

prognos

 **Fraunhofer**
ISI

 **Öko-Institut e.V.**
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

MFiVE

 **IREES**
Institut für Ressourceneffizienz
und Energiestrategien

FiBL

Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung

Endbericht

Berlin, 3.1.2019

Autorinnen und Autoren

Öko-Institut e.V.

Julia Repenning, Dr. Katja Schumacher, Thomas Bergmann, Ruth Blanck, Dr. Hannes Böttcher, Dr. Veit Bürger, Dr. Johanna Cludius, Lukas Emele, Wolfram Jörß, Dr. Klaus Hennenberg, Hauke Hermann, Charlotte Loreck, Dr. Sylvie Ludig, Dr. Felix Matthes, Christian Nissen, Margarethe Scheffler, Kirsten Wiegmann, Carina Zell-Ziegler

Fraunhofer ISI

Dr. Tobias Fleiter, Luisa Sievers, Matthias Pfaff

Prognos

Nils Thamling, Dominik Rau

M-Five

Dr. Johannes Hartwig, Sarah Welter

IREES

Oliver Lösch

FiBL

Axel Wirz

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de

www.oeko.de

Fraunhofer ISI

Breslauer Str. 48
76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-0
www.isi.fraunhofer.de

IREES GmbH

Schönfeldstr. 8
76131 Karlsruhe
Telefon +49 721 26 36 0
www.irees.de

M-FIVE GmbH

Mobility, Futures, Innovation, Economics Bahnhofstraße 46
76137 Karlsruhe
+49 721 824818-90
www.m-five.de

Prognos

Goethestr. 85
10623 Berlin
Telefon +49 30 52 00 59-210
info@prognos.com

FiBL

Kasseler Straße 1a
D-60486 Frankfurt
Telefon +49 69 7137699 0
www.fibl.org

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	13
Abkürzungsverzeichnis	18
1. Einleitung	23
2. Vorgehen und Methodik	25
2.1. Rahmenannahmen	26
2.2. Referenz und Zielpfade	27
2.3. Folgenabschätzung	29
2.4. Berichtsstruktur	31
3. Treibhausgas-, Umwelt- und Gesundheitseffekte	32
3.1. Vorgehen	32
3.2. Treibhausgasemissionen	32
3.2.1. Vorgehen und Methode	32
3.2.2. Ergebnisse	33
3.2.3. Sensitivität Komponentenzersetzung	38
3.3. Luftschadstoffemissionen	46
3.3.1. Vorgehen	46
3.3.2. Ergebnisse	47
3.4. Schwermetallemissionen	52
3.4.1. Vorgehen	52
3.4.2. Quecksilber-Emissionen (Hg)	52
3.5. Nährstoffeinträge	54
3.5.1. Vorgehen	54
3.5.2. Ergebnisse	56
3.6. Flächennutzungsänderungen	56
3.6.1. Laub- und Nadelbäume im Waldbestand	57
3.6.2. Wiedervernässung von Mooren	59
3.6.3. Sonstige Änderungen in der Flächennutzung	62
3.6.4. Flächeninanspruchnahme durch Energieinfrastrukturen	62
3.7. Biodiversität	66
3.7.1. Vorgehen	66
3.7.2. Biodiversitätswirkungen durch die Landwirtschaft	68

3.7.3.	Biodiversitätswirkungen Forstwirtschaft	71
3.7.4.	Biodiversitätswirkungen durch Energieinfrastruktur	72
3.7.5.	Biodiversitätswirkungen durch Verkehr	72
3.8.	Lärm	73
4.	Ökonomische Folgewirkungen	74
4.1.	Investitionsbedarf und Einsparungen	74
4.1.1.	Gesamte Differenzinvestitionen	75
4.1.2.	Kosten und Nutzen im Vergleich (Annuierte Differenzinvestitionen und Einsparungen)	76
4.2.	Gesamtwirtschaftliche Folgewirkungen	79
4.2.1.	Vorgehen in der gesamtwirtschaftlichen Bewertung	79
4.2.2.	Effekte auf BIP und BWS	92
4.2.3.	Beschäftigungswirkungen	94
4.2.4.	Interpretation der Ergebnisse und Vergleich mit anderen Studien	96
4.2.5.	Wettbewerbsfähigkeit	101
4.3.	Externe Kosten der Umwelt- und Gesundheitseffekte	113
4.3.1.	Vorgehen	113
4.3.2.	Ergebnisse	115
5.	Handlungsfeld Gebäude	117
5.1.	Handlungsfeld Gebäude – „thermische Konditionierung“ (ESG)	119
5.1.1.	Vorgehen und Methode	119
5.1.2.	Folgen für Endenergieverbrauch	123
5.1.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	128
5.1.4.	Soziale Folgewirkungen	132
5.1.5.	Kernbotschaften Gebäude - „thermische Konditionierung“ (ESG)	146
5.2.	Handlungsfeld Gebäude – Stromverbrauch in privaten Haushalten und dem GHD-Sektor	148
5.2.1.	Vorgehen und Methode	148
5.2.2.	Folgen für Stromnachfrage	150
5.2.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	152
5.2.4.	Soziale Folgewirkungen	155
5.2.5.	Kernbotschaften Stromverbrauch Haushalte und GHD	158
6.	Handlungsfeld Industrie	159
6.1.	Vorgehen und Methode	160
6.2.	Folgen für Endenergieverbrauch	162
6.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	165

6.4.	Sensitivitäten	172
6.5.	Kernbotschaften Industrie	175
7.	Handlungsfeld Verkehr	176
7.1.	Vorgehen und Methode	176
7.1.1.	Referenz	176
7.1.2.	Annahmen für die Zielpfade	184
7.2.	Folgen für Endenergieverbrauch	191
7.3.	Einsatz strombasierter Kraftstoffe	193
7.4.	Sektorale ökonomische Aspekte	195
7.4.1.	Batteriekostenentwicklung	195
7.4.2.	Investitionskosten Fahrzeuge	197
7.4.3.	Investitionskosten Infrastruktur	199
7.4.4.	Vergleich von Differenzinvestitionen und Ausgaben für Kraftstoffe und öffentlichen Verkehr	199
7.4.5.	Weitere ökonomische Aspekte	201
7.5.	Soziale Folgewirkungen	203
7.6.	Total cost of ownership (TCO)-Berechnungen für Pkw	208
7.7.	Sensitivitätsrechnung mit niedrigeren Batteriepreisen	211
7.8.	Kernbotschaften Verkehr	214
8.	Handlungsfeld Energiewirtschaft	217
8.1.	Vorgehen und Methode	218
8.2.	Nettostromerzeugung	225
8.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	236
8.3.1.	Investitionen und Einsparungen/Ausgaben	236
8.3.2.	Weitere ökonomische Aspekte	244
8.4.	Sensitivitätsrechnung	245
8.4.1.	Referenz (REF)	246
8.4.2.	Zielpfad A	247
8.4.3.	Zielpfad B	248
8.5.	Kernbotschaften Energiewirtschaft	249
9.	Handlungsfeld Landwirtschaft	250
9.1.	Vorgehen und Methode	250
9.2.	Folgen für Tierbestände, Stickstoffeinträge und THG-Emissionen	256
9.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	261
9.3.1.	Investitionen und Einsparungen/Ausgaben	261

9.3.2.	Weitere ökonomische Aspekte	273
9.4.	Kernbotschaften Landwirtschaft	274
10.	Handlungsfeld sonstige Emissionen (Abfallwirtschaft)	277
10.1.	Vorgehen und Methode	277
10.2.	Folgen für THG-Emissionen	278
10.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	282
10.4.	Kernbotschaften sonstige Emissionen	284
11.	Handlungsfeld LULUCF	286
11.1.	Vorgehen und Methode	286
11.2.	Folgen für nicht-energiebedingte THG-Emissionen	287
11.2.1.	Torfabbau und Moore	290
11.2.2.	Naturschutz im Wald	291
11.3.	Sektorale ökonomische Aspekte	293
11.3.1.	Kosten der Wiedervernässung von Moorböden	293
11.3.2.	Kosten der Einstellung des Torfabbaus	294
11.3.3.	Kosten für Waldumbau und Naturschutz	297
11.3.4.	Zusammenfassung	298
11.4.	Kernbotschaften LULUCF	298
12.	Weitere Folgewirkungen	300
12.1.	Versorgungssicherheit	300
12.1.1.	Vorgehen	300
12.1.2.	Ergebnisse	302
12.2.	Importabhängigkeit	307
12.2.1.	Vorgehen	307
12.2.2.	Ergebnisse	307
12.3.	Andere Wechselwirkungen	309
12.3.1.	Projektion der Emissionen der Effort-Sharing-Sektoren	309
12.3.2.	Weitere Wechselwirkungen auf EU-Ziele	318
12.4.	Energetische Biomassepotenziale	319
12.4.1.	Aktuelle Bereitstellung und Nutzung von Biomasse und Verfügbarkeit im Jahr 2030	320
12.4.2.	Erwartete Nachfrage aus den Sektoren	331
12.4.3.	Allokation auf die Sektoren	332
12.4.4.	Kernbotschaften energetische Biomassepotenziale	333
13.	Bewertung der Pfade und Schlussfolgerung	335

14.	Literaturübersicht	338
15.	Anhang 1 Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050 (Stand 17.4.2018)	347
15.1.	Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	347
15.1.1.	Bevölkerungsentwicklung	347
15.1.2.	Gesamtwirtschaftliche Entwicklung	349
15.1.3.	Diskontrate	351
15.2.	Projektion der Entwicklung der Primärenergiepreise und der Treibhausgas-Emissionsberechtigungen	353
15.2.1.	Annahme zur Entwicklung des USD-Wechselkurses	353
15.2.2.	Preisprojektionen für Rohöl, Steinkohle und Erdgas	353
15.2.3.	Rahmendaten der Preise für Steinkohle, Erdgas und Rohöl	357
15.2.4.	Preisprojektionen für Braunkohle	358
15.2.5.	Preise für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen	359
15.3.	Projektion der Verkehrsnachfrage	359
15.3.1.	Personenverkehr	360
15.3.2.	Güterverkehr	362
15.4.	Projektion des Wohnraumbedarfs	364
15.5.	Zusammenspiel der Rahmendaten	365
15.6.	Quellenverzeichnis	366
16.	Anhang 2 Zusätzliche Rahmenannahmen in der Referenzentwicklung und den Sensitivitäten für die Folgenabschätzung	367
16.1.	Sozioökonomische Rahmenannahmen	367
16.2.	Erwerbstätige	367
16.3.	Haushaltsentwicklung	368
16.4.	Wertschöpfungsentwicklung	369
16.4.1.	Referenzentwicklung	370
16.4.2.	Sensitivität Bruttowertschöpfung und Erwerbstätige	371
17.	Anhang 3 Vorgehen bei der Bewertung der sozialen Folgewirkungen	372

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1	Überblick über die Arbeitsschritte	26
Abbildung 2-2:	Untersuchte Kategorien der Folgenabschätzung	30
Abbildung 2-3:	Berichtsstruktur	31
Abbildung 3-1:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Referenz und Zielpfaden	33
Abbildung 3-2:	Treibhausgasemissionen in der Referenzentwicklung	35
Abbildung 3-3:	Treibhausgasemissionen im Zielpfad A	36
Abbildung 3-4:	Treibhausgasemissionen im Zielpfad B	38
Abbildung 3-5:	Komponentenanalyse für das Referenzszenario	40
Abbildung 3-6:	Komponentenanalyse für den Zielpfad A	42
Abbildung 3-7:	Komponentenanalyse für den Zielpfad B	43
Abbildung 3-8:	Vermiedene SO ₂ -Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz	47
Abbildung 3-9:	Vermiedene NO _x -Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz	48
Abbildung 3-10:	Vermiedene NMVOC-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz	49
Abbildung 3-11:	Vermiedene Ammoniak-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz	50
Abbildung 3-12:	Vermiedene Feinstaub-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz	51
Abbildung 3-13:	Vermiedene Quecksilber-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz	53
Abbildung 3-14:	Entwicklung der Stickstoffeinträge in der Landwirtschaft	56
Abbildung 3-15:	Entwicklung der Fläche an Laub- und Nadelwald (in Mio. ha)	58
Abbildung 3-16:	Entwicklung der landwirtschaftlich genutzten organischen Böden (in Mio. ha)	60
Abbildung 3-17:	Entwicklung der Anzahl von Windkraftanlagen	64
Abbildung 3-18:	Entwicklung der installierten Leistung von Windkraftanlagen	65
Abbildung 4-1:	Investitionsimpulse – Differenzinvestitionen nach Handlungsfeld	76
Abbildung 4-2:	Annuierte Differenzinvestitionen und Einsparungen / Mehrausgaben im Vergleich	78
Abbildung 4-3:	Makroökonomisches Impact Assessment Model des Fraunhofer ISI (ISI-Macro)	81
Abbildung 4-4:	Verteilung der Differenzinvestitionen nach Handlungsbereichen auf liefernde Wirtschaftsbereiche, ZP A links, ZP B rechts	86
Abbildung 4-5:	Differenz Investitionen nach liefernden Wirtschaftsbereichen [Mrd. €]	87
Abbildung 4-6:	Differenz Konsum nach Handlungsbereichen [Mrd. €]	88
Abbildung 4-7:	Differenz Konsum nach liefernden Wirtschaftsbereichen [Mrd. €]	89
Abbildung 4-8:	Differenz Vorleistungen je Handlungsbereich [Mrd. €]	90
Abbildung 4-9:	Differenz Vorleistungen je lieferndem Wirtschaftsbereich [Mrd. €]	91

Abbildung 4-10:	Differenz Vorleistungen je nachfragendem Wirtschaftsbereich [Mrd. €]	92
Abbildung 4-11:	Bruttoinlandsprodukt - relative Änderung im Vergleich zur Referenz	93
Abbildung 4-12:	Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen – Veränderungen gegenüber der Referenz in 2030	94
Abbildung 4-13:	Beschäftigung - Relative Veränderung gegenüber der Referenz	95
Abbildung 4-14:	Beschäftigung nach Wirtschaftsbereichen – Veränderung gegenüber der Referenz in 2030	96
Abbildung 4-15:	Industriestrompreis in der nicht-energieintensiven Industrie in Referenz und Zielpfaden	102
Abbildung 4-16:	Industriestrompreis in der energieintensiven Industrie in Referenz und Zielpfaden	103
Abbildung 4-17:	Energiestückkosten auf Basis Bruttoproduktionswert für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030	106
Abbildung 4-18:	Energiestückkosten auf Basis Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030	107
Abbildung 4-19:	Energiestückkosten für das Hochpreis-Szenario auf Basis Bruttoproduktionswert für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030	109
Abbildung 4-20:	Energiestückkosten für das Hochpreis-Szenario auf Basis Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030	111
Abbildung 4-21:	Vermiedene externe Kosten im Zielpfad A verglichen mit dem Referenzszenario	115
Abbildung 4-22:	Vermiedene externe Kosten im Zielpfad B verglichen mit dem Referenzszenario	116
Abbildung 5-1:	Bilanzraum für den „Gebäudebereich“ im Klimaschutzplan 2050 und in der ESG	118
Abbildung 5-2:	Verbleibender Raum zur Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs in Gebäuden um mindestens 80 %	120
Abbildung 5-3:	Endenergieverbrauch in Gebäuden differenziert nach Energieträgern	128
Abbildung 5-4:	Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich - Gebäude	132
Abbildung 5-5:	Heizenergieverbrauch in den Einkommensdezilen	133
Abbildung 5-6:	Ausgaben für Wärme in den Einkommensdezilen	134
Abbildung 5-7:	Zusätzliche Nettobelastung für Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz im Jahr 2030	142
Abbildung 5-8:	Zusätzliche Nettobelastung für Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz im Jahr 2030 (Hochpreissensitivität)	145
Abbildung 5-9:	Stromnachfrage für Haushalte (alle Technologien) in den drei Szenarien	151

Abbildung 5-10:	Investitionen für den Teilbereich Haushaltsgeräte ohne andere Anwendungen	153
Abbildung 5-11:	Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich – weiße Ware und Beleuchtung	154
Abbildung 5-12:	Stromverbrauch in den Einkommensdezilen	156
Abbildung 5-13:	Ausgaben für Strom in den Einkommensdezilen	157
Abbildung 5-14:	Zusätzliche Belastung der Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz im Jahr 2030 (Zinssatz 7 %)	158
Abbildung 6-1:	Endenergieverbrauch Industrie in REF, ZP A und ZP B nach Energieträgern im Vergleich (exkl. KWK Wärmeerzeugung)	162
Abbildung 6-2:	Stromverbrauch Industriesektor in REF, ZP A und ZP B im Vergleich	164
Abbildung 6-3:	Investitionen als Summe je 5-Jahresintervalle im Industriesektor nach Investitionskategorien	168
Abbildung 6-4:	Differenz-Investitionen als Summe je 5-Jahresintervalle im Industriesektor nach Investitionskategorien im Vergleich zum REF	169
Abbildung 6-5:	Betriebskosten für Energieausgaben im Vergleich als Summe für 5-Jahres Intervalle für den Sektor Industrie (inkl. Steuern und Umlagen)	170
Abbildung 6-6:	Betriebskosten für Energieausgaben und Materialverbrauch als Differenzkosten im Vergleich zum REF für den Sektor Industrie	171
Abbildung 6-7:	Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich - Industrie	172
Abbildung 7-1:	Entwicklung der durchschnittlichen CO ₂ -Emissionen von Pkw-Neuzulassungen im Zeitraum 2010-2030 in der Referenz	178
Abbildung 7-2:	Entwicklung der Pkw-Neuzulassungsstruktur über die Antriebe in der Referenz	179
Abbildung 7-3:	Prognosen zur Personenverkehrsnachfrage bis 2030	181
Abbildung 7-4:	Prognosen zur Güterverkehrsnachfrage bis 2030	183
Abbildung 7-5:	Neuzulassungsstruktur der Pkw über die Antriebe in den verschiedenen Szenarien in 2025 und 2030	187
Abbildung 7-6:	Pkw Bestand im Jahr 2030 nach Antrieben über die Szenarien	188
Abbildung 7-7:	Verkehrsnachfrage Personenverkehr	189
Abbildung 7-8:	Verkehrsnachfrage Güterverkehr	190
Abbildung 7-9:	Entwicklung der Biokraftstoffanteile von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen über die Szenarien	191
Abbildung 7-10:	Strombedarf in den Szenarien	195
Abbildung 7-11:	Projektionen zur Entwicklung der Batteriekosten	196
Abbildung 7-12:	Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich - Verkehr	201
Abbildung 7-13:	Kraftstoffverbrauch im Jahr 2013 (alle Haushalte)	203
Abbildung 7-14:	Ausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2013 (alle Haushalte)	204
Abbildung 7-15:	Pkw-Besitz in den Dezilen im Jahr 2013	205
Abbildung 7-16:	Kraftstoffverbrauch im Jahr 2013 (nur Haushalte mit Pkw)	205
Abbildung 7-17:	Ausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2013 (nur Haushalte mit Pkw)	206

Abbildung 7-18:	Absolute und relative Einsparungen der Haushalte in den Zielpfaden ggü. der Referenz im Jahr 2030	207
Abbildung 7-19:	Wie setzt sich die Einsparung in den Zielpfaden ggü. der Referenz zusammen	208
Abbildung 7-20:	TCO-Vergleich im Jahr 2030, Fahrleistung 12.000 km p.a., Zinssatz 7%	210
Abbildung 7-21:	TCO-Vergleich im Jahr 2030, Fahrleistung 25.000 km p.a., Zinssatz 7%	210
Abbildung 7-22:	TCO-Vergleich im Jahr 2030, Fahrleistung 16.000 km p.a., Zinssatz 7%	211
Abbildung 7-23:	Sensitivität Batteriepreise - Neuzulassungsstruktur der Pkw nach Antrieben im Vergleich zur Referenz	212
Abbildung 7-24:	Sensitivität Batteriepreise - Bestandsentwicklung der Pkw nach Antrieben im Vergleich zur Referenz	213
Abbildung 8-1:	Begriffsklärung KWK-Wärme und Fernwärme	218
Abbildung 8-2:	Nettostromerzeugung der Szenarien im Vergleich	235
Abbildung 8-3:	Einlastbare Kapazitäten im Stromsektor im Vergleich der Szenarien (im Markt verfügbare Kraftwerke)	236
Abbildung 8-4:	Brennstoffkosten und Betriebskosten	240
Abbildung 8-5:	Investitionen in Referenz und Zielpfaden kumuliert 2021-2030	242
Abbildung 8-6:	Differenzinvestitionen kumuliert 2021-2030	243
Abbildung 8-7:	Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich – Energiewirtschaft	244
Abbildung 9-1:	Entwicklung der Milchkuh- und Rinderbestände, Anzahl in 1.000 Stück bzw. 1.000 belegte Stallplätze	257
Abbildung 9-2:	Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden in kt N / Jahr	258
Abbildung 9-3:	Entwicklung der Methan-, Lachgas- und Kohlendioxidemissionen in der Landwirtschaft in Mt CO ₂ -Äqu.	260
Abbildung 10-1:	Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben im Vergleich - Abfall	284
Abbildung 11-1:	Referenzentwicklung LULUCF	289
Abbildung 11-2:	Zielpfadentwicklung LULUCF	290
Abbildung 12-1:	Versorgungssicherheit in Referenz und Zielpfaden	304
Abbildung 12-2:	Energieimporte der Zielpfade in den Jahren 2025 und 2030	308
Abbildung 12-3:	Änderung von Energieimporten im Zielpfad A und B gegenüber dem Referenzszenario	309
Abbildung 12-4:	Biogas	321
Abbildung 12-5:	Entwicklung der Biogassubstrate in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2030	322
Abbildung 12-6:	Biokraftstoffe	323
Abbildung 12-7:	Mix flüssiger Biokraftstoffe in den jeweiligen Szenarien	325
Abbildung 12-8:	Feste Biomasse	326
Abbildung 12-9:	Holzanteile in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2030	328
Abbildung 12-10:	Landwirtschaftliche Flächen in den Szenarien im Jahr 2030	331
Abbildung 12-11:	Nachfrage nach verschiedenen Bioenergieträgern	332

Abbildung 15-1:	Aktuelle Bevölkerungsprojektionen im Vergleich	348
Abbildung 15-2:	Vergleich aktueller und vergangener Projektionen des Bruttoinlandsproduktes	350
Abbildung 15-3:	Ölpreisprojektionen der EIA, 2012–2017	354
Abbildung 15-4:	Vergleich der Preisprojektionen für Rohöl	355
Abbildung 15-5:	Vergleich der Preisprojektionen für Steinkohle	356
Abbildung 15-6:	Vergleich der Preisprojektionen für Erdgas	357
Abbildung 15-7:	Prognosen und Sensitivitäten zur Personenverkehrsnachfrage bis 2030	361
Abbildung 15-8:	Prognosen und Sensitivitäten zur Güterverkehrsnachfrage bis 2030	362
Abbildung 17-1:	Mikrosimulationstool des Öko-Instituts zur Berechnung der Verteilungseffekte von energie- und klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen	372

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Die Sektorziele im Klimaschutzplans 2050	24
Tabelle 2-1:	Überblick über verwendete Rahmenannahmen	27
Tabelle 2-2:	Definition und sektorale Kernannahmen	29
Tabelle 3-1:	Treibhausgasemissionen in der Referenzentwicklung [Mt CO ₂ -Äqu.]	34
Tabelle 3-2:	Treibhausgasemissionen im Zielpfad A [Mt CO ₂ -Äqu.]	36
Tabelle 3-3:	Treibhausgasemissionen im Zielpfad B [Mt CO ₂ -Äqu.]	37
Tabelle 3-4:	Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen im Referenzszenario	41
Tabelle 3-5:	Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen im Zielpfad A	44
Tabelle 3-6:	Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen im Zielpfad B	45
Tabelle 3-7:	Bilanzglieder der Stickstoff-Sektorbilanz für die Landwirtschaft	55
Tabelle 3-8:	Mögliche Einflüsse auf die Biologische Vielfalt durch den Klimaschutzplan	67
Tabelle 4-1:	Übersicht der Impulse für die gesamtwirtschaftliche Modellierung	85
Tabelle 4-2:	Benutzte Kostensätze für externe Kosten	114
Tabelle 5-1:	Überblick der Umsetzung von CO ₂ -Vermeidungshebeln nach Kategorien für den Gebäudesektor	121
Tabelle 5-2:	Gradtagszahlen und Skalierung der ESG-Daten	122
Tabelle 5-3:	Wohnfläche in ESG und KSP sowie resultierende Skalierungsfaktoren	122
Tabelle 5-4:	Bevölkerung in ESG und KSP sowie Skalierungsfaktoren	123
Tabelle 5-5:	Endenergieverbrauch Gebäude (Referenz) in PJ/a	124
Tabelle 5-6:	Endenergieverbrauch Gebäude (ZP A) in PJ/a	125
Tabelle 5-7:	Endenergieverbrauch Gebäude (ZP B) in PJ/a	127
Tabelle 5-8:	Differenzinvestitionen für den Sektor Gebäude (pro Jahr)	129
Tabelle 5-9:	Hochbauvolumen (Neubau und Bestand) in Deutschland 2015	130
Tabelle 5-10:	Einordnung der zusätzlichen Investitionen in die Bautätigkeit	130
Tabelle 5-11:	Wärmeausgaben für den Sektor Gebäude	131
Tabelle 5-12:	Annahmen zu Vollkosten und energiebedingten Mehrkosten unterschiedlicher KfW-Effizienzhausstandards	135
Tabelle 5-13:	Kosten des Wohnens im Jahr 2030: Veränderung gegenüber 2017	138
Tabelle 5-14:	Veränderung der Kosten des Wohnens in den Zielpfaden ggü. Referenz im Jahr 2030 für verschiedene Haushaltstypen	140
Tabelle 5-15:	Gegenüberstellung der Änderungen der Kosten des Wohnens und zusätzlicher Konsum im Jahr 2030 (Ergebnisse aus Prognos et al. 2015, 2017)	141
Tabelle 5-16:	Kosten des Wohnens im Jahr 2030 (Hochpreissensitivität): Veränderung gegenüber 2017	143

Tabelle 5-17:	Veränderung der Kosten des Wohnens in den Zielpfaden gegenüber Referenz im Jahr 2030 für verschiedene Haushaltstypen (Hochpreissensitivität)	144
Tabelle 5-18:	Überblick der Umsetzung der CO ₂ -Vermeidungshebel in den Szenarien für Haushalte - Strom	149
Tabelle 5-19:	Entwicklung des Stromverbrauchs für GHD in REF, ZP A und ZP B nach Anwendungen	152
Tabelle 6-1:	Überblick der Umsetzung von CO ₂ -Vermeidungshebeln nach Kategorien für den Industriesektor	161
Tabelle 6-2:	Endenergieverbrauch Industrie in REF, ZP A und ZP B nach Energieträgern im Vergleich (exkl. KWK Wärmeerzeugung) [TWh]	163
Tabelle 6-3:	Herangezogene Preise für die Ermittlung der Materialeffizienzinvestitionen	167
Tabelle 6-4:	Ergebnisse Industrie-Sensitivitäten: Relative Veränderung des Endenergieverbrauchs in 2030 ggü. dem jeweiligen Hauptpfad	174
Tabelle 7-1:	Verkehrsnachfrage Personenverkehr in der Referenz in Mrd. pkm	180
Tabelle 7-2:	Verkehrsnachfrage Güterverkehr in der Referenz in Mrd. tkm	181
Tabelle 7-3:	Überblick der Umsetzung von CO ₂ -Vermeidungshebeln nach Kategorien für den Verkehrssektor für das Jahr 2030	185
Tabelle 7-4:	Endenergiebedarf nach Kraftstoffen in der Referenzentwicklung [PJ]	192
Tabelle 7-5:	Endenergiebedarf nach Kraftstoffen im Zielpfad A [PJ]	193
Tabelle 7-6:	Endenergiebedarf nach Kraftstoffen im Zielpfad B [PJ]	193
Tabelle 7-7:	Durchschnittliche Herstellungskosten privater Pkw der mittleren Größenklasse nach Antrieben über die Szenarien in 2030	198
Tabelle 7-8:	Durchschnittliche Herstellungskosten von Last- und Sattelzügen nach Antrieben über die Szenarien in 2030	198
Tabelle 7-9:	Energiekosten für neu zugelassene Pkw im Jahr 2030 (Referenzszenario)	209
Tabelle 7-10:	Sensitivität Batteriepreise – CO ₂ -Emissionen des MIV im Vergleich zur Referenz	214
Tabelle 8-1:	Annahmen im Vergleich der Szenarien	219
Tabelle 8-2:	Bruttostromverbrauch im Vergleich der Szenarien	220
Tabelle 8-3:	Brennstoffpreise frei Kraftwerk und Preise für CO ₂ -Zertifikate	220
Tabelle 8-4:	Installierte Leistungen erneuerbarer Energien im REF [GW]	222
Tabelle 8-5:	Installierte Leistungen erneuerbarer Energien im Jahr 2030 in den Zielpfaden im Vergleich [GW]	223
Tabelle 8-6:	Leistungsbegrenzungen der netzgekoppelten erneuerbaren Fernwärme in den Zielpfadkombinationen	224
Tabelle 8-7:	Ausbau im Bereich der netzgebunden Wärme	224
Tabelle 8-8:	Nettostromerzeugung im REF [TWh]	227
Tabelle 8-9:	Installierte Leistungen des Stromsektors im REF (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) [GW]	228
Tabelle 8-10:	Nettostromerzeugung im ZP A [TWh]	230

Tabelle 8-11:	Installierte Leistungen des Stromsektors im ZP A (ohne Kraftwerke in Kaltreserve [GW]	231
Tabelle 8-12:	Nettostromerzeugung im ZP B [TWh]	233
Tabelle 8-13:	Installierte Leistungen des Stromsektors im ZP B (Ohne Kraftwerke in Kaltreserve) [GW]	234
Tabelle 8-14:	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	236
Tabelle 8-15:	Kostenannahmen für Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerke	237
Tabelle 8-16:	Kostenannahmen für das Braunkohle-System	238
Tabelle 8-17:	Kostenannahmen für erneuerbare Energien (€ ₂₀₁₀)	238
Tabelle 8-18:	Zusätzlicher Investitionsbedarf (kumuliert bis 2030) für die Leistungsabsicherung	241
Tabelle 8-19:	Zusätzlicher Investitionsbedarf (kumuliert bis 2030) für Netzausbau	241
Tabelle 8-20:	Entwicklung der Beschäftigten im Braunkohlebergbau und in den Braunkohlekraftwerken	245
Tabelle 8-21:	Brennstoffpreise frei Kraftwerk und Preise für CO ₂ -Zertifikate in € ₂₀₁₃ /MWh bzw. €/EUA (Sensitivität mit hohen Energiepreisen)	246
Tabelle 8-22:	Veränderung der Stromerzeugung bei höheren Brennstoff- und CO ₂ -Preisen im REF	247
Tabelle 8-23:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen des Stromsektors bei höheren Brennstoff- und CO ₂ -Preisen, REF	247
Tabelle 8-24:	Veränderung der Stromerzeugung bei höheren Brennstoff- und CO ₂ -Preisen im ZP A	248
Tabelle 8-25:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen des Stromsektors bei höheren Brennstoff- und CO ₂ -Preisen, ZP A	248
Tabelle 8-26:	Veränderung der Stromerzeugung bei höheren Brennstoff- und CO ₂ -Preisen im ZP B	249
Tabelle 8-27:	Veränderung der CO ₂ -Emissionen des Stromsektors bei höheren Brennstoff- und CO ₂ -Preisen, ZP B	249
Tabelle 9-1:	Annahmen in den einzelnen Szenarien für die Landwirtschaft	253
Tabelle 9-2:	Unterschiede in den Zielpfaden A und B für die Landwirtschaft	254
Tabelle 9-3:	Kosten für den Einsatz von mineralischem Stickstoffdünger	262
Tabelle 9-4:	Kosten für den Einsatz von Inhibitoren (Zielpfad B)	263
Tabelle 9-5:	Zusätzliche Investitionskosten bei einer 50% Abdeckungsquote von Güllelagern	265
Tabelle 9-6:	Investitionskosten zur Verbesserung der Energieeffizienz bei landwirtschaftlichen Gebäuden	266
Tabelle 9-7:	Programmkosten für die Abstockung von Milchkühen und Rindern (Zielpfad A)	267
Tabelle 9-8:	Programmkosten für die Abstockung von Milchkühen und Rindern (Zielpfad B)	268
Tabelle 9-9:	Programmkosten zur Umstellung auf 20 % Ökolandbau im Jahre 2030	269
Tabelle 9-10:	Programmkosten zur Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorflächen	271

Tabelle 9-11:	kt CO ₂ -Äqu.-Einsparungsmenge im Sektor Landwirtschaft	272
Tabelle 9-12:	Landwirtschaft/LULUCF – jährliche Mehrkosten im Zielpfad A	273
Tabelle 9-13:	Landwirtschaft/LULUCF – jährliche Mehrkosten im Zielpfad B	273
Tabelle 10-1:	Überblick der Umsetzung von CO ₂ -Vermeidungshebeln nach Kategorien im Referenz- und Zielpfad im Abfallsektor	278
Tabelle 10-2:	Entwicklung der Methanemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CH ₄ in der Referenz	279
Tabelle 10-3:	Entwicklung der Lachgasemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt N ₂ O in der Referenz	279
Tabelle 10-4:	Entwicklung der Methanemissionen und Lachgasemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CH ₄ in der Referenz	280
Tabelle 10-5:	Entwicklung der Methanemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CH ₄ im Zielpfad	281
Tabelle 10-6:	Entwicklung der Lachgasemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt N ₂ O im Zielpfad	281
Tabelle 10-7:	Entwicklung der Gesamtemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CO ₂ -Äqu. im Zielpfad	282
Tabelle 10-8:	Kosten der Deponiebelüftung im Vergleich zur Referenz	283
Tabelle 10-9:	Investitionskosten Biogasanlagen zur Abfallvergärung	284
Tabelle 11-1:	Überblick der Umsetzung von CO ₂ -Vermeidungshebeln nach Kategorien zur Berechnung der Emissionen im Referenz- und Zielpfad für im LULUCF-Sektor	287
Tabelle 11-2:	Investitions- und Betriebskosten für die Wiedervernässung organischer Böden	294
Tabelle 11-3:	Entwicklung des Torfabbaus, Torfeinsatzes und der Mehrosten durch Torfersatz	296
Tabelle 11-4:	Herleitung der Programmkosten für Umsetzung von Waldumbau und Waldnaturschutz	298
Tabelle 11-5:	Zusammenfassung der jährliche Mehrkosten im LULUCF-Sektor im Zielpfad	298
Tabelle 12-1:	Leistungsbilanz des deutschen Stromsystems in den drei Szenarien, 2017-2030	303
Tabelle 12-2:	Importquoten nach Energieträger	307
Tabelle 12-3:	Zuordnung der verbrennungsbedingten Emissionen (nach CRF-Kategorien), aggregiert nach Sektoren des Klimaschutzplans	310
Tabelle 12-4:	Annahmen zu prozessbedingten Emissionen im ETS	312
Tabelle 12-5:	Emissionsentwicklung in den Sektoren des Klimaschutzplans differenziert nach ETS und den Effort-Sharing-Sektoren in der Referenz, Mio. t CO ₂ -Äqu.	313
Tabelle 12-6:	ETS-Anteile in der Referenzentwicklung, %	314
Tabelle 12-7:	Emissionsentwicklung in den Sektoren des Klimaschutzplans differenziert nach ETS und den Effort-Sharing-Sektoren im ZP A, Mio. t CO ₂ -Äqu.	315

Tabelle 12-8:	Emissionsentwicklung in den Sektoren des Klimaschutzplans differenziert nach ETS und den Effort-Sharing-Sektoren im ZP B, Mio. t CO ₂ -Äqu.	316
Tabelle 12-9:	ETS-Anteile im Zielpfad A	317
Tabelle 12-10:	ETS-Anteile im Zielpfad B	317
Tabelle 12-11:	Vergleich der Emissionen der Effort-Sharing-Sektoren mit dem Ziel im Jahr 2030, Mio. t CO ₂ -Äqu.	318
Tabelle 12-12:	EU-EE-Ziel und EU-Effizienzzielerreichung in der Referenz sowie den Zielpfaden A und B	319
Tabelle 12-13:	Übersicht über Verfügbarkeit fester Biomasse im Jahr 2030	329
Tabelle 12-14:	Energetisches Biomassepotenzial vs. Nachfrage	333
Tabelle 15-1:	Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten des realen Bruttoinlandsproduktes für Deutschland in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050	350
Tabelle 15-2:	Annahme zum USD-Wechselkurs bis 2035	353
Tabelle 15-3:	Vergleich der vorgeschlagenen Energiepreisprojektionen	358
Tabelle 15-4:	Kostenannahmen der Braunkohleförderung für den Projektionsbericht 2017	358
Tabelle 15-5:	Vorschlag für Projektion der Preise für CO ₂ -Emissionsberechtigungen	359
Tabelle 15-6:	Entwicklung des Wohnraumbedarfs	364
Tabelle 16-1:	Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2015 (in Tsd.) und Veränderungen in den Jahre 2015 bis 2050 (in Prozent pro Jahr)	368
Tabelle 16-2:	Haushaltsstruktur nach Haushaltsgröße (in Prozent) und mittlere Haushaltsgröße, Jahre 2015 bis 2050, basierend auf der Variante Trend	369
Tabelle 16-3:	Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2015 (in Mrd EUR, verkettete Volumenangaben) und Veränderungsraten in den Jahre 2015 bis 2050 (in Prozent)	370

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr (annum)
Abb.	Abbildung
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
ADAC	Allgemeine Deutsche Automobil-Club e.V.
AEO	Annual Energy Outlook
AGEB	Arbeitsgruppe Energiebilanzen
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AK	Arbeitskräfteeinsatz
ALD	Arbeitsring Lärm der DEGA
ALG2	Arbeitslosengeld 2
Äqu.	Äquivalent
AtG	Atomgesetz
BAT	best available technology
bbl	Barrel
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BCG	The Boston Consulting Group
BDI	Bundesverbandes der Deutschen Industrie
BEV	batterieelektrischen Fahrzeugen
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
boe	Barrel of oil equivalent
BReg	Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland
BtL	Biomass to Liquid
BVT	Best verfügbare Technik
BVU	Beratergruppe Verkehr + Umwelt
BWE	Bundesverband Windenergie
BWi	Bundeswaldinventur
BWS	Bruttowertschöpfung
bzw.	Beziehungsweise
ca.	Circa
CAPM	Capital Asset Pricing Method
CCU	Carbon Capture and Usage / utilization
CCS	Carbon Capture and Storage

CH ₄	Methan
CNG	compressed natural gas
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -Äqu.	Kohlendioxid-Äquivalent, CO ₂ -Äquivalent
CRF	Common reporting format
CWE	Central Western European
dB	Dezibel
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH
dena	Deutsche Energie-Agentur
DESTATIS	Deutsches Statistik-Informationssystem
d.h.	Das heißt
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DüV	Düngeverordnung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EC	European Commission (Europäische Kommission)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EIA	U. S. Energy Information Administration
EIOPA	European Insurance and Occupational Pensions Authority
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENUSEM	Energie-Umwandlungs-Sektor-Modell
ESG	Effizienzstrategie Gebäude
ESR	Elektronenspinresonanz
etc.	Et cetera
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
EU	Europäische Union
EUA	EU-Allowance
EUR	Euro
EVS	Einkommens- und Verbrauchsstichprobe
exkl.	exklusiv
FAME	Fettsäuremethylester
FDZ	Forschungsdatenzentrum
F-Gase	fluorierte Treibhausgase
FhG	Fraunhofer-Gesellschaft
FiBL	Forschungsinstitut für biologischen Landbau
FKW	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe
Fzg-km	Fahrzeugkilometer
Ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geographische Informationssysteme
GJ	Gigajoule
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GuD	Gas- und-Dampf-Kraftwerk
GW	Gigawatt
GWl	Gesellschaft für Wirtschaftsinformation

GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
ha	Hektar
Hg	Quecksilber
HPS	Holzpräferenzszenario
ICCT	International Council on Clean Transportation
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ILUC	insbesondere indirekte Landnutzungsänderungen (indirect land use change)
IML	Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik
INL	Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISI	Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
JAZ	Jährliche Arbeitszahl
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
km	Kilometer
km/h	Kilometer pro Stunde
KPMG	KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
kt	Kilotonne
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KUP	Kurzumtriebsplantagen
kW	Kilowatt
kWel	Kilowatt (elektrisch)
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KSP	Klimaschutzplan
LF	Landwirtschaftsfläche
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	leichte Nutzfahrzeuge
LNG	liquefied natural gas
LPG	Liquified pressurized gas
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
LW	Landwirtschaft
m ³	Kubikmeter
MEMS	Mit-Erweiterten-Maßnahmen-Szenario
MFH	Mehrfamilienhaus
MiD	Mobilität in Deutschland
MiFri	Mittelfristprognose des BMVI
MIV	motorisierte Individualverkehr
MJ	Megajoule
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden

MiD	Mobilität in Deutschland
MiFri	Mittelfristprognose des BMVI
MIV	motorisierte Individualverkehr
MJ	Megajoule
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
MWh	Megawattstunde
MWM	Caterpillar Energy Solutions GmbH
MwSt.	Mehrwertsteuer
MW _{th}	Megawatt (thermisch)
MV	Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt
N	Stickstoff
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NEDC	New European Driving Cycle
NH ₃	Ammoniak
NKI	Nationale Klimaschutz Initiative
NMVOG	non methane volatile organic compounds (Flüchtige organische Verbindungen außer Methan)
NO	Stickstoffmonoxid
NO _x	Stickoxide
NO ₂	Stickstoffdioxid
NPS	Naturschutzpräferenzszenario
NREI	National Renewable Energy Lab.
NRW	Nordrhein-Westfalen
N ₂ O	Lachgas
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OEM	Original Equipment Manufacturer (Erstausrüster)
OL-LKW	Oberleitungs-LKW
ÖV	Öffentlicher Verkehr
p.a.	per annum (pro Jahr)
PB	Projektionsbericht
PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeugen
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule
pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PLEF SG2	Pentalateral Energy Forum Support Group 2
PM _{2,5}	Feinstaub
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	stromgenerierte Kraftstoffe
PV	Photovoltaik
PwC	PricewaterhouseCoopers
qm	Quadratmeter
RED	Reduktion
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive II)

REF	Referenz
RELIS	Ressourcenleichte zukunftsfähige Infrastrukturen
RMD	Rhein-Main-Donau GmbH
SCR	selective catalytic reduction
SO ₂	Schwefeldioxid
SNCR	selective non-catalytic reduction (selektive nichtkatalytische Reduktion)
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StBA	Statistisches Bundesamt
t	Tonnen
TAB	Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag
TCO	Total Cost of ownership
TEEB	The Economics of Ecosystems and Biodiversity
TEMPS	Transport Emissions and Policy Scenarios
THG	Treibhausgas
TI	Thünen Institut
TJ	Terajoule
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UCO	Used Cooking Oil
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USD	US-Dollar
VDA	Verband deutscher Automobilhersteller
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
Vgl.	Vergleich
VIEW	Verein für Innovation, Existenzgründung und Wachstum
VP	Verkehrsverflechtungsprognose
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WBW	Wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik
WEHAM	Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodellierung
Wfl	Wohnfläche
WKA	Windkraftanlage / Wasserkraftanlage
WLTP	Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure
WZ	Wirtschaftszweig
ZP	Zielpfad
ZP A	Zielpfad A
ZP B	Zielpfad B
ZSE	Zentrales System Emissionen

1. Einleitung

Klimaschutzpolitik bildet seit inzwischen mehr als zwei Dekaden ein herausgehobenes Feld deutscher Politik. Diese beruht auf einer umfassenden Strategie, die von der deutschen Bundesregierung bereits frühzeitig initiiert und stetig fortentwickelt wurde. Im europäischen Kontext konnte die Bundesregierung immer wieder als treibende Kraft die Verhandlungen zum europäischen Klimaschutz entscheidend mitbestimmen. Mit den ambitionierten nationalen Zielen hat Deutschland eine Vorreiterrolle innerhalb der EU eingenommen.

Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm aus dem Jahr 2007, das 2010 verabschiedete Energiekonzept und die Beschlüsse zur Beschleunigung der Energiewende vom Sommer 2011 beinhalten wichtige energie- und klimapolitische Strategien, Politiken und Maßnahmen. Im Energiekonzept wurden zudem erstmals langfristige Energie- und Klimaschutzziele für Deutschland verabschiedet. Danach sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Vergleich zum Niveau von 1990 bis 2020 um mindestens 40 %, bis 2030 um mindestens 55%, bis 2040 um mindestens 70% und bis 2050 um 80 bis 95 % gesenkt und ehrgeizige Ziele für Energieeffizienz und den Ausbau erneuerbarer Energien erreicht werden. Im Klimaschutzplan ist zudem das Leitbild der weitgehenden Treibhausgasneutralität Deutschlands bis 2050 verankert.

Um das 40%-Ziel im Jahr 2020 sicher zu erreichen, hat die Bundesregierung Anfang Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (BMUB 2014) mit zusätzlichen Maßnahmen beschlossen. Aktuelle Projektionen gehen jedoch davon aus, dass die Minderung gegenüber 1990 lediglich bei ca. 32 % in 2020 liegen wird (Öko-Institut 2017). Damit wird das 40%-Ziel deutlich verfehlt.

Mit dem im November 2016 beschlossenen Klimaschutzplan 2050 hat die Bundesregierung ein strategisches Dokument verabschiedet, mit dem die langfristigen bzw. übergreifenden Ziele des Klimaschutzabkommens von Paris und die Ziele des deutschen Energiekonzepts schrittweise operationalisiert werden sollen. Der Klimaschutzplan 2050 enthält neben einer Bekräftigung des genannten Langfristziels, der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050, auch sektorale Zwischenziele (siehe Tabelle 1-1), Leitbilder, Meilensteine und teilweise auch konkrete Maßnahmen für den Zielhorizont 2030, mit denen die langfristige Konsistenz der Entwicklung gesichert, gleichzeitig Strukturbrüche vermieden sowie Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands bewahrt bzw. gestärkt werden sollen.

Mit dem Klimaschutzplan 2050 ist auch eine umfassende Folgenabschätzung beschlossen worden, die als Grundlage für zwei unterschiedliche Prozesse dienen soll. Einerseits soll eine Grundlage für eine fundierte Diskussion mit den Sozialpartnern geschaffen werden. Andererseits sollen die Analysen aus den Folgenabschätzungen zumindest mittelbar auch dazu dienen, umfassend fundierte Politiken und Maßnahmen, also konkrete politische Instrumente zu entwickeln und zu diskutieren, mit denen die Ziele für das Jahr 2030 auch unter Maßgabe sehr unterschiedlicher Rahmenbedingungen erreicht werden können.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) das Konsortium aus Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Prognos, I-REES, M-Five und FiBL beauftragt das Projekt zur „Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung“ zu erarbeiten.

Im Vordergrund der Analysen steht dabei die Einordnung unterschiedlichster Ansätze, mit denen die für 2030 (ggf. vorläufig) vorgegebenen Sektorziele erreicht werden können. Diese Einordnung soll unter Berücksichtigung ökologischer, wirtschaftlicher, sozialer und übergreifender politischer Ziele (z.B. im Kontext der Europäischen Union sowie ihrer Ziele und Politiken) erfolgen. Als Novum sollen dabei die einschlägigen Umweltaspekte zumindest teilweise auf Basis monetarisierter Größen und im gleichen analytischen Rahmen wie Gesetzesfolgenabschätzungen oder Infrastrukturplanungen berücksichtigt werden.

Tabelle 1-1: Die Sektorziele im Klimaschutzplans 2050

Handlungsfeld	1990 (absolut, in Mio. t CO ₂ - Äqu.)	2014 (absolut, in Mio. t CO ₂ - Äqu.)	2030 (absolut, in Mio. t CO ₂ - Äqu.)	2030 (Minderung, in Prozent ggü. 1990)
			Ziele 2030	
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	62 – 61 %
Gebäude	209	119	70 – 72	67 – 66 %
Verkehr	163	160	95 – 98	42 – 40 %
Industrie	283	181	140 – 143	51 – 49 %
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	34 – 31 %
Sonstige	39	12	5	87%
Gesamtsumme	1248	902	543 – 562	56 – 55 %

Quelle: (BMUB 2016)

2. Vorgehen und Methodik

Die Folgenabschätzung der Sektorziele für 2030 für den Klimaschutzplan 2050 orientiert sich an den Verfahren und Ansätzen, die für die Abschätzung von gesetzlichen Regelungen in Nutzen-Kosten-Kategorien angewendet werden und für die mit dem Leitfaden für Nutzen-Kosten-Analysen des UBA auf eine methodische Grundlage zurückgegriffen werden kann (Porsch et al. 2014). Der Leitfaden des UBA strukturiert das grundsätzliche Vorgehen und gibt für eine Reihe wichtiger Bewertungsfragen (v.a. im Bereich der Monetarisierung) entsprechende Parameter vor.

