (Prognos AG), Dr. Barbara Schlomann, Dr. Clemens Rohde, Dr. Patrick Plötz (Fraunhofer ISI), Berlin, Karlsruhe.
- Prognos / FVT (2018) Energieeffizienzgespreizte Lkw-Maut. 2018. Prognos AG & Forschungsgesellschaft für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik (FVT), Basel, Graz.
- Prognos (2018) Prognos Economic Outlook 2018. 2018. Prognos AG.
- Prognos (2020a) Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit

- Klimaschutzprogramm 2030. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2020. Prognos AG, Basel, Berlin.
- Prognos (2020b) Kosten und Transformationspfade strombasierter Energieträger. 2020. Prognos AG, Basel.
- pwc et al. (2019) Strategie für einen effektiven Beitrag der deutschen Industrie zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele - Auszug aus Zwischenbericht. Im Auftrag des BMWi. 2019. pwc, Ecofys, FfE.
- S2Biom (2020) Delivery of sustainable supply of non-food biomass to support a “resource-efficient” Bioeconomy in Europe. 2020. S2Biom, online unter: www.s2biom.eu [abgerufen am 20.07.2020].
- SVR (2019) Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik. Sondergutachten des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. 2019. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.
- UBA (2008) Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland - Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland. UBA-FB 000969, Max-Planck-Institut für Meteorologie (MPI-M), im Auftrag des Umweltbundesamtes. 2008. Umweltbundesamt, Hamburg.
- UBA (2016) CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Climate Change 27/2016. 2016. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- UBA (2017) Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014. 2017. Umweltbundesamt, Basel, Berlin, Karlsruhe, München.
- UBA (2019) Treibhausgas-Inventartabellen Deutschland 1990 – 2016. 2019. Umweltbundesamt, Berlin.
- Ulrich / Lehr (2019) Economic effects of an E-mobility scenario – input structure and energy consumption. Economic Systems Research, 32(1), 84 – 97. 2019. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung.
- UNFCCC (2015) Paris Agreement. 2015. United Nations Framework Convention on Climate Change.
- Wolter et al. (2019) Wirtschaft 4.0 und die Folgen für Arbeitsmarkt und Ökonomie. Szenario-Rechnungen im Rahmen der fünften Welle der BIBB-IAB-Qualifikations- und Berufsprojektionen; Heft-Nr.: 200, Bundesinstitut für Berufsbildung (BIBB). 2019. Wolter, M. I., Mönnig, A., Schneemann, Ch., Weber, E., Zika, G., Helmrich, R., Maier, T. & Winnige, S., Bonn.
- Wolter et al. (2020) Auswirkungen des Corona-Konjunkturprogramms auf Wirtschaft und Erwerbstätigkeit. IAB-Discussion Paper, 18/2020. 2020. Wolter, M. I., Helmrich, R., Schneemann, Ch., Weber, E. & Zika, G., Nürnberg.

Impressum

Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050

Herausgeber

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel
Telefon: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_ag

Autoren

Dr. Andreas Kemmler (Projektleitung, Prognos AG)

Prognos AG:

Dr. Almut Kirchner, Alex Auf der Maur, Florian Ess, Sven Kreidelmeyer, Dr. Alexander Piégsa, Dr. Thorsten Spillmann, Samuel Straßburg, Marco Wunsch, Inka Ziegenhagen

Fraunhofer ISI:

Dr. Barbara Schlomann, Dr. Patrick Plötz

GWS:

Dr. Christian Lutz, Lisa Becker

IINAS:

Uwe Fritsche

Kontakt

Dr. Andreas Kemmler (Projektleitung)
Telefon: +41 61 3273 397
E-Mail: andreas.kemmler@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis(e): ©AdobeStock – bilanol (Titelbild)

Stand: Februar 2021
Copyright: 2021, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG et al. (2021): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Im Auftrag des BMWi.