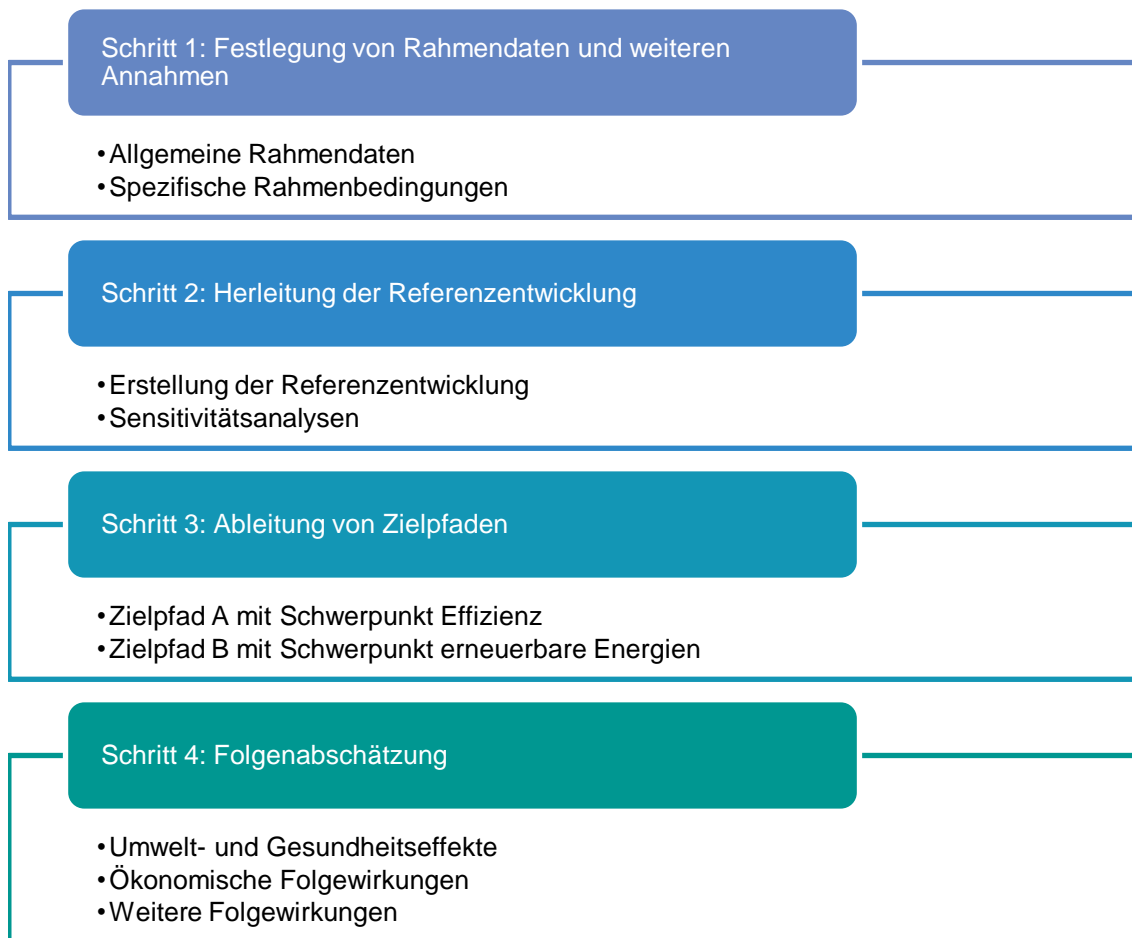
Anfangs hervorzuheben ist, dass die vorliegende Folgenabschätzung sich den Folgen der Erreichung der Sektorziele 2030 im Klimaschutzplan 2050 widmet. Hier besteht ein wesentlicher Unterschied zu den üblichen Verfahren der Gesetzesfolgenabschätzung, die sich auf spezifische Umsetzungsinstrumente beziehen und bei denen Folgen wie z.B. Verteilungs- oder Wettbewerbseffekte sehr viel genauer determiniert sind.

Voraussetzung für die Folgenabschätzung ist, dass Strategien beschrieben werden, die zur Erreichung der (sektoralen) Ziele führen. Als Strategien werden dabei die Wirkungsmechanismen bezeichnet, die einerseits die Hebel beschreiben, die zur Erreichung bestimmter Ergebnisse (Energieverbräuche, Emissionen etc.) mit Blick auf die definierten Ziele wirksam werden müssen und die andererseits unabhängig von der konkreten Instrumentierung spezifiziert werden können. Strategien oder Wirkungshebel dieser Art sind zum Teil im Klimaschutzplan dokumentiert oder können aus diesem abgeleitet werden. An anderen Stellen sind konkrete Annahmen zu künftigen Entwicklungen von Technologien und ihren Kosten bzw. Preisen nötig sowie dem Einsatz von Technologien notwendig.

Die vorliegende Folgenabschätzung weist die Folgen möglicher Handlungsoptionen auf und beschreibt damit einen Spielraum für politisches Handeln. Politiken und Instrumente stehen nicht im Fokus und werden nicht untersucht. Im Klimaschutzplan wird der Begriff „Maßnahme“ als politische Maßnahme definiert (bspw. Steuererleichterung, Förderung), in der Folgenabschätzung hingegen wird eine „Maßnahme“ als (technische) Handlungsoption oder Aktivität gedeutet und es werden die Kosten von Maßnahmen im Sinne von Aktivitäten oder Handlungsoptionen untersucht. Wie diese Handlungsoptionen politisch stimuliert oder umgesetzt werden, ist Aufgabe des Maßnahmenprogramms des Klimaschutzplans (KSP). Je nach Ausgestaltung der Politiken und Instrumente im KSP-Maßnahmenprogramm werden wieder unterschiedliche Folgewirkungen eintreten.

Eine Übersicht über das Vorgehen in der Folgenabschätzung ist in Abbildung 2-1 gegeben. Die einzelnen Schritte werden in den folgenden Unterkapiteln erläutert.

Abbildung 2-1 Überblick über die Arbeitsschritte



Quelle: Öko-Institut

2.1. Rahmenannahmen

Ein ressortabgestimmtes Rahmendatenset mit allgemeinen und spezifischen Rahmen-daten wurde dem Vorhaben eingangs zur Verfügung gestellt. Die Rahmendaten wur-den damit nicht innerhalb des Vorhabens festgelegt. Das zur Verfügung gestellte Rah-mendatenpapier bildet die Grundlage für alle weiteren Analysen. Die Rahmendaten betreffen unter anderem die Entwicklung demographischer und gesamtwirtschaftlicher Parameter, der Energie- und EUA-Preise, der Verkehrsnachfrage, des Wohnraumbedarfs und zusätzliche Annahmen, die in Sensitivitätsbetrachtungen berücksichtigt wer-den. Tabelle 2-1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Rahmendaten, die für die Analysen verwendet werden. Das ausführliche Rahmendatenpapier kann Anhang 1 (Kapitel 15) entnommen werden.

Darüber hinaus wurden am Anfang des Projektes zusätzlichen Rahmenannahmen in der Referenzentwicklung und den Sensitivitäten für die Folgenabschätzung erstellt und

abgestimmt. Diese betreffen sozioökonomische Annahmen wie Erwerbstätige und Haushaltsentwicklung sowie die Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Branchen. Diese weiteren Rahmenannahmen können dem Abschnitt 16 entnommen werden.

Tabelle 2-1: Überblick über verwendete Rahmenannahmen

	Einheit	2020	2025	2030
Wohnbevölkerung	Mio.	83,5	83,3	82,9
Wohnbevölkerung (Sensitivität)	Mio.	82,7	82,4	81,8
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € ₂₀₁₀	3041	3244	3410
Bruttoinlandsprodukt (Sensitivität)	Mrd. € ₂₀₁₀	2994	3146	3274
Primärenergieträgerpreise				
Rohöl	€ ₂₀₁₃ /MWh	37,8	42,1	46,1
Steinkohle	€ ₂₀₁₃ /MWh	10,9	10,9	10,9
Erdgas	€ ₂₀₁₃ /MWh	21,1	21,1	21,1
Primärenergieträgerpreise (Sensitivität)				
Rohöl	€ ₂₀₁₃ /MWh	46,1	52,2	57,6
Steinkohle	€ ₂₀₁₃ /MWh	8,6	10,4	12,6
Erdgas	€ ₂₀₁₃ /MWh	27	29,2	31,7
CO₂-Zertifikatspreise	€/EUA	7	10	15
CO₂-Zertifikatspreise (Sensitivität)	€/EUA	15	22,5	33,5

Quelle: Ressortabgestimmte Rahmenannahmen, Kapitel 15 (Anhang 19)

2.2. Referenz und Zielpfade

Auf Grundlage der Rahmendaten/-annahmen wird in einem nächsten Schritt eine Referenzentwicklung bis zum Jahr 2030 für jeden betrachteten Handlungsbereich und die Gesamtökonomie abgeleitet. Die Annahmen zu den sektoralen Referenzentwicklungen sind in den jeweiligen Kapiteln der Handlungsbereiche zu finden. Das **Referenzszenario (REF)** entspricht in allen Sektoren weitgehend dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichtes 2017 und den dort umgesetzten Maßnahmen. Eine Anpassung fand hinsichtlich der ressortabgestimmten Rahmendaten¹ wie der Entwicklung von Wirtschaft und Energiepreisen statt.

Den Kern der Analyse bilden zwei sektorale **Zielpfade (ZP)**, die mögliche Kombinationswege zur Erreichung der Sektorziele des Klimaschutzplans darstellen. Die Zielpfa-

¹ Siehe Anhang 1, Kapitel 15

de basieren auf den Strategien bzw. Annahmen, die mit Blick auf die Ziele wirksam werden müssen. Sie sind unabhängig von einer konkreten Instrumentierung und stellen keine Maßnahmen im Sinne von Instrumenten dar. Hinweise für Strategien werden im Klimaschutzplan beschrieben bzw. werden darauf basierend abgeleitet. Die Zielpfade sind damit nicht kostenoptimiert und stellen nicht die einzigen Wege dar, die Ziele zu erreichen. Sie wurden unter Beteiligung verschiedener Ministerien diskutiert und erarbeitet. Die Bundesregierung sowie das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit machen sich die Zielpfade nicht zu eigen. Sie dienen als Anker und Orientierung für die Diskussion.

In Zielpfad A wird der Schwerpunkt auf Energieeffizienz gelegt, während Zielpfad B mit Schwerpunkt auf erneuerbare Energie bzw. andere alternative Strategien ausgestaltet ist. Im Folgenden werden die den Zielpfaden zugrundeliegenden Strategien, Wirkungsmechanismen oder Hebel vereinfachend „Annahmen“ genannt. Damit sollen sie deutlich von Instrumenten oder Maßnahmen abgegrenzt werden, die nicht Gegenstand dieser zielorientierten Folgenabschätzung sind. Die Definition und sektoralen Kernannahmen für die Zielpfade werden in Tabelle 2-2 im ersten Überblick dargestellt.

Tabelle 2-2: Definition und sektorale Kernannahmen

	Zielpfad A	Zielpfad B
Definition	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Schwerpunkt Energieeffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Schwerpunkt Erneuerbare Energien oder alternative Strategien
Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weitgehendes Ausreizen der Potenziale für Energieeffizienz bei minimaler Ausnutzung der EE-Wärmepotenziale 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weitgehende Ausschöpfung der verfügbaren EE-Wärmepotenziale bei Erreichung eines Mindestmaßes an Energieeffizienz
Verkehr	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sehr ambitionierte Effizienzsteigerung und Elektrifizierung bei Pkw ➤ Effizienzsteigerung bei konventionellen schweren Lkw ➤ Oberleitungs-Lkw im Straßengüterfernverkehr ➤ Verlagerungseffekte (ÖV, Schiene, Binnenschifffahrt) ➤ Optimierung und Nachfrageänderung 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ambitionierte Effizienzsteigerung bei Pkw ➤ Effizienzsteigerung bei konventionellen schweren Lkw ➤ Stärkere Verlagerungseffekte (ÖV, Schiene, Binnenschifffahrt) ➤ Optimierung und Nachfrageänderung ➤ Nutzung von EE-strombasierten Kraftstoffen
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Stärkere Diffusion von Effizienztechniken als REF ➤ Mehr Brennstoffwechsel (Biomasse, Power-to-Heat (PtH)) ➤ Mehr Materialeffizienz und Recycling 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Weniger ambitionierter Fortschritt bei der Energieeffizienz als REF, der durch einen stärkeren Wechsel zu Erneuerbaren-Strom kompensiert wird.
Energiewirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Erneuerbaren-Energien (EE) - Anteil am Bruttostromverbrauch in 2030: 65% ➤ Annahme: Schrittweise Stilllegungen von Kohlekraftwerken mit einer Lebensdauer > 37 Jahre ➤ Zubau von Erdgas-KWK und erneuerbarer Wärmezeugung 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Annahmen wie ZP A ➤ Zusätzlicher Zubau von EE zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage aus den anderen Sektoren
Landwirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reduzierung der Stickstoffüberschüsse ➤ Ausweitung der Güllevergärung und Abdeckung der Lager ➤ Reduktion der fossilen Energieeinsätze in der Landwirtschaft (z.B. Energieeffizienz in Gewächshäuser, Reduktion Kraftstoffeinsätze) ➤ Ausweitung des Ökolandbaus ➤ Abstockung der Milchkuh- und Rinderbestände ➤ Wiedervernässung bzw. nasse Bewirtschaftung landwirtschaftlich genutzter Moorböden (Lachgas) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Annahmen wie ZP A ➤ Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen zur Reduktion der Lachgasemissionen (Inhibitoren) ➤ Moderaterer Rückgang der Milchkuh- und Rinderbestände
LULUCF	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reduktion des Torfabbaus ➤ Wiedervernässung bzw. nasse Bewirtschaftung landwirtschaftlich genutzter Moorböden (Kohlendioxid) ➤ Waldumbau und extensivere Holzentnahme 	

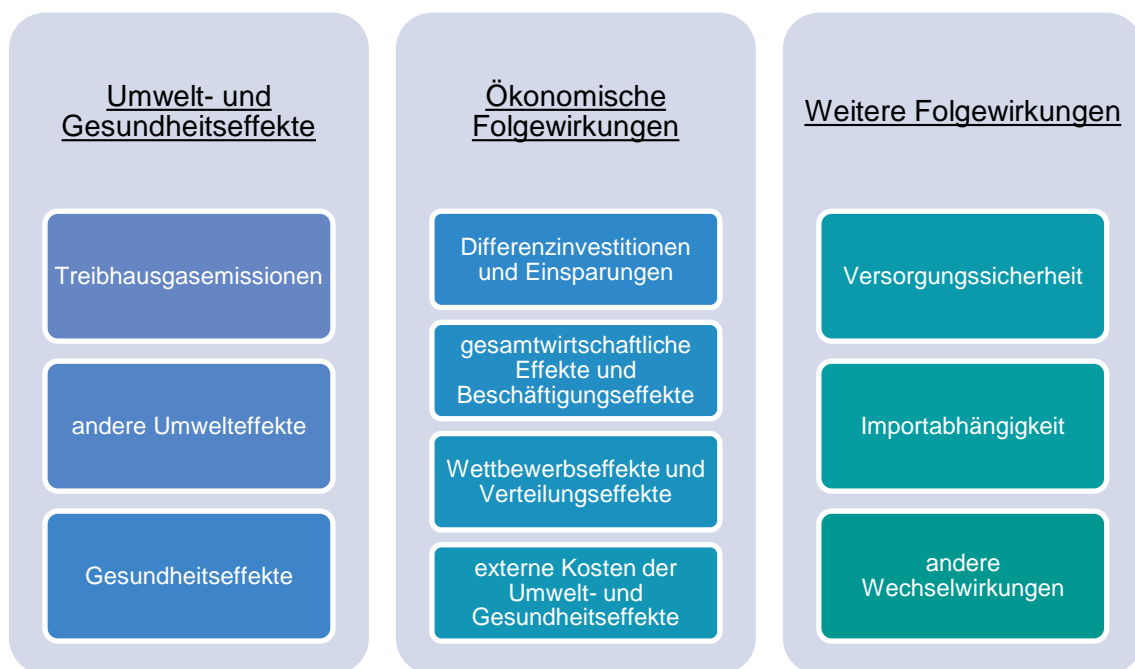
Quelle: Eigene Darstellung

2.3. Folgenabschätzung

Im nächsten Arbeitsschritt wird die Folgenabschätzung durchgeführt, in der die Wirkungen der beiden Zielpfade im Vergleich zur Referenz bewertet werden. Primäre Wirkungen umfassen Umwelt- und Gesundheitseffekte sowie direkte wirtschaftliche Effekte

te, wie interne Kosten (Investitionen, Brennstoffkosten, andere Betriebskosten, über das Emissionshandelssystem der Europäischen Union internalisierte Umweltkosten etc.). Darüber hinaus werden auch sekundäre Wirkungen ermittelt bzw. eingeordnet. Dazu gehören gesamtwirtschaftliche Effekte (Wertschöpfung, BIP, Beschäftigungseffekte, Wettbewerbseffekte), aber auch externe bzw. vermiedene Kosten, soweit diese auf Grundlage des „Leitfaden zur Nutzen-Kosten-Abschätzung umweltrelevanter Effekte in der Gesetzesfolgenabschätzung“ des UBA (UBA-Texte 01/2015)² ermittelt werden können, wie auch eine Einordnung nicht monetarisierbare Größen (Versorgungssicherheit, Gesundheitseffekte etc.) und möglicher Verteilungseffekte, die vor allem relevant sind im Zusammenhang mit Flankierungsmaßnahmen. Die unterschiedlichen Kategorien der Folgenabschätzung sind wie in Abbildung 2-2 strukturiert.

Abbildung 2-2: Untersuchte Kategorien der Folgenabschätzung



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Ermittlung der primären Wirkungen der Zielpfade zur Erreichung der Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 wird ein umfangreiches Modellinstrumentarium verwendet, das alle Bereiche der Volkswirtschaft, alle Energieverbrauchsbereiche und Treibhausgas-Emissionsquellen sowie einen großen Bereich der darüber hinausgehenden Emissionen und Umwelteffekte abdeckt. Das konkrete methodische Vorgehen wird in den Kapiteln zu den jeweiligen Handlungsfeldern detailliert beschrieben. Die sekundäre

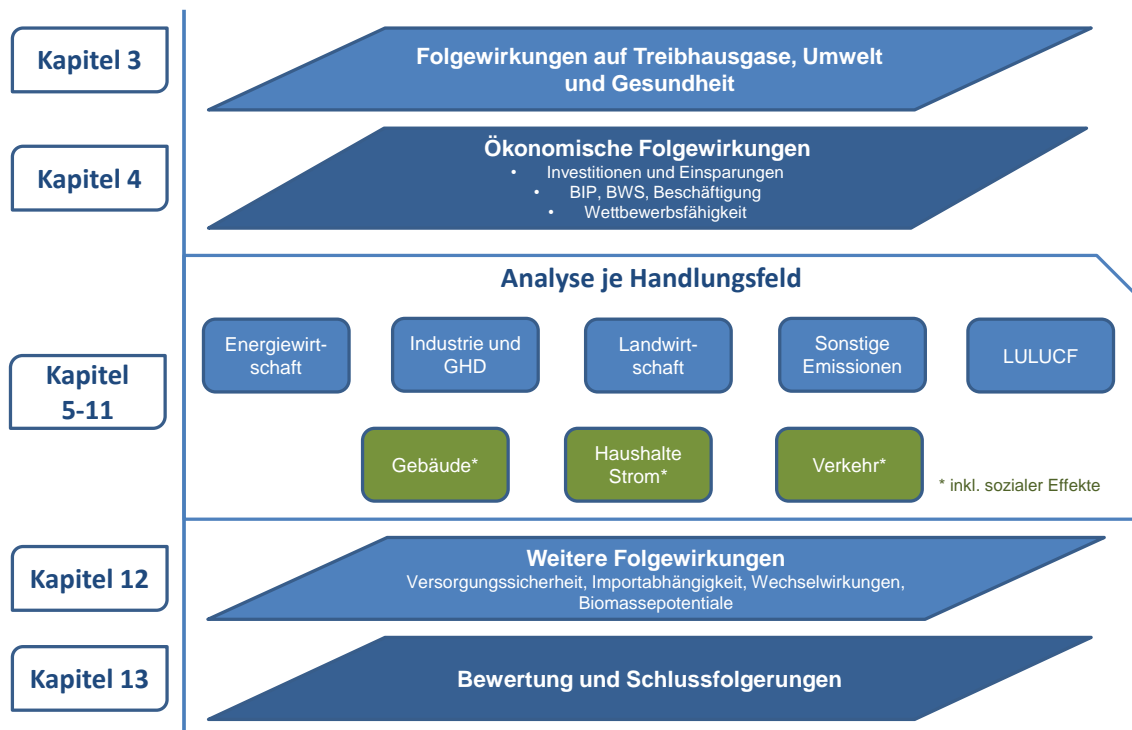
² UBA-Texte 01/2015 (<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/leitfaden-zur-nutzen-kosten-abschaetzung>)

ren Wirkungen werden mit Hilfe eines gesamtwirtschaftlichen Modellansatzes und auf Basis des UBA-Tools bilanziert und bewertet. Qualitative Analysen ergänzen das Bild an geeigneten Stellen. Soziale Aspekte und Verteilungseffekte werden in den Handlungsfeldern aufgegriffen, die direkt Haushalte betreffen (Gebäude, Verkehr, Stromverbrauch). Alle monetären Angaben in der Folgenabschätzung sind in realen Werten (Euro Preisbasis 2010), falls nicht anderweitig angegeben.

2.4. Berichtsstruktur

Der vorliegende Bericht ist wie folgt strukturiert: Kapitel 2 beschreibt das methodische Vorgehen. Kapitel 3 beschreibt die Treibhausgas-, Umwelt- und Gesundheitseffekte und Kapitel 4 beschäftigt sich mit den ökonomischen Folgewirkungen. Die folgenden Kapitel 5 bis 11 beschreiben die sektoralen Vorgehensweisen und Ergebnisse, um die Sektorziele bis 2030 zu erreichen, sowie weitere Folgewirkungen.

Abbildung 2-3: Berichtsstruktur



Quelle: Eigene Darstellung

3. Treibhausgas-, Umwelt- und Gesundheitseffekte

3.1. Vorgehen

Umwelt- und Gesundheitseffekte werden im Rahmen der Folgenabschätzung in den folgenden Feldern betrachtet:

- Treibhausgasemissionen
- Luftschadstoffemissionen
- Schwermetallemissionen
- Nährstoffeinträge
- Flächennutzungsänderungen
- Biodiversität
- Lärm

Methodisch orientiert sich das Vorgehen dabei an den Vorschlägen des vom Umweltbundesamt herausgegebenen Leitfadens zur Nutzen-Kosten-Abschätzung umweltrelevanter Effekte in der Gesetzesfolgenabschätzung (Porsch et al. 2014).

3.2. Treibhausgasemissionen

3.2.1. Vorgehen und Methode

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen CO₂, CH₄ und N₂O sowie der fluorierten Treibhausgase, kurz F-Gase, wurde für die Jahre von 2015 bis 2030 für das Referenzszenario sowie für die im Zielpfade A und B abgeschätzt (siehe Kapitel zu den Handlungsfeldern weiter unten). Die Emissionen werden nach dem Quellprinzip ermittelt, das heißt, sie werden in denjenigen Sektoren bilanziert, in denen sie physikalisch entstehen. Die einzelnen Sektoren des Klimaschutzplans sind dabei wie folgt definiert:

- **Energiewirtschaft:** Emissionen von öffentlichen Kraftwerken und Heizwerken, Raffinerien (einschließlich Raffineriekraftwerken) und sonstige Umwandlung von Brennstoffen, Verdichterstationen im Erdgasnetz sowie diffuse Emissionen aus Brennstoffen.
- **Gebäude:** Emissionen aus privaten Haushalten und dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Dazu zählen auch Prozessfeuerungen, Kleinfeuerungen und mobile Geräte. Nicht enthalten sind die energetischen Emissionen der Landwirtschaft.
- **Verkehr:** Inländischer Straßen- und Schienenverkehr, Binnen- und Küstenschifffahrt sowie inländischer Flugverkehr.

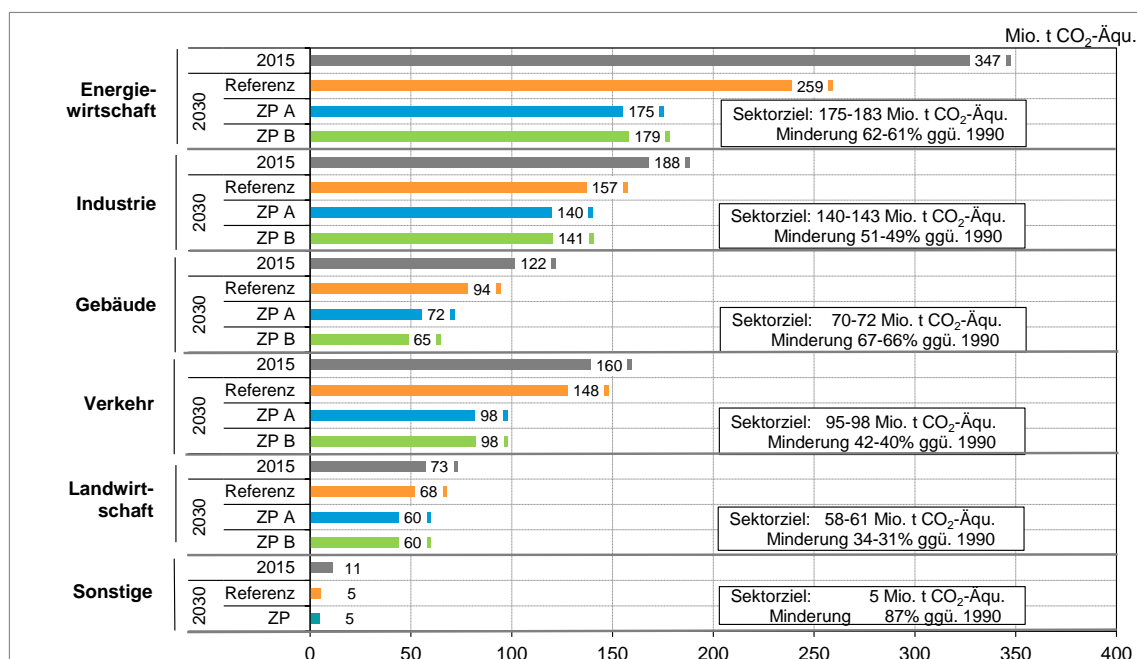
- **Industrie:** Energetische Emissionen des verarbeitenden Gewerbes einschließlich industrieller Eigenstromerzeugung sowie prozessbedingte Emissionen der Industrie. Ebenfalls enthalten sind die Emissionen des bauwirtschaftlichen Verkehrs.
- **Landwirtschaft:** Energetische Emissionen der Land- und Forstwirtschaft sowie der Fischerei sowie sämtliche nichtenergetischen Emissionen der Landwirtschaft.
- **Sonstige:** Dies umfasst den Bereich Abfall- und Abwasserwirtschaft.

3.2.2. Ergebnisse

Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2030 in den verschiedenen betrachteten Szenarien. Im Jahr 2030 beträgt die Minderung im Vergleich zum Jahr 1990 im Referenzszenario 41 % und in den Zielpfaden gerundet 56 %. Damit liegen die Zielpfade A/B im Jahr 2030 um 25 Prozentpunkte unter dem Referenzszenario.

Die detaillierten Entwicklungen in den Szenarien werden in den nachfolgenden Unterkapiteln beschrieben.

Abbildung 3-1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Referenz und Zielpfaden



Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

3.2.2.1. Treibhausgasemissionen in der Referenzentwicklung

In der Referenzentwicklung sinken die Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 732 Mt CO₂-Äqu., dies entspricht einer Reduktion um 41 % gegenüber dem Jahr 1990 (siehe Tabelle 3-1 und Abbildung 3-2). Damit wird das im Klimaschutzplan formulierte Ziel einer Minderung um mindestens 55 % deutlich verfehlt.

Neben dem Sektor Sonstige sinken die Emissionen am stärksten im Sektor Gebäude mit -55 % gegenüber 1990. Die geringste Minderung im Jahr 2030 erzielt der Verkehrssektor mit nur -9 %.

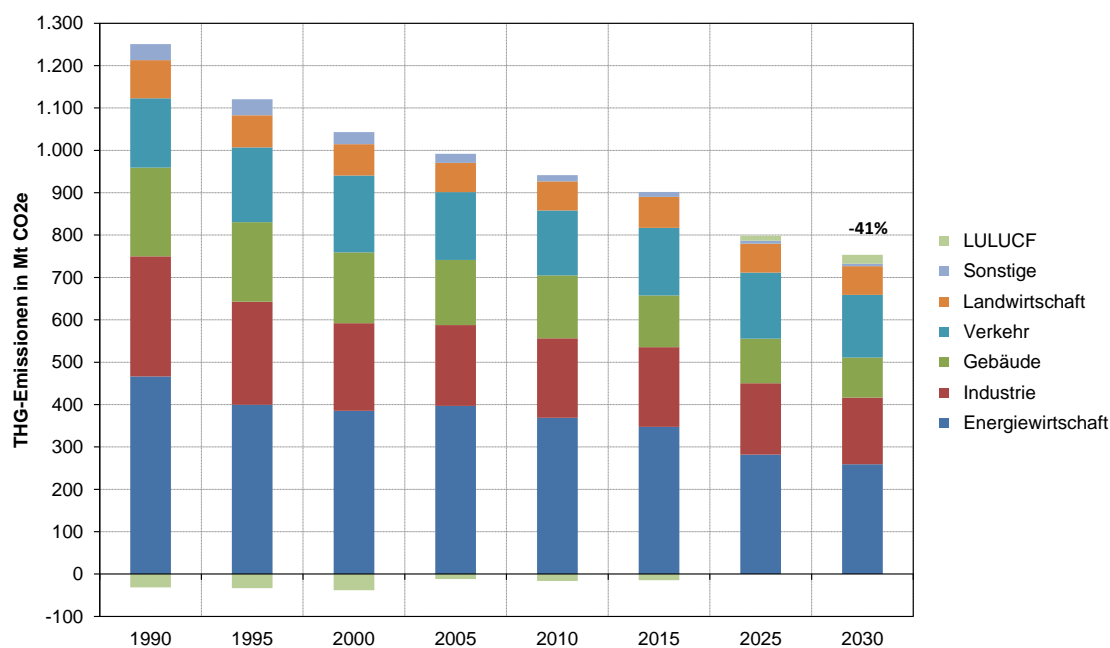
Im Vergleich zum Jahr 2015 kann der Sektor Energiewirtschaft, neben dem Sektor Sonstige, seine Emissionen bis zum Jahr 2030 am stärksten reduzieren mit -25 %. In den Sektoren Verkehr und Landwirtschaft können die Emissionen in der Referenzentwicklung zwischen den Jahren 2015 und 2030 nur um 7 % bis 8 % reduziert werden.

Der Sektor LULUCF, der hier nur nachrichtlich ausgewiesen ist, verliert im Zeitverlauf seine Funktion als Emissionssenke und wird zu einer Emissionsquelle. Diese ist im Jahr 2020 am größten, im Jahr 2030 trägt sie aber auch noch über 20 Mt CO₂-Äqu. zu den

Tabelle 3-1: Treibhausgasemissionen in der Referenzentwicklung [Mt CO₂-Äqu.]

Sektor	1990	2015	2025	2030	Veränderung gegenüber 1990
Energiewirtschaft	466,4	347,3	282,1	259,3	-44%
Industrie	283,3	188,3	168,4	157,3	-44%
Gebäude	209,7	122,0	104,9	94,3	-55%
Verkehr	163,3	159,6	155,9	148,1	-9%
Landwirtschaft	90,2	73,2	68,6	67,8	-25%
Sonstige	38,0	11,2	6,8	5,4	-86%
Summe	1.250,9	901,6	786,7	732,3	-41%
Nachrichtlich: LULUCF	-31,3	-14,6	11,9	21,0	167%

Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-2: Treibhausgasemissionen in der Referenzentwicklung


Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

Minderung im Jahr 2030 gegenüber 1990 ausgewiesen

3.2.2.2. Treibhausgasemissionen im Zielpfad A

Im Zielpfad A sinken die Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 550 Mt CO₂-Äqu., dies entspricht einer Reduktion um 56 % gegenüber dem Jahr 1990 (siehe Tabelle 3-2 und Abbildung 3-3). Damit wird das im Klimaschutzplan formulierte Ziel gut erreicht.

Auch die im Klimaschutzplan festgelegten Minderungsziele für die einzelnen Sektoren werden erreicht bzw. im Sektor Sonstige übererfüllt. Neben dem Sektor Sonstige sinken die Emissionen am stärksten im Sektor Gebäude mit -66 % gegenüber 1990. Die geringste Minderung im Jahr 2030 erzielt der Landwirtschaftssektor mit -35 %.

Im Vergleich zum Jahr 2015 kann der Sektor Energiewirtschaft seine Emissionen bis zum Jahr 2030 am stärksten reduzieren mit -43 %. Im Sektor Landwirtschaft können die Emissionen im Zielpfad A zwischen den Jahren 2015 und 2030 nur um 20 % reduziert werden.

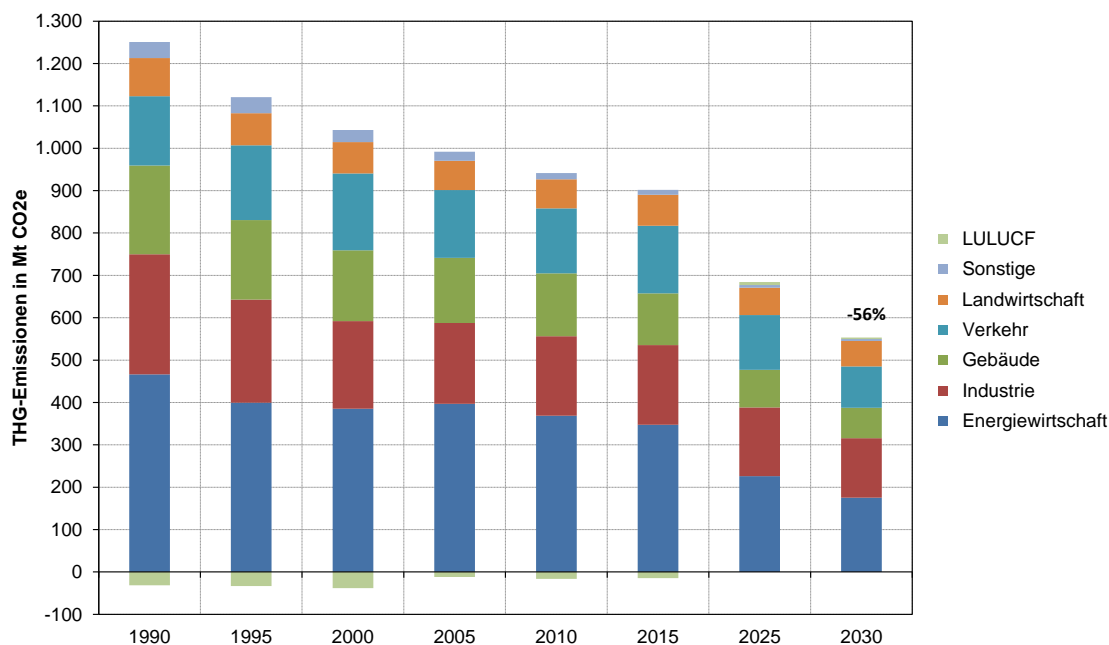
Der Sektor LULUCF, der hier nur nachrichtlich ausgewiesen ist, verliert im Zeitverlauf seine Funktion als Emissionssenke und wird zu einer Emissionsquelle. Diese ist im Jahr 2020 am größten und nimmt danach ab.

Tabelle 3-2: Treibhausgasemissionen im Zielpfad A [Mt CO₂-Äqu.]

Sektor	1990	2015	2025	2030	Veränderung gegenüber 1990
Energiewirtschaft	466,4	347,3	226,3	175,5	-62%
Industrie	283,3	188,3	162,2	140,2	-51%
Gebäude	209,7	122,0	88,6	71,6	-66%
Verkehr	163,3	159,6	129,4	97,9	-40%
Landwirtschaft	90,2	73,2	64,7	59,9	-35%
Sonstige	38,0	11,2	6,1	4,6	-88%
Summe	1.250,9	901,6	677,2	548,2	-56%
Nachrichtlich: LULUCF	-31,3	-14,6	7,2	3,6	111%

Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-3: Treibhausgasemissionen im Zielpfad A



Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

Minderung im Jahr 2030 gegenüber 1990 ausgewiesen

3.2.2.3. Treibhausgasemissionen im Zielpfad B

Im Zielpfad B sinken die Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 542 Mt CO₂-Äqu., dies entspricht einer Reduktion um 56 % gegenüber dem Jahr 1990 (siehe Tabelle 3-3 und Abbildung 3-4). Damit wird das im Klimaschutzplan formulierte Ziel gut erreicht.

Die im Klimaschutzplan festgelegten Minderungsziele für die einzelnen Sektoren werden im Wesentlichen erreicht. In den Sektoren Sonstige und Gebäude werden die Ziele übererfüllt. Die Emissionen im Sektor Sonstige liegen um 0,4 Mt CO₂-Äqu. unter dem Zielwert von 5 Mt CO₂-Äqu.. Die Emissionen des Gebäudesektors liegen um 5,3 Mt CO₂-Äqu. unter dem ambitionierten Ende des Zielkorridors. Grund hierfür sind der verstärkte Einsatz von Strom und Fernwärme im Zielpfad B, die zu zusätzlichen Emissionen im Sektor Energiewirtschaft führen (siehe Kapitel 8).

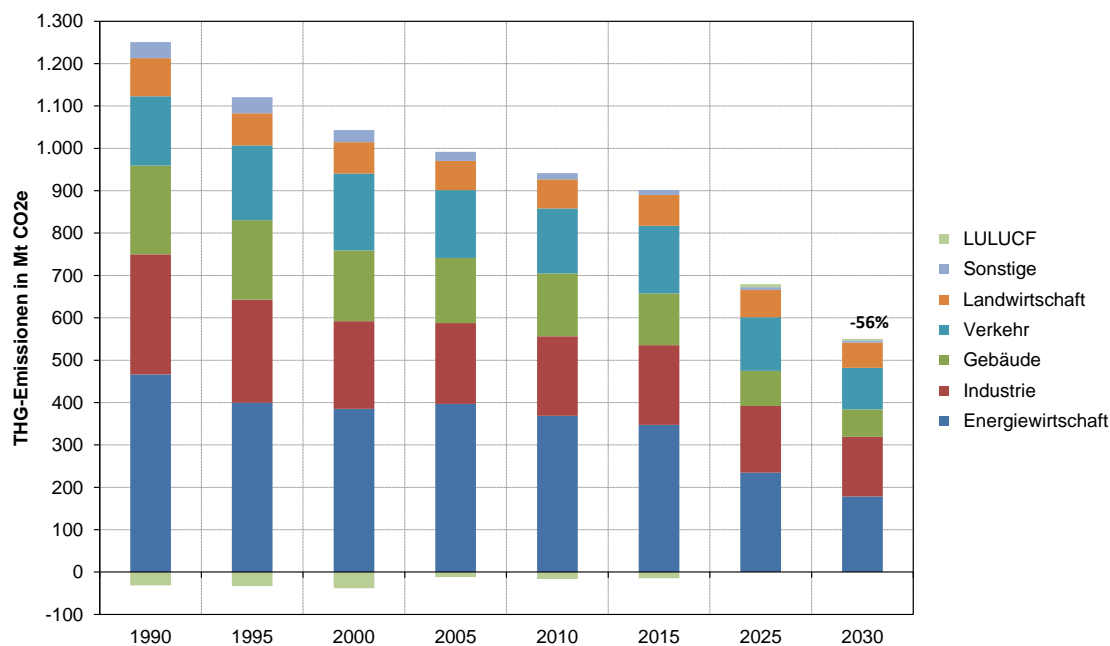
Da es in den Sektoren Sonstige und LULUCF jeweils nur einen Zielpfad gibt, sind die Emissionen dort gleich. Neben dem Sektor Sonstige sinken die Emissionen bis zum Jahr 2030 am stärksten im Sektor Gebäude mit -69 % gegenüber 1990. Im Vergleich zum Jahr 2015 kann der Sektor Energiewirtschaft seine Emissionen bis zum Jahr 2030 am stärksten reduzieren mit -48,6 %.

Tabelle 3-3: Treibhausgasemissionen im Zielpfad B [Mt CO₂-Äqu.]

Sektor	1990	2015	2025	2030	Veränderung gegenüber 1990
Energiewirtschaft	466,4	347,3	234,4	178,5	-62%
Industrie	283,3	188,3	157,7	140,6	-50%
Gebäude	209,7	122,0	82,5	64,7	-69%
Verkehr	163,3	159,6	126,8	98,1	-40%
Landwirtschaft	90,2	73,2	64,7	59,9	-35%
Sonstige	38,0	11,2	6,1	4,6	-88%
Summe	1.250,9	901,6	672,2	544,9	-56%
Nachrichtlich: LULUCF	-31,3	-14,6	7,2	3,6	111%

Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

Abbildung 3-4: Treibhausgasemissionen im Zielpfad B



Quelle: Historische Jahre: ZSE (UBA 2017b); Projektion: Eigene Berechnungen

Minderung im Jahr 2030 gegenüber 1990 ausgewiesen

3.2.3. Sensitivität Komponentenerlegung

Annahmen für Rahmendaten über einen längeren Zeitraum sind immer mit großen Unsicherheiten verbunden. Aufgrund dessen wurde mit einer Sensitivitätsanalyse abgeschätzt welchen Einfluss eine Änderung der Annahmen für Bevölkerungswachstum, Wirtschaftsentwicklung und der CO₂- und Brennstoffpreise auf die Ergebnisse haben (Siehe Kapitel 8.4)

Für diese Sensitivitätsanalyse sind zwei Methoden zum Einsatz gekommen:

- eine Komponentenerlegung aufbauend auf Diekmann et al. (1999) für den Einfluss von Bevölkerungsentwicklung und Wirtschaftswachstum auf energiebedingte THG-Emissionen;³
- eine gesonderte Strommarkt-Modellierung für den Einfluss eines schwächeren Wirtschaftswachstums, niedrigerer Bevölkerung und höherer CO₂- und Brennstoffpreise

³ Inklusive energiebedingte CH₄- und N₂O-Emissionen. Für Konsistenz mit der Bilanzierung des inländischen Primärenergieverbrauchs werden Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr, nicht aber dem internationalen Seeverkehr, eingeschlossen.

In der Komponentenanalyse werden die Ergebnisse der THG-Emissionen in Beiträge verschiedener Treibergrößen zerlegt (vgl. Kaya & Yokoburi 1997):

- a. Bevölkerungszahl
- b. Bruttoinlandsprodukt pro Kopf
- c. Energieintensität der Wirtschaft (Energie pro Euro Bruttoinlandsprodukt)⁴
- d. Anteil erneuerbarer Energien
- e. Treibhausgasintensität der fossilen Energieträger (Veränderung des Energieträgermixes)

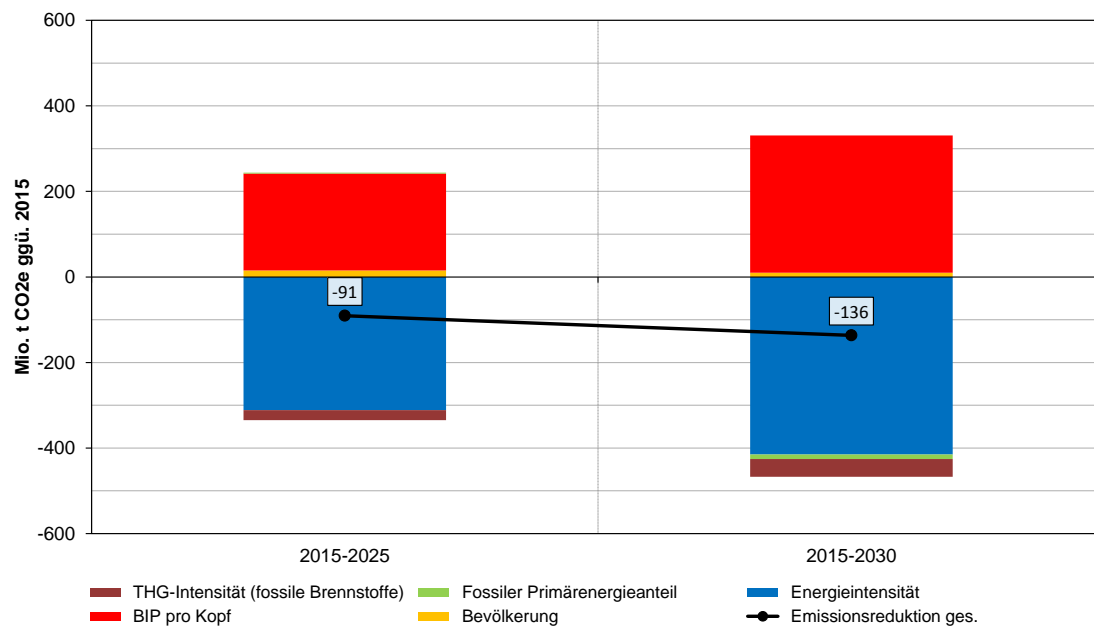
3.2.3.1. Referenzszenario

Abbildung 3-5 zeigt das Ergebnis der Komponentenanalyse für das Referenzszenario in dem die THG-Emissionen bis 2030 um insgesamt 136 Mio. t CO₂-Äqu. gegenüber dem Jahr 2015 sinken. In der Abbildung lässt sich erkennen, welchen Einfluss die verschiedenen Treibergrößen auf die Gesamtemissionen haben. So lassen sich die folgenden Aspekte erkennen:

- a. Der Treiber Wirtschaftswachstum hat die größte emissionssteigernde Wirkung (+321 Mio. t CO₂-Äqu.)
- b. Die steigende Bevölkerungsentwicklung von 82,2 Mio. in 2015 auf 82,9 Mio. in 2030 hat eine leichte emissionssteigernde Wirkung (+10 Mio. t CO₂-Äqu.).
- c. Emissionsmindernde Wirkung haben der höhere Anteil erneuerbarer Energien (sinkender fossiler Primärenergieanteil -11 Mio. t CO₂-Äqu.) und die damit verbundene sinkende THG-Intensität der verbleibenden fossilen Brennstoffe (-41 Mio. t CO₂-Äqu.).
- d. Die entscheidende Treibergröße für die Emissionsminderung ist die geringere Energieintensität der Wirtschaft (-415 Mio. t CO₂-Äqu.).

⁴ Ohne Bereinigung von statistischen Artefakten auf Grund der primärenergieseitigen Bewertung von erneuerbaren Energien und Kernenergie

Abbildung 3-5: Komponentenanalyse für das Referenzszenario



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Wie oben beschrieben wurden verschiedene Sensitivitäten für die Annahmen getroffen. Dies sind ein schwächeres Wirtschaftswachstum, niedrigere Bevölkerung und höhere CO₂- und Brennstoffpreise (siehe Anhang 1 Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050 (Stand 17.4.2018)).

Das geringere Wirtschaftswachstum von 5% würde gegenüber dem Jahr 2015 in 2030 ca. 31. Mio. t CO₂-Äqu. geringere THG-Emissionen, verglichen mit der Referenz, bedeuten. Auf 1990 bezogen sind dies 2,4% weniger Emissionen.

Die sinkende Bevölkerung würde ca. 9 Mio. t CO₂-Äqu. geringere THG-Emissionen und somit 0,7% auf 1990 bezogen bedeuten.

Die angenommenen höheren CO₂- und Brennstoffpreise haben nur einen geringeren Einfluss von ca. 1 Mio. t CO₂-Äqu..

Die Tabelle 3-4 fasst die Ergebnisse des Referenzszenarios und Variation der Rahmenannahmen zusammen.

Tabelle 3-4: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen im Referenzszenario

	1990	2015	2025	2030
Mio. t CO ₂ -Äqu.				
Energiebedingte Emissionen (inkl. int. Flugverkehr)				
REF	1 048.8	786.8	696.2	650.3
schwächeres Wirtschaftswachstum			670.0	619.6
niedrigere Bevölkerung			688.7	641.5
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			673.9	649.5
Differenz gegenüber REF				
schwächeres Wirtschaftswachstum			-26.3	-30.7
niedrigere Bevölkerung			-7.6	-8.8
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			-22.3	-0.8
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)				
REF	1 250.9	901.6	786.7	732.3
schwächeres Wirtschaftswachstum			760.4	701.6
niedrigere Bevölkerung			779.1	723.5
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			764.4	731.5
Minderung Gesamtemissionen ggü. 1990 (%):				
REF		-27.9%	-37.1%	-41.5%
schwächeres Wirtschaftswachstum			-39.2%	-43.9%
niedrigere Bevölkerung			-37.7%	-42.2%
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			-38.9%	-41.5%

Quelle: Eigene Berechnungen

3.2.3.2. Zielpfad A und Zielpfad B

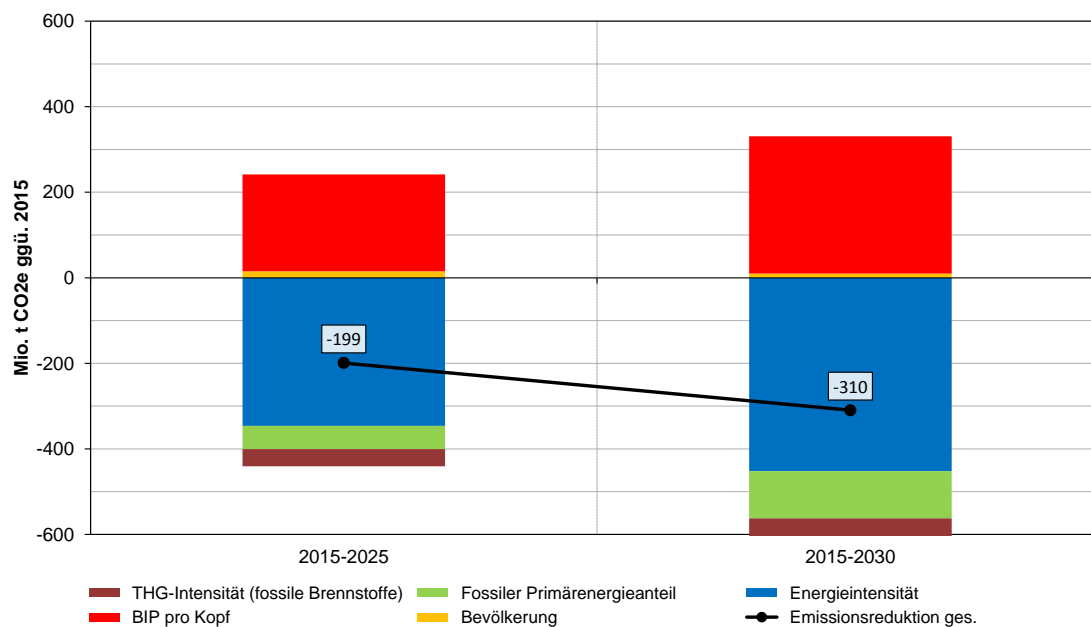
Für die Zielpfade A und B wurden ebenfalls Komponenten- und Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7 zeigen die Ergebnisse der Komponentenanalysen für die jeweiligen Zielpfade. Klar erkennbar sind in beiden Zielpfaden die weitaus größeren Emissionsminderungen gegenüber dem Referenzszenario (-310 Mio. t CO₂-Äqu. im

Zielpfad A und -315 Mio. t CO₂-Äqu. im Zielpfad B ggü. -136 Mio. t. CO₂-Äqu. im Referenzszenario).

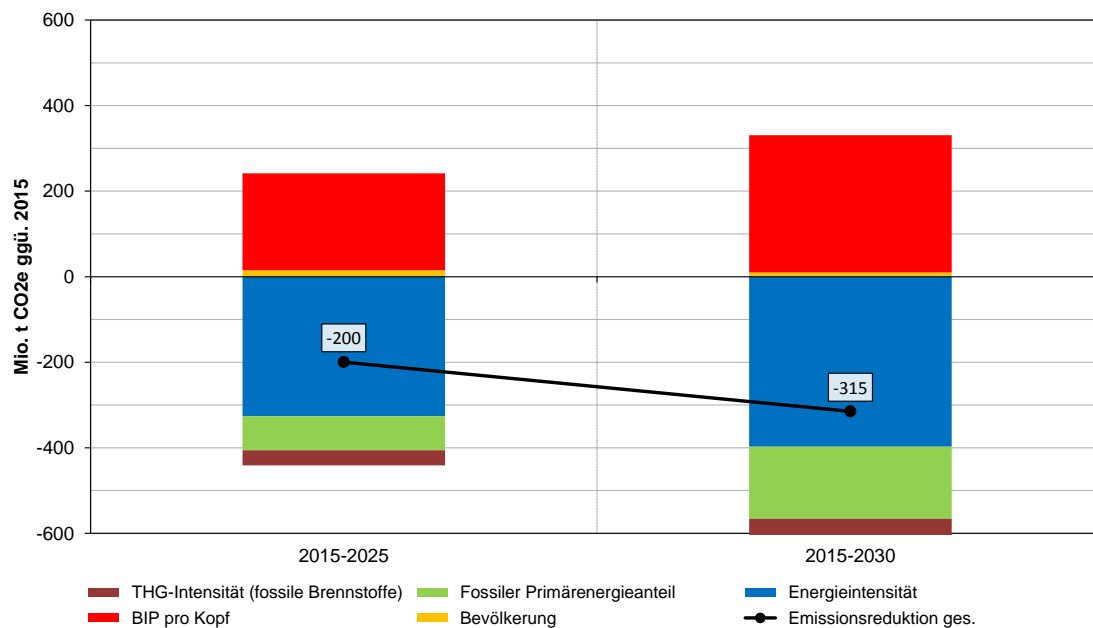
- a. Im Zielpfad A und Zielpfad B verbleiben die absoluten Emissionen der beiden Emissionstreiber Wirtschaftswachstum und Bevölkerung auf den gleichen Wert wie das Referenzszenario.
- b. In beiden Zielpfaden vergrößern sich emissionsmindernde Wirkungen der sinkender Fossiler Primärenergieanteil und THG-Intensität der verbleibenden fossilen Brennstoffe.
- c. Die geringe Energieintensität der Wirtschaft hat einen höheren Anteil an der Emissionsminderung im Zielpfad A (-452 Mio. t CO₂-Äqu. in 2030 ggü. 2015) verglichen mit dem Referenzszenario (-415 Mio. t CO₂-Äqu.). Im Zielpfad B ist die Wirkung geringer (-397 Mio. t CO₂-Äqu.)

Abbildung 3-6: Komponentenanalyse für den Zielpfad A



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 3-7: Komponentenanalyse für den Zielpfad B



Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Detaillierte Ergebnisse der für den Zielpfad A und Zielpfad B durchgeführten Sensitivitätsanalyse können in Tabelle 3-5 und Tabelle 3-6 abgelesen werden. Die für das Referenzszenario getroffenen Annahmen wurden für die Sensitivitätsanalyse der Zielpfade A und B übernommen.

Tabelle 3-5: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen im Zielpfad A

	1990	2015	2025	2030
Mio. t CO ₂ -Äqu.				
Energiebedingte Emissionen (inkl. int. Flugverkehr)				
ZP A	1 048.8	786.8	587,6	477.0
schwächeres Wirtschaftswachstum			565,4	454.5
niedrigere Bevölkerung			581,2	470.6
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			575,7	472.1
Differenz gegenüber ZP A				
schwächeres Wirtschaftswachstum			-22,2	-22.5
niedrigere Bevölkerung			-6,4	-6.4
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			-11.8	-4.9
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)				
ZP A	1 250.9	901.6	672,2	549,7
schwächeres Wirtschaftswachstum			650.0	527,2
niedrigere Bevölkerung			665,8	543,3
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			660,4	544,8
Minderung Gesamtemissionen ggü. 1990 (%):				
ZP A		-27.9%	-46,3%	-56,1%
schwächeres Wirtschaftswachstum			-48,0%	-57,9%
niedrigere Bevölkerung			-46,8%	-56,6%
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			-47,2%	-56,4%

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 3-6: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen für die Sensitivitätsrechnungen im Zielpfad B

	1990	2015	2025	2030
Mio. t CO ₂ -Äqu.				
Energiebedingte Emissionen (inkl. int. Flugverkehr)				
ZP B	1 048.8	786.8	587,2	472.0
schwächeres Wirtschaftswachstum			565,1	449.7
niedrigere Bevölkerung			580,9	465.6
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			578,0	469.2
Differenz gegenüber ZP B				
schwächeres Wirtschaftswachstum			-22,2	-22.3
niedrigere Bevölkerung			-6,4	-6.4
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			-9.3	-2.8
Gesamtemissionen (ohne int. Verkehr & LULUCF)				
ZP B	1 250.9	901.6	672,2	546,4
schwächeres Wirtschaftswachstum			650,0	524,1
niedrigere Bevölkerung			665,8	540,0
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			662,9	543,6
Minderung Gesamtemissionen ggü. 1990 (%):				
ZP B		-27.9%	-46,3%	-56,3%
schwächeres Wirtschaftswachstum			-48,0%	-58,1%
niedrigere Bevölkerung			-46,8%	-56,8%
höhere CO ₂ - und Brennstoffpreise			-47,0%	-56,5%

Quelle: Berechnung Öko-Institut

3.3. Luftschadstoffemissionen

3.3.1. Vorgehen

Die Auswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen unter den Zielpfaden A und B auf die Emissionen der Luftschadstoffe

- Schwefeldioxid (SO₂)
- Stickoxide (NO_x): Stickstoffdioxid (NO₂) und Stickstoffmonoxid (NO): berechnet als NO₂
- flüchtige Kohlenwasserstoffe außer Methan (NMVOC)
- Ammoniak (NH₃) und
- Feinstaub (PM_{2,5})

wurden im Vergleich zum Referenzszenario modelliert. Ausgangsbasis war das deutsche Emissionsinventar für 2015 (UBA 2018c, 2018d).

Für vermiedene NO_x- und Feinstaubemissionen aus dem Straßenverkehr sowie für vermiedene Ammoniak- und NO_x-Emissionen aus der Landwirtschaft wurden eigene Modellierungen des Öko-Instituts verwendet, die in die Modellierung der Treibhausgasemissionen integriert sind.

Darüber hinaus wurden für alle betrachteten Schadstoffe die (sonstigen) verbrennungsbedingten Emissionen bis 2030 modelliert, indem die Brennstoffeinsätze der verschiedenen Szenarien mit Emissionsfaktoren bewertet wurden, die aus (UBA 2018d) für das Jahr 2016 getrennt für die verschiedenen Quellgruppen von Feuerungsanlagen (wie z.B. öffentliche Kraftwerke, Industriefeuerungen, Haushalte etc.) berechnet worden waren.

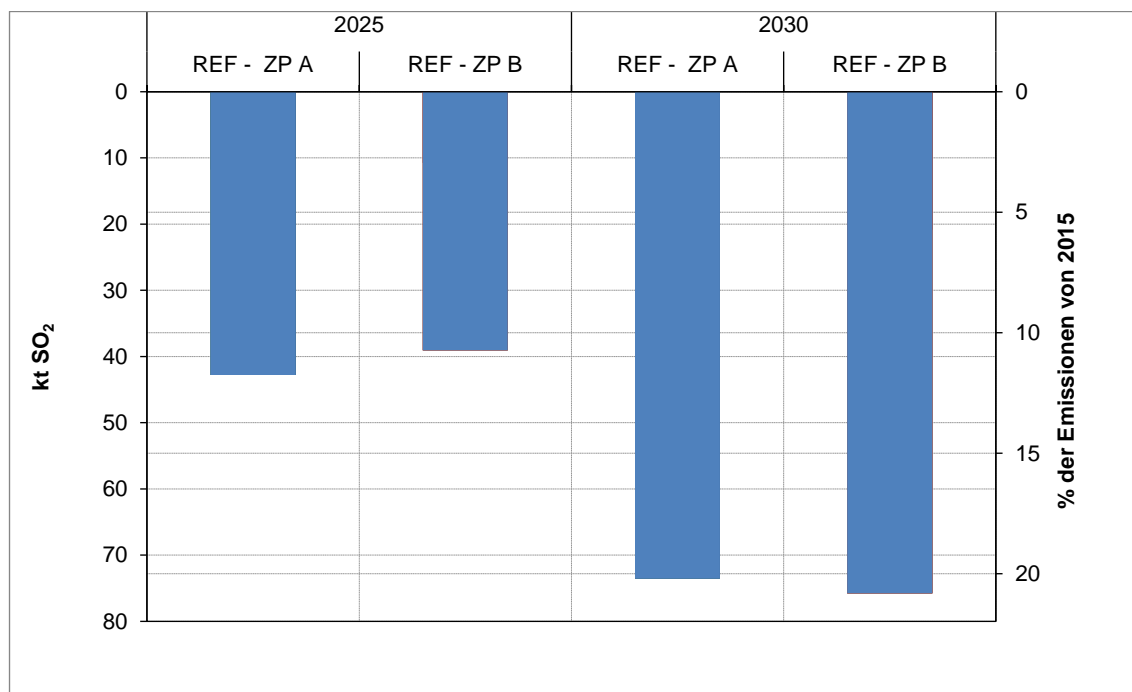
3.3.2. Ergebnisse

3.3.2.1. Schwefeldioxid-Emissionen (SO₂)

Schwefeldioxid entsteht hauptsächlich bei der Verbrennung von schwefelhaltigen Brennstoffen, insbesondere Steinkohle und Braunkohle (UBA 2018c, 2018d). Schwefeldioxid trägt zur Versauerung bei und bewirkt dadurch Biodiversitätsverluste, Ernteschäden und Gebäude- und Materialschäden. Darüber hinaus trägt Schwefeldioxid zur Bildung von Feinstaub in der Atmosphäre bei und erhöht dadurch das Risiko von Atemwegserkrankungen und Herz-Kreislaufkrankheiten (Porsch et al. 2014).

Abbildung 3-8 zeigt für beide Zielpfade die SO₂-Emissionen, welche im Vergleich zum Referenzszenario vermieden werden. Zur Verdeutlichung der Größenordnung ist neben absoluten Emissionsmengen auch ein prozentualer Vergleich mit dem Emissionsniveau von 2015 angegeben.

Abbildung 3-8: Vermiedene SO₂-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz



Quelle: (UBA 2018c, 2018d), Eigene Berechnungen

REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

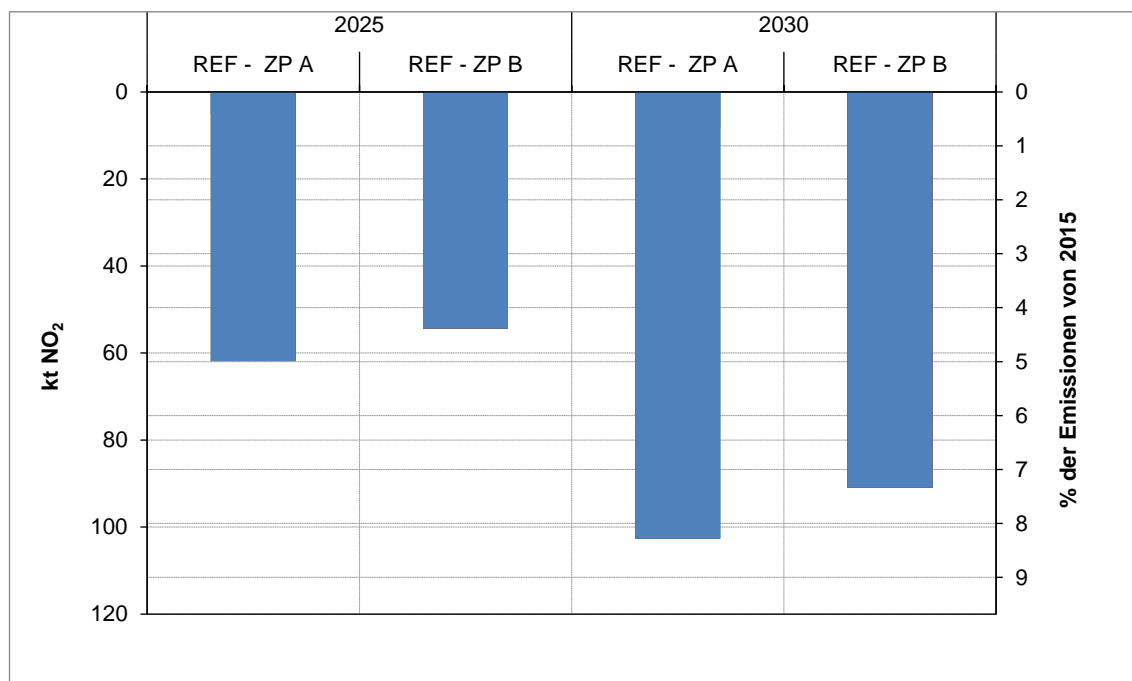
Bis 2030 steigen die vermiedenen SO₂-Emissionen je nach Zielpfad auf etwa 75 kt jährlich, das entspricht in etwa 20 % des Emissionsniveaus von 2015. Dies ist darin begründet, dass in den Zielpfaden im Vergleich zum Referenzszenario der Kohleeinsatz weiter reduziert ist.

3.3.2.2. Stickoxid-Emissionen (NO_x)

Stickoxide entstehen in erster Linie als Nebenprodukt bei Verbrennungsprozessen hoher Temperatur, sowohl in Kraftwerken und anderen stationären Feuerungsanlagen als auch in den Verbrennungsmotoren von Fahrzeugen. Aber auch in der Landwirtschaft entsteht Stickstoffmonoxid als Umsetzungsprodukt von Stickstoffdüngung (UBA 2018c, 2018d). Stickoxide erhöhen das Risiko von Atemwegserkrankungen und Herz-Kreislaufkrankheiten. Weiterhin tragen Stickoxide zur Versauerung und zur Eutrophierung bei und bewirken dadurch Biodiversitätsverluste, Ernteschäden und Gebäude- und Materialschäden. Darüber hinaus tragen Stickoxide zur Bildung von Feinstaub und von Ozon in der Atmosphäre bei (Porsch et al. 2014).

Die vermiedenen NO_x-Emissionen steigen bis 2030 je nach Zielpfad auf etwa 90-100 kt jährlich, das entspricht in etwa 7-8 % des Emissionsniveaus von 2015. Etwa drei Viertel der Minderungen entstehen insbesondere durch den Rückgang der Kohleverbrennung in stationären Feuerungsanlagen. Etwa 15 % der zusätzlichen Reduktion kommen durch den reduzierten Kraftstoffeinsatz im Straßenverkehr und 10 % aus der Landwirtschaft.

Abbildung 3-9: Vermiedene NO_x-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz



Quelle: (UBA 2018c, 2018d), Eigene Berechnungen

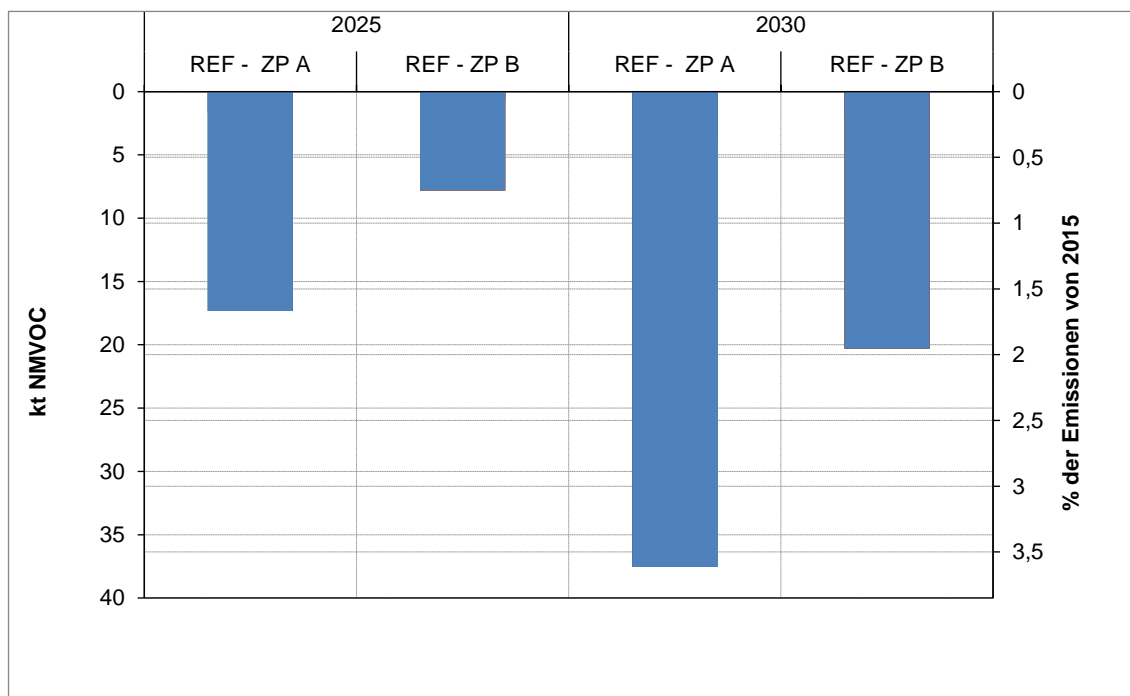
REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

3.3.2.3. Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe außer Methan (NMVOC)

Flüchtige Kohlenwasserstoffe werden vor allem bei der Anwendung von Lösemitteln in die Umwelt emittiert. Weitere bedeutende Quellen von NMVOC sind die Landwirtschaft, unvollkommenen Verbrennungsprozesse sowie der Schlupf aus der Verteilung von Erdgas und Erdölprodukten (UBA 2018c, 2018d). NMVOC tragen zur atmosphärischen Bildung von Ozon bei („Sommersmog“) welches Ernte- und Gesundheitsschäden verursachen kann (Porsch et al. 2014).

Die vermiedenen NMVOC-Emissionen (Abbildung 3-10) steigen bis 2030 im Zielpfad A auf etwa 35 kt jährlich, im Zielpfad B nur auf etwa 20 kt jährlich. Das entspricht in etwa 3,5 % (Zielpfad A) bzw. 2 % (Zielpfad B) des Emissionsniveaus von 2015. Ursache der Vermeidung in Zielpfad A ist im Wesentlichen ein reduzierter Kraftstoffeinsatz im Straßenverkehr. In Zielpfad B wird dies teilweise kompensiert, weil durch zusätzliche Verfeuerung von Biomasse mehr NMVOC-Emissionen entstehen.

Abbildung 3-10: Vermiedene NMVOC-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz



Quelle: (UBA 2018c, 2018d), Eigene Berechnungen

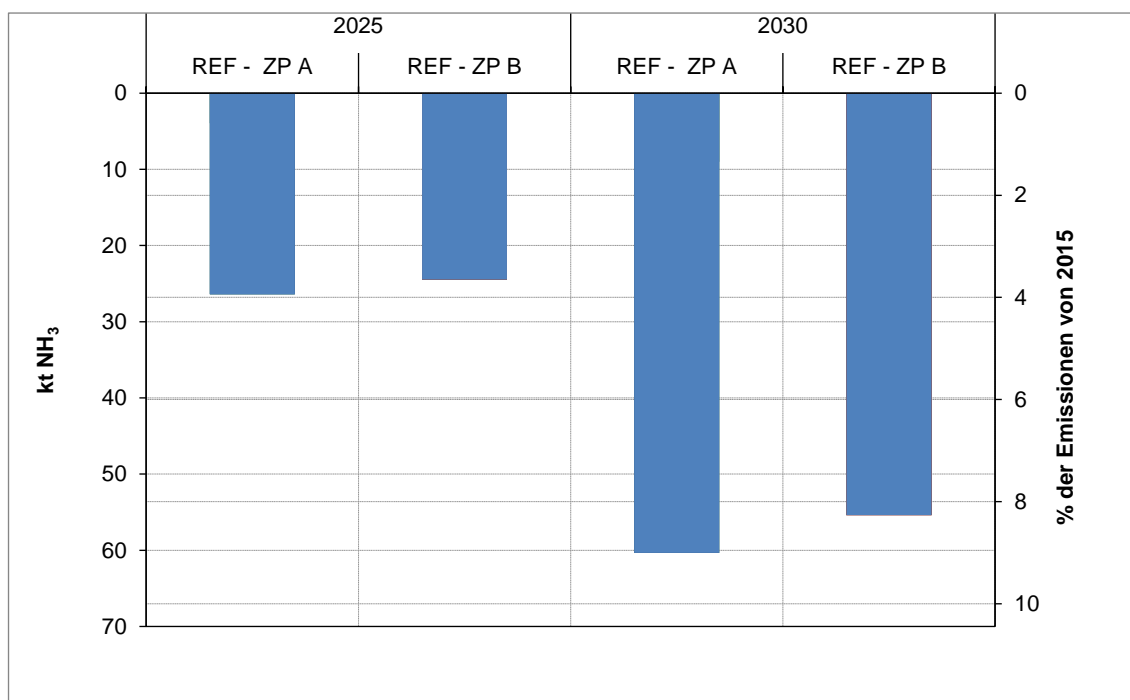
REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

3.3.2.4. Ammoniak-Emissionen (NH₃)

Die deutschen Ammoniak-Emissionen stammen zu etwa 95% aus der Landwirtschaft (UBA 2018c, 2018d). Ammoniak trägt zur Eutrophierung bei und bewirkt dadurch Biodiversitätsverluste. Darüber hinaus trägt Schwefeldioxid zur Bildung von Feinstaub in der Atmosphäre bei und erhöht dadurch das Risiko von Atemwegserkrankungen und Herz-Kreislaufkrankheiten (Porsch et al. 2014).

Für Ammoniak steigen die vermiedenen Emissionen bis 2030 je nach Zielpfad auf etwa 55-60 kt jährlich, das entspricht in etwa 8 % des Emissionsniveaus von 2015 (Abbildung 3-11). Dieser zusätzliche Rückgang bei den NH₃-Emissionen ist durch die getroffenen Annahmen in der Landwirtschaft zur Erreichung des Sektorziels begründet.

Abbildung 3-11: Vermiedene Ammoniak-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz



Quelle: (UBA 2018c, 2018d), Eigene Berechnungen

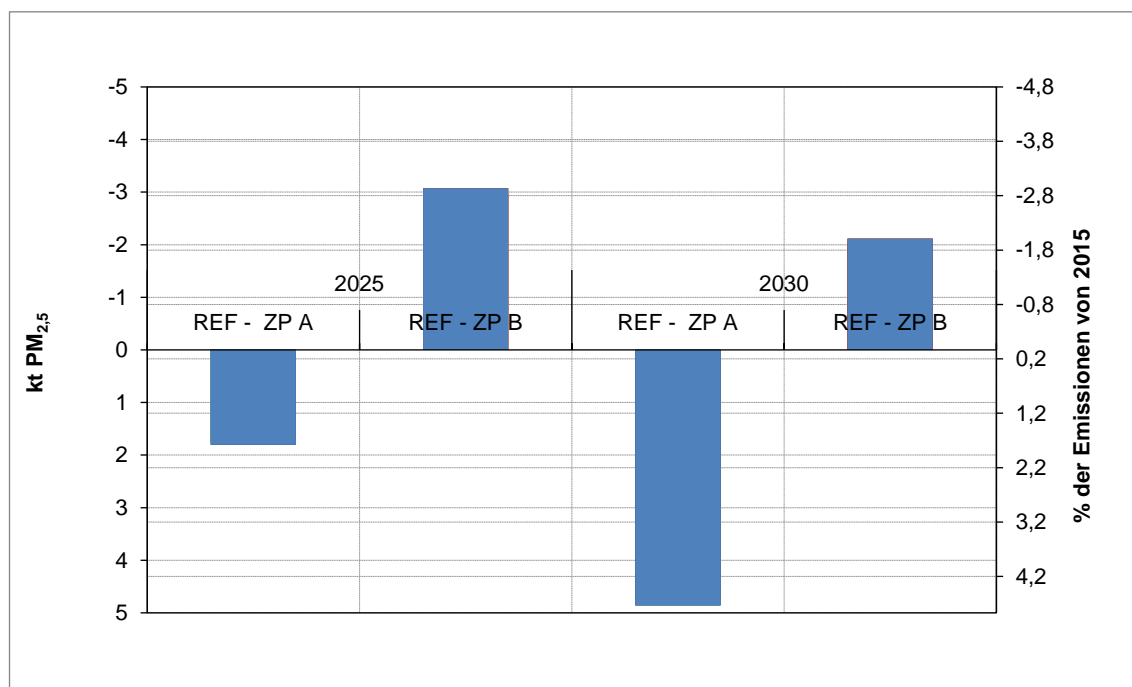
REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

3.3.2.5. Feinstaub-Emissionen (PM_{2,5})

Feinstaub wird aus einer breiten Palette von Prozessen emittiert, die bedeutendsten sind die Verbrennung fester Brennstoffe (insbesondere Kohle und feste Biomasse), diverse industrielle Prozesse sowie Abrieb und Verbrennungsemissionen des Straßenverkehrs (UBA 2018c, 2018d). Feinstaub erhöht beim Menschen das Risiko von Atemwegserkrankungen und Herz-Kreislaufkrankheiten (Porsch et al. 2014).

Für Feinstaub divergieren die Ergebnisse sehr stark zwischen den beiden Zielpfaden. In Zielpfad A erreichen die vermiedenen PM_{2,5}-Emissionen bis 2030 knapp 5 kt jährlich, das sind etwas mehr als 4 % des Emissionsniveaus von 2015. Ursachen der Minderungen in Zielpfad A sind die im Vergleich zum Referenzszenario geringere Kohleverstromung und geringere Fahrleistungen im Straßenverkehr.

Abbildung 3-12: Vermiedene Feinstaub-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz



Quelle: (UBA 2018c, 2018d), Eigene Berechnungen

REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B;

Im Zielpfad B sind dagegen Feinstaub-Emissionen zu erwarten, die etwa 2 kt (ungefähr 2 % des Emissionsniveaus von 2015) über den Emissionen im Referenzszenario liegen. Dies ist darin begründet, dass in Zielpfad B signifikant mehr feste Biomasse verbrannt wird.

3.4. Schwermetallemissionen

3.4.1. Vorgehen

Der Einfluss der Einhaltung der Klimaschutzziele auf Schwermetallemissionen in Deutschland wird am Beispiel der Quecksilberemissionen verdeutlicht. Etwa 80% der aktuellen Quecksilberemissionen stammen aus der Verbrennung von Kohle (UBA 2018b, 2018d). Die Freisetzung von toxischen Stoffen wie Schwermetallen kann zu einer Verminderung der Gewässer- oder Bodenqualität sowie zu Gesundheitsschäden beim Menschen führen (Porsch et al. 2014).

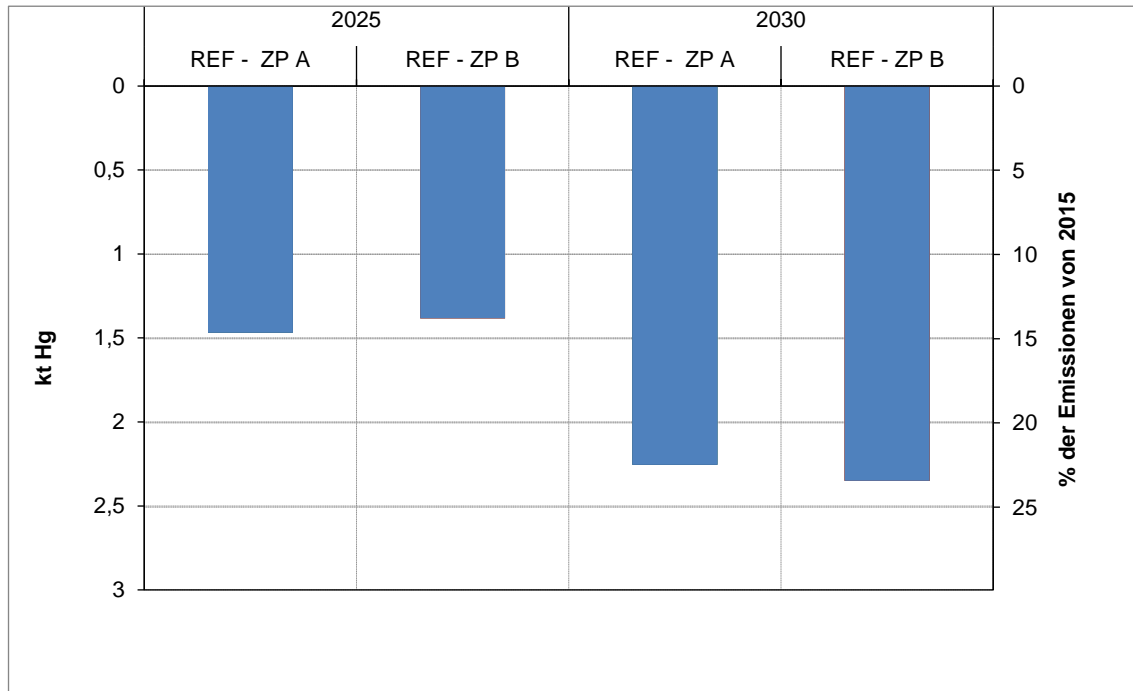
Die Vermeidung der Emissionen von Quecksilber in den Zielszenarien gegenüber der Referenz wurde nach derselben Methode wie für die Luftschadstoffe (vgl. Abschnitt 3.3.1) modelliert. Ausgangsbasis war das deutsche Emissionsinventar für 2015 (UBA 2018b, 2018d):

Die Minderungen an verbrennungsbedingten Emissionen bis 2030 wurden modelliert, indem die Brennstoffeinsätze der verschiedenen Szenarien mit Emissionsfaktoren bewertet wurden, die aus (UBA 2018d) für das Jahr 2016 getrennt für die verschiedenen Quellgruppen von Feuerungsanlagen (wie z.B. öffentliche Kraftwerke, Industriefeuerungen, Haushalte etc.) brennstoffspezifische Emissionsfaktoren berechnet worden waren.

3.4.2. Quecksilber-Emissionen (Hg)

Abbildung 3-13 zeigt für beide Zielpfade die Entwicklung der Quecksilber-Emissionen von 2015 bis 2030, die im Vergleich zum Referenzszenario vermieden würden. Zur Verdeutlichung der Größenordnung ist neben absoluten Emissionsmengen auch ein prozentualer Vergleich mit dem Emissionsniveau von 2015 angegeben.

Abbildung 3-13: Vermiedene Quecksilber-Emissionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz



Quelle: (UBA 2018b, 2018d), Eigene Berechnungen

REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

Bis 2030 steigen die vermiedenen Quecksilber-Emissionen je nach Zielpfad auf über 2 kt jährlich, das entspricht mehr als 20 % des Emissionsniveaus von 2015. Dies ist darin begründet, dass in den Zielpfaden im Vergleich zum Referenzszenario der Kohleeinsatz weiter reduziert ist.

3.5. Nährstoffeinträge

3.5.1. Vorgehen

Vorbemerkung: Dieses Kapitel stellt nur die Emissionen über den Wasserpfad dar, ausgenommen sind die Emissionen über den Luftpfad⁵, die in Kapitel 3.3 dargestellt werden.

Die Einhaltung von Klimazielen hat Einfluss auf die Nährstoffeinträge in die Umwelt. Nährstoffeinträge⁶, vor allem in Form reaktiver Stickstoffverbindungen, erfolgen durch verschiedene Emittenten und führen zur Eutrophierung und Versauerung der natürlichen Systeme. Diese hat weitreichende Folgen für die Biodiversität (vergleiche Kapitel 3.7), aber auch für die Wasserqualität und damit für das Trinkwasser bzw. dessen Kosten der Aufbereitung. Im Rahmen der Folgenabschätzung werden unter dem Umwelteffekt der *Nährstoffeinträge* die Einträge von Stickstoff in Oberflächengewässer und ins Grundwasser betrachtet. Die Analyse beschränkt sich auf den Sektor Landwirtschaft und Stickstoffeinträge, da die Modellierung weder andere Nährstoffströme (insbes. Phosphor) noch die Abwässer anderer Sektoren erfasst. Mit dieser Betrachtung werden 75 % aller heutigen Stickstoffverluste über den Wasserpfad abgebildet.

Methodisch wird für die Landwirtschaft für die drei Szenarien eine Stickstoff-+

in den Sektor eingehenden und ausgehenden Stickstoffflüsse, auch die gasförmigen Emissionen und atmosphärische Deposition von Stickoxiden und Ammoniak. Die Modellierung zur Folgenabschätzung deckt wichtige Bilanzglieder der Stickstoffbilanz tw. direkt ab, tw. können sie hergeleitet werden. Über die Bilanzglieder und die hinterlegten Annahmen gibt die folgende Tabelle eine Übersicht.

⁵ Inklusive Lachgas gelangen knapp zwei Drittel aller reaktiven Stickstoffverbindungen über die Luft in die Umwelt (UBA 2015).

⁶ Die Emissionen aller reaktiven Stickstoffverbindungen in alle Umweltmedien gehen 63% auf die Landwirtschaft zurück, der Verkehr verursacht 13 %, Industrie und Energiewirtschaft zusammen 14 % und der Rest inkl. Abwasserbehandlung 10 % (Umweltbundesamt (UBA) 2015).

Tabelle 3-7: Bilanzglieder der Stickstoff-Sektorbilanz für die Landwirtschaft

Bilanzglieder	Quelle, Annahme
INPUT	
Deposition von NO _x und Ammoniak	Annahme: Minderung der Deposition erfolgt proportional zu den Emissionen beider Gase; Entwicklung der NO _x -Emissionen siehe Kapitel 3.3.2.2
Biologische Stickstofffixierung	Berücksichtigt Zunahme des Leguminosen Anbaus durch wachsenden Anteil ökologisch bewirtschafteter Flächen und Extensivierung der Wirtschaftsweise auf den zukünftigen Paludikulturflächen
Mineraldüngereinsatz	Annahmen aus der THG-Modellierung (vergl. Kapitel 9)
Importfutter	Wirtschaftsdünger insgesamt und Kofermente, abgeleitet aus Tierzahlen und Biogasanlagen und Substrateinsatz aus THG-Modellierung (vergl. Kapitel 9)
Saat und Pflanzgut	konstant gehalten
OUTPUT (N-Verwendung und Verluste)	
1. Produkte	
Pflanzliche Marktprodukte	berücksichtigt Abnahme durch geringeres Ertragsniveau des Ökolandbaus, Zunahme der Leguminosenfläche; abzüglich Nawaro-Gärreste
Tierische Marktprodukte	Änderung durch Rückgang Tierbestände und Zunahme Ökolandbau
2. Summe Verluste in die Atmosphäre	
NH ₃ -Emissionen in die Atmosphäre	aus THG-Modellierung für die Landwirtschaft (siehe Kapitel 3.3.2.4)
N ₂ O-Emissionen (siehe Kapitel 9.2)	aus THG-Modellierung für die Landwirtschaft (siehe Kapitel 9.2)
NO _x -Emissionen	aus THG-Modellierung für alle Sektoren (siehe 3.3.2.2)
Denitrifikation in Böden (N ₂)	Ableitung über Berechnung der indirekten N ₂ O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden
3. Verluste in die Hydrosphäre	
N ₃ O- in Grundwasser und Oberflächenwasser	gesuchte Restgröße einfache Näherung: Proportionalität der Verluste über Atmosphäre und Hydrosphäre bleibt gleich

Quelle: Eigene Darstellung; Bilanzglieder analog der im laufenden UBA-Vorhaben „Reaktive Stickstoffflüsse in Deutschland 2010 – 2014“ (Uni Gießen) erstellten Stickstoffbilanz; Werte für das Jahr 2015 sind mit dem UBA-Vorhaben abgestimmt, 2030er Werte für die Szenarien berechnet durch das Öko-Institut e.V.

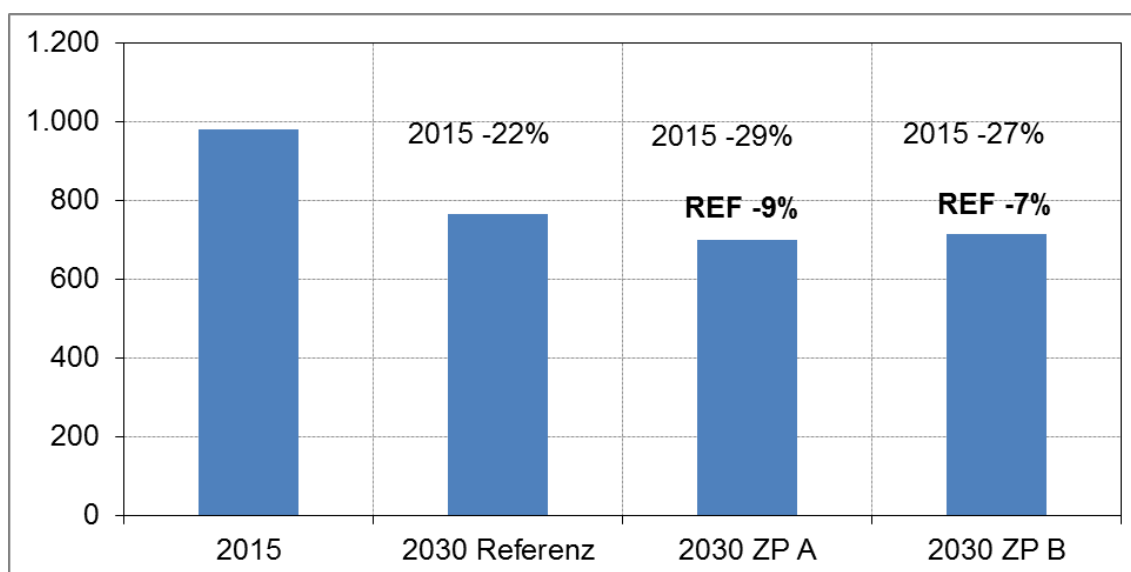
Ziel der Durchführung der Bilanz ist die Ermittlung der Stickstoffausträge über den Wasserpfad. in den Zielszenarien gegenüber dem Referenzszenario. Diese wird in einem einfachen Verfahren als Restgröße abgeschätzt, da die übrigen Bilanzglieder sich anhand der vorgenommenen Modellierung der Treibhausgase und den dazu nötigen Systemannahmen direkt ergeben oder ableiten lassen.

3.5.2. Ergebnisse

Im Vergleich zum Jahr 2015 sinken die (landwirtschaftlichen) Stickstoffeinträge in die Hydrosphäre schon in der Referenz im Jahr 2030 um 22 %. Haupttreiber ist hier eine ambitionierte Umsetzung der Düngeverordnung⁷. In den Zielpfaden A und B sinken die Stickstoffeinträge über den Wasserpfad um weitere 7 bzw. 5 Prozentpunkte gegenüber der Referenz (bzw. 29 % bzw. 27 % gegenüber 2015). Dies liegt am höheren Anteil ökologisch bewirtschafteter Flächen sowie am Rückgang der Tierbestände in den beiden Zielszenarien.

Insgesamt ist die prognostizierte Verringerung der Nährstoffeinträge durch Klimaschutzmaßnahmen mit Blick auf die Versauerung und Eutrophierung als positiv zu bewerten.

Abbildung 3-14: Entwicklung der Stickstoffeinträge in der Landwirtschaft



Quelle: Eigene Berechnung

3.6. Flächennutzungsänderungen

Neben der Änderung technischer Wirtschaftsweisen werden THG Emissionsreduktionen vor allem in der Land- und Forstwirtschaft auch teilweise durch Landnutzungsänderungen erreicht (beispielsweise durch Wechsel zwischen Grünland- und Acker-

⁷ Eine detaillierte Abschätzung der Wirkung der DüV ist im Rahmen dieses Projektes nicht erfolgt, die Minderungen der Stickstoffeinträge beruhen daher auf Abschätzungen des Projektionsberichts (2017) und Arbeiten zur Evaluierung der DüV der Bund-Länder-Arbeitsgruppe von 2012. In welcher Höhe die DüV tatsächlich Minderungen erzielen wird, kann erst nach der Evaluierung der DüV im Jahr 2021 quantifiziert werden.

zung). Darüber hinaus werden Flächen grundlegend umgewandelt, z.B. Acker zu Siedlungen oder Infrastrukturflächen für den Verkehr oder die Energiewirtschaft. Diese Flächennutzungsänderungen haben Auswirkungen auf die Umwelt (z.B. durch Änderungen von Nährstofffrachten) und Auswirkungen auf die Biodiversität (siehe auch Kapitel 3.7).

Eine Nutzungsänderung hat auch ökonomische Auswirkungen – diese werden in den Kapiteln 9.3 und 11.3 beschrieben.

Die wichtigsten Flächennutzungsänderungen, die im Rahmen der Folgenabschätzung des Klimaschutzplans betrachtet wurden, betreffen:

- die Anteile von Laub- und Nadelbäumen im Wald,
- die Wiedervernässung von ehemaligen Mooren und
- sonstige Flächennutzungsänderungen (Ökolandbau)

Im Folgenden wird deren Umfang beschrieben und es erfolgt eine kurze Einordnung in zu erwartende Produktionsänderungen. Eine qualitative Abschätzung zu den resultierenden Auswirkungen auf die Biodiversität wird in Kapitel 3.7 getroffen.

Zusätzlich wird auf die Flächennutzungsänderung durch den Zubau von Windkraftanlagen eingegangen.

3.6.1. Laub- und Nadelbäume im Waldbestand

3.6.1.1. Vorgehen

Zur Darstellung der Entwicklung der Waldbestände in Deutschland wurden Ergebnisse aus zwei Szenarien verwendet, die mit dem Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodell WEHAM des Thünen-Instituts berechnet wurden. Das WEHAM-Basiszenario beschreibt auf Grundlage der Bundeswaldinventur von 2012 (BWI-3), wie sich der Wald entsprechend der Ausgangslage in die Zukunft entwickelt (Oehmichen et al. 2018). Das WEHAM-Basiszenario wird in diesem Projekt als Referenzentwicklung angenommen.

Das WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario bildet demgegenüber ein Szenario ab, in dem verstärkt naturschutzfachliche Anforderungen berücksichtigt werden. Dazu zählen insbesondere (Oehmichen et al. 2018):

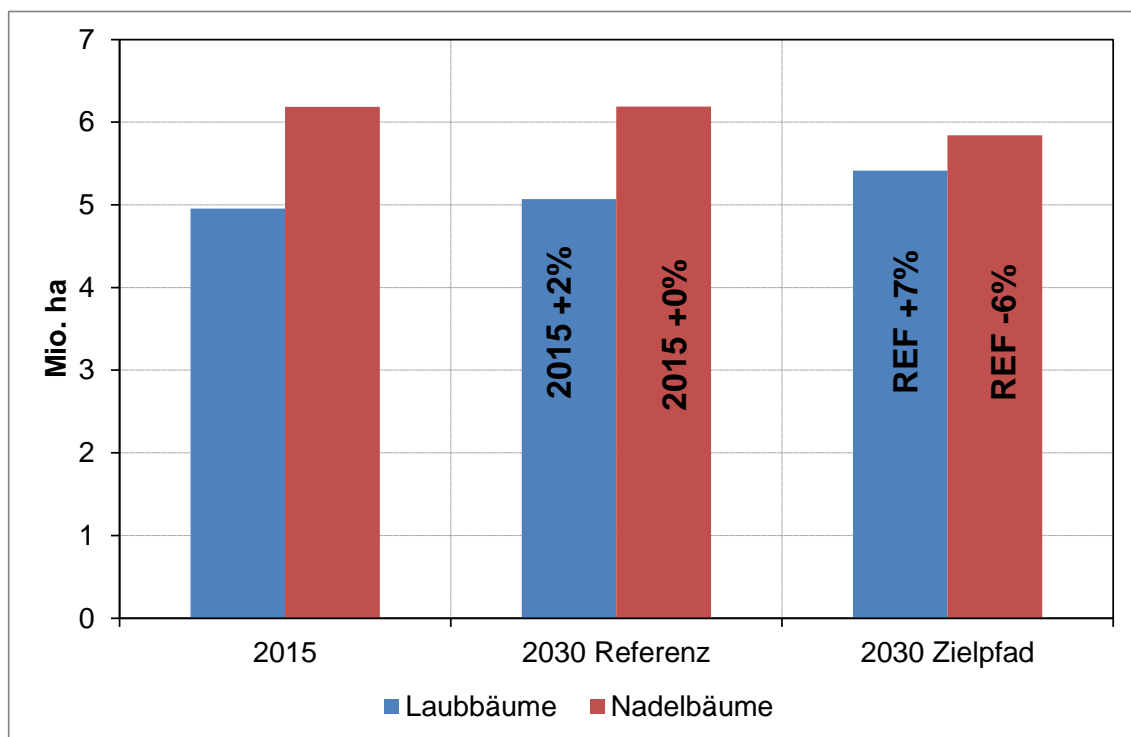
- die Erhöhung der Flächenanteile für Laubbäume und Verringerung für Nadelbäume,
- die Erhöhung der Umtriebszeiten (Zielstärken) für Buche und Eiche,
- die Reduzierung der Nutzung auf Flächen mit bestehender Nutzungseinschränkung und

- die Erhöhung des Totholzanteils (Nebenrechnung, nicht modelliert).

3.6.1.2. Ergebnisse

Aufgrund der Szenarieneinstellungen nimmt die Fläche der Laubbäume im Referenzszenario von 2015 bis 2030 um 2% zu, wohingegen die Fläche der Nadelbäume konstant bleibt. Im Zielpfadszenario hingegen steigt die Fläche der Laubbäume mit 7% stärker an bei einer gleichzeitigen deutlichen Abnahme der Fläche der Nadelbäume um 6% (Abbildung 3-15).

Abbildung 3-15: Entwicklung der Fläche an Laub- und Nadelwald (in Mio. ha)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Oehmichen et al. 2018)

Diese Veränderung der Bestockung mit Laub- und Nadelbäumen ist begleitet durch eine Zunahme des Holzvorrats der Laubbäume und einer Abnahme des Holzvorrats der Nadelbäume. So nimmt der Vorrat der Laubbäume von 2015 bis 2030 um 200.000 m³ zu und der Vorrat der Nadelbäume um etwa 100.000 m³ ab. In der Summe stellt sich aber aufgrund der höheren Zielstärken der Bäume und der größeren Flächen ohne Nutzung eine Zunahme des mittleren Vorrats um 9 % bis 2050 ein (Referenz: 345 m³/ha, Zielpfad: 374 m³/ha) (Oehmichen et al. 2018). Die Zunahme des Holzvorrats bewirkt, dass der Wald im Zielpfadszenario eine stärkere Kohlenstoffsенке darstellt als im Referenzszenario.

Die Größe der Waldfläche selbst unterscheidet sich dagegen in den beiden betrachteten Pfaden nicht voneinander.

3.6.2. Wiedervernässung von Mooren

3.6.2.1. Vorgehen

Die Wiedervernässung von Mooren wird im LULUCF-Modell des Öko-Instituts abgebildet (siehe Kapitel 11.1). Dieses schreibt die Flächenentwicklung auf Basis historischer Daten⁸ fort. Als Flächenkategorien werden Wald, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete, Siedlungen und sonstige Flächen – differenziert nach mineralischen Böden und Moorstandorten – berücksichtigt. Für die Szenarien wird von außen bestimmt, welche Flächentypen wiedervernässt werden und wie nach der Wiedervernässung deren Flächennutzung aussieht – beispielsweise keine Nutzung (Naturschutz) oder eine landwirtschaftliche nasse Nutzung als Paludikultur⁹. Der Klimaschutzplan formuliert als Ziel für den LULUCF-Sektor, dass die derzeit existierende Netto-Senke „mit weiteren Maßnahmen gesichert werden soll“. Neben Naturschutz im Wald, der Reduktion des Torfabbaus und dem Erhalt des Dauergrünland (Vgl. Annahmen im Zielpfad LULUCF, Kapitel 11.1) ist die Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorböden mit hohen THG-Minderungspotenzialen verbunden und für den Erhalt der Netto-Senke im LULUCF Sektor entscheidend. Auf Grund der Senkenentwicklung des Waldes wird der LULUCF Sektor bis zum Jahr 2030 zu einer Quelle von CO₂ und nur unter der Berücksichtigung weitreichender Annahmen im Jahr 2050 wieder zu einer geringen Senke werden (s. Abbildung 11-1 und Abbildung 11-2). Zu den weitreichenden Annahmen zählen unter anderem die Wiedervernässung von 50 % der derzeit landwirtschaftlich genutzten Moorböden bis zum Jahr 2050. Unter Berücksichtigung der langfristigen Klimaziele im Hinblick auf das Jahr 2050 wurde der Anteil der wiedervernässten Moorböden für das Jahr 2030 abgeleitet.

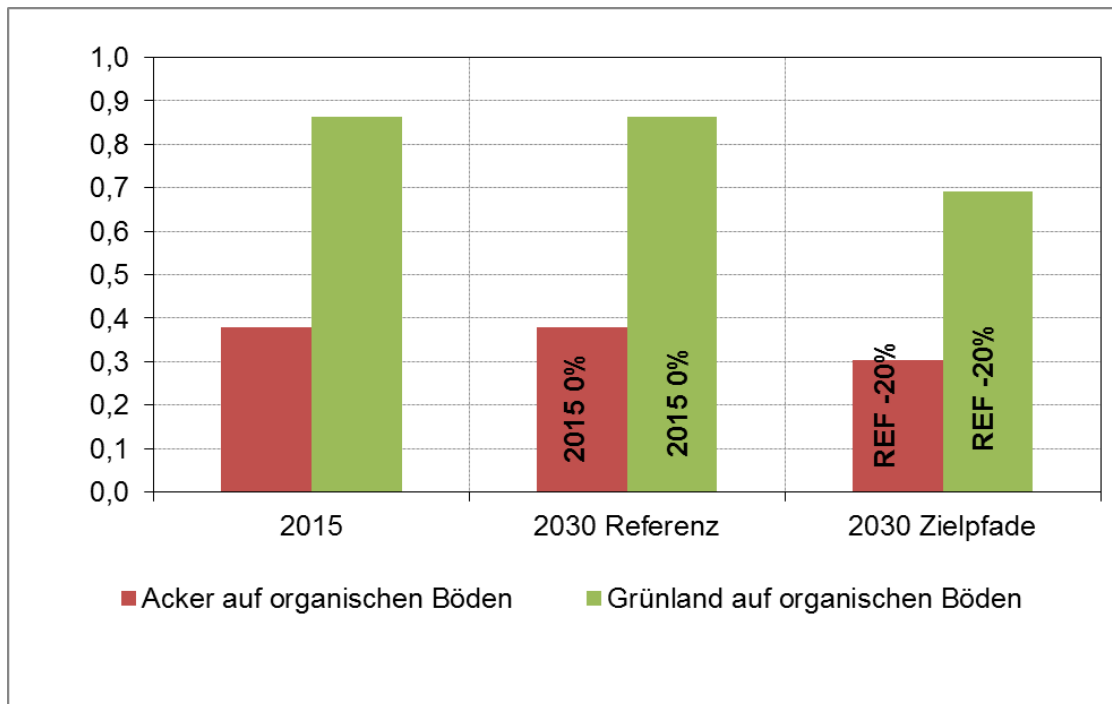
3.6.2.2. Ergebnisse

Maßnahmen, die auf die Flächennutzung abzielen, können sowohl eine Änderung der Flächenverfügbarkeit wie auch der Flächenbelegung nach sich ziehen. Der Anteil landwirtschaftlich genutzter organischer Böden an der Landwirtschaftsfläche betrug im Jahr 2015 ca. 7 % (1,2 Mio. ha – davon 30 % Acker, 70 % Grünland). Im Zielpfad wird angenommen, dass von der Fläche 20 % bis 2030 wiedervernässt werden, das entspricht 250.000 ha, knapp 1,5% der gesamten landwirtschaftlich genutzten Fläche Deutschlands (siehe hierzu in Kapitel 12.4, Abbildung 12-10).

⁸ Common reporting format (CRF) -Tabellen des UNFCCC und detaillierte Flächendaten des Thünen-Instituts

⁹ Paludikultur ist die land- und forstwirtschaftliche Nutzung nasser Hoch- und Niedermoore. Es handelt sich dabei um eine einer Bewirtschaftungsform, die den Torfkörper besser als die bestehende landwirtschaftliche Nutzung, aber schlechter als eine komplette Wiedervernässung ohne Nutzung erhält. Weitere Informationen unter (www.moorwissen.de).

Abbildung 3-16: Entwicklung der landwirtschaftlich genutzten organischen Böden (in Mio. ha)



Quelle: Eigene Berechnung

Damit ist in Bezug auf die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche nur ein geringer Teil betroffen, allerdings sind regional die Auswirkungen dagegen mitunter erheblich (z.B. im Landkreis Diepholz mit 4,8 % der Acker und 29,5 % des Grünlands auf Moorstandorten¹⁰). Um der Landwirtschaft in solchen Regionen trotzdem Einkommenschancen erhalten zu können, wurde davon ausgegangen, dass 75 % der wiedervernässten Flächen in einer landwirtschaftlichen Nutzung gehalten werden können. Entsprechend der Szenarioannahmen die zur Zielerreichung entwickelt wurden, werden im Zielpfad daher 25 % der wiedervernässten Fläche einer natürlichen Entwicklung überlassen, während auf 75 % der Fläche eine nasse landwirtschaftliche Nutzung mit geringen Grundwasserflurabständen (ganzjährig < 20 cm unter Flur) unterstellt wird. Auf diesen Flächen ist eine landwirtschaftliche Nutzung in Form von Paludikulturen wie dem Anbau von Röhrichtern, Schilf oder Erlen, aber auch die Beweidung mit Wasserbüffeln möglich und damit eine wirtschaftliche Folgenutzung der landwirtschaftlichen Standorte gewährleistet.

In vielen moorreichen Bundesländern wird derzeit die nasse Moornutzung im Rahmen der Moorschutzstrategien diskutiert und Potenziale ermittelt. In Niedersachsen wurde

¹⁰ http://www.moorschutz-deutschland.de/fileadmin/user_upload/ghg/Home/06_Projekte_durchfuehren/Moorschutz-i-D_Rahmenbedingungen.pdf

im Frühling 2018 die Kompetenzstelle Paludikulturen eingerichtet, die an der Beseitigung rechtlicher und technischer Anbauhemmnisse arbeitet und neue Vermarktungswege erschließen soll.¹¹

In Mecklenburg-Vorpommern wurden im Rahmen der Umsetzung des Moorschutzkonzepts Potenziale für die Nutzung von Paludikulturen ermittelt (MV 2017). Danach sind über 85.000 ha (52 % der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche auf Mooren) uneingeschränkt sowohl für Nasswiesen als auch für Anbaukulturen geeignet. Bei den restlichen Moorflächen bedarf es einer naturschutzfachlichen Prüfung bzw. ist nur eine Nasswiesennutzung möglich. Für die Nasswiesenbewirtschaftung und den Erlenanbau bestehen schon praxisreife Verfahren die direkt in die Umsetzung gebracht werden können. Für neuartige Verfahren wie den Anbau von Schilf und Rohrkolben oder nässetoleranten Futtergräser müssen Demonstrationsprojekte in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Umwelteffekte evaluiert werden.

Trotz der derzeit noch bestehenden Umsetzungshemmnisse wird angesichts der zunehmenden Aufmerksamkeit für dieses Thema in den Zielpfaden davon ausgegangen, dass praxisreife Verfahren zum Anbau von Paludikulturen zur Verfügung stehen. Gleichzeitig werden im Rahmen eines Förderprogramms hohe Fördersätze zur Umstellung der bisherigen landwirtschaftlichen Nutzung auf Paludikulturen berücksichtigt (siehe Kapitel 9.3.1).

Durch die gestiegene Nachfrage nach fester Biomasse wird in den Zielpfaden davon ausgegangen, dass die Paludikulturen zum Anbau von Biomasse für die energetische Verwertung genutzt werden. Damit besteht eine Vermarktungsmöglichkeit für Biomasse aus Paludikulturen. Diese Form der Nutzung wird bereits im Niedermoor-Biomasseheizwerk Malchin seit 2014 erprobt.¹² Die positiven Umwelteffekte, die durch die Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Böden erzielt werden können, sind groß. Neben dem klimarelevanten Erhalt des Kohlenstoffspeichers der Böden können wiedervernässte Böden wichtige Speicher- und Rückhaltefunktionen z.B. von Wasser und Nährstofffrachten übernehmen und gleichzeitig zur Regulierung von Gewässern beitragen – z.B. als Wasserspeicher in Agrargebieten mit Dürreperioden (TEEB DE 2016). Auch für viele zeitweise oder ganzjährig ans Wasser gebundene Arten können für die wiedervernässten Flächen positive Effekte erwartet werden (siehe Kapitel 3.7.2.4). Während aus Klimaschutzsicht die Freisetzung von CO₂ bei hohen Grundwasserständen direkt gesenkt bzw. gestoppt werden kann, benötigt der Prozess hin zu einer neuen Moorentwicklung viele Jahre bis Jahrzehnte.

Allerdings ist der Erfolg einer Renaturierung und Wiedervernässung stark abhängig vom Moortyp und Zustand der Böden, sowie von den Bedingungen im Einzugsgebiet und nur bei einer langfristigen Anhebung der Wasserstände möglich.

¹¹ <https://www.3-n.info/themenfelder/paludi/>

¹² Die Nutzung von Paludikulturen als Moorweide wurde im Rahmen dieses Vorhabens nicht berücksichtigt, ist aber ebenso möglich.

3.6.3. Sonstige Änderungen in der Flächennutzung

Neben den oben genannten Flächennutzungsänderungen wird in den Zielpfaden auch die Ausweitung des ökologischen Landbaus um 20 % angenommen. Dabei handelt es sich um eine Änderung des Produktionsverfahrens auf vorhandenen Landwirtschaftsflächen. Um die angestrebten 20 % zu erreichen, sind gegenüber heute zusätzliche 2,2 Mio. ha dafür notwendig. Aus Sicht der Landwirtschaft bleibt diese Fläche in der Bewirtschaftung und es können weiterhin Betriebseinkommen darauf erwirtschaftet werden, aber das Produktionsniveau sinkt. Aus Sicht des Umweltschutzes sind mit der Umstellung verschiedene Co-Benefits zur Treibhausgasminderung zu erwarten, insbesondere verringerte Einträge reaktiver Stickstoffverbindungen, Erhalt der Bodenfruchtbarkeit und der Artenvielfalt.

Durch die Veränderungen der landwirtschaftlichen Nutzflächen kommt es zu einer Veränderung der Produktionsmenge. Im Rahmen der Folgenabschätzung ist für alle Szenarien eine Stickstoffbilanz erstellt worden, die auch die Produktion einbezieht. In die Bilanz gehen allerdings nur Marktprodukte ein. In allen Szenarien geht die Produktion an Marktprodukten gegenüber 2015 zwischen 10 % und 13 % zurück. Der Rückgang ist in der Referenz am größten. Allerdings ist hier die Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen von allen Szenarien am größten, die keine physischen Marktprodukte erzeugt. In den Zielszenarien sind die Produktionsrückgänge auch durch den größeren Anteil ökologischer Landwirtschaft begründet (20 % statt 11 % in der Referenz 2030).

3.6.4. Flächeninanspruchnahme durch Energieinfrastrukturen

Energieinfrastrukturen aller Art haben Einfluss auf die Inanspruchnahme von Flächen. Der Fokus der hier vorgenommenen Bewertung liegt darauf, diejenigen Elemente der Energieinfrastruktur zu betrachten, bei denen im Vergleich zwischen Zielpfad und Referenz signifikante Abweichungen zu erwarten sind. Unter dieser Prämisse ist vor allem der verstärkte Ausbau der Windkraft in den Zielpfaden relevant.

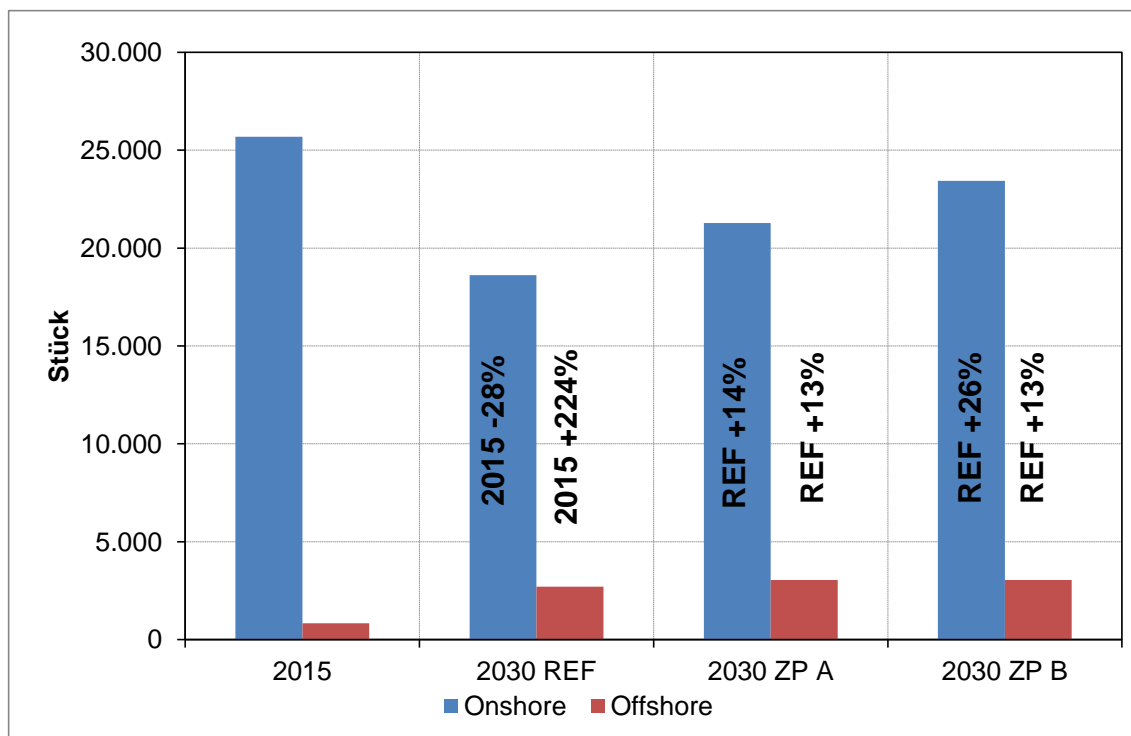
Die Flächeninanspruchnahme durch Windkraftanlagen muss in verschiedenen Dimensionen differenziert werden:

- a) Der unmittelbare Flächenbedarf durch Zuwegungen, Fundamente und Nebenflächen, die in der Regel mit einer Versiegelung dieser Flächen einhergeht. Der energietechnische Flächenbedarf korreliert in erster Näherung mit der Anzahl von Windkraftanlagen. Basierend auf (Peters 2011) und (Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten 2014) wird eine versiegelte Fläche von 500 m² pro Windkraftanlage angenommen. Angesichts der in Abbildung 3-17 gezeigten Anlagenanzahl in der Größenordnung von 20 000 liegen die insgesamt durch Windkraftanlagen versiegelten Flächen in einer Größenordnung von deutschlandweit 1 000 ha und somit vernachlässigbar niedrig.

- b) Der energietechnische Flächenbedarf von Windparks bemisst sich über den Abstand, den Windkraftanlagen untereinander haben müssen um eine übermäßige Windverschattung zu vermeiden. Die Abstände zwischen den einzelnen Windkraftanlagen werden in Vielfachen der Rotordurchmesser geplant und der Rotordurchmesser determiniert zusammen mit u.a. der Auslegung als Starkwindanlage oder Schwachwindanlage sowie der Nabenhöhe im Wesentlichen die elektrische Leistung. Der energietechnische Flächenbedarf korreliert deshalb in erster Näherung mit der installierten Leistung der Windkraftanlagen.
- c) Das Potenzial von für Windkraftanlagen verfügbaren Flächen wird über die energietechnische Flächeninanspruchnahme hinaus durch Abstandsflächen definiert, die zur Wohnbebauung einzuhalten ist. Um die genauen Auswirkungen auf den Abstand zur Wohnbebauung von einem gegebenen Ausbauszenario zu beurteilen, wäre eine geografisch hoch aufgelöste Betrachtung auf Basis von GIS-Daten notwendig, die im Rahmen dieses Projekts nicht durchgeführt wurde. Es lassen sich aber auf Basis anderer Studien Hinweise zur Größe der hier in Anspruch genommenen Flächen im Verhältnis zu den Flächenpotenzialen ableiten. Im hier relevanten Betrachtungszeitraum bis 2030 werden Windkraftanlagen an Land mit einer installierten Leistung zwischen knapp 60 GW (Referenz) und ca. 80 GW (Zielpfad B) angenommen. In (UBA 2013) wird die Ausnutzung des Flächenpotential mit einem Abstand zu Wohnbauflächen korreliert. Eine Leistung von 80 GW würde mit einem ersten Analogieschluss aus den Zahlen der UBA-Studie in etwa einer Ausnutzung von 1% der Bundesfläche entsprechen, die mit einem Abstand von ca. 1800 m von Wohnbebauung korrelieren würde. Eine genauere Bestimmung der Flächenverbräuche hängt auch davon ab, an welchen Standorten Windkraftanlagen zugebaut würden und welcher Anlagentypus (Starkwind, Schwachwind) in welchem Umfang vertreten ist. Eine weiterer Vergleich mit der Studie (Matthes et al. 2018), in der Szenarien mit deutlich höheren installierten Leistungen von Wind an Land untersucht wurden, zeigt ebenfalls, dass eine Leistung von 80 GW noch keine kritischen Bereiche der Flächeninanspruchnahme erreicht. Für Ausbaupfade, die über die hier betrachteten hinausgehen, wird die Frage der Flächenpotentiale jedoch immer wichtiger und bleibt weiteren Arbeiten vorbehalten.

Abbildung 3-17 und Abbildung 3-18 zeigen differenziert nach Onshore-Anlagen und Offshore-Anlagen die Anzahl und die installierte elektrische Leistung von Windkraftanlagen in 2015 sowie für das Referenzszenario und die Zielpfade A und B im Jahr 2030.

Abbildung 3-17: Entwicklung der Anzahl von Windkraftanlagen



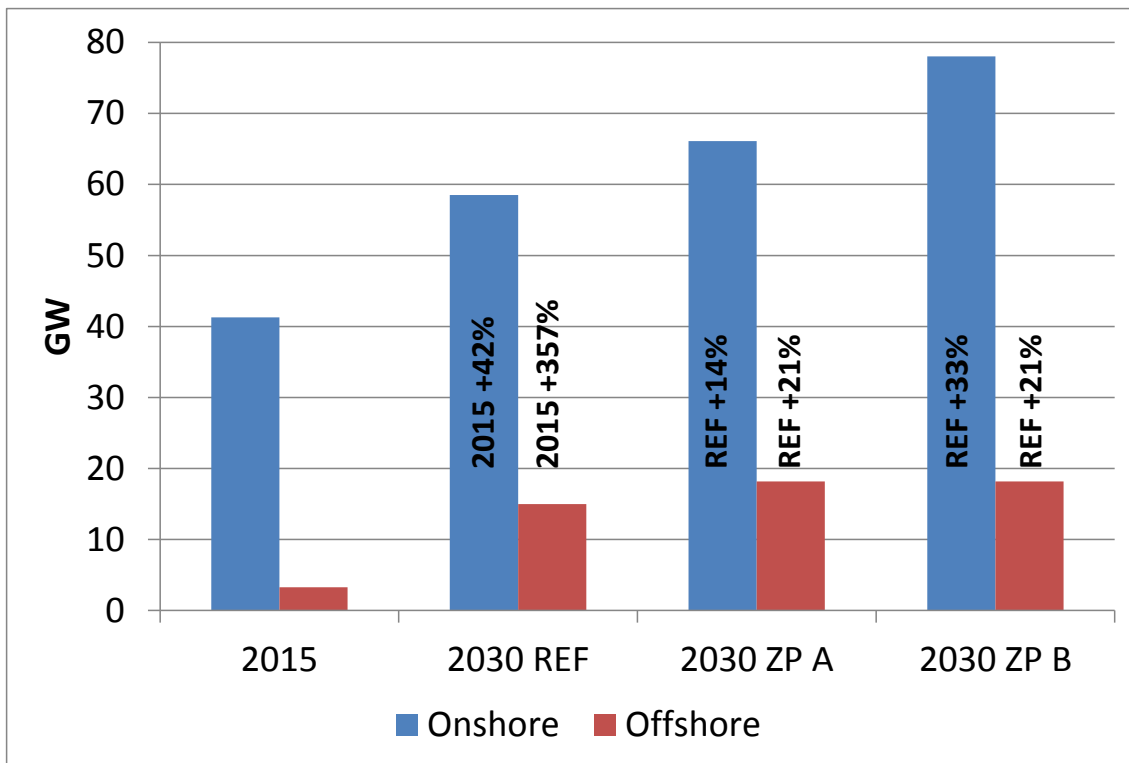
Quelle: (Deutsche Windguard GmbH 2017), (BMWi 2018), (Statista 2018), Eigene Berechnungen

REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

Angesichts dessen, dass viele ältere Windkraftanlagen vor 2030 das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen und durch neue Anlagen mit signifikant größeren Leistungen pro Anlage ersetzt werden, sinkt im Referenzszenario die Anzahl der Onshore-Anlagen bis 2030 im Vergleich zu 2015 um 28 % (Abbildung 3-17), obwohl im gleichen Zeitraum die installierte Leistung um 42 % steigt (Abbildung 3-18). Hierbei wurde angenommen, dass sich die durchschnittliche Leistung von Neuanlagen von aktuell etwa 3 MW bis 2030 auf 5 MW steigert. Für Offshore-Anlage spielt der Ersatz von Altanlagen bis 2030 keine relevante Rolle, so dass im Referenzszenario die Anlagenanzahl von 2015 bis 2030 um über 200 %, und die Leistung um über 350 % steigt. Hier wurde eine Steigerung der durchschnittlichen Leistung von Neuanlagen von aktuell etwa 5 MW auf 10 MW in 2030 unterstellt.

In den Zielpfaden findet ein im Vergleich zum Referenzszenario schnellerer Ausbau der Windkraft statt, in Zielpfad B in deutlichem stärkerem Ausmaß als in Zielpfad A. Bei Onshore-Anlage liegen deshalb in Zielpfad B Anzahl und Leistung in 2030 ca. 30 % über dem Referenzszenario, im Zielpfad A nur 14 % darüber.

Abbildung 3-18: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraftanlagen



Quelle: (Deutsche Windguard GmbH 2017), (BMWi 2018), (Statista 2018), Eigene Berechnungen

REF: Referenzszenario; ZP A: Zielpfad A; ZP B: Zielpfad B

Offshore-Anlagen liegen in beiden Zielpfaden 2030 in der Anlagenanzahl 13 % über dem Referenzszenario und in der Leistung 21 % darüber.

3.7. Biodiversität

Biodiversitätsziele sind komplex und setzen sich aus vielen Größen zusammen (z.B. Gesamtzahl im Artenvorkommen, Häufigkeiten einzelner Spezies, verschiedene – geschützte- Zielarten oder geschützte Lebensraumtypen etc.). Diese Indikatoren werden oft für kleinere räumliche Einheiten herangezogen. Die Wirkungen des Klimaschutzplans auf die Biodiversität sind jedoch für Deutschland insgesamt darzustellen. Angesichts der räumlichen Ausmaße können die Folgen daher nur qualitativ und orientierend betrachtet werden.

3.7.1. Vorgehen

In der Wirkkategorie „Umwelteffekte“ werden diejenigen Wirkungen erfasst, die gemäß der UBA-Methodenkonvention Ökosysteme und damit die biologische Vielfalt beeinträchtigen. Die Gründe für den Verlust der biologischen Vielfalt in Deutschland werden in der Nationalen Strategie zur Biologischen Vielfalt (Bundesregierung 2007) aufgeführt und sind in der folgenden Tabelle in der linken Spalte wiedergegeben. Zunächst wird betrachtet, inwiefern Entwicklungen in den Sektoren, die durch den Klimaschutzplan hervorgerufen werden, mit diesen Ursachen für Biodiversitätsverlust in Zusammenhang stehen, vergl. rechte Spalte der folgenden Tabelle. Erst im anschließenden Text wird für die einzelnen Sektoren detaillierter argumentiert, inwiefern diese Entwicklungen den Druck auf die biologische Vielfalt intensivieren oder entlasten, siehe folgende Unterkapitel.

Die Vielzahl der genannten Ursachen für den Biodiversitätsverlust hat einige Überschneidungen, beispielsweise lassen sich die Bewirtschaftungsintensität der Landwirtschaft und Stoffeinträge nicht klar voneinander trennen. Die Beschreibung der Wirkung auf die Biodiversität erfolgt jeweils ausgehend von den Maßnahmen bzw. Annahmen um Doppelnennungen zu verhindern.

Tabelle 3-8: Mögliche Einflüsse auf die Biologische Vielfalt durch den Klimaschutzplan

Gründe für den Verlust der biologischen Vielfalt	Entwicklungen des KSP mit möglichem Einfluss auf die biologische Vielfalt
Unmittelbare Zerstörung und Zerschneidung von Lebensräumen Flächenumwandlung, Landnutzungsveränderungen	Umbau / Ausbau von Energieinfrastruktur Umbau/Ausbau von Verkehrsinfrastruktur Wiedervernässung von Moorstandorten Umwandlung von Grünland und Ackerland
Intensität der Flächennutzung in der Landwirtschaft	Weitere Zunahme der ökologischen Landwirtschaft Wiedervernässung von Moorstandorten
Aufgabe der landwirtschaftlichen Nutzung von ökologisch wertvollen Grenzertragsstandorten	Wiedervernässung von Moorstandorten
Stoffliche Belastung durch den Eintrag von Nähr- und Schadstoffen in die Umwelt (Versauerung und Eutrophierung) Stoffeintrag in die Meere	Dieser Aspekt ist für ausgewählte Punkte betrachtet worden, an denen die Zielpfade gegenüber der Referenz wichtige Unterschiede aufweisen: Verringerung des Stickstoffüberschusses in der Landwirtschaft, inkl. Einsatz von Nitrifikationsinhibitoren im Zielpfad B Weitere Zunahme der ökologischen Landwirtschaft Verringerung des Eintrags eutrophierender und versauernder Emissionen in Folge der Verbrennung fossiler Energieträger
lokale Defizite bei der Waldbewirtschaftung	Veränderung der Waldbewirtschaftung i.S. des WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario
Wasserbau und nicht-nachhaltige Praxis der Fischereiwirtschaft	<i>Im Zusammenhang mit dem KSP nicht relevant.</i>
Klimawandel	Einfluss soll durch die Wirkung der Summe aller Maßnahmen verringert werden.
Veränderung von Arten, Invasion gebietsfremde Arten	Die Folgenabschätzung umfasst keine Aussage zur konkreten räumlichen Umsetzung der Szenarioannahmen, wie z.B. die Lage von Infrastruktur- oder Bauvorhaben. Damit sind direkte Wirkungen wie Habitatverluste darstellbar. Es werden hier daher nur allgemeine Flächenwirkungen genannt. Das gleiche trifft auch für indirekte Wirkungen zu, wie Veränderungen der Stoffeinträge durch regionale Umstellung auf Ökolandbau. Diese Aspekte werden bei den Biodiversitätswirkungen durch Stoffeinträgen qualitativ genannt.

Verminderung der Bodenqualität, Bodenfruchtbarkeit, CO ₂ -Einbindungskapazität von Böden	Weitere Zunahme der ökologischen Landwirtschaft und Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorstandorten.
---	---

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Bundesregierung 2007

Die weitere Bearbeitung der Biodiversitätswirkungen erfolgt nach den Sektoren gegliedert, wobei nur die Sektoren betrachtet werden, für die relevante Unterschiede bei den Biodiversitätswirkungen zwischen dem Referenz- und dem Zielpfad auftreten.

3.7.2. Biodiversitätswirkungen durch die Landwirtschaft

Aus Tabelle 3-8 geht hervor, dass Entwicklungen im Bereich der Landwirtschaft besonders häufig im Zusammenhang mit Biodiversitätswirkungen genannt werden. Das deckt sich mit der Einschätzung zahlreicher Studien und Gutachten die darauf hinweisen, dass gerade in den ländlichen Räumen der Rückgang der Artenvielfalt und andere Umweltprobleme dauerhaft ungelöst bleiben und sich in der jüngsten Vergangenheit sogar noch weiter verschärft haben (vergl. Darstellung in TEEB DE 2016).

Diese Verschärfung geht auf die insgesamt steigende Nachfrage nach nachwachsenden Rohstoffen zurück (Meo Carbon Solutions 2014). Da die Landwirtschaftsfläche angesichts bestehender anderer Nutzungen und Schutzflächen nicht weiter ausgedehnt werden kann, nimmt die Intensität der Bewirtschaftung zur Steigerung der Produktion weiterhin zu. In Deutschland stellt die landwirtschaftliche Nutzung mit einem Flächenanteil von 52,3 % die wichtigste Bodennutzung dar. Von Veränderungen in der Landwirtschaft sind wildlebende Tier- und Pflanzenarten besonders betroffen, da sie gleichzeitig von Nährstoff- und Schadstoffeinträgen, Bearbeitungshäufigkeiten und dem Verlust von Strukturelementen beeinträchtigt sind.

Für die Folgenabschätzung auf die Biodiversität werden die angenommenen Entwicklungen in der Landwirtschaft näher betrachtet.

3.7.2.1. Flächennutzungsveränderungen durch die Landwirtschaft

Wesentliche Gründe für den Rückgang der Biodiversität in der Agrarlandschaft sind der quantitative und qualitative Verlust von Dauergrünland sowie die Abnahme von extensiven Äckern, Hecken, Säumen und Brachflächen (BfN 2017; Gerowitt et al. 2013; Hünig & Benzler 2017). In allen drei Szenarien genießt Dauergrünland einen hohen Schutz und es gibt daher keine Unterschiede, die mit der Folgenabschätzung betrachtet werden müssten.

Die Wiedervernässung von Moorstandorten ist eine weitere relevante Flächennutzungsveränderung. Da hiervon neben der reinen Wasseraufstauung auch noch andere

Punkte betroffen sind, wie Stoffeinträge oder das Anbauspektrum, wird diese Veränderung in einem eigenen Kapitel betrachtet (siehe 3.7.2.4).

3.7.2.2. Ökologische Landwirtschaft

In der Folgenabschätzung wird bis 2030 eine Zunahme der ökologischen Landwirtschaft auf 20 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche angenommen (ggü. 6,5 % in 2015), das sind ca. 1,5 Mio. ha mehr als im Referenzszenario zum selben Zeitpunkt (11 %). Diese Entwicklung ist aus Biodiversitätssicht positiv zu bewerten, denn die ökologische Landwirtschaft trägt in einem höheren Maße zur Artenvielfalt bei als eine konventionelle Bewirtschaftung. Das belegen viele wissenschaftliche Studien bzw. Metastudien wie z.B. Tuck et al. 2014.

Die Vorteile der ökologischen Wirtschaftsweise für die Biodiversität sind vor allem im Zusammenwirken verschiedener Punkte zu sehen, wie etwa der Verzicht auf Pflanzenschutzmittel, die geringeren Nährstoffüberschüsse durch den Verzicht auf mineralische Stickstoffdünger und eine Flächenbindung der Tierhaltung, höhere Strukturvielfalt durch breitere Fruchtfolgen und höheren Grünlandanteil sowie die Zunahme der genetischen Vielfalt der Kulturpflanzen und Nutztiere durch eigene Zuchtlinien robuster, standortangepasster Pflanzenarten und Tierrassen.

Ökologisch wirtschaftende Betriebe verfügen dagegen nicht per se über einen höheren Anteil ökologischer Vorrangflächen¹³ auf Ackerland oder über kleinere Schläge – was beides zu einer struktureicheren Landschaft führt und Biodiversität fördert. Um die oben aufgeführten Cobenefits der ökologischen Wirtschaftsweise voll zu entfalten, könnte flankierend die Anlage solcher Flächen politisch angereizt werden.

3.7.2.3. Verringerung der Stickstoffüberschüsse

Von den landwirtschaftlichen Stickstoffüberschüssen gelangen zwei Drittel¹⁴ als reaktive Stickstoffverbindungen in die Umwelt (UBA 2015) und wirken dort eutrophierend (überdüngend) und versauernd auf die Ökosysteme – was beides negative Folgen für die Biodiversität¹⁵ hat (u.a. SRU 2015, UBA 2017a, Bundesregierung 2017b).

Die Verluste an reaktiven Stickstoffverbindungen aus der Landwirtschaft erfolgen über den Luftpfad (Ammoniakemissionen) und den Wasserpfad (Nitrat/Ammonium). In bei-

¹³ FiBL gibt einen notwendigen Anteil von 15 % für ökologische Vorrangflächen für die Landwirtschaft (ökologische wie konventionelle) an, um den Ansprüchen möglichst vieler Wildtierarten gerecht zu werden (FiBL 2017).

¹⁴ Nur etwa ein Drittel der Überschüsse wird zum unschädlichen elementaren Stickstoff (N₂).

¹⁵ Die Biodiversitätsfolgen für erhöhte Stoffeinträge in Ökosysteme sind vielfältig. Sie reichen von der direkten Schädigung durch Ammoniak in der Luft (insbesondere niedere Pflanzen), hin zur Verdrängung durch stickstoffliebende, wuchsstarke Pflanzen. Mit den Pflanzengesellschaften ändern sich auch die Tiergesellschaften. Ein Problem ist insbesondere die Überdüngung der Oberflächengewässer, deren Wasserqualität und Sichttiefe abnimmt und die so von bestimmten Arten nicht mehr besiedelt werden. Ein weiteres Phänomen ist das Ausbleiben von Kümmerwuchs (der durch Nährstoffmangel bedingt ist) und von schütterem Bewuchs, wodurch Habitate für z.B. spezialisierte Insekten verloren gehen.

den Bereichen hat Deutschland die umweltpolitischen Vorgaben bisher nicht erfüllt, weshalb weitere Minderungen gegenüber heute weiterhin notwendig sind und auch positiv mit Blick auf die Biodiversität bewertet werden müssen.

Die Ergebnisse zeigen, dass in den Zielpfaden die Stickstoffeinträge zurückgehen und die Verluste über den Luft- und Wasserpfad reduziert werden (siehe Kapitel 3.3.2.4 und 3.5). Damit sind auch positive Auswirkungen auf die Biodiversität und insbesondere Stickstoffsensible Arten in den Zielpfaden zu erwarten. Der Rückgang der Stickstoffeinträge pro Hektar in den Zielpfaden bis 2030 erfolgt überwiegend über die Annahme eines moderaten Rückgangs der Tierbestände und einer weiteren Erhöhung der Ökolandbaufläche im Vergleich zum Referenzszenario.

Als Mittel zur Steigerung der Düngeeffizienz wird auch der Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen diskutiert. Allerdings bestehen hier große Unsicherheiten in Bezug auf Umweltfolgen und langfristige Minderungswirkungen (s. Exkurs in Kapitel 9.1)

Nährstoffeinträge ins Meer wurden im Rahmen der Folgenabschätzung nicht quantifiziert. Allgemein kann jedoch festgehalten werden, dass ein verringerter Stickstoffüberschuss in der Landwirtschaft auch zu verringerten Stickstoffemissionen in die Umweltmedien führt. Vermiedene Nährstoffausträge in die Oberflächengewässer führen gleichermaßen auch zu vermiedenen Nährstoffeinträgen in die Meere.

Langfristig sind weitere Maßnahmen zur Reduktion der Stickstofffrachten vor allem für die Tierhaltung notwendig.¹⁶

3.7.2.4. Wiedervernässung von Moorstandorten

Eine Bewertung der Wiedervernässung auf die biologische Vielfalt ist pauschal schwierig und letztlich nur in einer Vor-Ort-Erhebung und der vorhandenen Flächenkulisse zu beurteilen. Dennoch können generelle Tendenzen abgeleitet werden:

- Mit der Wiedervernässung werden Ackerstandorte in (extensiv genutztes) Grünland umgewandelt, was aus Sicht der biologischen Vielfalt positiv bewertet werden kann, da diese das naturnähere Habitat darstellen.
- Im Fall intensiver Grünlandnutzung ist in ähnlicher Weise wie auf Ackerflächen mit positiven Effekten zu rechnen.
- Auf wiedervernässten Flächen besteht die Möglichkeit, seltene und gefährdete Arten der Moorstandorte wieder anzusiedeln. Im Fall einer Paludikulturnutzung

¹⁶ Dieser sollte sich möglichst gebietsspezifisch an der Empfindlichkeit einzelner Ökosysteme orientieren. Heute sind die critical loads sensibler geschützter Lebensraumtypen teilweise deutlich überschritten. Auf Ebene der bestehenden Vorgaben über Gesamtemissionsmengen (geregelt in der NEC Richtlinie) wird diese entweder auch nach 2030 weiter zu senken sein oder es sollten wirksamere gebietsspezifische Minderungsoptionen verankert werden – oder beides.

ist zu erwarten, dass diese positive Entwicklung weniger stark ausfällt (z.B. einheitliche, Schilf-geprägte Habitatstrukturen).

- In seltenen Fällen kann eine Wiedervernässung auch negativ auf die Biodiversität wirken. Dieser Fall würde eintreten, wenn durch eine extensive Bewirtschaftung eines drainierten Moorstandortes einzelne Arten mit hohem Naturschutzwert auf der Fläche auftreten und durch die Wiedervernässung verloren gehen (TEEB DE 2016).

3.7.3. Biodiversitätswirkungen Forstwirtschaft

In Reise et al. (2017b) liegt eine Bewertung von Auswirkungen des WEHAM-Naturschutzpräferenzszenario (Zielpfad) im Vergleich zum WEHAM-Basisszenario (Referenz) vor (siehe auch (Oehmichen et al. 2018)). Folgende Ergebnisse dieser Modellierung sind dabei für Biodiversitätswirkungen relevant und können auf die Folgenabschätzung des KSP 2050 übertragen werden:

- Es ist zu erwarten, dass sich im Zielpfadszenario die Flächen- und Vorratsstruktur aus Sicht der biologischen Vielfalt verbessern wird (Reise et al. 2017a). In den Wäldern in Deutschland sind Flächen mit alten Baumbeständen und stärkeren Durchmesserklassen der Laubbäume als Habitatstruktur seltener und gefährdeter Arten unterrepräsentiert (Reise et al. 2017a). Im Zielpfadszenario nehmen Flächen mit diesen Habitatstrukturen deutlich stärker zu als im Referenzszenario.
- Im Zielpfadszenario ist eine Verbesserung des Indikators „Natürlichkeit der Baumartenzusammensetzung“ in den Wäldern Deutschlands zu erwarten. Dies geht darauf zurück, dass die Fläche mit heimischen Baumarten der natürlichen Waldgesellschaft, die Fläche der Laubbäume sowie die Waldfläche ohne eingeführte Baumarten ansteigen (Reise et al. 2017b). Aufgrund dieser Veränderung kann mit positiven Auswirkungen auf die heimische Flora und Fauna gerechnet werden (Reise et al. 2017a).
- Im Zielpfadszenario verdoppelt sich der Totholzvorrat gegenüber dem Referenzszenario (Reise et al. 2017b) als wichtige Lebensgrundlage zahlreicher Arten, die auf Totholz angewiesen sind. Allerdings wurde der Totholzanteil nicht modelliert, sondern außerhalb von WEHAM abgeleitet.

Die Modellierung in WEHAM kann kein vollständiges Bild möglicher Effekte auf die biologische Vielfalt zeigen, da z.B. nur drei von zwölf zu identifizierten Indikatoren modelliert werden konnten (Reise et al. 2017b). Dennoch lassen die oben aufgezählten Indikatoren deutlich positive Effekte für die biologische Vielfalt im Zielpfadszenario gegenüber dem Referenzszenario erwarten.

3.7.4. Biodiversitätswirkungen durch Energieinfrastruktur

Energieinfrastrukturen aller Art haben Einfluss auf die Biodiversität. Der Fokus der hier vorgenommenen Bewertung liegt darauf, diejenigen Elemente der Energieinfrastruktur zu betrachten, bei denen im Vergleich zwischen Zielpfad und Referenz signifikante Abweichungen zu erwarten sind. Unter dieser Prämisse ist vor allem der Zubau der Windkraft relevant. Da im Rahmen dieser Folgenabschätzung keine Aussage zur räumlichen Verteilung des Zubaus getroffen wird, sind die Wirkungen auf wildlebende Arten qualitativ nicht möglich.

In Kapitel 3.6.4 wird wegen steigender Anlagenabstände ein steigender Flächenbedarf ermittelt. Doch die Zahl der Windräder ist trotz Ausbau mit der heutigen Zahl vergleichbar. Das bedeutet jedoch, dass auch an Land weiterhin neue Gebiete mit Windkraft erschlossen werden. In Bezug auf die Naturverträglichkeit kommt der Standortwahl eine zentrale Bedeutung zu. Von Naturschutzseite gibt es insbesondere eine kritische Haltung zum Windkraftausbau auf Waldstandorten (BfN 2015), da hier das Risiko des Windschlags von (geschützten) Vögeln und Fledermäusen besteht.

Die ökologische Begleitforschung zum Ausbau der erneuerbaren Energien bleibt daher relevant. Und es sollte wie bisher geklärt werden, ob und wie ein ausreichender Artenschutz bei der Anlagengenehmigung sichergestellt werden kann und ob die bis heute ausgewiesenen Windvorranggebiete für den unterstellten bzw. erwarteten Zubau ausreichen.

3.7.5. Biodiversitätswirkungen durch Verkehr

Beeinträchtigungen für die biologische Vielfalt wie zum Beispiel Lebensraumverlust oder Zerschneidung sind auch bei den Verkehrsinfrastrukturen möglichst zu vermeiden und negativ zu bewerten.

Bezüglich der Verkehrsinfrastruktur ist für wildlebende Arten vor allem der Ausbau und die Neuanlage von Verkehrswegen relevant. Dies ist in den Zielszenarien gegenüber dem Referenzszenario in kleinem Maße in Bezug auf Gleisanlagen der Fall und betrifft neue Trassen als auch Oberleitungen. Grundsätzlich ist jedoch kein ausgeprägter Trassenneubau zu erwarten. Bei der Infrastrukturbereitstellung ist hauptsächlich ein Ausbau bestehender Infrastruktur zu erwarten. Die sinkende Fahrleistung im Straßenverkehr ist im Sinne der Biodiversität grundsätzlich positiv zu bewerten. Hierdurch werden Neu- und Ausbauprojekte bei den Straßeninfrastrukturen vermieden. Somit wird dem Lebensraumverlust und weiterer Flächenzerschneidung entgegengewirkt.

Der nötige Ausbau bestehender Infrastruktur führt zu keiner weiteren Landschaftszererschneidung, stört allerdings die entlang von Straßen und Schienenwegen lebenden schützenswerten wilden Tier- und Pflanzenarten. Im Vergleich von Referenz- und Zielpfaden sind jedoch keine signifikanten Unterschiede bis 2030 zu erwarten.

Wichtig ist grundsätzlich die Berücksichtigung von Biodiversitätsaspekten bei der Planung und Instandhaltung der Infrastrukturen. Dies schließt die Berücksichtigung von Brutzeiten bei Pflegearbeiten, den Verzicht auf Pflanzenschutz etc. ein.

In den Zielszenarien beinhaltet der Kraftstoffmix ein geringeres Maß an Kraftstoffen aus Anbaubiomasse (1. Generation). Damit werden indirekte Landnutzungseffekte vermieden.

3.8. Lärm

Zusätzliche oder verminderte Gesundheitsbeeinträchtigungen durch Lärm im Vergleich der Zielpfade mit der Referenz können grob qualitativ für den Verkehr betrachtet werden. Grundsätzlich ist eine leichte Minderung der Lärmemissionen bei den Zielpfaden im Vergleich zur Referenz zu erwarten. Dies ist hauptsächlich auf eine verringerte Verkehrsnachfrage zurückzuführen, wodurch weniger Verkehr stattfindet und damit auch die Lärmemissionen zurückgehen. Die wirkliche, physikalische Minderung ist hierbei jedoch sehr gering. Nach Fürst und Kühne (2010) bringt eine Halbierung der Fahrleistung eine sehr geringe, mittlere Reduktion um 3 dB(A) mit sich. Es wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass die empfundene Wirkung meist höher liegt. Damit ist aber auch zu argumentieren, dass eine Reduktion der Fahrleistung um 8 % bzw. 6 % in den Zielpfaden zu einer vernachlässigbaren Änderung der Lärmbelastung führen wird.

Andererseits bringt die Elektromobilität eine Minderung der Motorengeräusche mit sich. Besonders in innerörtlichen Bereichen, wo Anfahr- und Beschleunigungssituationen die Geräuschkulisse dominieren, könnte dies eine Entlastung bringen. Da die Rollgeräusche jedoch bereits ab einer Geschwindigkeit von 30 – 40 km/h dominieren ist eine Belastungsreduktion im normalen Verkehr auch hier nicht maßgeblich gegeben. Von den Minderungen durch eine potentielle Geschwindigkeitsreduktion auf Bundesautobahnen würden nur vergleichsweise wenig Menschen betroffen sein bzw. profitieren, da die Lärmemissionen an Autobahnen, welche bis dato nicht geschwindigkeitsbegrenzt sind, nach Annahme sehr wenig Lärmbelastung auslösen aufgrund fehlender, betroffener Besiedlung. Insgesamt bedeutet dies punktuell kleine Verbesserungen, aber nicht zwangsweise eine große Reduktion der Immissionen und daher auch keine relevanten Verbesserungen in Bezug auf die Lärmbelastung.

4. Ökonomische Folgewirkungen

Wirtschaftliche Folgen entstehen, wenn sich durch eine politische Vorgabe die Ausgabenhöhe oder -struktur von Staat, Bürgern oder Unternehmen verändert (siehe „Leitfaden zur Nutzen-Kosten-Abschätzung umweltrelevanter Effekte in der Gesetzesfolgenabschätzung“¹⁷). Zu unterscheiden ist zwischen i) direkten ökonomischen Impulsen nach Wirtschaftsbereichen bzw. Handlungsfelder, die durch die politischen Vorgaben in einzelnen Sektoren entstehen, ii) direkten und indirekten makroökonomischen Effekten, die durch die Vorgaben in vor- oder nachgelagerten Wirtschaftsbereichen und im Wechselspiel zwischen den Wirtschaftsbereichen bewirkt werden, sowie induzierten Effekten, die sich aus Gesamtnachfrageänderungen ergeben, iii) den sozialen bzw. Verteilungseffekten, die sich für Haushalte und Bürger durch Veränderungen der Einkommens- und Ausgabenstruktur ergeben und iv) den externen Kosten, die sich durch Umweltwirkungen einsparen lassen oder zusätzlich ergeben. Im Folgenden werden diese wirtschaftlichen Effekte dargelegt. Soziale Effekte bzw. Verteilungsaspekte werden dabei in den jeweiligen Handlungsfeldern, sofern sie Verbraucher betreffen, dargestellt. Alle monetären Angaben in der Folgenabschätzung sind in realen Werten (Euro Preisbasis 2010), falls nicht anderweitig angegeben.

4.1. Investitionsbedarf und Einsparungen

Um die Sektorziele zu erreichen, sind Investitionen in Klimaschutz- bzw. Effizienztechnologien essentiell. Viele dieser Investitionen bringen umfangreiche Modernisierungen, Infrastrukturentwicklungen und auch Digitalisierung mit sich, die neue Chancen im deutschen Wirtschaftssystem aufzeigen können, technologische Entwicklung und Kompetenz vorantreiben und einen Transformationsprozess zu einem klimafreundlichen Wirtschaftssystem anstoßen können. Den zusätzlichen Investitionen, die auf Seiten der Wirtschaft oder Verbraucher erforderlich wären, stehen durch die Modernisierung und Effizienzsteigerung vielfältige Einsparungen über die Lebensdauer der Anlagen/Investitionen, bspw. von Energiekosten, Betriebs- und Wartungskosten, Versicherungskosten, entgegen, die in vielen Fällen die Mehrinvestitionen deutlich kompensieren können. Dabei spielen nicht nur Nutzen eine Rolle, die sich direkt in Kosteneinsparungen darstellen lassen, sondern auch solche, für die sich ein monetärer Gegenwert in Form von vermiedenen Kosten anlegen lässt, bspw. vermiedene Umwelt- oder Gesundheitsschäden (vergleiche Kapitel 4.3). Darüber hinaus entstehen Nutzen, für die sich weder die direkten Einsparungen monetär bewerten lassen noch mögliche vermiedene Schäden oder Folgewirkungen (z.B. Verlust der Biodiversität).

¹⁷ UBA-Texte 01/2015 (<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/leitfaden-zur-nutzen-kosten-abschaetzung>)

In einem ersten Schritt werden im Folgenden die erforderlichen Mehrinvestitionen¹⁸, den Einsparungen durch Effizienz bzw. Modernisierung über alle Handlungsfelder gegenübergestellt. Diese Darstellung bietet eine erste Orientierung der Kosten und Einsparungen, die darüber hinaus die Grundlage für die makroökonomische Analyse in Kapitel 4.2 bietet. Die Investitionsbedarfe und Einsparungen ergeben sich aus den Annahmen, die für die Zielpfade A und B in den jeweiligen Handlungsfeldern unterlegt sind. Ihre Herleitung ist für jedes Handlungsfeld detailliert in den Kapiteln 5-11 beschrieben.

4.1.1. Gesamte Differenzinvestitionen

Auf der Investitionsseite ergeben sich zur Erreichung der Sektorziele bis zum Jahr 2030 zusätzliche Investitionsbedarfe in Höhe von ca. 270 Mrd. Euro im Zielpfad A und ca. 240 Mrd. Euro im Zielpfad B (jeweils kumulierte Differenzinvestitionen gegenüber der Referenz im Zeitraum 2018 bis 2030). Abbildung 4-1 stellt die Investitionsimpulse für je zwei Stützjahre (2025 und 2030) dar. Im Zielpfad A liegen die Investitionen bei 23 Mrd. Euro im Jahr 2025 und gut 26 Mrd. Euro im Jahr 2030, in Zielpfad B bei gut 22 Mrd. Euro in 2025 und knapp 21 Mrd. Euro im Jahr 2030.

Im Zielpfad A mit einem Schwerpunkt auf Energieeffizienz sind zusätzliche Investitionen insbesondere im Bereich der Gebäudesanierung nötig (kumuliert ca. 160 Mrd. Euro im Zeitraum bis 2030 gegenüber der Referenz). Die Erreichung der Ziele für erneuerbare Energien in der Energiewirtschaft bedeutet Differenzinvestitionen in Höhe von knapp 80 Mrd. Euro (kumuliert bis 2030) im Zielpfad A. Abbildung 4-1 stellt wieder die Investitionsimpulse für je zwei Stützjahre (2025 und 2030) dar. Im Zielpfad A liegen sie im Gebäudesektor bei knapp 14 bzw. leicht über 14 Mrd. Euro in den Stützjahren, für die Energiewirtschaft bei 7,5 bzw. 7,8 Mrd. Euro.

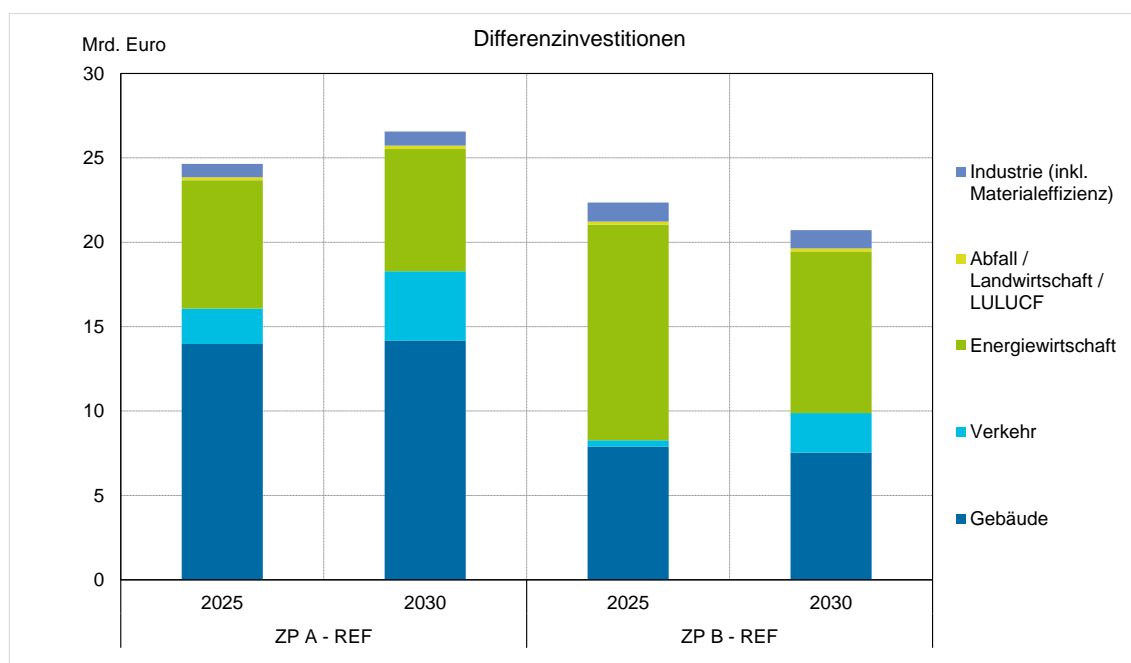
Im Zielpfad B mit einem Schwerpunkt auf strombasierte Technologien in den meisten Handlungsfeldern wird in der Energiewirtschaft noch in weitere erneuerbare Stromerzeugungstechnologien investiert, um die Stromnachfrage der anderen Handlungsfelder zu decken. Damit ergibt sich ein kumulierter Mehrinvestitionsbedarf von ca. 110 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 bzw. mit Blick auf die Stützjahre 2025 und 2030 ein Mehrinvestitionsbedarf von 12,5 bzw. knapp 10 Mrd. Euro. Im Gebäudesektor bedeutet ein stärkerer Schwerpunkt auf strombasierte Wärmeerzeuger, dass weniger Sanierungsinvestitionen durchgeführt werden, so dass die kumulierten Mehrinvestitionen im Zielpfad B (gegenüber der Referenz) bei ca. 100 Mrd. Euro liegen (mit ca. 7,8 bzw. 7,5 Mrd. Euro in den Stützjahren).

Insgesamt betragen die Bruttoanlageinvestitionen in Deutschland im Jahr 2017 665 Mrd. Euro, die Bauinvestitionen in Hochbau (Wohn- und Nichtwohnbauten) alleine be-

¹⁸ In diesem Bericht werden die Begriffe Mehrinvestitionen und Differenzinvestitionen synonym verwendet. Sie bezeichnen die zusätzlichen Investitionsmittel, die in den Zielpfaden gegenüber den Investitionen in der Referenzentwicklung aufgewendet werden.

trugen 282 Mrd. Euro (Statistisches Bundesamt 2018). Das BIP lag bei ca. 3 277 Mrd. Die Mehrinvestitionen (Differenz der Investitionen aus den Zielpfaden und Referenz) aus den Zielpfaden der Folgenabschätzung in Höhe von ca. 25 Mrd. Euro/Jahr machen damit weniger als 1% des BIP aus und weniger als 4% der Bruttoinvestitionen aus dem Jahr 2016. Die jährlichen Mehrinvestitionen in den Zielpfaden in Gebäude bedeuten ca. 5% (ZP A) bzw. ca. 3% (ZP B) der in 2017 erfolgten Bauinvestitionen (hier: Hochbauinvestitionen in Wohnbauten sowie in öffentliche und gewerblich Nichtwohnbauten).

Abbildung 4-1: Investitionsimpulse – Differenzinvestitionen nach Handlungsfeld



Quelle: Eigene Berechnung

4.1.2. Kosten und Nutzen im Vergleich (Annuierte Differenzinvestitionen und Einsparungen)

Eine reine Betrachtung der Investitionsbedarfe erlaubt allerdings kein differenziertes Bild über die Belastung der deutschen Wirtschaft oder von Verbrauchern in Folge der Sektorziele. Vielmehr ist von Interesse, inwieweit sich die zusätzlichen Investitionsaufwendungen durch resultierende Einsparungen an Energiekosten, Betriebs-, Wartungs-, Instandhaltungs-, Versicherungs- oder sonstige Kosten ausgleichen und sich damit in einer angemessenen Zeit rentieren bzw. Profit abwerfen.

Um dieser Nettobetrachtung nachzugehen, müssen den Mehrinvestitionen die resultierenden Einsparungen gegenübergestellt werden. Sind die zusätzlichen Investitionskosten geringer als die Einsparungen über die Lebensdauer, so ist die Investition rentabel. Vergleichbare Systemgrenzen sind wichtig für die Wahl der Methode zur Nettokostenbestimmung. Hier spielt insbesondere die Betrachtung gleicher Zeiträume/-punkte eine

wesentliche Rolle, da Investitionen in der Regel in der Anfangsphase anfallen, während die Einsparungen über die Lebensdauer der Technologie entstehen. Auch werden Investitionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten durchgeführt und haben daher unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte/-räume.

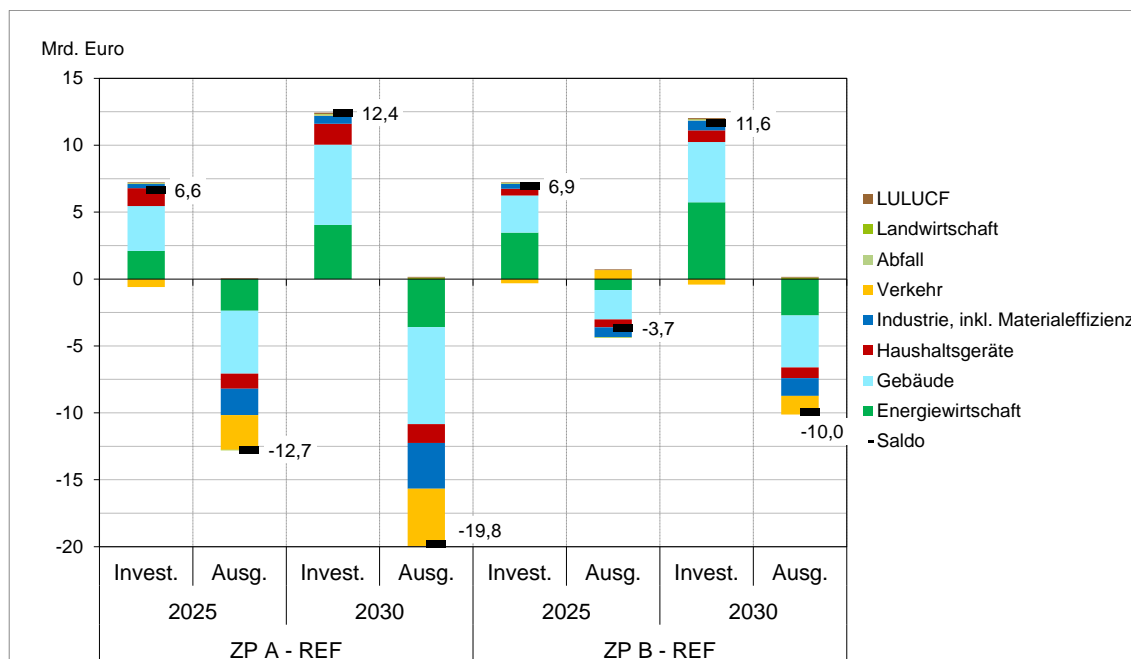
Um diesen zeitlichen Aspekten gerecht zu werden, können die Investitionen in jährliche Kosten über die Lebensdauer der Anlagen/Investition umgelegt (Umwandlung in Annuitäten). Der Annuität gegenübergestellt werden die jährlich anfallenden Einsparungen der Energie- und Betriebs- bzw. Sonstigen Kosten. Dieser Saldo ergibt die Nettokosten oder -erlöse der Investitionen pro Jahr (Doll et al. 2008). Er wird als Zeitpunktbetrachtung bezeichnet.¹⁹ Die Zeitpunktbetrachtung (oder annuitätische Darstellung) ist gegenüber der Zeitraumbetrachtung (mit begrenztem Kapitalwert) vorteilhaft, da Angaben zu Kosten und Einsparungen in den meisten Sektoren durch Sektormodelle nur für die Stützjahre und nicht jährlich ermittelt werden. Angaben für die zwischenliegenden Jahre müssten interpoliert werden und bilden nicht notwendigerweise die tatsächlichen Verläufe ab. Im Folgenden wird daher die Darstellung der Zeitpunktbetrachtung (auf Basis der Annuitäten der Investitionskohorten und der im Zeitpunkt insgesamt anfallenden Einsparungen) gewählt.

Für die Zeitpunktbetrachtung werden die beiden Stützjahre 2025 und 2030 dargestellt. Alle bis dahin durchgeführten Investitionen werden über die Lebensdauer der Anlagen mit einer geeigneten Diskontrate von 2% (vgl. Kapitel 16.1) annuisiert. Die in einem betrachteten Jahr (hier 2025 oder 2030) aus den verschiedenen Investitionstätigkeiten anfallenden Annuitäten werden addiert. Von dieser Kohorte der Annuitäten werden die im betrachteten Jahr durch die die Investitionen eingesparten Betriebs- und Energiekosten in Summe abgezogen, so dass im Ergebnis die Nettodifferenzkosten für das betrachtete Jahr resultieren. Diese werden im Folgenden als „Annuisierte Mehrinvestitionen und -Ausgaben“ bezeichnet

Für die Nettobetrachtung wird eine volkswirtschaftliche Perspektive auf der Mikroebene eingenommen, d.h. es werden keine Transfers, keine individuellen Verzinsungsansprüche oder Abschreibungszeiträume berücksichtigt. Das Entscheidungskalkül einzelner Unternehmen oder Akteure spielt für die Folgenabschätzung der Zielpfade keine Rolle, da dieses Entscheidungskalkül wesentlich von möglichen politischen Maßnahmen und Instrumenten bestimmt ist. Da die Folgenabschätzung jedoch eine Zielerreichungsbewertung ist, sind keine Maßnahmen unterlegt, die aus einzelwirtschaftlicher Sicht betrachtet werden können. Ziel der Folgenabschätzung des Klimaschutzplans 2050 ist, die Kosten der sektoralen Zielerreichung im Zusammenhang (und Vergleich) zu ermitteln.

¹⁹ Alternativ kann eine Zeitraumbetrachtung durchgeführt werden, bei der auf der Basis der annuisierten Investitionen und der Diskontierung der eingesparten Energie- und Betriebskosten der Kapitalwert für den Zeitraum bis 2030 abgeleitet wird. Sowohl die Annuitäten als auch die Energie-/Betriebskosteneinsparungen würden dabei nach dem Jahr 2030 abgeschnitten (unabhängig von der Nutzungsdauer des Investitionsgutes). Dies bezeichnen wir als den *begrenzten Kapitalwert* (Doll et al. 2008).

Abbildung 4-2: Annuierte Differenzinvestitionen und Einsparungen / Mehrausgaben im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 4-2 sind die annuierten Mehrinvestitionen und Einsparungen je Handlungsfeld und in Summe für die beiden Zielpfade und zwei Stützjahre gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass die Einsparungen (negative Balken bei Ausgaben) in Zielpfad A in beiden Stützjahren deutlich die annuitätischen Mehrinvestitionen übersteigt. In der Summe sind die Mehrinvestitionen damit rentabel, die Wirtschaft und Investoren sind netto nicht nur nicht belastet, sondern profitieren von den Investitionen. Ein vertiefter Blick ergibt, dass dies auch für die individuellen Handlungsfelder zutrifft. Die Nettoeinsparungen sind im Jahr 2030 noch deutlicher ausgeprägter als im Jahr 2025. Gleichzeitig ist hervorzuheben, dass das gesamte Investitionsaufkommen im Zielpfad A im Jahr 2030 höher ist als im Zielpfad B. Im Zielpfad B saldieren sich Mehrinvestitionen und Einsparungen weder in der kurzen Frist noch bis zum Jahre 2030. Die Einsparungen liegen unter den investitionsbedingten Kosten.

Zusammengefasst lässt sich aus der Mikroperspektive festhalten, dass Zielpfad A wirtschaftlich positiv darstellbar ist. Allerdings ist auch hervorzuheben, dass anfangs ein zusätzlicher Investitionsbedarf besteht und Einsparungen erst über die Zeit eine Rendite abwerfen. Mögliche Hemmnisse, die solchen Investitionsaktivitäten entgegenstehen, unterscheiden sich zwischen den Handlungsfeldern und können durch geeignete Maßnahmen adressiert werden, die jedoch nicht Teil dieser Folgenabschätzung sind. Für

vertiefte Blicke in die Kosten-Nutzen-Bilanzen der einzelnen Handlungsfelder sei auf die Kapitel 5 bis 11 verwiesen.

4.2. Gesamtwirtschaftliche Folgewirkungen

Die Veränderungen, die auf sektoraler Ebene eine Verminderung des Treibhausgasausstoßes bewirken, haben neben den direkten bzw. unmittelbaren Auswirkungen auf Firmen und Haushalte auch noch Nebeneffekte auf aggregierter Ebene. So kann beispielsweise die umweltpolitisch getriebene erhöhte Nachfrage nach Investitionen zu einer erhöhten Nachfrage auf dem Arbeitsmarkt, höheren Gehältern und in der Folge zu mehr Konsummöglichkeiten führen. Andererseits kann auch die Veränderung von Konsumgewohnheiten eine unterschiedliche Nachfrage nach Investitionsgütern bewirken und diese Verschiebung auf der Investitionsseite die Arbeitsnachfrage beeinflussen. Um diese Interaktionseffekte ausreichend berücksichtigen zu können, ist eine gesamtwirtschaftliche Integration der Einzeleffekte sinnvoll. Wie genau und mit welchem Modellansatz dies geschieht, wird im nächsten Abschnitt detaillierter dargelegt.

Die gesamtwirtschaftliche Folgewirkung baut auf der Integration der einzelnen Sektoren, so wie sie im vorherigen Kapitel detailliert dargelegt wurde, auf. Zur besseren Einordnung und klareren Abgrenzung zur gesamtwirtschaftlichen Systematik werden in diesem Abschnitt die einzelnen Bereiche aus dem vorherigen Kapitel wie Industrie, Verkehr, Landwirtschaft etc. als Handlungsbereich bezeichnet. Die einzelnen Handlungsbereiche mit ihren umweltpolitischen Strategien bilden somit die Grundlage für die gesamtwirtschaftliche Bewertung. Auch wenn die Handlungsbereiche zusammengekommen die gesamte Volkswirtschaft in Deutschland abbilden, ist dies nicht deckungsgleich mit der volkswirtschaftlichen Systematik. Aus diesem Grund ist eine Übersetzungsleistung aus den Handlungsfeldern in die Systematik notwendig. Auch dieses Vorgehen wird im nächsten Abschnitt dargelegt.

Schließlich geht es in der Analyse der gesamtwirtschaftlichen Folgewirkung auch um den Vergleich mit der Referenz. Dafür wurde bereits bei der Szenariendefinition eine enge Verzahnung mit sämtlichen Handlungsfeldern aufgesetzt und die Rahmendaten aus dem zweiten Kapitel über alle Handlungsfelder und die ökonomische Modellierung abgestimmt. Damit können die ökonomischen Folgen gegenüber der Referenz bewertet werden. Im Abschnitt 4.2.2 werden diese Folgen für die Wertschöpfung und das Bruttoinlandsprodukt (BIP) aufgezeigt und im Abschnitt 4.2.3 für die Beschäftigung. Abschnitt 4.2.4 fasst die volkswirtschaftliche Bewertung aus den vorherigen drei Abschnitten zusammen. Abschnitt 4.2.5 befasst sich schließlich noch mit möglichen Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Vermiedene externe Kosten durch vermiedene Umweltschäden werden in Abschnitt 4.3 diskutiert.

4.2.1. Vorgehen in der gesamtwirtschaftlichen Bewertung

Für die Referenz sowie die beiden Zielpfadenszenarien werden für jeden Handlungsbereich technoökonomische Impulse abgeleitet. Diese fließen in ein makroökonomisches

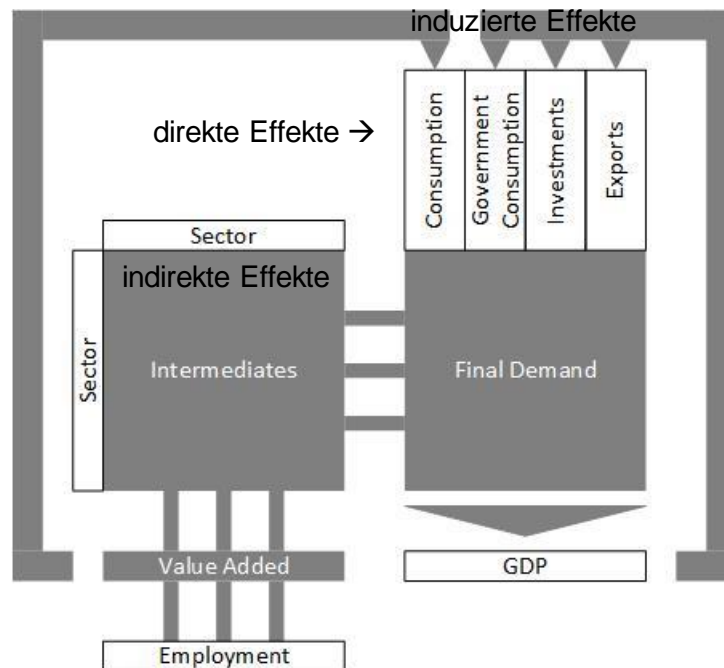
Modell ein, das zur Quantifizierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte genutzt wird. Durch einen Vergleich der Zielpfadszenarien mit der Referenz kann jeweils ihre Nettowirkung auf ökonomische Parameter wie Wertschöpfung und Beschäftigung berechnet werden.

4.2.1.1. Grundsätzliche Modellbeschreibung

ISI-Macro ist ein dynamisches makroökonomisches Simulationsmodell. Es stellt die Wirtschaft als Zusammenschluss individueller Subsysteme dar. Diese Subsysteme stehen in einem funktionalen Zusammenhang zueinander, wobei von einer gesamtwirtschaftlichen Kreislauflogik ausgegangen wird. Im Gegensatz zu neoklassischen Gleichgewichtsmodellen erfordert das Modell kein allgemeines Gleichgewicht der Märkte. Die Implementierung in System Dynamics, einer in den 1950er Jahren entwickelten Methodik zur Analyse und Simulation komplexer und dynamischer Systeme, erlaubt nichtlineare Effekte über die Interaktion verschiedener Feedback-Schleifen.

Die makroökonomische Logik ist in Abbildung 4-3 schematisch dargestellt. Kern des Modells ist ein hochauflösendes Input-Output-Modul. Es entspricht den Konventionen der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung und stellt die Lieferbeziehungen (Vorleistungsmatrix) zwischen 72 Wirtschaftszweigen (Input-Output-Rechnung 2012, konsistent mit der Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008), sowie von diesen an die Endnachfrage dar. Die einzelnen Endnachfragebereiche (Konsum, Staatskonsum, Investitionen, Exporte) sind dabei von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung abhängig. Produktionswert und Bruttowertschöpfung je Wirtschaftszweig werden im Input-Output-Modul ermittelt und das Beschäftigungsmodul ist über die sektorale Arbeitsproduktivität daran gekoppelt.

Abbildung 4-3: Makroökonomisches Impact Assessment Model des Fraunhofer ISI (ISI-Macro)



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

4.2.1.2. Art der Impulse

In das Modell gehen unterschiedliche Impulse ein, die im Folgenden kurz beschrieben werden. Sie lassen sich grob in Veränderung der Endnachfrage (in Form von Investitionen und privatem Konsum) und Veränderungen in den Lieferungen zwischen Wirtschaftszweigen (in Form von Veränderungen in der Vorleistungsmatrix) einteilen.

1. Veränderung der Endnachfrage nach Wirtschaftsbereichen:

- Veränderung der Investitionen: Kapitalverwendung der Unternehmen, im Gegensatz zu den oben beschriebenen annuisierten Investitionen fällt der Impuls im gesamtwirtschaftlichen Modell in dem Jahr an, in dem die entsprechenden Güter / Dienstleistungen von den liefernden Wirtschaftsbereichen her bzw. bereitgestellt werden. Diese Kategorie enthält zusätzlich den Kauf / Bau von Gebäuden durch private Haushalte.
- Veränderung des Konsums: Kauf von Gütern und Dienstleistungen für den Ge- und Verbrauch der Haushalte. Miteingeschlossen sind langfristige Konsumgüter wie Fahrzeuge und Haushaltsgeräte, nicht miteingeschlossen sind Gebäude, die den Investitionen zugeordnet werden.

- Eine Unterscheidung der Impulse nach heimischem bzw. importiertem Anteil erfolgt endogen im Modell auf Ebene der Wirtschaftszweige.
2. Veränderung der Vorleistungsmatrix (liefernde und nachfragende Wirtschaftsbereiche):
- Die Änderung der Nachfrage nach intermediären Inputs zwischen Wirtschaftsbereichen erfolgt über Anpassungen in der Vorleistungsmatrix der Input-Output-Tabelle.

4.2.1.3. Wirkung der Impulse

Im Rahmen des Klimaschutzes kann zwischen direkten, indirekten und induzierten makroökonomischen Effekten unterschieden werden (Breitschopf et al. 2013):

Direkte positive Effekte treten in den Wirtschaftszweigen auf, die Investitionsgüter für den Klimaschutz liefern (Investitionen), die durch die Haushalte in den Klimaschutzenszenarien mehr nachgefragt werden (Konsum) sowie in den Wirtschaftszweigen, die für Betrieb und Wartung der eingesetzten Technologien sorgen (Vorleistungen).²⁰ Direkte negative Effekte entstehen hingegen in den Wirtschaftszweigen, die Investitionsgüter, Konsumgüter und Vorleistungen herstellen, die in den Klimaschutzenszenarien weniger nachgefragt sind.

Die beschriebenen direkten Effekte führen über die Verflechtung der Wirtschaft zu indirekten Effekten, d.h. zu veränderter Nachfrage in vorgelagerten (sog. "Upstream"-) Wirtschaftszweigen (siehe auch Abbildung 4-3).

Induzierte Effekte resultieren aus der volkswirtschaftlichen Kreislauflogik. Sie können über Veränderung der Nachfrage das gesamtwirtschaftliche Wachstum beeinflussen. Direkte und indirekte Effekte wirken sich in den einzelnen Wirtschaftszweigen in Form von veränderter Produktion und Wertschöpfung aus. Daraus resultieren wiederum Änderungen in der Beschäftigung.

Im Zuge der Modellierung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen muss immer mit Annahmen gearbeitet werden. Die zwei wichtigsten Annahmen im Zusammenhang mit der Wirkung der Impulse sollen hier kurz dargestellt werden.

1. Es wird von einem festen Konsumbudget ausgegangen. Veränderungen beim Konsum wirken somit nur strukturell, d.h. dass die Summe der aus den Zielpfaden abgeleiteten spezifischen Konsumimpulse dem allgemeinen Konsum gegengerechnet wird. Dies erfolgt basierend auf einer festen Aufteilung des Kon-

²⁰ Darüber hinaus wirken sich vermiedene externe Umweltkosten positiv aus z.B. können bei privaten Haushalten vermiedene Gesundheitskosten zu erhöhter Arbeitsproduktivität und erhöhtem Arbeitsangebot führen. Diese Wirkungen können im Rahmen des makroökonomischen Modells allerdings nicht betrachtet werden.

sums anhand historischer Anteile. Der Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt wird auch dadurch bestimmt, wie sich strukturelle Effekte auf die Handelsbilanz auswirken, d.h. ob die mehr bzw. weniger nachgefragten Güter und Dienstleistungen stärker im Inland produziert oder importiert werden. Ähnlich wird der Beschäftigungseffekt dadurch bestimmt, ob beschäftigungsintensive Wirtschaftsbereiche gewinnen oder verlieren.

2. Im Gegensatz zum Konsum wird für die Investitionen angenommen, dass sich das Investitionsniveau durch die Differenzinvestitionen erhöht. Dies schlägt sich gesamtwirtschaftlich in einem positiven Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt nieder. Die strukturellen Effekte ähneln somit stärker den sogenannten Bruttoeffekten, wie sie in einigen Studien ausgewiesen werden. Dadurch sind die Effekte auch leichter interpretierbar. Einzelwirtschaftlich werden die Differenzinvestitionen größtenteils gegenfinanziert durch Preisweitergaben (z.B. Mieterhöhung, veränderte Strompreise etc.) oder Einsparungen (Energie, Material).²¹ In einer Sensitivitätsanalyse wurden in der vorliegenden Folgenabschätzung zusätzlich die Effekte unter der Annahme eines Crowding-Outs untersucht, um die Spannweite der Ergebnisse darzulegen.

4.2.1.4. Aufbereitung der Impulse: methodisches Vorgehen

Eine Übersicht der Impulse für die gesamtwirtschaftliche Modellierung ist in Tabelle 4-1 gegeben. Die technoökonomischen szenarienbezogenen Impulse werden zunächst den bereits beschriebenen ökonomischen Kategorien (Konsum, Investition, Vorleistungen) zugeordnet, nach denen die Tabelle auch eingeteilt ist.

Die dem Konsum und den Investitionen zugeordneten Impulse werden dann auf die Investitions- und Konsumgüter liefernden Wirtschaftsbereiche verteilt. Hierzu wird je Impuls ein entsprechender Aufteilungs-Vektor für die 72 Wirtschaftsbereiche hinterlegt, sodass nach Aggregation der einzelnen Impulse jeweils ein Vektor als jährlicher Impuls in das Modell eingeht. Die Aufteilung auf inländische Produktion und Importe basiert dabei auf den Importanteilen der Wirtschaftsbereiche in der jeweiligen Endnachfragekategorie, die aus der Input-Output-Tabelle von 2012 des Statistischen Bundesamts entnommen wurden.

Für die Veränderung der Vorleistungen müssen die Impulse auf liefernde und nachfragende Wirtschaftsbereiche verteilt werden, was jeweils über einen Vektor für die 72 Wirtschaftsbereiche geschieht. Je Impuls kann daraus eine Veränderung der Vorleistungen als 72×72 Matrix berechnet werden. In einem Zwischenschritt werden die Impulse der einzelnen Handlungsfelder aggregiert. Die entstandene Matrix wird dann unter Verwendungen der historischen Anteile aus der Input-Output-Tabelle von 2012 in zwei Matrizen aufgeteilt: Veränderungen der heimischen Vorleistungen und Veränderungen der importierten Vorleistungen. Nur die heimischen veränderten Vorleistungen werden gesamtwirtschaftlich wirksam.

²¹ Auch andere Studien (z.B. BDI/Prognos - Klimapfade) gehen so vor, wobei in diesem Fall ein sog. Crowding-Out vollständig ausgeschlossen ist.

Die Zuordnungs-Vektoren basieren auf unterschiedlichen Quellen.²² Sie zerlegen die einzelnen Technologien zuerst in Komponenten und weisen diese dann den jeweiligen Wirtschaftsbereichen zu. Teilweise ist eine einfache 1-zu-1 Zuordnung möglich. Im Falle einer gesunkenen Düngemittelnachfrage fragt beispielsweise der Wirtschaftsbereich Landwirtschaft weniger Dünger vom Wirtschaftsbereich chemische Industrie nach. Teilweise ist jedoch ein komplexes Vorgehen nötig. Für die veränderte Brennstoffnachfrage der Industrie müssen z.B. die nachfragenden Wirtschaftsbereiche basierend auf AGEB ermittelt werden, während für liefernde Bereiche eine Zuordnung der Brennstoffe zu Öl/Gas, Kohle etc. erfolgen muss.

4.2.1.5. Darstellung der Impulse

Im Folgenden werden die Impulse für die makroökonomische Modellierung dargestellt. Tabelle 4-1 fasst die kumulierten Impulse der zwei Zielpfade entsprechend ihrer Wirkungskategorien und für die einzelnen Handlungsfelder als Differenz zum Referenzszenario zusammen. Positive Werte entsprechen einem positiven Impuls (z.B. zusätzliche Investitionen gegenüber der Referenz), negative Werte entsprechen einem negativen Impuls (z.B. ein Rückgang der Nachfrage nach fossilen Brennstoffen).

²² Einschätzung der Experten für die einzelnen Handlungsbereiche sowie Datenbanken aus vorangegangenen Forschungsprojekten (u.a. (Sievers bisher unveröffentlicht), (Duscha et al. 2016)) basierend auf Expertengesprächen und Literatur (u.a. Pfluger et al. (2017), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2014), Keuneke et al. (2014), Scheftelowitz et al. (2014), Smart et al. (2016), Konstantin (2009), Schukraft (2018), Schade et al. (2014))

Tabelle 4-1: Übersicht der Impulse für die gesamtwirtschaftliche Modellierung

Ökonomische Kategorie	Kategorie- Handlungsbereich	Delta 2018-2030 ZP A [Mrd. €]	Delta 2018-2030 ZP B [Mrd. €]
Investitionen	Gebäude	159	100,8
	Elektrizität	81,1	118,7
	Verkehr	23,4	10
	Industrie	8,2	9,7
	Sonstige	2,3	2,3
Konsum	Haushalte	-0,4	-3,0
	Verkehr	-15,7	2,4
	Gebäudewärme	47,0	44,3
Vorleistungen	Gebäude	-25,0	-7,3
	Elektrizität	-10,2	-9,0
	Verkehr	-1,4	0,1
	Industrie	-11,9	1,2
	Sonstige	-0,1	-0,1

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI aus Inputs der Bottom-up Modelle

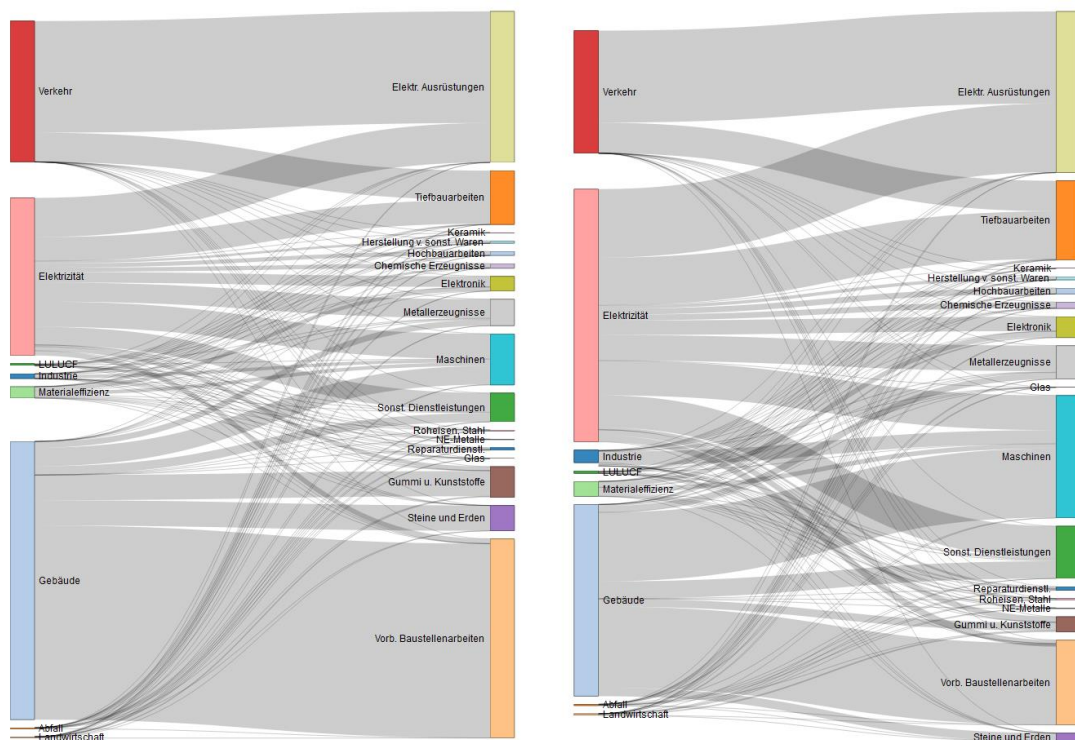
Investitionen

Die Investitionsimpulse in den einzelnen Handlungsfeldern setzen sich aus den jährlichen Differenzinvestitionen in unterschiedlichen Technologien zusammen, die in Abschnitt 4.1 näher erläutert sind (vgl. Abbildung 4-1).

Die aus den Bottom-Up-Modellen kommenden Investitionsimpulse werden entsprechend der im Methodik-Teil dieses Unterkapitels dargestellten Umrechnungslogik von den Handlungsfeldern auf die Wirtschaftszweige des makroökonomischen Modells verteilt (s. Abbildung 4-4²³). Aufgrund der hohen Komplexität der eingesetzten Technologien führt dies zu einer weiten Verteilung der Einzelimpulse. So sind beispielsweise 20 der 72 Wirtschaftsbereiche im Modell an der Fertigung einer Windkraftanlage beteiligt.

²³ In der Abbildung sind nur die positiven Differenzinvestitionen und deren Verteilung auf Wirtschaftsbereiche dargestellt. Negative Differenzinvestitionen werden nicht abgebildet. Insbesondere ist hier der Bereich Fahrzeugherstellung, der konventionelle Komponenten der Fahrzeugherstellung enthält, betroffen. Die positiven Differenzinvestitionen in elektrischen Komponenten entfallen hingegen auf den Wirtschaftsbereich Elektrische Ausrüstungen.

Abbildung 4-4: Verteilung der Differenzinvestitionen nach Handlungsbereichen auf liefernde Wirtschaftsbereiche, ZP A links, ZP B rechts

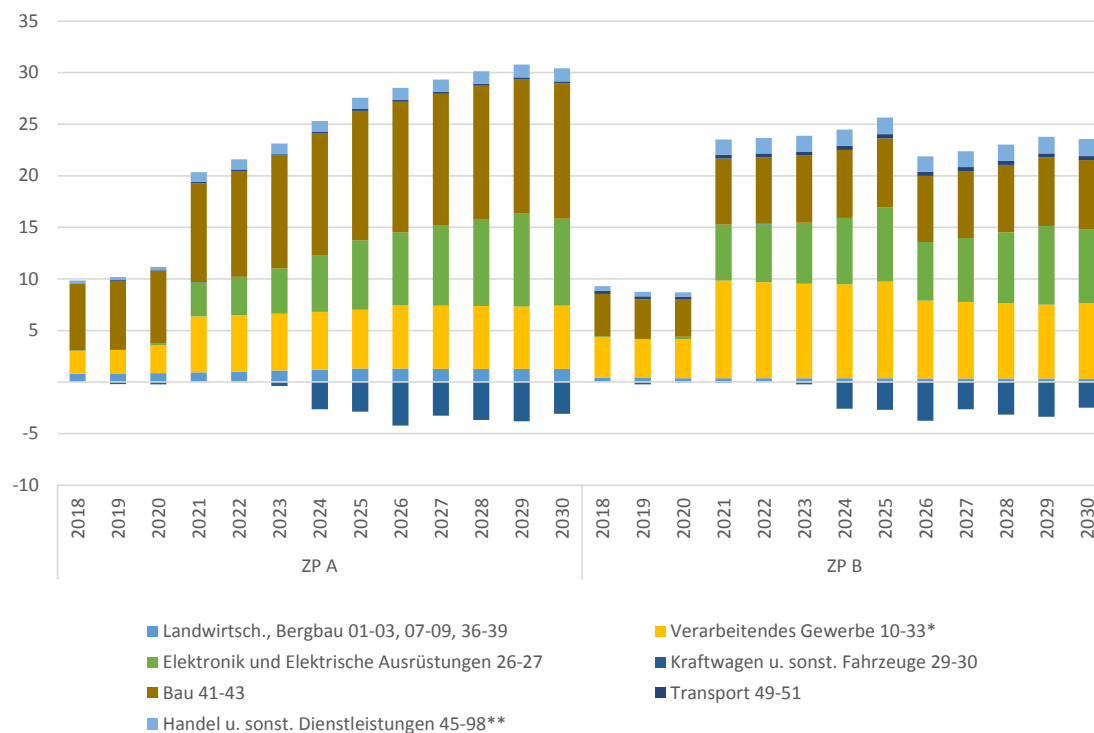


Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Die Verteilung der Investitionsimpulse auf die entsprechenden Wirtschaftsbereiche führt zu den in Abbildung 4-5 dargestellten jährlichen Investitionsimpulsen pro Wirtschaftsbereich (inländisch und importiert). Im Verkehrssektor wird beispielsweise weniger in konventionelle PKW investiert, während mehr in alternative Antriebe, die auf Komponenten-Ebene²⁴ in die Modellierung eingehen, investiert wird.

²⁴ Der aggregierte Wirtschaftsbereich "Kraftwagen u. sonst. Fahrzeuge 29-30" stellt die momentane technologische Zusammensetzung der Automobilhersteller dar, die zu einem Großteil konventionelle PKW produzieren. Ein Zuwachs der Herstellung von PKW mit alternativen Antrieben kann also nicht diesem Wirtschaftsbereich zugeschrieben werden, sondern wird auf Ebene der Komponenten (Elektromotor, Batterie, Steuerelektronik etc.) solcher Fahrzeuge im Modell abgebildet.

Abbildung 4-5: Differenz Investitionen nach liefernden Wirtschaftsbereichen [Mrd. €]

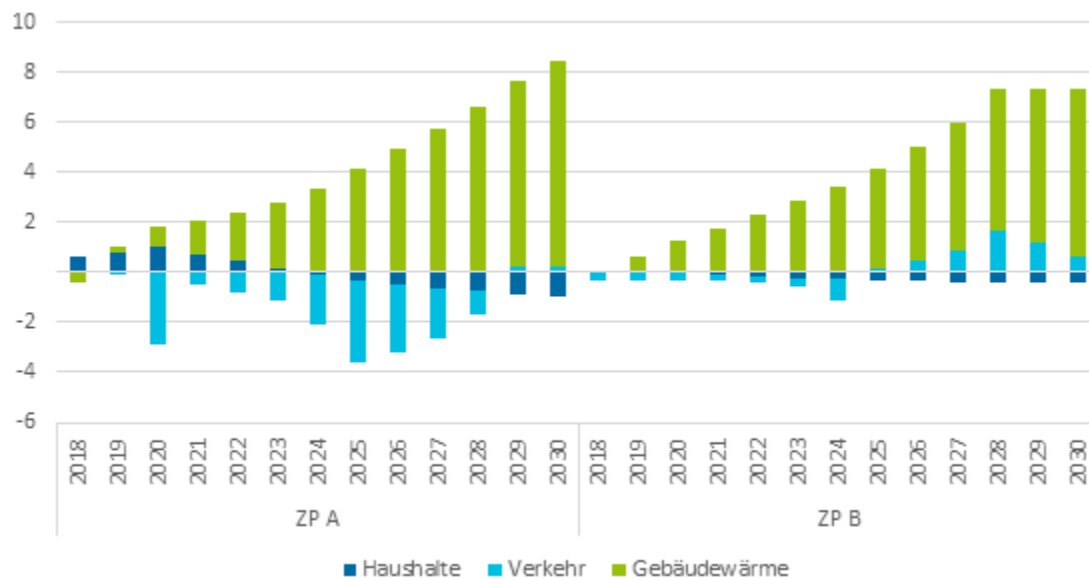


Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Konsum

Neben Investitionen ändert sich auch der private Konsum aufgrund der in den Zielpfaden festgelegten Strategien bzw. Annahmen. Die Einteilung der Impulse erfolgt hier nicht direkt nach Handlungsfeldern, sondern nach Konsumbereichen. Haushalte beinhalten hierbei Ausgaben für energieeffiziente Haushaltsgeräte und Beleuchtung, sowie Stromausgaben. Der Bereich Verkehr beinhaltet Ausgaben für Fahrzeuge²⁵ und öffentlichen Verkehr, sowie Kraftstoffausgaben. Der Bereich Gebäudewärme beinhaltet Ausgaben für Brennstoffe, sowie erhöhte Mietzinsen, die sich aus der Umlage der Kosten der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes durch die Eigentümer ergeben. Dementsprechend ist dieser Impuls positiv, da die Zusatzausgaben durch die Umlage die eingesparten Brennstoffausgaben überkompensieren (s. Abbildung 4-6).

²⁵ In der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung werden alle Ausgaben der Haushalte (auch langfristige) als Konsum behandelt, lediglich Ausgaben für den Bau oder die Bausanierung werden als Investitionen verbucht.

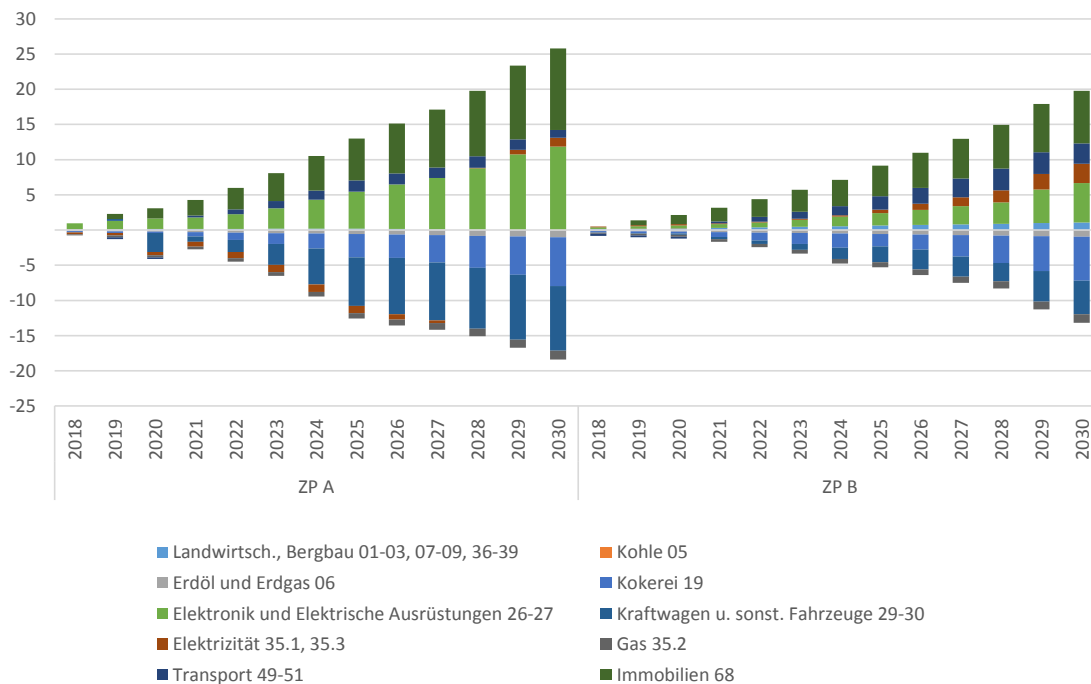
Abbildung 4-6: Differenz Konsum nach Handlungsbereichen [Mrd. €]


Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Die Konsumimpulse werden analog zu den Investitionsimpulsen auf die entsprechenden Wirtschaftsbereiche (inländisch und importiert) aufgeteilt (s. Abbildung 4-7). Beim Vergleich zwischen Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 fällt besonders auf, dass sowohl die positiven als auch die negativen Extreme deutlicher werden, wenn die Impulse auf der weniger aggregierten Ebene der Wirtschaftsbereiche dargestellt werden. Negative Impulse betreffen hauptsächlich Kokerei- und Mineralölprodukte (Kraftstoffe), Erdöl, Erdgas, Gasversorgungsdienstleistungen und konventionelle Fahrzeugkomponenten, während positive Impulse u.a. in Form von Komponenten für elektrische Fahrzeuge und effiziente Haushaltsgeräten den Wirtschaftsbereich Elektrische Ausrüstungen betreffen. Die oben beschriebene Erhöhung der Mieten geht als positiver Konsumimpuls in den Wirtschaftszweig Grundstücks- und Wohnungswesen ein, da dort in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung Mieten²⁶ verbucht werden.

²⁶ auch unterstellte Mieten von selbst genutzten Immobilien

Abbildung 4-7: Differenz Konsum nach liefernden Wirtschaftsbereichen [Mrd. €]



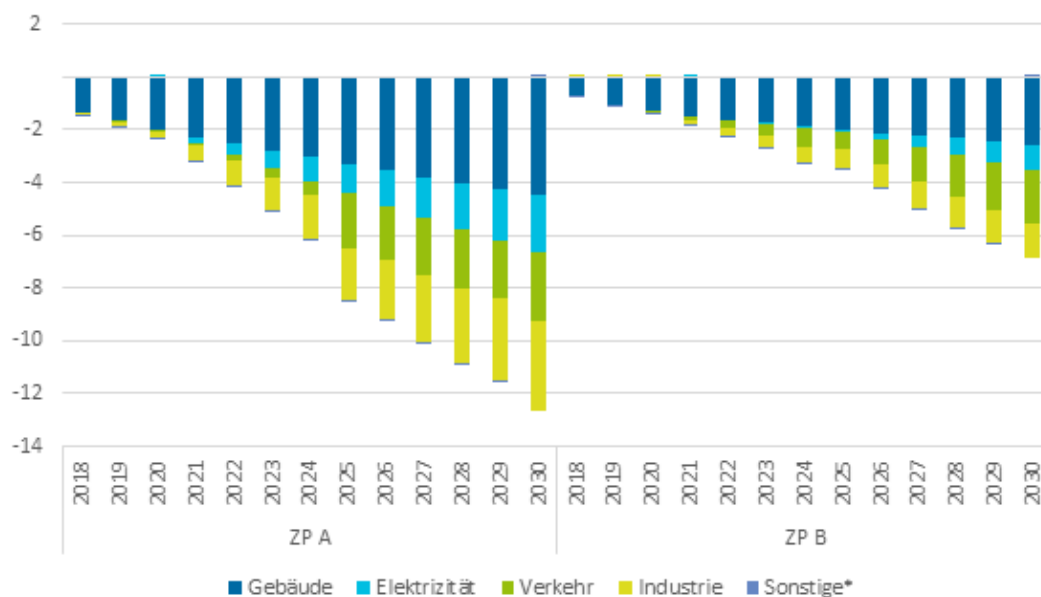
Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Vorleistungen

Durch die in den Zielpfaden festgelegten Maßnahmen entstehen auch Veränderungen in den intermediären Lieferungen zwischen Wirtschaftsbereichen, die diese zur Produktion von Konsum-, Investitions- und Exportgütern benötigen. In der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung werden diese Lieferungen zwischen Wirtschaftsbereichen Vorleistungen genannt. In Abbildung 4-8 sind die gegenüber der Referenz veränderten jährlichen Vorleistungen pro Handlungsfeld (inländisch und importiert) zusammengefasst. Dargestellt werden die direkten Impulse auf die Vorleistungen. Diese umfassen neben der gewerblichen Brennstoffnachfrage auch die Vorleistungen an den Wirtschaftsbereich Dienstleistungen der Elektrizitätsversorgung, da sich die Produktionsstruktur zwischen den Szenarien unterscheidet.²⁷ Der starke Rückgang der Vorleistungen ist vorrangig durch einen Rückgang der Brennstoffnachfrage in den einzelnen Handlungsfeldern bedingt.

²⁷ Die bei Konsum und Investitionen beschriebenen Impulse bringen darüber hinaus Änderungen für die Vorleistungen. Beispielsweise werden die gewerblichen Investitionen in energieeffiziente Beleuchtung dem Bereich elektrische Ausrüstungen zugeordnet. Wirtschaftsbereiche, die an der vorgelagerten Wertschöpfungskette dieses Bereichs beteiligt sind, erfahren also auch zusätzliche Nachfrage. Dies ist ein indirekter Effekt, der endogen im Modell abgebildet ist.

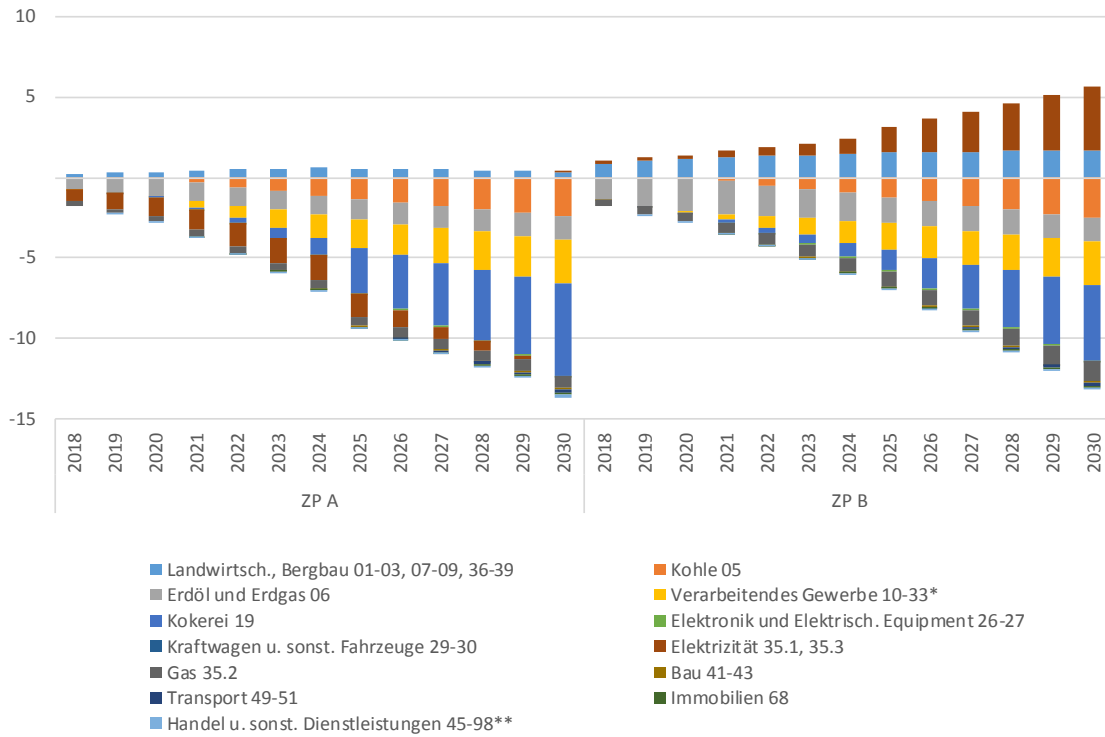
Abbildung 4-8: Differenz Vorleistungen je Handlungsbereich [Mrd. €]



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

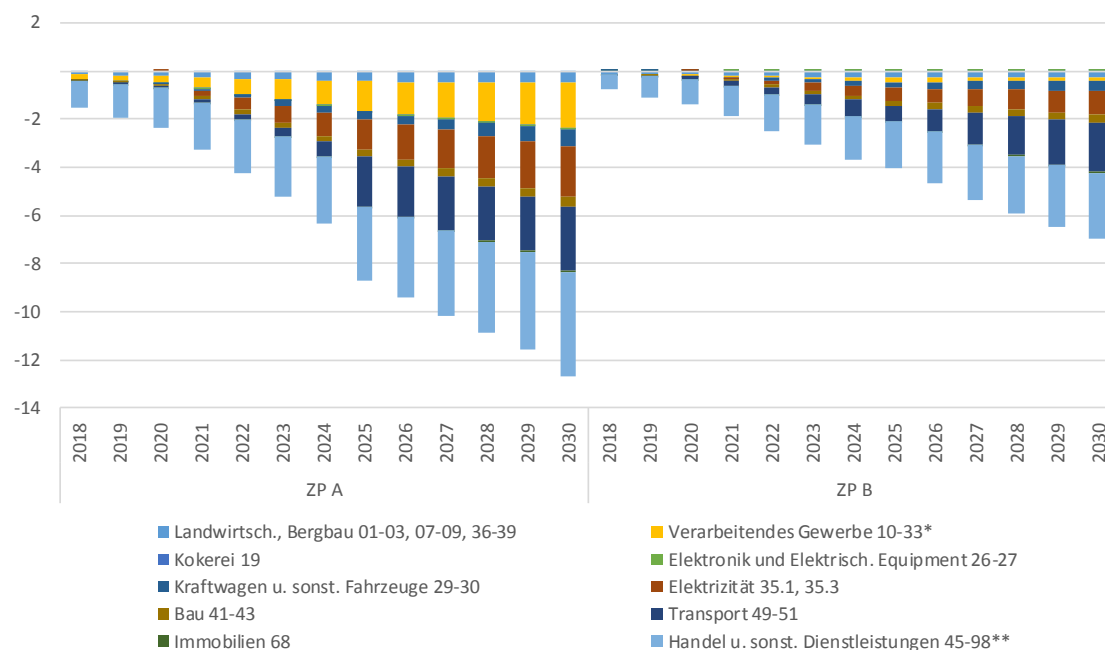
Zur Weiterverarbeitung im Modell werden die Vorleistungen ebenfalls auf Wirtschaftsbereiche umgelegt. Da es sich hier um Lieferungen zwischen Wirtschaftsbereichen handelt, sind die Vorleistungen zum einen aus Perspektive der liefernden Wirtschaftsbereiche (inländisch und importiert, Abbildung 4-9) und zum anderen aus Perspektive der nachfragenden Wirtschaftsbereiche (Abbildung 4-10) dargestellt. Die Rückgänge der Vorleistungen ergeben sich hauptsächlich aus der reduzierten Brennstoffnachfrage, die auch weniger Wartung fossiler Energieerzeugung impliziert. Hinsichtlich der Stromnachfrage kommt der Unterschied der Szenarien zum Vorschein. Im Zielpfad A kommt es zu einem Rückgang der Nachfrage nach Leistungen des Elektrizitätssektors, während es im Zielpfad B zu einer Steigerung kommt. Auf der Nachfrageseite verzeichnen hauptsächlich die Dienstleistungen inkl. der Verkehrsdienstleistungen, die Elektrizitätsversorgung und das verarbeitende Gewerbe Rückgänge in ihrer Inputnachfrage.

Abbildung 4-9: Differenz Vorleistungen je lieferndem Wirtschaftsbereich [Mrd. €]



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Abbildung 4-10: Differenz Vorleistungen je nachfragendem Wirtschaftsbereich [Mrd. €]



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

4.2.2. Effekte auf BIP und BWS

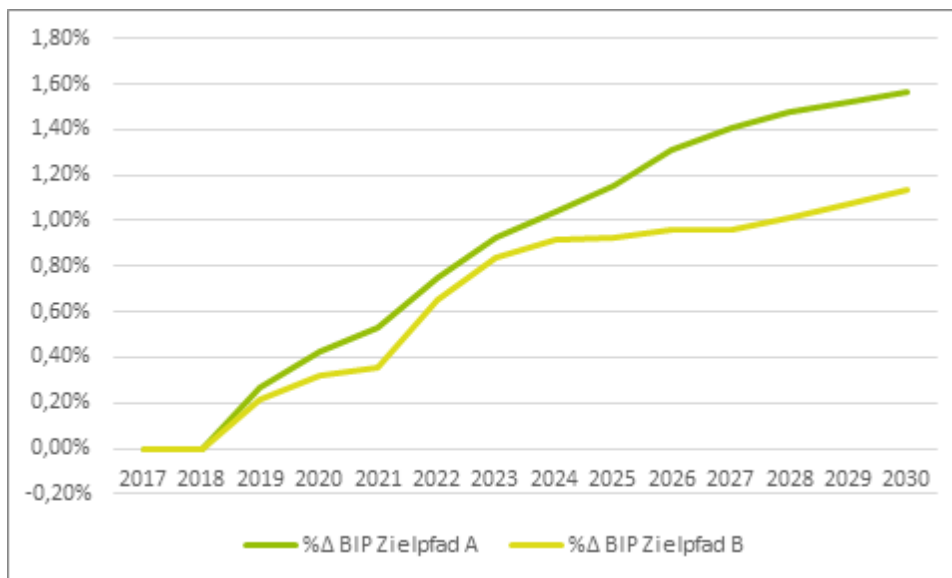
Die Effekte auf die Bruttowertschöpfung (BWS) entstehen durch die Kombination aus den Veränderungen aus den Impulsen, so, wie sie im vorherigen Abschnitt beschrieben wurden, und den Interaktionseffekten aus dem Zusammenspiel zwischen Investitionen, Konsum und Vorleistungen. Die Wertschöpfung berechnet sich dann, grob gesagt, aus den Bruttoproduktionswerten, also der Gesamtproduktion eines Sektors, minus den Vorleistungen sowie Subventionen. Dies bedeutet, dass sich beispielsweise auch die Wertschöpfung vergrößern kann, wenn durch Energie- oder Materialeffizienzmaßnahmen weniger Vorleistungen zur Produktion benötigt werden. Durch Aufrechnung der Bruttowertschöpfung kommt man dann zum Bruttoinlandsprodukt (BIP). Somit stellt das BIP die gesamte Wirtschaftskraft in Deutschland dar, während die BWS den Beitrag der einzelnen Sektoren differenziert.

Beide Zielpfade zeigen ein etwas stärkeres Wirtschaftswachstum im Vergleich zur Referenz. Die relative Änderung des Bruttoinlandsprodukts gegenüber der Referenz ist in Abbildung 4-11 dargestellt. Das höhere Wachstum kann insbesondere durch das erhöhte Investitionsniveau sowie durch den Nachfragerückgang nach importierten fossilen Energieträgern erklärt werden.

Die Ergebnisse sind eher als Potential anzusehen, da unterstellt wurde, dass die zusätzlichen Finanzmittel tatsächlich zur Verfügung gestellt werden, und andere Investiti-

onen nicht verdrängt werden. Doch selbst für den Fall von vollständiger Verdrängung (Crowding Out) zeigen beide Zielpfade ein noch nur sehr leicht erhöhtes Bruttoinlandsprodukt im Vergleich zur Referenz von 0,5% (ZP A) bzw. 0,3% (ZP B) in 2030, was als untere Grenze anzusehen ist.

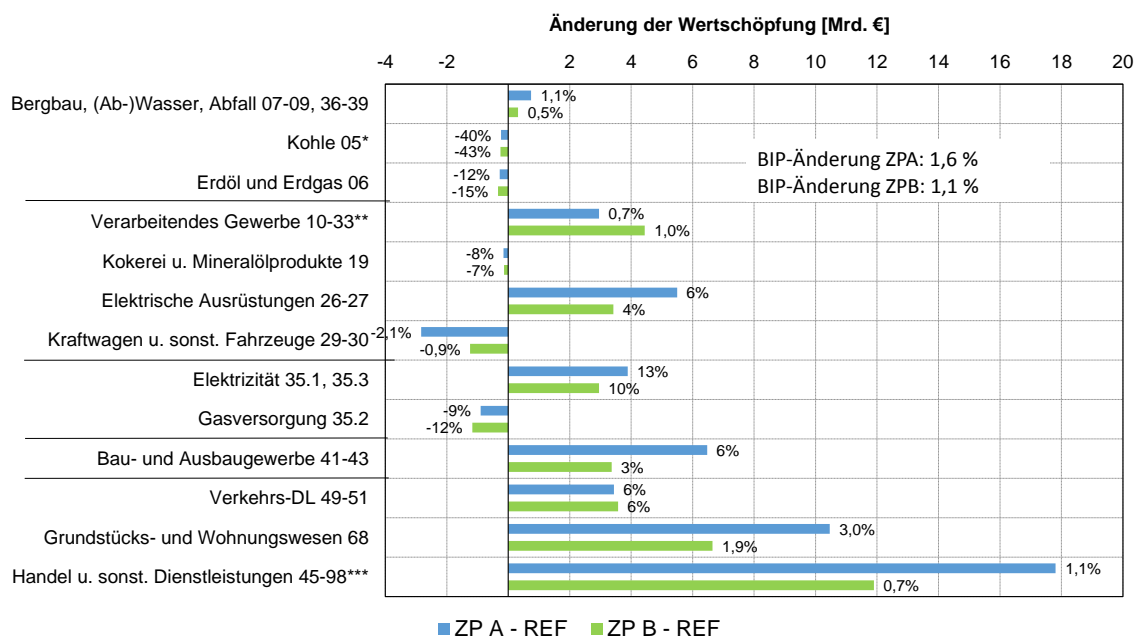
Abbildung 4-11: Bruttoinlandsprodukt - relative Änderung im Vergleich zur Referenz



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Absolute und relative Veränderung der Bruttowertschöpfung in den Zielpfaden gegenüber der Referenz in 2030 ist in Abbildung 4-12 dargestellt. Hierbei wird die Volkswirtschaft als Ganzes erfasst. Einzelne besonders betroffene Wirtschaftsbereiche wurden herausgegriffen und die restlichen zu Gruppen zusammengefasst. Eine Interpretation der Ergebnisse basierend auf den Entwicklungen in den einzelnen Handlungsbereichen findet sich in Abschnitt 4.2.4.

Abbildung 4-12: Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen – Veränderungen gegenüber der Referenz in 2030



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

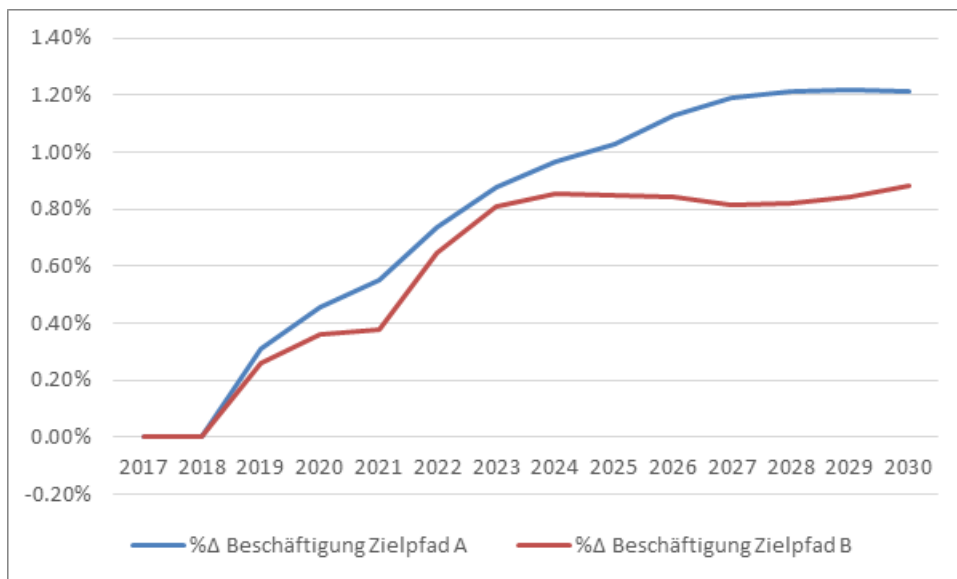
Anmerkungen: * angelehnt an Produktionswert, ** ohne 19,26-27,29-30, *** ohne 49-51, 68

4.2.3. Beschäftigungswirkungen

Aus den Veränderungen der Produktionsleistungen der einzelnen Sektoren können nicht nur die Wertschöpfung und das Bruttoinlandsprodukt abgeleitet werden, sondern auch der Arbeitskräftebedarf dargestellt werden. Hierzu werden unter Berücksichtigung der sektoralen Produktivitäten die Veränderungen auf der Erwerbstätigenseite ermittelt.

Die Beschäftigungseffekte sind analog zu den Wertschöpfungseffekten positiv. Die relative Änderung gegenüber der Referenz ist in Abbildung 4-13 dargestellt. Sie fällt etwas geringer als für das BIP, das heißt die Zielpfade sind durch eine etwas höhere Produktivität gekennzeichnet im Vergleich zur Referenz. Wie für die Wachstumseffekte gilt auch hier, dass die 427.000 (ZP A) bzw. 307.000 (ZP B) zusätzlichen Beschäftigten in 2030 als Potential basierend auf dem Arbeitskräftebedarf anzusehen sind. Entscheiden ist, ob dieser Bedarf auch entsprechend gedeckt werden kann. Darüber hinaus sind im Fall von vollständigem Crowding-Out die Effekte nur noch leicht positiv (30.000, ZP A) bzw. beschäftigungsneutral (ZP B). Ob und gegebenenfalls in welchem Maße eine Verdrängung stattfindet, hängt von der jeweiligen wirtschaftlichen Lage ab.

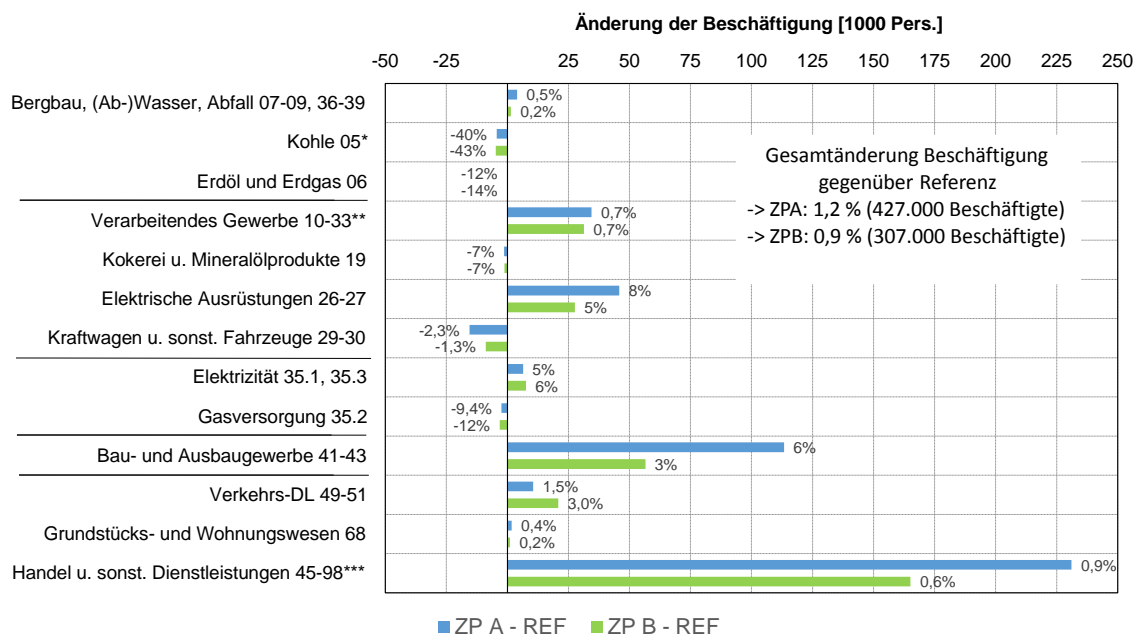
Abbildung 4-13: Beschäftigung - Relative Veränderung gegenüber der Referenz



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Absolute und relative Veränderungen der Beschäftigung in den Zielpfaden gegenüber der Referenz in 2030 sind in Abbildung 4-14 dargestellt. Analog zur Darstellung der Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen wird hierbei die Volkswirtschaft als Ganzes erfasst. Einzelne besonders betroffene Wirtschaftsbereiche wurden herausgegriffen und die restliche zu Gruppen zusammengefasst. Eine Interpretation der Ergebnisse basierend auf den Entwicklungen in den einzelnen Handlungsbereichen findet sich in Abschnitt 4.2.4

Abbildung 4-14: Beschäftigung nach Wirtschaftsbereichen – Veränderung gegenüber der Referenz in 2030



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Anmerkungen: * angelehnt an Produktionswert, ** ohne 19,26-27,29-30, *** ohne 49-51, 68

4.2.4. Interpretation der Ergebnisse und Vergleich mit anderen Studien

4.2.4.1. Interpretation bezogen auf Wirtschaftsbereiche

Die Nettoeffekte in der Landwirtschaft sind selbst bei verstärkter Nachfrage nach Biomasse neutral, da die zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten, insbesondere Flächen in allen Szenarien gleich sind. Flächen, die in der Referenz für den Anbau von Energiepflanzen für Biokraftstoffe genutzt wurden, stehen in den Szenarien für andere Anbauzwecke (etwa feste Biomasse) zur Verfügung. Der Nettoeffekt auf die Wertschöpfung im Bergbau ist in beiden Zielpfaden positiv, wobei die Effekte in ZP A etwas stärker sind. Die erhöhte Wertschöpfung in den Szenarien ist auf eine höhere Nachfrage bedingt durch die verstärkte Bautätigkeit zurückzuführen. Die Beschäftigungseffekte im Bergbau verhalten sich in etwa analog zu den Wertschöpfungsveränderungen, fallen jedoch etwas geringer aus, was auf die höhere Arbeitsproduktivität im Bergbau im Vergleich zu den restlichen dort zusammengefassten Wirtschaftsbereichen zurückzuführen ist.

Der Rückgang in der Wertschöpfung sowie der Beschäftigung im Kohlesektor ist vornehmlich auf die Umstellung der Stromproduktion zurückzuführen. Allerdings ist bereits im Referenzszenario ein gewisser Rückgang bei der Kohle modelliert, d.h. durch den Klimaschutzplan beschleunigt sich dieser etwas mehr, so dass es zu einer relativen Differenz zwischen Zielpfaden und Referenz von ca. 40% in 2030 kommt. Dieser deut-

lichen prozentualen Veränderung steht allerdings eine mit anderen Sektoren vergleichsweise geringe absolute Veränderung gegenüber.

Ähnliches gilt für den Sektoren Erdöl und Erdgas und Kokerei- und Mineralölprodukte: die Reduktion von Importen in den Zielpfaden bedingt durch den Umbau des Energiesystems wirkt sich zwar gesamtwirtschaftlich positiv aus, bezüglich heimischer Wertschöpfung und Beschäftigung, wie sie in Abbildung 4-12 und Abbildung 4-14 dargestellt ist, spielen diese Sektoren in Deutschland jedoch kaum eine Rolle.

Im verarbeitenden Gewerbe gibt es negative Nettoeffekte bei der Wertschöpfung im ZP A in den Sektoren Papier, Glas, Nichteisenmetalle und Gießereierzeugnisse. Hierbei ist eine Kombination aus direkten und indirekten Nachfrageeffekten verantwortlich: Investitionen in Material- und Energieeffizienz verursachen eine Verringerung in den benötigten Vorleistungen. Der Rückgang in der Nachfrage nach Vorleistungen führt zu einem Rückgang des Bruttoproduktionswertes und damit dann auch der Wertschöpfung in den betreffenden Sektoren.

Insgesamt jedoch gibt es in beiden Zielpfaden deutliche Gewinne für die verarbeitende Industrie. Besonders die Sektoren Maschinenbau, elektrische Ausrüstungen (in den Abbildungen separat dargestellt) und auch Metallerzeugnisse haben Wertschöpfungszuwächse, welche sich teilweise durch direkte Investitionsveränderungen erklären lassen, teilweise sind es Sekundäreffekte. Im Maschinenbau beispielsweise fallen positive Differenzinvestitionen durch den Umbau des Energiesystems, aber auch durch die zusätzlichen Energieeinsparmaßnahmen in den Gebäuden an. Bei den elektrischen Ausrüstungen ist neben den Energieerzeugungsveränderungen auch eine Veränderung in der Fahrzeugproduktion mit mehr Elektroautos sowie der Ladeinfrastruktur bzw. Oberleitungen zu verzeichnen. Dieser Sektor hat auch eine vergleichsweise geringere Arbeitsproduktivität als die anderen Sektoren in der verarbeitenden Industrie und dies trägt dazu bei, dass die Beschäftigungseffekte in beiden Zielpfaden dort am größten sind. Es sind hierbei keine Lerneffekte in dem Sektor durch die Investitionen bzw. Strategien angenommen worden, die in der Realität allerdings dennoch auftreten können. Aus diesem Grund könnten die Beschäftigungseffekte etwas geringer ausfallen als dies in der Modellierung der Fall ist.

Bei der Betrachtung der Beschäftigungs- und Wertschöpfungsveränderungen der verarbeitenden Industrie zeigt sich auch, dass es durchaus sektorale Verschiebungen bzw. gegenläufige Veränderungen geben kann. Es kann eine erhöhte Endnachfrage (Konsum und Investitionen) auf eine geringere intermediäre Nachfrage treffen und sich damit teilweise aufheben. Daneben treten Zweitrundeneffekte aus den Veränderungen in den Einkommen sowie den Produktionsverflechtungen auf, die manchmal eine eindeutige Zuordnung der Effekte erschwert. Auch wenn die Verschiebungen durch die Maßnahmen des Klimaschutzplans vielfältiger Natur sind, lässt sich zumindest festhalten:

Das Erreichen der Klimaschutzziele stellt keine Gefährdung des Produktionsstandortes Deutschland dar.

Durch die Maßnahmen des Klimaschutzplans gibt es einen Rückgang bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor und damit negative Effekte in diesem Wirtschaftsbereich, aber auch in vorgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette. Zwischen den Szenarien sind bei den Exporten keine Unterschiede angenommen, d.h. nur inländisch nachgefragte Fahrzeuge unterscheiden sich. Da die deutsche Automobilindustrie aber stark exportorientiert ist, können durch Klimaschutzmaßnahmen im Ausland weitere Effekte für diesen Sektor entstehen.

Die Investitionen im ZP A im Baugewerbe sind deutlich höher durch die energetischen Sanierungen im Gebäudebereich. Im ZP B wiederum profitiert dieser Sektor stärker durch den Umbau des Energiesystems und die höhere Stromnachfrage im Vergleich zum ZP A. Auch wenn dieser Sektor momentan von einem Beschäftigungseingpass betroffen ist, so wird nicht von einer Persistenz dieses Zustandes ausgegangen. Die Beschäftigungswirkungen verlaufen somit analog zu denen der Wertschöpfung bzw. des Bruttoproduktionswertes.

In den Dienstleistungssektoren entstehen positive Effekte vor allem durch die Zweitundeneffekte, aber auch durch die Vorleistungsverflechtungen, ausgelöst durch die positiven Differenzinvestitionen. Da diese Sektoren sowohl wertschöpfungs- als auch beschäftigungsmäßig den größten Anteil in Deutschland ausmachen, sind hier die absoluten Gewinne auch am deutlichsten zu sehen. Diese Sektoren sind also nur indirekt Profiteure des Klimaschutzplans, tragen aber maßgeblich zum Funktionieren des Gesamtsystems bei. Die Folgen für diese Sektoren können nur mit Hilfe einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise ermittelt werden.

4.2.4.2. Interpretation bezogen auf Handlungsbereiche

Für den Handlungsbereich Verkehr bedeutet das insgesamt, dass es zwar einen Rückgang in der Fahrzeugproduktion gibt, aber andere Sektoren wie elektrische Ausrüstungen oder Verkehrsdienstleistungen stärker profitieren. Es kommt stark auf die Betrachtungsweise an, ob man diese Veränderungen als positiv oder negativ beurteilt: zwar ist im klassischen Fahrzeugbau weniger Beschäftigung und Wertschöpfung im Vergleich zum Referenzszenario vorhanden, dafür ergeben sich Potentiale im Bereich der Elektromobilität. Deren Nutzung ist zum Erreichen der sektoralen Klimaschutzziele erforderlich und daher positiv zu bewerten. Aber nicht nur aufgrund der direkt daran gekoppelten Beschäftigung ist die Nutzung sinnvoll, sondern gerade auch für die Positionierung in einem sich dynamisch wandelnden Feld der Fahrzeugherstellung. Darüber hinaus ist eine systemische Sichtweise nötig, denn durch den schrittweisen Umbau des gesamten Verkehrssystems, Infrastrukturinvestitionen, Energieträgerumstellung, erhöhte Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen eingeschlossen, entsteht insgesamt ein positiver Beschäftigungssaldo. Es liegt somit auch an der Bereitschaft der Automobilindustrie, sich neue Geschäftsfelder zu erschließen bzw. den Umbau des Verkehrssystems aktiv mitzugestalten und in der langfristigen Planung Klimaschutzziele noch stärker zu berücksichtigen, als dies in der Vergangenheit der Fall war.

Im Handlungsfeld Gebäude werden durch den Klimaschutzplan positive Differenzinvestitionen vor allem im Baugewerbe, aber auch im Maschinenbau angeregt. Dem gegenüber stehen negative Impulse bei den Dienstleistungen der Gasversorgung. In der Modellierung wurde die Annahme einer Modernisierungsumlage von 8% angesetzt. Durch den langlebigen Gebäudebestand sind auch die Effekte stärker im Zeitverlauf verschoben und können für eine Veränderung der Mieten auch nach dem Betrachtungszeitpunkt 2030 sorgen. Insgesamt gehen vom Handlungsfeld Gebäude wichtige Impulse für die Gesamtwirtschaft aus, aber es wäre im Einzelnen zu betrachten, ob die Sozialverträglichkeit der Maßnahmen auch für alle Bevölkerungsgruppen ähnlich gesichert werden kann (siehe Abschnitt 5.1.4).

Die Maßnahmen im Handlungsbereich Elektrizitätserzeugung sorgen für eine leicht positive Erhöhung des Produktionswertes des entsprechenden Wirtschaftsbereichs. Daneben gibt es noch positive Effekte in an der Wertschöpfungskette für Erneuerbare Energien (Herstellung wie auch Instandhaltung) und am Netzausbau beteiligten Bereichen. Dem gegenüber steht eine verringerte Nachfrage nach fossilen Energieträgern, was sich in reduzierten Importen sowie reduzierter Wertschöpfung und Beschäftigung im Kohlesektor zeigt. Die Verschiebungen in den Investitionen durch die Unterschiede im Kraftwerksbau sind dabei nicht so ohne weiteres aufzurechnen: in der Bewertung spielt auch die unterschiedliche Arbeitsproduktivität in den einzelnen Sektoren eine Rolle. So sind die wachsenden Bereiche arbeitsintensiver als die zurückgehenden Bereiche, was im Saldo zu positiven Beschäftigungseffekten führt. Unsicherheiten bestehen dabei allerdings sowohl in der Weitergabe der Investitionen auf den Strompreis als auch in der Eigenkapitalbildung und deren Effekte auf die Wertschöpfung. Da auch dieser Handlungsbereich von sehr langlebigen Investitionsgütern charakterisiert ist, ist für den Umbau der Energieerzeugung durch die Vorgaben des Klimaschutzplans eine vorausschauende Planung unabdingbar.

4.2.4.3. Vergleich mit anderen Studien

Die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Modellierung sind insgesamt konsistent mit dem Bild, welches andere, ähnlich geartete Studien entwerfen. Es soll hier ein kurzer Vergleich zu diesen gezogen werden.

In der Studie „Gesamtwirtschaftliche Einordnung der ESG“ von Prognos AG et al. (2017) werden zwei Zielszenarien analysiert. Im Energieeffizienz-Szenario ist das BIP 2,2% höher im Jahr 2050 (1,7% für 2030) und es sind 400.000 Beschäftigte mehr verglichen zum Referenzszenario. Die Abweichungen im EE-Wärme Szenario fallen auch in dieser Studie kleiner aus als im Energieeffizienzzenario, mit einem höheren BIP von 1,4% (1.0% in 2030) und 250.000 zusätzlichen Beschäftigten im Jahr 2050. Sowohl die Veränderungen des BIPs als auch die zusätzlichen Arbeitskräfte befinden sich in der gleichen Größenordnung für das Jahr 2030.

Im Bericht „Klimapfade für Deutschland“ von BCG und Prognos AG (2018) werden die volkswirtschaftlichen Effekte der Emissionsreduktionsziele von 80% und 95% gegenüber 1990 bis 2050 analysiert. Im 80%-Pfad mit nationalen Alleingängen ohne Verdrän-

gung anderer Investitionen (Crowding-out) ist das BIP um 0,5% höher als in der Referenz und es werden 49.000 zusätzliche Arbeitsplätze bis 2030 geschaffen. Im 80%-Pfad mit globalem Klimaschutz ohne Crowding-out gibt es 42.000 zusätzliche Beschäftigte und das BIP ist um 0,8% höher. Im ambitionierten Klimapfad mit globalem Klimaschutz und einer Emissionsreduktion von 95% ohne Crowding-out sind 77.000 Arbeitnehmer mehr beschäftigt und das BIP 0,9% höher. Zusätzlich wurde für den 80%-Klimapfad mit nationalem Alleingang eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Mehrinvestitionen der Klimapfade bestehende Investitionen von Unternehmen verdrängen. Für dieses Crowding-out Szenario ist das BIP Wachstum etwas kleiner. Es liegt jedoch in 2030 immer noch 0,2% höher im Vergleich zur Referenz.

Im 2. Endbericht des Klimaschutzszenario 2050 von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) werden ebenfalls Beschäftigungs- und BIP-Entwicklungen bis 2050 für unterschiedliche Klimaschutzpfade berechnet. Im 80% Reduktionspfad ist das BIP um etwa 2,7% im Jahr 2030 höher und 4,4% in 2050 im Vergleich zur Referenz. Im Jahr 2050 sind durch die Klimaschutzmaßnahmen über 500.000 Personen zusätzlich im Jahr 2050 beschäftigt. Vor allem im Baugewerbe, im Verkehrssektor, im Grundstücks- und Wohnungswesen und bei Beratungsdienstleistungen ist eine starke prozentuale Beschäftigungsveränderung zu beobachten.

Die Beschäftigungseffekte in NRW durch den Klimaschutzplan des Landes NRW sind ebenfalls positiv (Prognos AG, energynautics GmbH, GWS mbH 2014). Dies entsteht durch hohe positive Beschäftigungswirkungen in der Bauwirtschaft, die jedoch durch Beschäftigungsverluste im produzierenden Gewerbe reduziert werden. In den unterschiedlichen Szenarien schwanken die Beschäftigungsgewinne für NRW zwischen 5.700 und 19.000 zusätzlichen Beschäftigten durch den Klimaschutzplan.

Die in der Stoßrichtung ähnlichen, aber im Einzelnen unterschiedlichen Ergebnisse der Studien haben vielfältige Gründe. In den Referenzentwicklungen der einzelnen Studien werden verschiedene Bevölkerungs- sowie BIP-Entwicklungen angenommen. Außerdem können die Investitionsimpulse unterschiedlich groß als auch verändert aufgearbeitet worden sein. Ein weiterer Grund für die unterschiedlichen Ergebnisse liegt in der Modellierung, in der indirekte und induzierte Effekte unterschätzt sein können und wodurch die BIP- und Beschäftigungseffekte kleiner ausfallen. Generell befinden sich die in dieser Studie berechneten gesamtwirtschaftlichen Folgewirkungen in der gleichen Größenordnung wie die in der Literatur bereits berechneten Effekte. Zusätzlich kann die höhere BIP-Veränderung als auch die höhere Beschäftigungsveränderung von Zielpfad A im Vergleich zu Zielpfad B, die in dieser Studie berechnet ist, auch in anderen Berichten beobachtet werden.

4.2.4.4. Fazit

Die Ergebnisse einer gesamtwirtschaftlichen Analyse müssen immer gemeinsam mit den getroffenen Annahmen sowie der Ausgestaltung des Modellinstrumentariums gesehen werden. Gewisse Einflussgrößen wie die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen im globalen Markt oder die Bedingungen auf den internationalen Finanz-

märkten können nicht explizit von den genutzten Modellen betrachtet werden. In einer Welt, in der Klimaschutz größere politische Bedeutung erlangt, werden fossile Industrien tendenziell negativer bewertet und müssen sich wahrscheinlich schwierigeren Finanzierungsbedingungen stellen, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Gleichzeitig kann erwartet werden, dass Akteure der Finanzmärkte für eine deutliche Vergrößerung des Volumens ‚grüner Investitionen‘ sorgen. Wenn dies nicht geschieht, können negativere Annahmen beispielsweise zur Verdrängung von Investitionen eine größere Rolle spielen. Entsprechend zeigen die Ergebnisse das positive gesamtwirtschaftliche Potential für Deutschland, das in den umweltpolitischen Maßnahmen des Klimaschutzplans steckt.

4.2.5. Wettbewerbsfähigkeit

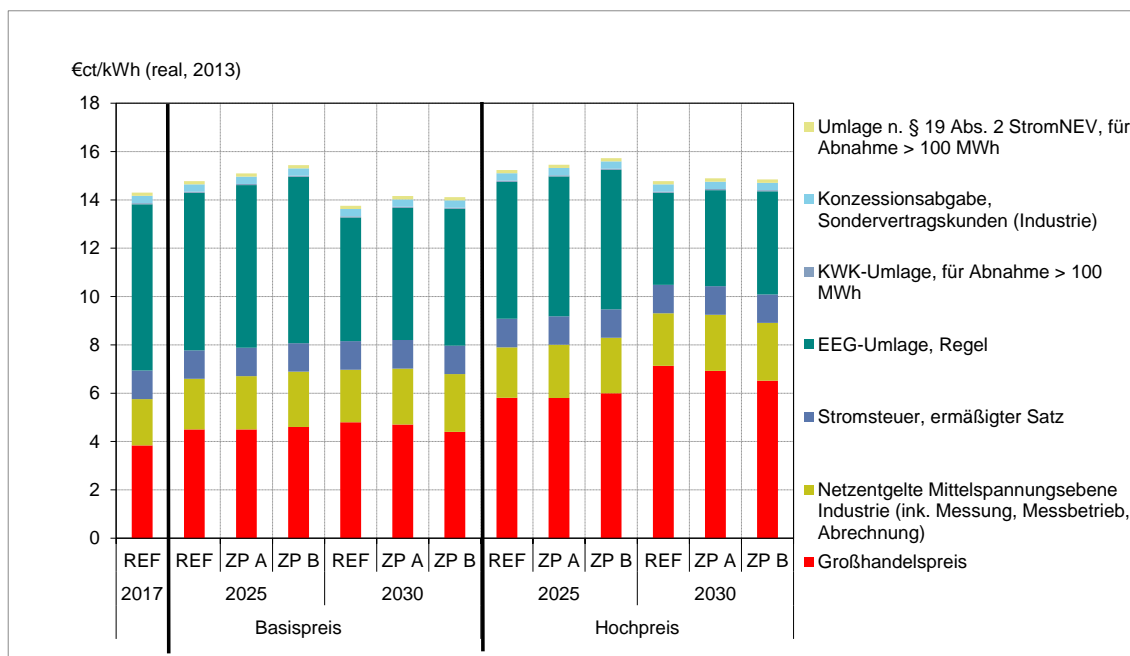
Die Folgenabschätzung zeigt, dass die Erreichung der Sektorziele des Klimaschutzplans für die allermeisten Sektoren mit Nettoeinsparungen und damit geringeren Produktionskosten verbunden sein kann, so dass sich eine Verbesserung der preislichen Wettbewerbssituation einstellen kann. Klimaschutz bietet die Chance, Zukunftstechnologien in Deutschland anzusiedeln. Unternehmen sollten neue Exportchancen erschließen. Die meisten Wettbewerbsfaktoren (wie z.B. Kapital, Lohn, Rohstoffe, Bekanntheitsgrad / Vernetzung, Standort, Produkte (Spezialisierung), Umweltbedingungen) werden selten negativ, sondern oft positiv durch Klimaschutzaktivitäten beeinflusst.

In einigen wenigen Sektoren können Klimaschutzkosten jedoch Wettbewerbs- und Standortnachteile verstärken. Dem wird derzeit dadurch entgegengewirkt, dass die Industrie von einem Großteil der Klimaschutzkosten ausgenommen ist. Langfristig sind Ausnahmen jedoch nicht tragfähig. Politische Maßnahmen müssen derart gestaltet werden, dass sie Innovationen und Investitionen anreizen, eine Lenkungswirkung entfalten und somit Unternehmen und Verbraucher nachhaltig einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Generell sind potentielle Verzerrungen der Wettbewerbsfähigkeit durch nationalen Klimaschutz maßgeblich von den Klimaschutzbemühungen anderer Staaten abhängig. Hier schafft die Umsetzung des Abkommens von Paris über das Prinzip der gemeinsamen aber unterschiedlichen Verantwortung einen Schritt in die Richtung vergleichbarer Bedingungen. Allerdings ist eine vollständige Konvergenz der Minderungsanstrengungen der Vertragsstaaten bis zum Jahr 2030 nicht vorgesehen, so dass es bis dahin keine global gleichwertige, aber zumindest eine verbesserte Wettbewerbssituation bezüglich Klimaschutzbemühungen gibt.

In der Folgenabschätzung wurde ein besonderes Augenmerk auf die Energiepreise gelegt, die sich in den Zielpfaden ergeben und eine mögliche Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit andeuten können. Abbildung 4-15 und Abbildung 4-16 zeigen die Strompreise für nicht-energieintensive und energieintensive Industrien jeweils für die Referenzentwicklung und die Zielpfade sowie für den hier unterlegten Rahmendatensatz und eine Hochpreisvariante für Energieträger. Im Basis- sowie im Hochpreisszenario liegen die Strompreise zunächst vorübergehend etwas höher und sinken bis zum Jahr 2030 für die nicht-energieintensive Industrie sowohl in der Referenz als auch in

den Zielpfaden wieder ab. Im Basispreisszenario liegen sie dabei im Jahr 2030 sogar unter den Preisen des Jahres 2017. Der Unterschied zwischen der Referenz und den Zielpfaden ist in beiden Preisvarianten marginal.

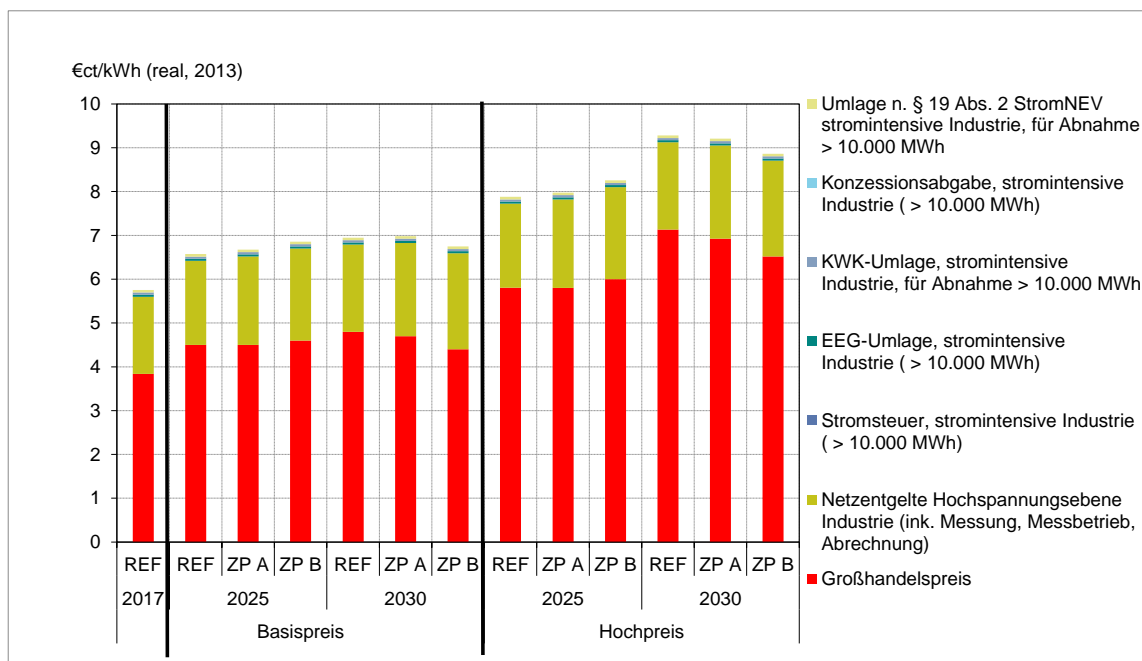
Abbildung 4-15: Industriestrompreis in der nicht-energieintensiven Industrie in Referenz und Zielpfaden



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Für die energieintensive Industrie liegen die Strompreise (mit bis zu 8 Cent/kWh) insgesamt deutlich niedriger als für die nicht-energieintensive Industrie, da für sie neben den Großhandelspreisen durch zahlreiche Ausnahmen nur geringere Abgaben und Umlagen preisbeeinflussend sind (vgl. Abbildung 4-16). Der Unterschied zwischen Basispreis- und Hochpreisszenario ist für die energieintensive Industrie jedoch ausgeprägter. Im Basispreisszenario steigen die Strompreise leicht gegenüber dem Jahr 2017 an. Die Unterschiede zwischen der Referenz und den Zielpfaden sind jedoch gering, im Jahr 2030 liegen die Preise in den Zielpfaden nicht über denen der Referenz. Im Hochpreisszenario steigen die Preise stärker an, auch im Jahr 2030 liegen sie deutlich über denen im Jahr 2017. Allerdings zeigt sich deutlich, dass die Strompreise im Jahr 2030 in den Zielpfaden unter denen der Referenzentwicklung und die Zielpfade damit preissenkend wirken. De facto sieht sich die Industrie durch die Zielpfade damit keiner Verzerrung der Preissituation gegenüber.

Abbildung 4-16: Industriestrompreis in der energieintensiven Industrie in Referenz und Zielpfaden



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Zur Einordnung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie vermittelt eine isolierte Betrachtung hoch typisierter Energiepreisentwicklungen kein hinreichend robustes Bild. Dieser Sachverhalt ergibt sich erstens aus der großen Heterogenität des Verarbeitenden Gewerbes bezüglich der real entstehenden Energiekosten, denn die Energiepreisbestandteile jenseits der Großhandelspreise (Entgelte, Steuern und Umlagen) entstehen für die unterschiedlichen Branchen in sehr unterschiedlichem Ausmaß. Zweitens ergeben sich für die Anteile der Energiekosten an den gesamten Produktionskosten (Bruttoproduktionswert)²⁸ für die unterschiedlichen Branchen sehr unterschiedliche Niveaus.

Vor diesem Hintergrund werden zur Einordnung der Wettbewerbsfähigkeit die Energiestückkosten herangezogen. Diese ergeben sich aus dem Verhältnis der Energiekosten für eine bestimmte Branche zum Bruttoproduktionswert und bilden einen Indikator für die Energiekostensensitivität eines bestimmten Industriesektors. Zwar können im Kontext der hier vorgelegten Analysen keine konsistenten internationalen Vergleiche (unter Berücksichtigung des jeweiligen Preisumfelds in den internationalen Brennstoffmärkten)

²⁸ Teilweise wird vorgeschlagen, die Energiestückkosten bezogen auf die Bruttowertschöpfung zu ermitteln. Für den spezifischen Bereich der Energiestückkosten im Kontext der hier vorgestellten Analysen ist dieser Ansatz jedoch nur begrenzt sinnvoll bzw. aussagekräftig, bilden doch die Energiekosten, im Gegensatz zu den Arbeitskosten (auf deren Basis z.B. die Lohnstückkosten ermittelt werden), keine Teilmenge der Wertschöpfung. Der Bezug der Energiekosten auf den Bruttoproduktionswert ist daher deutlich aussagekräftiger. Auch aus diesem Grund werden in den amtlichen Kostenstrukturerhebungen als Anteil am Bruttoproduktionswert ausgewiesen.

ten) für die Energiestückkosten angestellt werden, gleichwohl erlaubt die Entwicklung in den verschiedenen Szenarien und für die unterschiedlichen Zeithorizonte eine orientierende Einordnung.

Die Grundlage für die Ermittlung der Energiestückkosten bildet ein von Öko-Institut und DIW Berlin entwickeltes Analyseverfahren zur Detaillierung und Projektion der Energiestückkosten²⁹:

- Auf Grundlage der vom Statistischen Bundesamt zur Verfügung gestellten Zeitreihen für die Energiekostenanteile an der Bruttowertschöpfung (Zeitreihe 42251-0004), die Wertschöpfungsgrößen (Zeitreihe 42251-0001), den Energiebezug der einzelnen Branchen sowie die Daten zu Großhandelspreisen für die verschiedenen Energieträger aus der amtlichen Statistik bzw. den einschlägigen Daten von Verbänden und Energiebörsen wurde eine ökonometrische Analyse durchgeführt, auf deren Grundlage die real gezahlten Zuschläge auf die Großhandelspreise (Transport- und Infrastrukturentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen) bzw. real gezahlten Anteile an der EEG-Umlage ermittelt werden konnten. Diese Analyse kann bis auf die Ebene der Wirtschaftsklassen (sog. Viersteller) der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008) durchgeführt werden.
- Der so ermittelte Satz von Erklärungsgleichungen (d.h. die energieträgerspezifischen Zuschläge bzw. Multiplikatoren) kann auch für entsprechende Projektionen verwendet werden. Die Detaillierung ergibt sich hier aus der sektoralen Auflösung der Energieprojektionen, die in den hier vorgelegten Szenarienanalysen maximal auf Ebene der Wirtschaftsabteilungen (sog. Zweisteller) der Klassifikation der Wirtschaftszweige vorliegen.
- Mit dem Verhältnis aus Energiekosten und Bruttoproduktionswert ergeben sich dann die Energiestückkosten. Vor dem Hintergrund der kontroversen Diskussionen um die angemessene Bezugsgröße für die Energiestückkosten werden im Folgenden nachrichtlich auch immer die Energiestückkosten auf Basis der Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) dargestellt.

Die so ermittelten Energiestückkosten für die Industrie wurden auf vier Ebenen aggregiert:

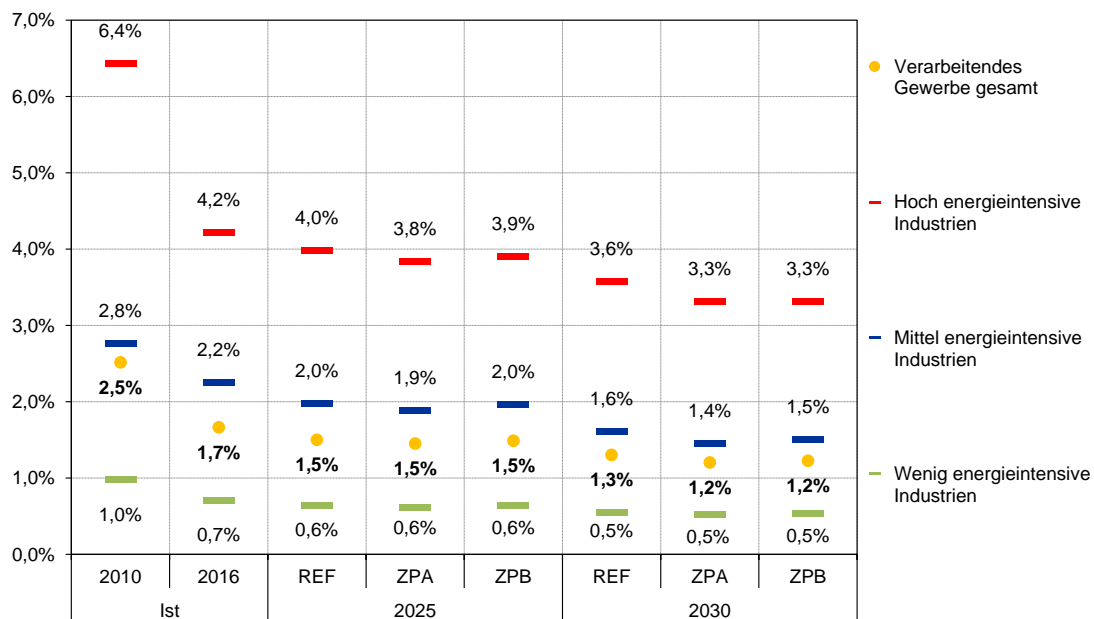
- für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt, wobei hier der Raffinerie- und Kokeisektor (Wirtschaftsabteilung 19 – Kokerei und Mineralölverarbeitung) nicht einbezogen wurde, da er im Kontext der hier vorgelegten Studie im Bereich der Energieversorgung betrachtet wird;
- für die hoch energieintensiven Industriesektoren, die in einer Cluster-Analyse identifiziert wurden, hierzu gehören die Wirtschaftsabteilungen 17, 20, 23 und 24 (Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Herstellung von chemi-

²⁹ Vgl. dazu <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/EKI-Bericht-2017.pdf>

schen Erzeugnissen, Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden bzw. Metallherzeugung und -bearbeitung);

- für die ebenso ermittelten mittel energieintensiven Industriesektoren, die in einer Cluster-Analyse identifiziert wurden, hierzu gehören die Wirtschaftsabteilungen 10, 11, 13, 16, 18, 22 und 25 (Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, Getränkeherstellung, Herstellung von Textilien, Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel), Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren bzw. Herstellung von Metallherzeugnissen);
- für die hoch energieintensiven Industriesektoren, die in einer Cluster-Analyse identifiziert wurden, hierzu gehören die Wirtschaftsabteilungen 17, 20, 23 und 24 (Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden bzw. Metallherzeugung und -bearbeitung);
- für die ebenso ermittelten mittel energieintensiven Industriesektoren, die in einer Cluster-Analyse identifiziert wurden, hierzu gehören die Wirtschaftsabteilungen 10, 11, 13, 16, 18, 22 und 25 (Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, Getränkeherstellung, Herstellung von Textilien, Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel), Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren bzw. Herstellung von Metallherzeugnissen);
- für die ebenso ermittelten wenig energieintensiven Industriesektoren, die in einer Cluster-Analyse identifiziert wurden, hierzu gehört die Industrie aller verbleibenden Wirtschaftsabteilungen.

Abbildung 4-17: Energiestückkosten auf Basis Bruttoproduktionswert für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren, 2010 bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

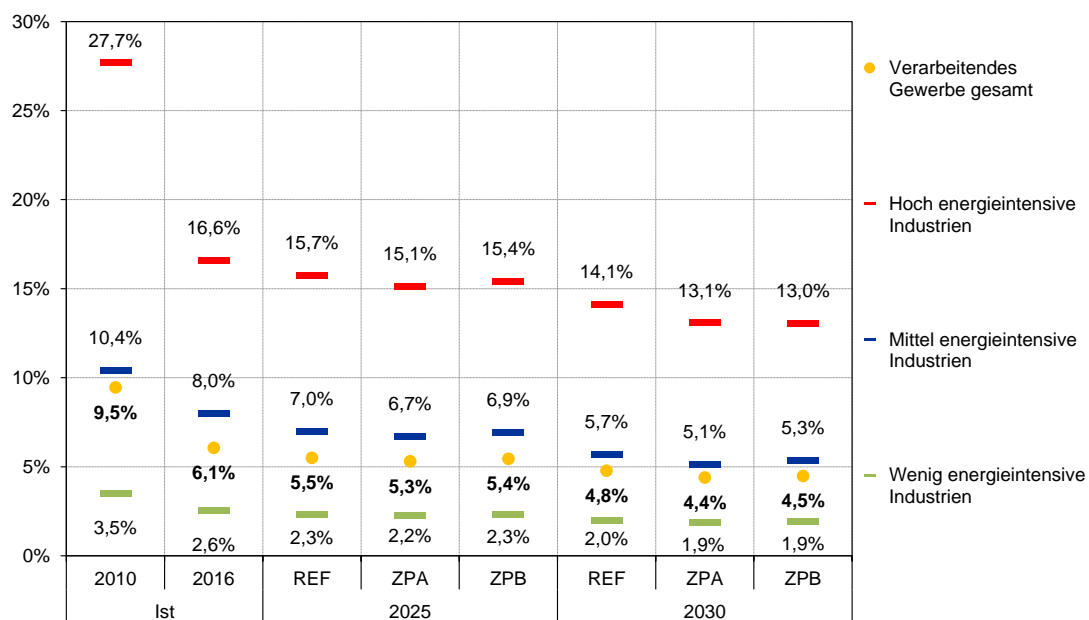
Für die drei betrachteten Szenarien ergeben sich grundsätzlich sehr vergleichbare Trends:

- Energiestückkosten auf Basis des Bruttoproduktionswerts (Abbildung 4-17) sinken im Vergleich zu den aktuellsten vorliegenden statistischen Daten für das Jahr 2016 für alle Szenarien, wobei darauf hinzuweisen ist, dass die Energiestückkosten von 2010 bis 2016 bereits erheblich zurückgegangen sind.³⁰ Für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt (ohne Raffinerien) ergibt sich im Referenzszenario ein Rückgang von 1,7% im Jahr 2016 auf 1,5% im Jahr 2025 und 1,3% in 2030. Dieser Rückgang ist mit 4,2 sowie 4,0 bzw. 3,6% für die hoch energieintensiven Industrien etwas geringer als für die mittel sowie die wenig energieintensiven Sektoren, für die die Energiestückkosten von 2,25% auf 2,0 sowie 1,6% bzw. von 0,7 auf 0,6 sowie 0,55% zurückgehen.

³⁰ Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass innerhalb der genannten Wirtschaftsabteilungen teilweise erhebliche Bandbreiten existieren. So lagen auf Ebene der Wirtschaftsklassen innerhalb der hoch energieintensiv eingeordneten Wirtschaftsabteilungen im Jahr 2016 die höchsten, auf Grundlage der amtlichen Statistik errechneten Energiestückkosten bei 20,2% (Herstellung von Industriegasen), 12,8% (Herstellung von Zement) bzw. 12,7% (Herstellung von Flachglas) und gleichzeitig der Durchschnittswerte für die hoch energieintensiven Industrien bei 4,2%. Bei Berechnung der Energiestückkosten auf Basis der Bruttowertschöpfung ergeben sich die höchsten Werte mit 64,2% (Herstellung von Industriegasen), 43,3% (Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen) bzw. 37,7% (Herstellung von Flachglas) bzw. der Mittelwert für die hoch energieintensiven Industriesektoren in Höhe von 16,6%.

- Für den auf Erhöhung der Energieeffizienz fokussierten Zielpfad A liegen die Energiestückkosten mit 0,1 bis 0,4 Prozentpunkten deutlich erkennbar unter denen des Referenz-Szenarios. Die deutlichsten Unterschiede ergeben sich für die mittel energieintensiven Industrien.
- Für den mehr auf den Einsatz erneuerbarer Energien ausgerichteten Zielpfad B liegen die Energiestückkosten leicht oberhalb der Niveaus, die sich für den Zielpfad A ergeben. Die Unterschiede liegen hier für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch und mittel energieintensiven Sektoren bei etwa 0,1 Prozentpunkten., Die Energiestückkosten für den Zielpfad B bewegen sich jedoch immer noch unter denen für das Referenzszenario.

Abbildung 4-18: Energiestückkosten auf Basis Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Der Anteil der Stromkosten an den gesamten Energiekosten liegt in sehr unterschiedlichen Größenordnungen und beträgt für die hoch energieintensiven Industrien durchgängig etwa ein Drittel. Für die mittel energieintensiven Industriesektoren streuen die Stromkostenanteile stärker, im Vergleich zum historischen Wert für 2016 (ca. 57% der gesamten Energiekosten) bleiben sie im Referenzszenario etwa auf dem gleichen Niveau (56 bzw. 60%), sinken im Zielpfad A auf etwa 49 bis 50% und überschreiten für den Zielpfad B die Werte der Referenzentwicklung deutlich (62 bzw. 64%). Im Bereich

der wenig energieintensiven Industriesektoren liegt der Anteil der Stromkosten an den gesamten Energiekosten auf vergleichsweise hohen Niveaus.

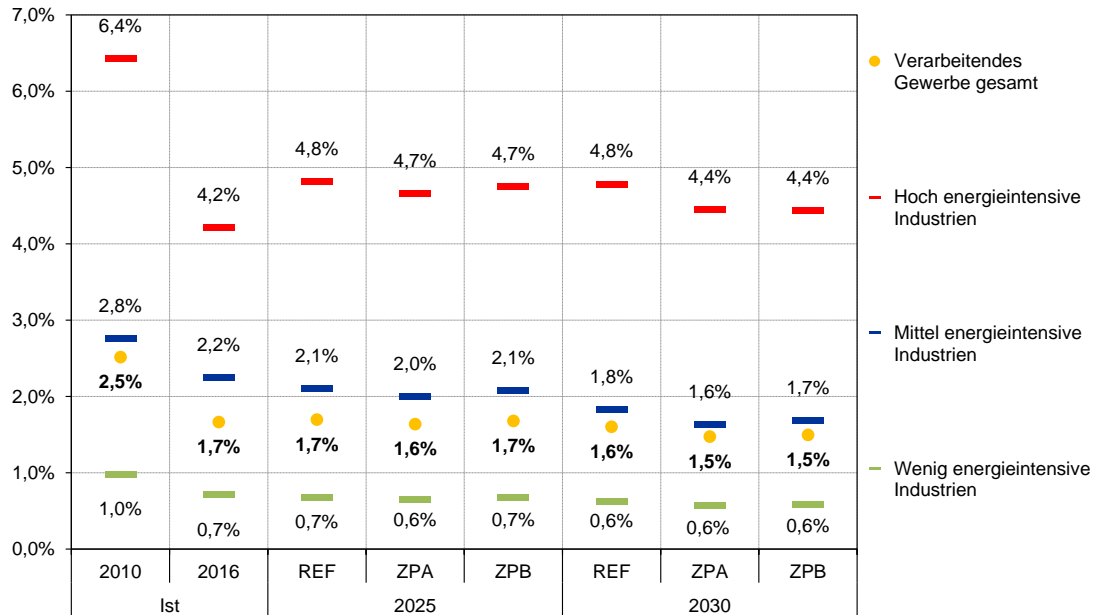
Mit einem Gesamtvolumen von ca. 16,4 Mrd. € für 2025 sowie 14,6 Mrd. € für 2030 liegen die absoluten Stromkosten des gesamten Verarbeitenden Gewerbes (ohne Raffinerien) im Referenz-Szenario etwas über den Vergleichswerten für die Entwicklung des Zielpfades A (16,4 Mrd. € in 2025 sowie 14,3 Mrd. € in 2030) sowie unter denen für den Zielpfad B (17,4 Mrd. € in 2025 bzw. 14,9 Mrd. € in 2030).

Verglichen mit dem letztverfügbaren historischen Wert für 2016 (74%) bleiben die Stromkostenanteile an den gesamten Energiekosten im Referenzszenario nahezu unverändert (74,5% in 2025 bzw. 72% in 2030), sinken für den Zielpfad A leicht (72% in 2025 bzw. 69% in 2030) und steigen für den Zielpfad B sowohl für die Zeithorizonte 2025 und 2030 leicht auf 77%. Bezogen auf den Bruttoproduktionswert sinken jedoch auch die Stromkosten im Vergleich zu 2016 für alle Industriegruppen, Szenarien und Stützjahre.

Die Strukturveränderungen und Kostensenkungen im Bereich der Stromversorgung leisten damit für alle Industriesektoren einen erheblichen Beitrag zu den sinkenden Energiestückkosten. Dieser Beitrag zur Kostensenkung ergibt sich einerseits aus dem sinkenden Großhandelspreis (der die Stromkosten im Bereich der hoch energieintensiven Industrien dominiert) durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien sowie andererseits der im Zeitverlauf deutlich sinkenden EEG-Umlage (die für die mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren eine größere Rolle spielt).

Eine entsprechende Analyse für die Hochpreisszenarien führt zu den in Abbildung 4-19 und Abbildung 4-20 gezeigten Ergebnissen.

Abbildung 4-19: Energiestückkosten für das Hochpreis-Szenario auf Basis Bruttoproduktionswert für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030



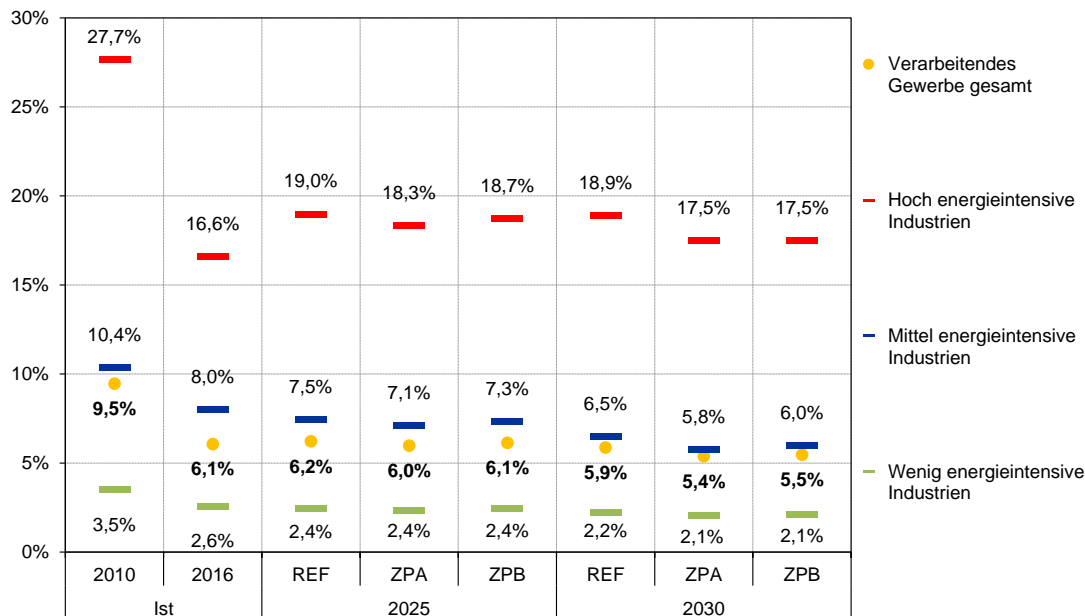
Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Mit Blick auf die drei analysierten Szenarien (Referenz, Zielpfade A und B) ergeben sich für das Marktumfeld mit hohen Energiepreisen die folgenden Trends bei den Energiestückkosten:

- Die auf Basis der Bruttoproduktionswerte ermittelten Energiestückkosten (Abbildung 4-19) liegen für das verarbeitende Gewerbe insgesamt (ohne Raffinerien) trotz deutlich höherer Annahmen für die Brennstoffpreise sowohl unterhalb der für das Jahr 2010 ermittelten Werte und im Trend der Jahre 2025 und 2030 auch weiterhin niedriger als im Jahr 2016. Im Hochpreisfall für das Referenzszenario ergibt sich für das Jahr 2025 ein Niveau von 1,7%, das etwa dem Wert von 2016 entspricht. Bis zum Jahr 2030 gehen die Energiestückkosten dann auf etwa 1,6 % zurück. Für den vor allem auf eine Erhöhung der Energieeffizienz ausgerichteten Zielpfad A sinken die Energiestückkosten im Hochpreisfall von 1,7% im Jahr 2016 auf 1,6% im Szenariojahr 2025 sowie 1,5% für das Jahr 2030. Im Zielpfad B, der stärker auf den Ausbau der regenerativen Energien ausgerichtet ist, verbleiben die Energiestückkosten im Jahr 2025 etwa auf dem Niveau von 2016 und gehen dann bis 2030 auf etwa 1,5% zurück. Für den Zeithorizont 2030 liegen damit die Energiestückkosten für die beiden Zielpfade um etwa 0,1 Prozentpunkte unter denen für das Referenzszenario.

- Für die hoch energieintensiven Industrien liegen die Szenariowerte für den Hochpreisfall deutlich über den letzten historischen Werten für das Jahr 2016. Im Referenz-Szenario erhöhen sich die Energiestückkosten von 4,2% im Jahr 2016 auf 4,8% im Jahr 2025 wo sie dann bis zum Jahr 2030 verbleiben. Für den energieeffizienzorientierten Zielpfad A steigen die Energiestückkosten bis 2025 auf einen leicht niedrigeren Wert von 4,7%, gehen danach aber deutlich auf 4,4% zurück. Im Zielpfad B betragen die entsprechenden Werte ebenfalls etwa 4,7 % bzw. 4,4%. In den Zielszenarien liegen die Energiestückkosten damit im Stützjahr 2025 um 0,1 Prozentpunkte unter den Vergleichswerten im Referenz-Szenario, im Jahr 2030 ergeben sich etwa um 0,4 Prozentpunkte niedrigere Werte.
- Im Bereich der mittel energieintensiven Industrien liegen die Energiestückkosten für alle Stützjahre unter den Vergleichswerten für 2016. Im Hochpreisfall für das Referenzszenario gehen sie von 2,2% im Jahr 2016 auf 2,1% in 2025 sowie 1,8% in 2030 zurück. In der für den Zielpfad A modellierten Entwicklung gehen sie mit Werten von 2,0% (2025) bzw. 1,6% (2030) stärker zurück als für die des Zielpfads B (2,1% in 2025 sowie 1,7% in 2030), bleiben aber für beide Zielpfade leicht unter den Werten des Referenzfalls.
- Für die wenig energieintensiven Industriesektoren verändern sich die Energiestückkosten im Vergleich zu 2016 bzw. zwischen den Szenarien nur wenig und verbleiben im Bereich von 0,6 bis 0,7%, jedoch mit leicht sinkender Tendenz (die in Abbildung 4-20 gezeigte Entwicklung der Energiestückkosten auf Basis der Bruttowertschöpfung zeigt dies etwas deutlicher).

Abbildung 4-20: Energiestückkosten für das Hochpreis-Szenario auf Basis Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt sowie die hoch, mittel und wenig energieintensiven Industriesektoren , 2010 bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung des Fraunhofer ISI

Im Referenzszenario ergeben sich für den Hochpreisfall Stromkosten von ca. 17,8 Mrd. € im Jahr 2025 sowie 17,6 Mrd. € im Jahr 2030 für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt (ohne Raffinerien). Für die Entwicklung des Zielpfades A liegen die Vergleichswerte bei 17,8 Mrd. € im Jahr 2025 und bei 17,0 Mrd. € in 2030 und damit für 2025 etwa auf dem Niveau des Referenzszenarios sowie für 2030 deutlich darunter. Mit Blick auf den Zielpfad B liegen die absoluten Stromkosten mit 18,6 Mrd. € im Jahr 2025 über dem Niveau des Referenzszenarios, gehen dann aber bis 2030 mit ca. 17,6 Mrd. € auf ein ähnliches Niveau zurück.

Bezüglich der Stromkostenanteile an den gesamten Energiekosten ergibt sich für die unterschiedlichen Industrie-Bereiche ein uneinheitliches Bild. Für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt (ohne Raffinerien) sowie die mittel und wenig energieintensiven Industrien liegen die Stromkosten für die Hochpreisvariante je nach Szenario und Stützjahr um 1 bis 2 Prozentpunkte über den Werten für den Referenzpreis-Fall. Für die hoch energieintensiven Industrien sinkt jedoch der Anteil der Stromkosten an den gesamten Energiekosten um etwa 1 (für das Stützjahr 2025) bis 2 Prozentpunkte (für das Stützjahr 2030). Angesichts des im Bereich der hoch energieintensiven Industrien insgesamt deutlich niedrigeren Stromkostenanteils (ca. ein Drittel im Vergleich zu Werten von um die 50% für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt oder von um die 75% für die wenig energieintensiven Industrien) ergibt sich aus der Umstellung des

Stromsystems auf erneuerbare Energien eine deutlich geringere Verletzbarkeit der deutschen Industrie gegenüber den Preisvolatilitäten in den internationalen Brennstoffmärkten.

Insgesamt zeigen die Analysen zur Entwicklung der Energiestückkosten, dass sich mit den in den Zielpfaden A und B modellierten Entwicklungen im Vergleich zum Referenz-Szenario eine deutlich verringerte Sensitivität bezüglich der Energiepreisentwicklungen und insofern eine verbesserte Wettbewerbsfähigkeit ergibt. Dies ergibt sich einerseits aus der insgesamt verbesserten Energieeffizienz, andererseits aber auch aus der zunehmenden Rolle von Stromanwendungen und dem zurückgehenden Anteil konventioneller fossiler Brennstoffe. Am deutlichsten ergibt sich diese Verbesserung für die im Zielpfad A modellierte Entwicklung, sie bleibt aber auch für das Szenario des Zielpfads B deutlich unter der des Referenz-Szenarios. Die Analysen für die Hochpreisvariante zeigen darüber hinaus, dass die deutlich Preis dämpfenden Effekte des Ausbaus von Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien im Zusammenspiel mit der steigenden Rolle elektrischer Anwendungen die Vulnerabilität der deutschen Industrie gegenüber Preisvolatilitäten in den globalen Brennstoffmärkten deutlich senken. Dies gilt insbesondere für die Sektoren, in denen der Stromverbrauch und die Stromkosten eine besonders große Rolle spielen.

4.3. Externe Kosten der Umwelt- und Gesundheitseffekte

4.3.1. Vorgehen

Externe Kosten, bzw. vermiedene externe Kosten, wurden in Anlehnung an die methodischen Erkenntnisse des UBA-Leitfadens zur Nutzen-Kosten-Abschätzung umweltrelevanter Effekte in der Gesetzesfolgenabschätzung (Porsch et al. 2014) für all diejenigen Umwelt- und Gesundheitseffekte (siehe Kapitel 3) berechnet, die quantitativ für den Vergleich der Zielpfade A und B mit dem Referenzszenario bewertet worden waren:

- Treibhausgasemissionen
- Luftschadstoffemissionen
 - Schwefeldioxid (SO₂)
 - Stickoxide (NO_x)
 - Flüchtige Kohlenwasserstoffe außer Methan (NMVOC)
 - Ammoniak (NH₃)
 - Feinstaub (PM_{2,5})
- Schwermetallemissionen
 - Quecksilber (Hg)
- Nährstoffeinträge
 - Stickstoffeinträge der Landwirtschaft
- Flächennutzungsänderungen:
 - Änderung der Waldstruktur von Nadelbäumen zu Laubbäumen
 - Wiedervernässung ehemaliger Moorflächen
 - Flächenversiegelung durch Windkraftanlagen an Land

Bei der Änderung der Waldstruktur von Nadelbäumen zu Laubbäumen sowie der Wiedervernässung ehemaliger Moorflächen handelt es sich dabei um eine Aufwertung von Ökosystemen, die in Anlehnung an (Schweppe-Kraft 1998) und (Porsch et al. 2014) als vermiedene externe Kosten bewertet wurden. Bei allen übrigen betrachteten Effekten handelt es sich um Belastungen, die mit externen Kosten bewertet werden. Wenn allerdings im Vergleich eines Zielpfades mit dem Referenzszenario üblicherweise eine Entlastung bilanziert wird (vgl. Kapitel 3) mündet auch dies in eine Bilanzierung vermiedener externer Kosten.

Nicht alle realen Umwelt- und Gesundheitseffekte sind monetarisierbar und im verwendeten methodischen Ansatz als ökonomische Effekte quantifizierbar. Ökosystembeeinträchtigungen sind z.B. gemäß (Porsch et al. 2014) nur zum Teil als Biodiversitätsverluste bei Landökosystemen infolge Luftschadstoffemissionen oder Schäden infolge ausgewählter Schadstoffeinträge in Gewässer abgedeckt. Bisher kaum verlässliche Monetarisierungen gibt es aber für andere Wirkungen, z.B. auf Waldökosysteme.

Die zur Berechnung verwendeten Kostensätze für die verschiedenen Wirkungskategorien sind in Tabelle 4-2 dargestellt.

Tabelle 4-2: Benutzte Kostensätze für externe Kosten

Wirkungskategorie	Einheit	Wert	Quelle
Luftschadstoffemissionen			
Partikel (Feinstaub) fein PM2.5	EUR ₂₀₁₆ /t	58 363	
Stickoxide (NO _x)	EUR ₂₀₁₆ /t	15 359	
Schwefeldioxid (SO ₂)	EUR ₂₀₁₆ /t	14 055	UBA-Methodenkonvention 3.0
Flüchtige Kohlenwasserstoffe (NMVOC)	EUR ₂₀₁₆ /t	2 117	
Ammoniak (NH ₃)	EUR ₂₀₁₆ /t	21 595	
Treibhausgasemissionen			
Kohlendioxid (CO ₂) - 2016	EUR ₂₀₁₆ /t	180	UBA-Methodenkonvention 3.0
Kohlendioxid (CO ₂) - 2030	EUR ₂₀₁₆ /t	205	
Beeinträchtigung von Ökosystemen			
Flächenumwandlung			
Flächenversiegelung	EUR ₂₀₁₅ /m ²	30.1	Porsch et al. (2014) teuerungs-basiert von 2010 auf 2015 umgerechnet
Landnutzungsänderung			
Ackerland	EUR ₂₀₁₅ /m ²	0,6	
Grünland	EUR ₂₀₁₅ /m ²	1,0	
Laubholzforste	EUR ₂₀₁₅ /m ²	6,2	Porsch et al. (2014) teuerungs-basiert von 2010 auf 2015 umgerechnet
Nadelforste	EUR ₂₀₁₅ /m ²	3,8	
Niedermoore, Sümpfe	EUR ₂₀₁₅ /m ²	12,6	
Nährstoffeintrag			
Stickstoff-Verbindungen (N)	EUR ₂₀₁₅ /kg	7.7	Porsch et al. (2014) teuerungs-basiert von 2010 auf 2015 umgerechnet

Quellen: (Porsch et al. 2014), UBA (2018)

Es ist zu beachten, dass diese Kostensätze insbesondere für Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffe auch Schäden abdecken, die außerhalb Deutschlands anfallen.

Die jeweiligen spezifischen Kosten wurden mit den Ergebnissen der Szenarienberechnungen zu Umwelt- und Gesundheitseffekten (Kapitel 3) multipliziert. Da für die externen Kosten bei Treibhausgasen eine erhebliche Steigerung erwartet wird, wurden die Kosten in den jeweiligen Zwischenjahren interpoliert.

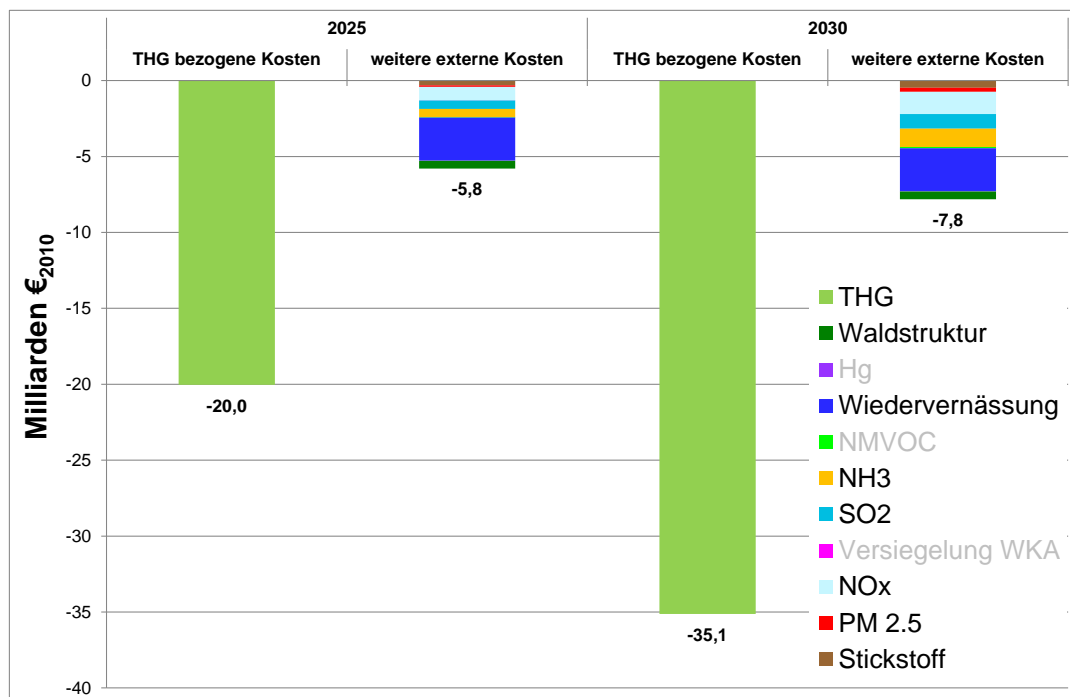
Für die Darstellung der Ergebnisse wurde entschieden, 2010 als einheitliches Basisjahr zu verwenden. Die Umrechnungsfaktoren für 2015 und für 2016 wurden auf Basis des Verbrauchsindex für Deutschland des Statistischen Bundesamtes (StBA (2018)) ermittelt. Somit handelt es sich in allen Ergebnissen um Werte in Euro-2010 real.

4.3.2. Ergebnisse

Abbildung 4-21 und Abbildung 4-22 zeigen die vermiedenen externen Kosten der Zielpfade gegenüber dem Referenzszenario für die Jahre 2025 und 2030.

Grundsätzlich ähneln sich die vermiedenen externen Kosten im Zielpfad A und Zielpfad B mit ca. 26 Mrd. Euro im Jahr 2025 und ca. 43 Mrd. Euro im Jahr 2030 sehr. Den größten Anteil an den vermiedenen externen Kosten in beiden Zielpfaden (für 2030: 82% im Zielpfad A; 83% im Zielpfad B) hat der Rückgang der THG-Emissionen. Die Luftschadstoffe haben einen Anteil von etwa 10%.

Abbildung 4-21: Vermiedene externe Kosten im Zielpfad A verglichen mit dem Referenzszenario



Quelle: Darstellung Öko-Institut

Erläuterung: Die Einträge Hg, NMVOC, PM2.5 und Versiegelung WKA haben zusammen in beiden Zielpfaden einen Anteil von unter 1%. Da sie daher in den Abbildungen nicht erkennbar sind wurden diese in der Legende eingegraut.

Abbildung 4-22: Vermiedene externe Kosten im Zielpfad B verglichen mit dem Referenzszenario



Quelle: Darstellung Öko-Institut

Erläuterung: Die Einträge Hg, NMVOG, PM2.5 und Versiegelung WKA haben zusammen in beiden Zielpfaden einen Anteil von unter 1%. Da sie daher in den Abbildungen nicht erkennbar sind wurden diese in der Legende eingegraut.

Für den Zielpfad B wurde bei den Feinstaub-Emissionen (vgl. Abschnitt 3.3.2.5) in 2030 eine Zusatzbelastung von etwa 5 % über dem Referenzszenario berechnet. In der Bewertung mit externen Kosten schlägt dies mit zusätzlichen externen Kosten von 0,1 Mrd. € zu Buche und fällt somit in der Zusammenschau nicht ins Gewicht.

Die ökologischen Vorteile der Zielpfade gegenüber der Referenz übersetzen sich insgesamt für 2025 in vermiedene externe Kosten von etwa 26 Milliarden Euro, für 2030 von etwa 43 Milliarden Euro. Dies gilt angesichts der geringen Unterschiede in der ökologischen Bewertung sowohl für Zielpfad A als auch für Zielpfad B.

In der Zusammenschau mit den sektoralen ökonomischen Betrachtungen und den gesamtwirtschaftlichen Wirkungen stellen sich damit noch deutlich positivere Effekte für die Zielerreichung dar. In beiden Zielpfaden überwiegen die Einsparungen unter Berücksichtigung der vermiedenen Schäden die zusätzlichen Investitionen um ein Vielfaches. In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wirken sich vermiedene externe Umweltkosten darüber hinaus positiv aus, in dem zusätzliches Kapital für andere Zwecke, wie Investitionen in Effizienz oder Umweltschutz, frei wird oder die Arbeitsproduktivität durch verbesserte gesundheitliche Bedingungen steigt. Damit ergeben sich weitere positive direkte und indirekte wirtschaftliche Effekte.

5. Handlungsfeld Gebäude

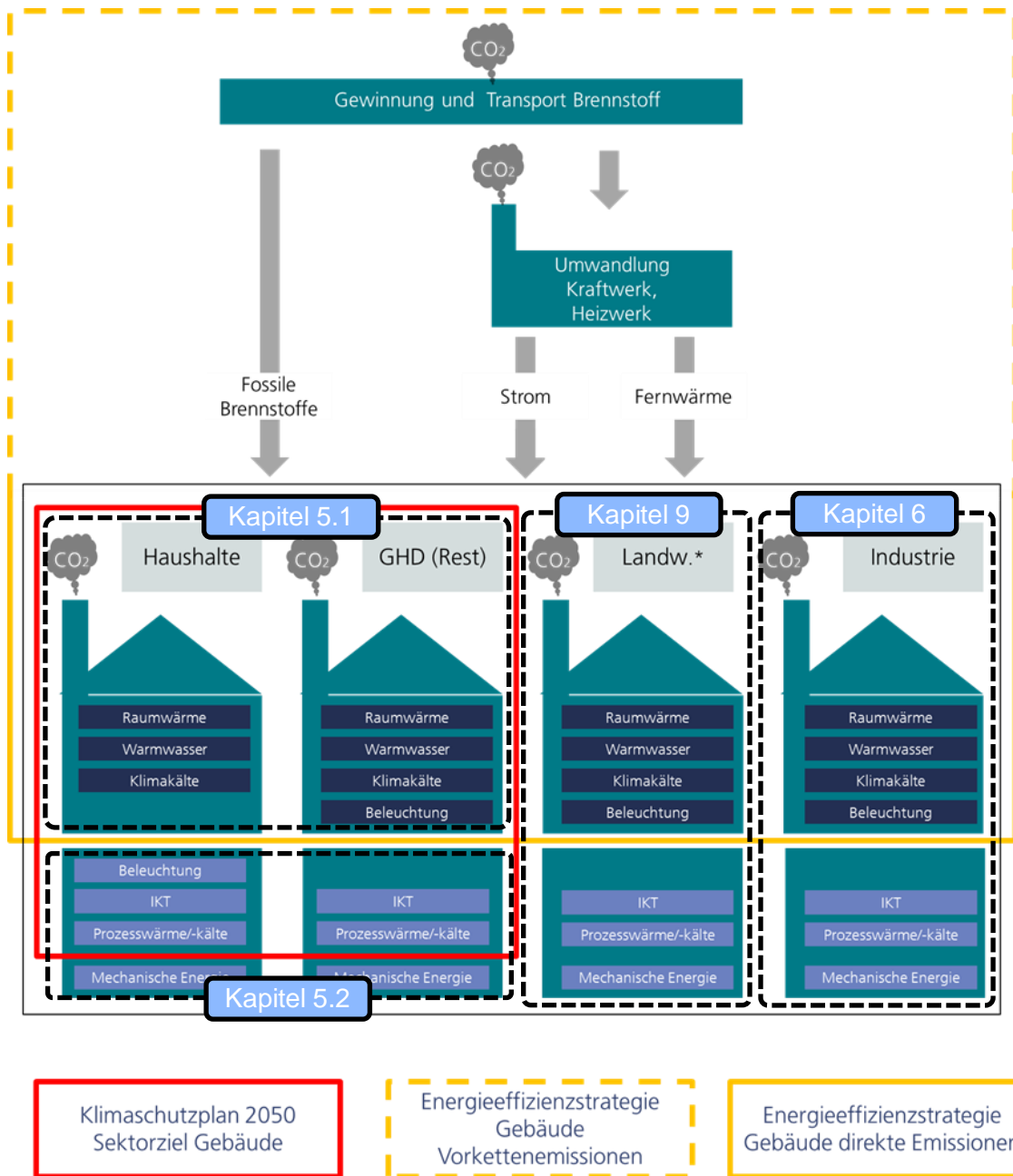
Das Handlungsfeld Gebäude umfasst den Energieverbrauch für alle Anwendungen (mit Ausnahme von „Mechanischer Energie“) in Gebäuden der Sektoren der privaten Haushalte (PHH) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Für den Themenbereich „thermische Konditionierung von Gebäuden“ liegt mit der *Effizienzstrategie Gebäude* (ESG) bereits eine Sektorstrategie vor. Diese wurde am 18. November 2015 vom Bundeskabinett beschlossen und bildet die Basis für die Betrachtungen in diesem Themenfeld. In den verbleibenden Anwendungen wird überwiegend Strom eingesetzt, weshalb sich Kapitel 5.2 mit dem Stromverbrauch in privaten Haushalten und dem GHD-Sektor auseinandersetzt.

Abbildung 5-3 stellt die unterschiedlichen Bilanzgrenzen von ESG und Klimaschutzplan dar und ordnet sie den Kapiteln zu. Die ESG bezieht den Energiebedarf für die thermische Konditionierung von Gebäuden (Raumwärme, Warmwasser, Klimatisierung) sowie den Strombedarf für die stationäre Beleuchtung in Nichtwohngebäuden ein und betrachtet Gebäude in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie. Der KSP hingegen betrachtet im Sektor Gebäude nur Gebäude der Sektoren private Haushalte und GHD. Der gebäuderelevante Energieverbrauch und die THG-Emissionen von Gebäuden im Sektor Industrie werden daher in Kapitel 6 und die landwirtschaftlichen Gebäude in Kapitel 8.5 integriert.

Weitere Unterschiede ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen Bilanzierungsmethoden. Im Fall der ESG wurde die Verursacherbilanz angewendet; der KSP bilanziert nach Quellenbilanz.

Die Ergebnisse der hier vorliegenden sektorübergreifenden Folgenabschätzung werden für das Handlungsfeld Gebäude mit den bereits vorliegenden sektorscharfen Ergebnissen der wissenschaftlichen Begleitforschung zur ESG (Prognos et al. 2015) sowie der gesamtwirtschaftlichen Einordnung der ESG (Prognos AG et al. 2017) ergänzt.

Abbildung 5-1: Bilanzraum für den „Gebäudebereich“ im Klimaschutzplan 2050 und in der ESG



*Landwirtschaft, Fischerei, Forstwirtschaft

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

5.1. Handlungsfeld Gebäude – „thermische Konditionierung“ (ESG)

Dieses Kapitel beschreibt die Methode und Ergebnisse für den Gebäudesektor für Wohn- und Nicht-Wohngebäude. Dazu gehört der Energieverbrauch aller Anwendungen mit Gebäudebezug (Wärmebereitstellung, Klimatisierung, Warmwasser, Gebäudetechnik sowie Beleuchtung von Nichtwohngebäuden).

5.1.1. Vorgehen und Methode

Die Szenarien im Gebäudesektor und die resultierenden Endenergieverbräuche folgen im Wesentlichen der *Energieeffizienzstrategie Gebäude* (ESG). Für die Bewertungen in dieser sektorübergreifenden Folgenabschätzung werden weiterhin Erkenntnisse aus dem Gutachten zur gesamtwirtschaftlichen Einordnung der ESG (Prognos AG et al. 2017) integriert. Im Unterschied zu der hier vorliegenden sektorübergreifenden Folgenabschätzung wurden dort keine unterschiedlichen Maßnahmen in den anderen Verbrauchssektoren und dem Umwandlungssektor unterstellt und somit die Effekte der Maßnahmen an Gebäuden isoliert betrachtet.

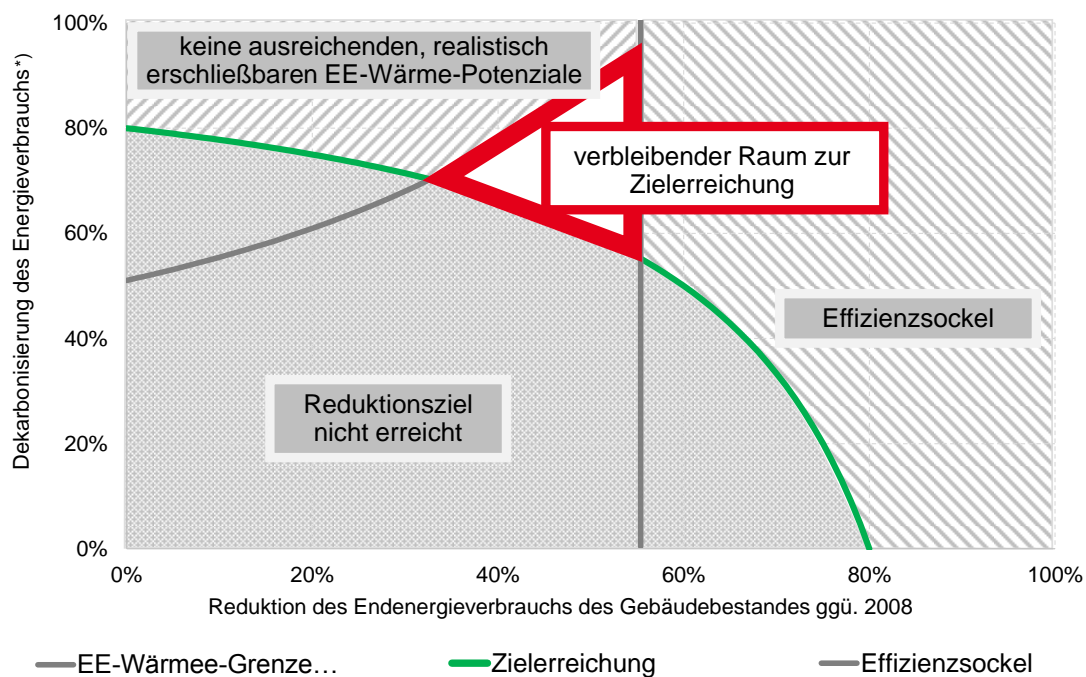
Die Szenarien wurden im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung zur ESG (Prognos et al. 2015) erstellt. Mit dem Gutachten wurden die Potenziale und Grenzen für den Einsatz erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz im Gebäudebestand ermittelt und hieraus der noch verbleibende Korridor zur Zielerreichung bis 2050 abgeleitet. Hierbei werden die Belange anderer Verbrauchssektoren und der Energiebereitstellung (Strom, Fernwärme) berücksichtigt. Für die Ränder dieses Korridors wurden Zielszenarien entwickelt und untersucht, die auch für die hier vorliegende Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 betrachtet werden. Darüber hinaus wurde ein Referenzszenario erstellt.

Vorgabe für die beiden Zielszenarien ist die Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Basisjahr 2008. Die beiden Zielszenarien bilden exemplarisch zwei unterschiedliche Strategien zur Zielerreichung an den Rändern des Zielkorridors der ESG ab. Die Erreichung des Zieles ist eingeschränkt durch die maximal erreichbare Energieeffizienz sowie durch die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien.

Abbildung 5-2 stellt den Zielkorridor und die beiden Strategien grafisch dar. Die grüne Kurve von oben links nach rechts unten stellt alle möglichen Lösungen für das Ziel, den Primärenergieverbrauch um 80 % zu reduzieren, dar. Diese möglichen Lösungen werden einerseits begrenzt durch die Tatsache, dass der Endenergieverbrauch bei Gebäuden sich aufgrund technisch-physikalischer Gründe nicht beliebig tief reduzieren lässt („Effizienzsockel“) und andererseits durch die nur begrenzt verfügbaren Potenziale an erneuerbaren Wärmemengen, welche nicht beliebig dekarbonisiert werden können (Kurve von oben mitte zum linken mittleren Rand). Durch diese Begrenzungen wird nun ein Zieldreieck aufgespannt.

Der Zielkorridor macht deutlich, dass die Zielerreichung im Gebäudebereich ausschließlich mit der Kombination von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien möglich ist. Die alleinige Fokussierung auf eine der beiden Maßnahmen wäre nicht ausreichend. Die Zielpfade A und B repräsentieren die Ränder des Korridors und damit die jeweils größtmögliche Ausprägung für Energieeffizienz und EE-Wärme, bei der eine Reduktion der THG-Emissionen um 80 % bis 2050 erreichbar ist.

Abbildung 5-2: Verbleibender Raum zur Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs in Gebäuden um mindestens 80 %



*) Reduktion des mittleren, nicht erneuerbaren Primärenergiefaktors der eingesetzten Energieträger ggü. 2008

Quelle: Prognos et al. (2015)

Für die Folgenabschätzung werden folgende Strategien aus den Zielszenarien der ESG übernommen und – wie in den nachfolgenden Abschnitten detailliert dargestellt – angepasst bzw. aktualisiert:

- Dass Referenzszenario der ESG berücksichtigt die aktuellen Politiken bis Ende 2013 und entspricht weitgehend dem Referenzszenario der Energierferenzprognose des BMWi Prognos AG, EWI, GWS (2014).
- Zielpfad A (Effizienz): Hauptmaßnahme für die Zielerreichung ist das weitgehende Ausreizen der Potenziale für Energieeffizienz bei minimaler Ausnutzung der EE-Wärmepotenziale.

- Der Zielpfad B (Erneuerbare Energien): Hauptmaßnahme für die Zielerreichung ist die weitgehende Ausschöpfung der verfügbaren EE-Wärmepotenziale bei Erreichung eines Mindestmaßes an Energieeffizienz.

Tabelle 5-1 zeigt einen detaillierten Vergleich der zentralen CO₂-Vermeidungshebel im Gebäudesektor differenziert nach Energieeffizienzhebel und Hebel zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung. Die Werte werden, wie oben beschrieben, aus den Zielszenarien der ESG abgeleitet und als Mittelwerte für die Dekade 2020 bis 2030 ausgewiesen.

Im Zielpfad A wird die energetische Sanierungsrate deutlich von 1,2 % p/a auf etwa 1,9 % p/a Vollsanierungsäquivalente angehoben. Gleichzeitig steigt die Effizienz von Sanierungen. Der Heizwärmebedarf eines energetisch voll sanierten Gebäudes sinkt um 30 % gegenüber dem Status Quo (Vollsanierung nach EnEV 2014). Auch Neubauten werden effizienter: Der Heizwärmebedarf sinkt gegenüber den Mindestanforderungen der EnEV 2014 um 34 %. Bis 2030 wird nur noch knapp jeder zweite neu installierte Wärmeerzeuger mit fossilen Brennstoffen befeuert (REF: 69 %); der Anteil von Wärmepumpen steigt auf 32 %.

Im Zielpfad B steigt die Sanierungsrate in der kommenden Dekade leicht auf 1,3 % und der Heizwärmebedarf sanierter Gebäude sinkt um 12 % gegenüber dem Status Quo. Beide Werte sind damit im Vergleich zur Referenzentwicklung nur leicht verändert. Neubauten benötigen im Zielpfad B 27 % weniger Heizwärme als im Status Quo Die Struktur neu installierter Wärmeerzeuger ändert sich im Zielpfad B hingegen massiv. Nur noch knapp jeder dritte neu installierte Wärmeerzeuger wird mit fossilen Brennstoffen befeuert. Der Anteil von Wärmepumpen steigt auf 43 % und auch der Anteil von Biomassefeuerungen steigt signifikant auf 20 %.

Tabelle 5-1: Überblick der Umsetzung von CO₂-Vermeidungshebeln nach Kategorien für den Gebäudesektor

	Ref	ZP A	ZP B
Energieeffizienz			
Energetische Sanierungsrate	1,2 % p/a	1,9 % p/a	1,3 % p/a
Reduktion des Heizwärmebedarfs bei Vollsanierung ggü. Status Quo	-10 %	-30 %	-12 %
Reduktion des Heizwärmebedarfs bei Neubauten ggü. Status Quo	-21 %	-34 %	-27 %
Erneuerbare Energien / Struktur neu installierter Wärmeerzeuger			
Fossile Energieträger	69 %	49 %	32 %
Biomasse	11 %	15 %	20 %
Wärmepumpen	18 %	32 %	43 %
Solarthermie	2 %	4 %	5 %

Quelle: Prognos basierend auf dem Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. (2015))

Die ESG fußt auf den Rahmendaten der Energierferenzprognose des BMWi aus dem Jahre 2014 (Prognos AG, EWI, GWS (2014)). Diese weichen an einigen Punkten von den aktualisierten Rahmendaten, die zur Folgenabschätzung der KSP-Ziele genutzt werden, ab. Um beide Untersuchungen vergleichbar machen zu können, wurden die Werte für Heizenergie- und Warmwasserbedarf bei Wohn- und Nichtwohngebäuden aus der ESG für das Referenz- und die beiden Zielszenarien für die vorliegende Untersuchung nach Bevölkerungszahl, Wohnfläche und Klimadaten skaliert, wie im Folgenden näher erläutert wird. Hierbei handelt es sich um ein stark vereinfachtes Verfahren, dass aufgrund der geringen Veränderungen der Rahmendaten hinreichend genaue Informationen für die Folgenabschätzung liefert.

Mithilfe der in beiden Untersuchungen verwendeten Gradtagszahlen wurde der Endenergieverbrauch für Raumwärme von Wohn- und Nichtwohngebäuden angepasst. Die genauen Zahlen sind in der folgenden Tabelle 5-2 dargestellt.

Tabelle 5-2: Gradtagszahlen und Skalierung der ESG-Daten

Gradtagszahl	2015	2025	2030
ESG	3.044	2.946	2.897
KSP	3.044	3.008	2.993
Skalierungs-Faktor	1,00	1,02	1,03

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Prognos et al. (2015) und Rahmendaten (Kapitel 15)

Die Wohnfläche hat ebenso Einfluss auf die Endenergieverbräuche der Haushalte, jedoch nicht auf die des GHD-Sektors. Die Endenergie für Raumwärme der Wohngebäude wurde also zusätzlich zur Klimaanpassung auch mit den in der folgenden Tabelle 5-3 dargestellten Faktoren skaliert.

Tabelle 5-3: Wohnfläche in ESG und KSP sowie resultierende Skalierungsfaktoren

Wohnfläche (in Mio. m ²)	2015	2025	2030
ESG	3.800	3.965	4.030
KSP	3.748	3.930	4.020
Skalierungs-Faktor	0,99	0,99	1,00

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Prognos et al. (2015) und Rahmendaten (Kapitel 15)

Auch das Bevölkerungswachstum verläuft in den beiden Untersuchungen unterschiedlich, was im Wesentlichen auf angepasste Statistiken seit dem Jahr 2014 zurückzuführen ist. Die Veränderungen sind nahezu gleich, jedoch wurde das absolute Niveau an-

gehoben. Die Bevölkerungszahlen wirken sich jedoch nicht direkt auf Raumwärmebedarfe aus, sondern beeinflussen im Wesentlichen die Trinkwasserbedarfe der Haushalte. Der Endenergiebedarf für die Trinkwasserbereitstellung wurde demnach mit den folgenden in Tabelle 5-4 dargestellten Werten skaliert.

Tabelle 5-4: Bevölkerung in ESG und KSP sowie Skalierungsfaktoren

Bevölkerung (in Tsd.)	2015	2025	2030
ESG	80.644	79.837	79.105
KSP	82.184	83.316	82.868
Skalierungs-Faktor	1,02	1,04	1,05

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Prognos et al. (2015) und Rahmendaten (Kapitel 15)

5.1.2. Folgen für Endenergieverbrauch

Das Referenzszenario der ESG berücksichtigt die aktuellen Politiken mit Stichtag 31.12.2013. Der Endenergieverbrauch sinkt bis 2030 um 7 % ggü. dem Jahr 2015. Der Verbrauch fossiler Energieträger sinkt um 21 % während die netzgebundenen Endenergieträger Strom und Fernwärme leicht um 6 bis 9 % zunehmen. Der Verbrauch erneuerbarer Energieträger steigt um 47 % ggü. 2015. Der Endenergieverbrauch der Gebäude in der hier untersuchten Abgrenzung wird in Tabelle 5-5 dargestellt.

Tabelle 5-5: Endenergieverbrauch Gebäude (Referenz) in PJ/a

	2015	2025	2030
Steinkohle	6	4	3
Braunkohle	8	5	4
Mineralölprodukte	628	486	416
Gase	1.209	1.122	1.043
Strom	421	450	448
Fernwärme	207	227	225
Biomasse	244	288	296
Solarthermie	30	57	69
Umgebungswärme	33	69	87
Insgesamt	2.786	2.708	2.589

Quelle: Prognos

Der Zielpfad A (Effizienz) steht exemplarisch für den rechten (unteren) Rand des Zielkorridors der ESG. Entsprechend setzt Zielpfad A den Schwerpunkt für die Zielerreichung darauf, den Endenergieverbrauch durch Effizienzmaßnahmen unter Berücksichtigung bestehender Dämmrestriktionen weitest möglich zu reduzieren. Ergänzend werden erneuerbare Energien zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Der Endenergieverbrauch sinkt im Zeitraum 2015 bis 2030 um 19 %. Der Verbrauch fossiler Energieträger in Gebäuden geht um 42 % zurück und der Stromverbrauch um 2 %. Auf den Stromverbrauch wirken dabei mehrere Maßnahmen: der Rückbau von Stromdirektheizungen sowie Effizienzgewinne (z.B. bei der Beleuchtung) reduzieren den Stromverbrauch, während der Zubau von Wärmepumpen den Stromverbrauch steigert. Der Verbrauch von Fernwärme steigt um 10 % auf 228 PJ. Den größten Zuwachs erfahren die erneuerbaren Energien mit +79 % auf 567 PJ im Jahr 2030. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 5-6: Endenergieverbrauch Gebäude (ZP A) in PJ/a

	2015	2025	2030
Steinkohle	8	3	2
Braunkohle	7	4	2
Mineralölprodukte	614	362	267
Gase	1.199	955	785
Strom	416	421	406
Fernwärme	208	235	228
Biomasse	250	331	326
Solarthermie	33	90	112
Umgebungswärme	34	102	129
Insgesamt	2.786	2.503	2.256

Quelle: Prognos

Der Zielpfad B (Erneuerbare Energien) steht exemplarisch für den linken (oberen) Rand des Zielkorridors der ESG. Die Hauptmaßnahme für die Zielerreichung ist hier der weitest mögliche Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien (Dekarbonisierung). Begrenzend wirkt die Verfügbarkeit der einsetzbaren erneuerbaren Energien. Ergänzend werden Strategien zur Steigerung der Energieeffizienz (energetische Gebäudesanierung) umgesetzt. Der Endenergieverbrauch sinkt um 10 % und damit deutlich weniger als im ZP A. Der Verbrauch fossiler Energieträger in Gebäuden halbiert sich nahezu (-49 %) während sich der von Strom (+10 %), Fernwärme (+24 %) und erneuerbaren Energien (+154 %) teils deutlich erhöht. Der Endenergieverbrauch wird in Tabelle 5-7 dargestellt. Insbesondere die intensive Nutzung von Biomasse erfordert die Erschließung zusätzlicher Potenziale durch die Ausweitung von Kurzumtriebsplantagen (vgl. Kapitel 12.4.2). Der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen führt ebenfalls zu einem steigenden Strombedarf, der jedoch, wie auch im Zielpfad A, durch den parallelen Rückbau von Stromdirektheizungen und Effizienzgewinnen im Bereich Beleuchtung gut kompensiert werden kann. Dennoch führen die geringeren Effizienzsteigerungen im ZP B zu einem verstärkten Druck auf den raschen Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 8).

Eine tiefere Analyse der Wirkungen der Umsetzung der Szenarien der ESG wurde in Prognos AG et al. 2017 vorgenommen. Hinsichtlich der Effekte auf die Robustheit des Energiesystems kommt das Gutachten zu folgenden Schlüssen.

Werden die im ZP B anzustrebenden Mindest-Effizienzziele verfehlt, ist eine Zielerreichung nicht mehr, bzw. nur mit hohem finanziellem Aufwand und mit Belastungen anderer Sektoren möglich. In Betracht kämen folgende Maßnahmen:

- Der Einsatz von Wärmepumpen in schlecht gedämmten Gebäuden. Problematisch sind die geringen erreichbaren Jahresarbeitszahlen im energetisch unsa-

nierten Gebäudebestand, die aktuell bei etwa 2 bis 2,5 liegen (FhG ISE 2015). Bei einem Brutto-Strompreis von 30 Cent/kWh führt dies zu Arbeitskosten der Wärmebereitstellung von 12 bis 15 Cent/kWh. Zum Vergleich: bei einer für Neubauten und gut sanierten Bestandsgebäuden heute gut erreichbaren jährlichen Arbeitszahl (JAZ) von 4 liegen die Arbeitskosten bei 7,5 Cent/kWh. Weitere Risiken sind die insgesamt steigende Stromnachfrage sowie winterliche Lastspitzen, die die Anforderungen an den Umwandlungssektor spürbar erhöhen (Matthes et al. 2018).

- Ein über den ZP B hinausgehender Einsatz von Biomasse. Dies würde eine noch stärkere Ausweitung von Kurzumtriebsplantagen oder anderer lokaler Quellen (vgl. Kapitel 12.4.2) oder eine Erhöhung der Importe bedeuten. Hinzu kommen starke Preisrisiken, da aus heutiger Perspektive nicht absehbar ist, ob sich die Preise für energetisch genutzte Biomasse weiterhin am Heizölpreis orientieren oder an CO₂-armen synthetischen Brennstoffen.
- Der breite Einsatz von synthetischen Brennstoffen. Nach aktuellen Gutachten (z.B. Prognos et al. 2018) könnten diese Brennstoffe – nach Durchlaufen von Lernkurven und bei Produktion im Ausland – zu Grenzübergangspreisen von etwa 15 Cent/kWh in Deutschland zur Verfügung stehen. Inklusive Kosten für Logistik, Vertrieb und Umsatzsteuer liegen die Arbeitskosten der Wärmebereitstellung aus PtG/PtHEL dann bei etwa 23 Cent/kWh.
- Eine zweite Sanierungswelle außerhalb der üblichen Instandhaltungszyklen im Gebäudebestand von bis zu 50 Jahren (entsprechend 2 % Sanierungsrate). Die Kosten des vermiedenen Wärmeverbrauchs dürften in diesem Fall deutlich über 30 Cent/kWh liegen, da außerhalb der Sanierungszyklen die Vollkosten statt der energiebedingten Mehrkosten in die Berechnung eingehen.

Die ambitionierten Effizienzmaßnahmen im ZP A verringern den Energieverbrauch erheblich und entlasten dadurch das Gesamtenergiesystem. Eine hohe Energieeffizienz reduziert darüber hinaus die Pfadabhängigkeit von anderen Entwicklungen und erhöht die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung. Die effizienteren Gebäude sind eher „immun“ gegen ein Scheitern der Dekarbonisierungsstrategie bei Strom und Fernwärme. Selbst bei moderatem Verfehlen der Effizienzziele, kann im ZP A mit zusätzlichen Maßnahmen im Umwandlungssektor gegengesteuert werden. Werden hohe THG-Minderungen von bis zu minus 95 % bis 2050 angestrebt, so hat der ZP A deutliche Vorteile gegenüber dem ZP B, da zusätzliche THG-Minderungen durch eine stärkere Ausschöpfung der EE-Wärmepotenziale vergleichsweise leicht realisierbar sind. Der ZP B hingegen schöpft schon bei einer 80%igen THG-Reduktion die als verfügbaren geltenden EE-Wärme-Potenziale komplett aus. Eine nachträgliche Erhöhung der Energieeffizienz durch eine zweite energetische Sanierung vor 2050 scheidet aus, da sie außerhalb der üblichen Sanierungszyklen im Gebäudebestand (30 bis 50 Jahre) erfolgen müsste und daher mit sehr hohen Kosten verbunden wäre. Insofern bliebe nur der – mutmaßlich ebenfalls sehr kostenintensive Weg – die THG-Emissionen durch zusätz-

liche erneuerbare Energien zu senken. Hierfür müssten Optionen für den Wärmemarkt gezogen werden, die in allen gängigen Gutachten aus Kostengründen nicht zum Zuge kommen. Hierzu zählen der Einsatz von Wärmepumpen in wenig gedämmten Gebäuden, die weitere Intensivierung der Nutzung von Biomasse sowie die Nutzung von synthetischen, THG-neutralen Brennstoffen.

Tabelle 5-7: Endenergieverbrauch Gebäude (ZP B) in PJ/a

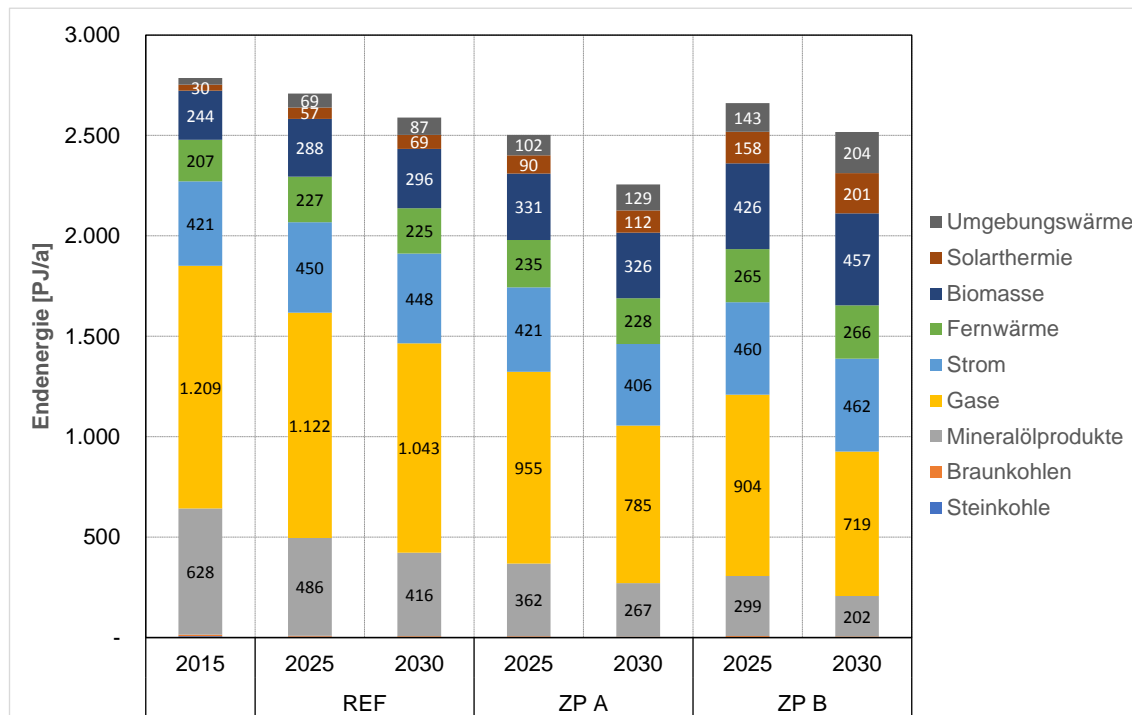
	2015	2025	2030
Steinkohle	8	3	2
Braunkohle	7	4	3
Mineralölprodukte	597	299	202
Gase	1.199	904	719
Strom	419	460	462
Fernwärme	215	265	266
Biomasse	266	426	457
Solarthermie	39	158	201
Umgebungswärme	35	143	204
Insgesamt	2.783	2.661	2.517

Quelle: Prognos

Mit Blick auf die Treibhausgasemissionen (Kapitel 3.2) bleibt festzuhalten, dass im Zielpfad B deutlich mehr Strom (+56 PJ/a) und Fernwärme (+38 PJ/a) eingesetzt werden als im Zielpfad A. Dies führt dazu, dass Emissionen, die aus Sicht der Verursacherbilanz (ESG, Ordnungsrecht Gebäude) der thermischen Konditionierung von Gebäuden zuzuordnen sind, in der beim KSP angewendeten Quellenbilanz dem Sektor Energiewirtschaft zugeordnet werden.

Die oben genannten Ergebnisse sind in der folgenden Grafik vollständig als Übersicht dargestellt.

Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch in Gebäuden differenziert nach Energieträgern



Quelle: Auf Basis von Prognos et al. (2015)

5.1.3. Sektorale ökonomische Aspekte

Die energiebedingten Investitionen in Wohngebäuden setzen sich im Wesentlichen aus Kosten für die Modernisierung der Gebäudehülle sowie Kosten für die Erneuerung der Anlagentechnik zusammen. Sie wurden aus dem Hintergrundpapier der ESG (Prognos et al. 2015) und der gesamtwirtschaftlichen Einordnung der ESG (Prognos AG et al. 2017) übernommen und auf die Investitionsgüter „Wärmeerzeuger“ und „Gebäudehülle“ verteilt.

Die Berechnung erfolgte bottom up mithilfe des Gebäudebestandsmodells der Prognos. Dieses weist u.a. die Menge und die Energieeffizienz der jährlich bis 2050 sanierten Wohngebäudeflächen differenziert nach Gebäudetyp und Baualtersklasse aus. Für jedes Jahr werden die spezifischen Investitionen der Gebäudesanierung in Abhängigkeit von der Energieeffizienz und dem Gebäudetyp je m² Wohnfläche festgelegt. Das Produkt der sanierten Flächen und der spezifischen Investitionskosten ergibt die Gesamtinvestitionen. Die spezifischen Investitionskosten setzen sich aus den Ohnehin-Kosten und energiebedingten Mehrkosten zusammen. Bei den Ohnehin-Kosten handelt es sich im Wesentlichen um den Instandsetzungsteil, der auch ohne Klimaschutz notwendig wäre (z.B.: Ersatz des Putzes, Anstrich, ggf. neue Türen und Fenster, Gerüst, Entsorgung von Bauschutt etc.) während die energiebedingten Mehrkosten allein

den Mehraufwand für die energetische Sanierung abbilden. Diese Differenzierung ist notwendig, um die Zusätzlichkeit der Szenarien gegenüber dem Referenz-Szenario darstellen zu können. Dabei wird angenommen, dass die gesamte jährliche Instandhaltungsleistung im Wohngebäudebestand (instandgehaltene und sanierte Flächen) in allen drei Szenarien identisch ist, da die Lebensdauer und damit Ersatzbedürftigkeit der Bauteile unabhängig von energetischen Standards ist. In den Zielszenarien ist der Anteil der energetisch wirksamen Baumaßnahmen allerdings höher als im Referenzszenario. Bei der Berechnung der Differenzinvestitionskosten für die gesamtwirtschaftliche Rechnung werden daher nur die energiebedingten Mehrkosten betrachtet.

Für Nichtwohngebäude in Deutschland liegen nicht ausreichend detaillierte und fortschreibungsfähige Daten zum Gebäudebestand (Flächen, Anzahl Gebäude, Gebäudetypen, Baualterklassen) vor, um ähnlich differenzierte Modell-Berechnungen durchzuführen wie für Wohngebäude. Für die Bestimmung der Investitionen in Nichtwohngebäuden kann daher nicht auf ein Gebäudebestandsmodell zurückgegriffen werden. Stattdessen wurden die Investitionsimpulse im Bereich Nichtwohngebäude mit der Methode der anlegbaren Investitionen bestimmt. Anhand der jährlichen Endenergieeinsparungen der ESG-Szenarien und den Endkundenenergiepreisen werden die maximal möglichen Investitionen mit der Barwertmethode bestimmt. Dabei wurde ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und ein realer Zinssatz von 2,5 % angenommen. Durch diese Methode ist die Gesamtsumme der Investitionen bekannt, jedoch nicht die Aufteilung in Anlagen- und Baukosten. In Anlehnung an die Wohngebäude wird für ZP A eine Aufteilung in 90 % Bauten und 10 % Anlagen getroffen und in ZP B werden die Kosten zu jeweils 50 % aufgeteilt.

Die resultierenden Investitionsimpulse sind in der folgenden Tabelle 5-8 dargestellt.

Tabelle 5-8: Differenzinvestitionen für den Sektor Gebäude (pro Jahr)

in Mio. € (real/netto)		2025	2030
ZP A ggü. REF	Wärmeerzeuger	1.023	1.341
	Gebäudehülle	12.946	12.837
ZP B ggü. REF	Wärmeerzeuger	4.473	4.500
	Gebäudehülle	3.411	3.067

Quelle: Prognos

Zur Einordnung der Höhe der Investitionen in den gesamtwirtschaftlichen Kontext ist ein Blick in das Bauvolumen hilfreich. Das gesamte Hochbauvolumen für Neubau und Bestandsinvestitionen in Deutschland lag nach Berechnungen des DIW im Jahr 2015 bei ca. 280 Mrd. Euro (vgl. Tabelle 5-9). Hiervon entfallen knapp 190 Mrd. Euro auf den Wohnungsbau, knapp 90 Mrd. Euro auf den Nichtwohnungsbau. Alleine die Neubau-

Investitionen in Wohn- und Nichtwohn-Gebäuden liegen bei etwa 90 Mrd. Euro (Gornig & Michelsen 2017).

Tabelle 5-9: Hochbauvolumen (Neubau und Bestand) in Deutschland 2015

in Mrd. € (real/netto)

Nichtwohngebäude	Neubau	30
	Bestand	60
Wohngebäude	Neubau	60
	Bestand	130
Summe		280

Quelle: DIW

Nach den Auswertungen des DIW (Gornig et al. 2015) lag der Anteil der energetischen Sanierungen am gesamten Hochbauvolumen im Jahr 2014 sowohl in Wohn- als auch in Nichtwohngebäuden bei etwa 20 %. Für das Jahr 2015 lag zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch kein Wert für den Anteil der energetischen Sanierungen vor. Für eine grobe Abschätzung wird der Anteil von 20 % auf das Bauvolumen 2015 angesetzt. So ergeben sich Gesamtinvestitionen (Ohnehin-Kosten zzgl. energiebedingte Mehrkosten) von etwa 38 Mrd. Euro bei Wohngebäuden und 18 Mrd. Euro bei Nichtwohngebäuden (vgl. Tabelle 5-10). Etwa ein Drittel dieser Kosten entfällt auf die energiebedingten Mehrkosten – also etwa 13 Mrd. Euro bei Wohn- und 6 Mrd. Euro bei Nichtwohngebäuden. Für Neubauten werden die Kosten nicht berechnet.

Tabelle 5-10: Einordnung der zusätzlichen Investitionen in die Bautätigkeit

		Bauvolumen Wohn- und Nichtwohn- gebäude	davon für Sa- nierung	davon ener- giebedingte Mehrkosten
Wohngebäude	[Mrd. Euro/a]	190	38	13
Nichtwohngebäude	[Mrd. Euro/a]	90	18	6
Bauvolumen 2015	[Mrd. Euro/a]	280	56	19

Quelle: DIW

Die in Tabelle 5-8 dargestellten zusätzlichen Investitionen von 7,5 bis 14 Mrd. Euro /a führen zu einem Anstieg der gesamten Hochbauinvestitionen in Wohn- und Nichtwohngebäuden von deutlich unter 5 % und haben damit eine vergleichsweise kleine

Auswirkung auf das gesamte Baugeschehen. Bezogen auf die ausschließlich energiebedingten Mehrkosten liegt die Steigerung jedoch bei 33 bis 72 %.

Aus den Endenergieverbräuchen wurden zusammen mit den jeweiligen Brennstoffkosten zusätzlich die Wärmekosten berechnet. Diese sind in Tabelle 5-11 dargestellt.

Tabelle 5-11: Wärmeausgaben für den Sektor Gebäude

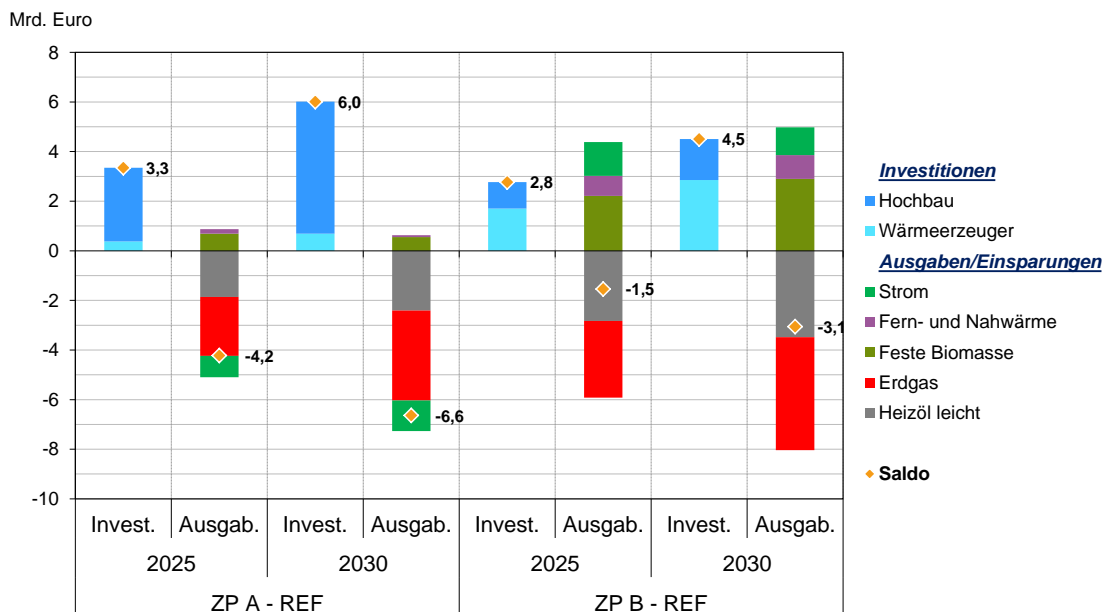
in Mrd. € (real/netto)	2025	2030
REF	60,6	58,7
ZP A	56,4	52,0
ZP B	59,1	55,6

Quelle: Prognos

In Abbildung 5-4 sind die Ergebnisse zu annuisierten Investitionen und Wärmeausgaben bzw. -einsparungen dargestellt (zur Herleitung siehe Kapitel 4.1). Im deutlich auf Effizienzsteigerung fokussierten ZP A steigen die annuisierten Kosten für die Sanierung der Gebäudehülle (Hochbau) schon im Jahr 2025 auf knapp 3 Mrd. € jährlich. Fünf Jahre später betragen die annuisierten Gesamtkosten aus Hochbau und Neubau/Ersatz von Wärmeerzeugern in diesem Szenario 6 Mrd. €. In Folge dessen sinkt der Energieverbrauch deutlich was zu niedrigeren Wärmekosten von 4,2 Mrd. € (2025) bzw. 6,6 Mrd. € im Jahr 2030 führt.

Im Szenario ZP B, das mehr auf Erneuerbare Energien und weniger auf Effizienz setzt liegen die annuisierten Investitionskosten auf einem geringeren Niveau und steigen bis 2030 auf 4,5 Mrd. € jährlich. Dem steht jedoch ein erhöhter Energiebedarf aufgrund der niedrigeren Effizienzbemühungen entgegen, was sich in höheren Wärmekosten zeigt. Die Einsparungen betragen im Jahr 2025 nur 1,5 Mrd. € (ggü. 4,2 Mrd. € in ZP A) und steigen bis 2030 auf 3,1 Mrd. € (ggü. 6,6 Mrd. € in ZP A) jährlich. In beiden Szenarien geht der Öl- und Gasbedarf deutlich zurück. Durch die geringeren Effizienzgewinne ist der Bedarf an Strom für Wärmepumpen und Biomasse in ZP B deutlich höher. Diese stärkere Ausschöpfung von EE-Wärme Potenzialen führt dazu, dass ZP B schon bei einer 80%igen THG-Reduktion die als verfügbar geltenden EE-Wärme-Potenziale komplett ausschöpft. Dies macht ZP B – im Gegensatz zu ZP A – weniger „immun“ gegen ein Scheitern der Dekarbonisierungsstrategie bei Strom und Fernwärme und führt dazu, dass ZP A für hohe THG-Minderungen von bis zu minus 95 % bis 2050 deutliche Vorteile gegenüber ZP B aufweist.

Abbildung 5-4: Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich - Gebäude



Quelle: Eigene Berechnungen

5.1.4. Soziale Folgewirkungen

In diesem Abschnitt werden aus der Perspektive der privaten Haushalte die sozialen Folgewirkungen der Erreichung des Ziels im Handlungsfeld Gebäude in Bezug auf deren thermische Konditionierung dargestellt. Verschiedene Dimensionen sind dabei von Interesse: In den Zielpfaden sinkt der (fossile) Energieverbrauch gegenüber der Referenz und dadurch womöglich auch die Ausgaben der Haushalte für Wärme. Durch die nötigen zusätzlichen Investitionen in den Zielpfaden steigen allerdings die Unterkunftskosten. Einerseits soll das Verhältnis dieser beiden Effekte aus Sicht der Haushalte beleuchtet werden. Andererseits soll betrachtet werden, ob sich diese Effekte zwischen Haushaltstypen unterscheiden.

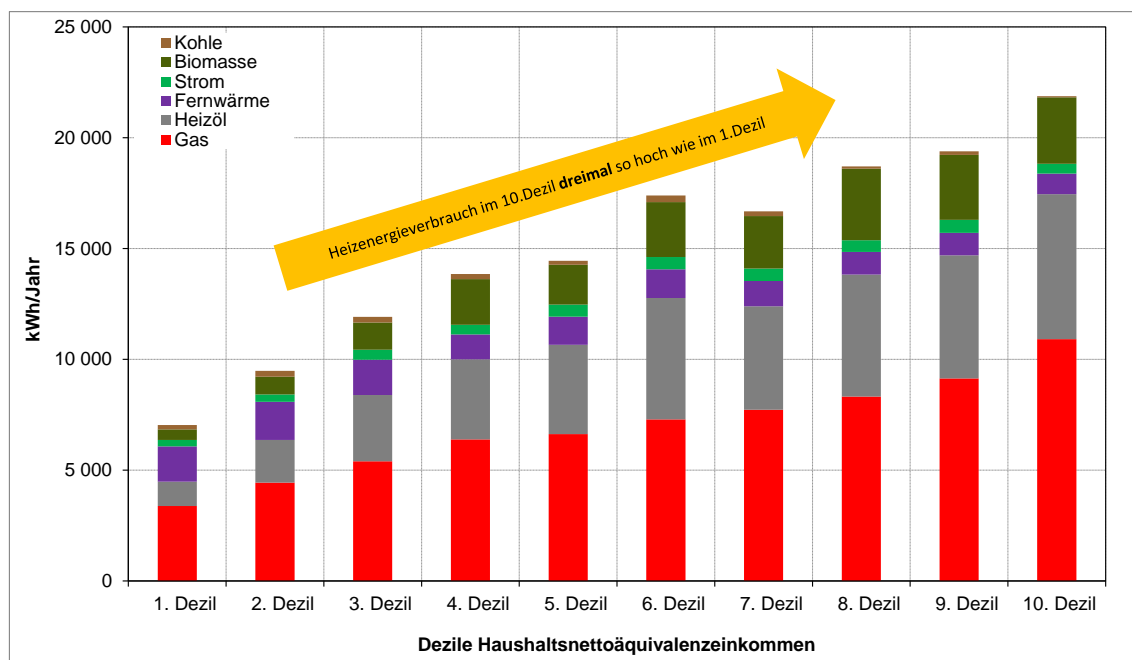
Abbildung 5-5 zeigt für das Jahr 2013 den Heizenergieverbrauch (für Heizung und Warmwasser) über zehn gleich große Einkommensklassen, den sogenannten Einkommensdezilen.³¹ Das Jahr 2013 stellt die Ausgangsbasis für die Berechnungen der

³¹ Zur Berechnung der Einkommensdezile wird das Nettoäquivalenzeinkommen in Ansatz gebracht. Es berücksichtigt die Haushaltszusammensetzung bei der Einteilung der Haushalte in Einkommensklassen und wird mit Hilfe der neuen OECD-Skala ermittelt. Dazu wird jedem Haushaltsmitglied ein Faktor zugeteilt: Der ersten Person im Haushalt der Faktor 1, jeder weiteren Person, die 14 Jahre oder älter ist ein Faktor von 0,5 und jeder weiteren Person unter 14 Jahren ein Faktor von 0,3. Alle Faktoren

sozialen Folgewirkungen dar, da die Hauptdatenbasis, die aktuelle Einkommens- und Verbrauchsstichprobe, für dieses Jahr verfügbar ist (siehe auch Abschnitt 17). Daher wird die Analyse der sozialen Folgewirkungen in realen 2013 Euro durchgeführt, um eine Vergleichbarkeit mit der Hauptdatenbasis zu gewährleisten. Des Weiteren fokussiert die Analyse der sozialen Folgewirkungen auf das Zieljahr 2030.

Wie Abbildung 5-5 illustriert, steigt der Heizenergieverbrauch mit dem Einkommen an. Im 10. Einkommensdezil wird dreimal so viel Heizenergie verbraucht wie im 1. Dezil. Der höhere Verbrauch in den oberen Einkommensklassen begründet sich vor allem in den größeren Wohnflächen, die einkommensstarke Haushalte bewohnen. Auch die Zusammensetzung des Heizenergieverbrauches variiert mit dem Einkommen. Während in den ersten Einkommensdezilen besonders Gas und Fernwärme zum Heizen verwendet werden, steigt mit dem Einkommen der Verbrauch von Heizöl und Biomasse.³² Strom spielt aktuell eine untergeordnete Rolle bei der Wärmeerzeugung der Haushalte, wird in der Zukunft jedoch im Zusammenhang mit Wärmepumpen deutlich an Bedeutung gewinnen.

Abbildung 5-5: Heizenergieverbrauch in den Einkommensdezilen



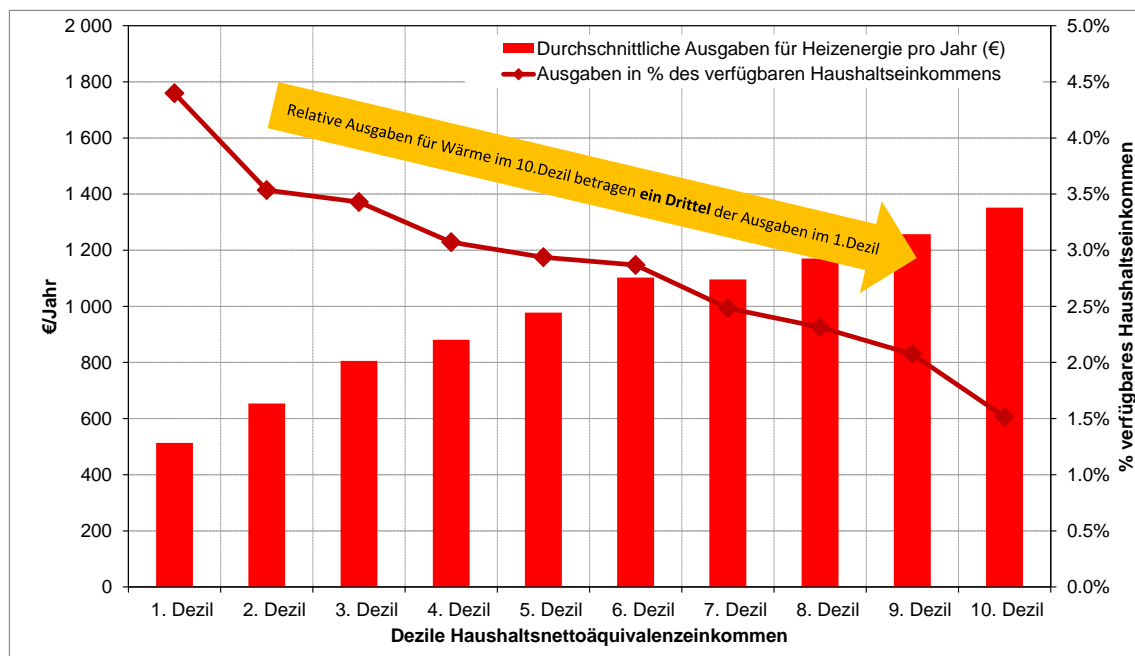
Quelle: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

werden aufsummiert und das gesamte verfügbare Haushaltsnettoeinkommen durch diese Summe geteilt. So ergibt sich das Haushaltsnettoäquivalenzeinkommen.

³² Dabei setzt sich die Biomasse aus etwa 15 % Pellets und 85 % Holz zusammen. Letzteres kommt häufig zusätzlich zum Hauptenergieträger für Wärme zum Einsatz.

Legt man an diesen Verbrauch die Haushaltspreise für 2017 an, wird deutlich, dass die Ausgaben ähnlich dem Verbrauch auch mit dem Einkommen steigen (Abbildung 5-6). Werden diese Ausgaben allerdings ins Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen gesetzt, ergibt sich ein anderes Bild für die relativen Ausgaben für Heizenergie, nämlich dass diese im 10. Dezil nur ein Drittel der relativen Ausgaben im 1. Dezil betragen. Dies bedeutet, dass einkommensstarke Haushalte zwar dreimal so viel Heizenergie verbrauchen wie einkommensschwache Haushalte, dabei aber relativ zu ihrem verfügbaren Einkommen nur ein Drittel der Ausgaben haben.

Abbildung 5-6: Ausgaben für Wärme in den Einkommensdezilen



Quelle: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

5.1.4.1. Vorgehen und Methode

Bei der Berechnung der sozialen Folgewirkungen und insbesondere der Kosten des Wohnens im Jahr 2030 folgen die Autoren der für die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) (Prognos et al. 2015) angewandte Methode zur Verteilung der Investitionen und Einsparungen auf verschiedene Gebäude- und Haushaltstypen. Dazu werden aus dem Mikrosimulationsmodell Informationen zu Art und Alter des Gebäudes, in dem ein Haushalt lebt, seine überwiegende Heizart, Größe der Wohnung und Anzahl der Personen im Haushalt verwendet und jedem Haushalt aus dem bottom-up Gebäudebestandsmodell von Prognos (siehe Abschnitt 5.1.1) Informationen zu Zustand von Gebäudehülle und Heizung, Modernisierungszeitpunkten, durchgeführten Wechsel des Heizsystems und erwartetem Energieverbrauch herangespielt. So ergibt sich ein differenziertes Bild der Effekte für unterschiedliche Haushaltstypen.

Dabei folgen die für die Abschätzung der sozialen Effekte in der Folgenabschätzung angelegten Inputdaten im Wesentlichen der ESG. Des Weiteren wurden Erkenntnisse aus dem Gutachten zur gesamtwirtschaftlichen Einordnung der ESG (Prognos AG et al. 2017) integriert (siehe auch Abschnitt 5.1.1). Die Annahmen zur Berechnung der Investitionskosten wurden für die Energieeffizienzstrategie Gebäude aus den dena-Sanierungsstudien (dena 2010, 2011) sowie einem Update des IWU aus dem Jahre 2014 (IWU 2014a, 2014b) abgeleitet.

Tabelle 5-12 stellt die zentralen Eingangsparameter für Vollkosten und energiebedingte Mehrkosten unterschiedlicher KfW-Effizienzhausstandards in Ein-/Zweifamilienhäuser und Mehrfamilienhäusern dar. Im Mittel entfallen etwa 75 % der energiebedingten Mehrkosten auf die Gebäudehülle und 25 % auf die Anlagentechnik (Wärmeerzeuger & Lüftung). Für die Baukosten wird keine reale Veränderung der Kosten angenommen.³³ Mit diesem konservativen Ansatz werden schwer abschätzbare Aspekte wie Veränderungen aufgrund von technologischem Fortschritt einzelner Bauteile, der Steigerung der Produktivität am Bau oder dem realen Lohnanstieg ausgeblendet. Effekte aufgrund von knappem Wohnraum und Urbanisierung fallen aufgrund der Differenzbetrachtung nicht ins Gewicht – sie haben nahezu identische Effekte sowohl im Referenzszenario als auch in den Zielpfaden. Diese Inputdaten werden unter Berücksichtigung von Ausgangszustand der Gebäude (Wärmeerzeuger), Dämmrestriktionen (Denkmalschutz, bauliche Einschränkungen) sowie baupraktischer Erfahrungen für unterschiedliche Gebäudetypen und -alterklassen weiter differenziert bevor sie ins Mikrosimulationsmodell eingefüttert werden.

Bei der Bestimmung der Investitionen wurden weiterhin keine Förderprogramme (wie z.B. KfW CO₂ Gebäudesanierungsprogramm) einbezogen. Mit der Einbeziehung der Förderprogramme in die Betrachtungen müssten Annahmen zur Weiterentwicklung des Ordnungsrechts und der Förderprogramme selbst getroffen werden, sowie deren Auswirkungen auf die Kosten des Wohnens einzelner Haushalte (z.B. Mieter vs. Eigentümer), was außerhalb der Aufgabenstellung des vorliegenden Vorhabens liegt.

Tabelle 5-12: Annahmen zu Vollkosten und energiebedingten Mehrkosten unterschiedlicher KfW-Effizienzhausstandards

	KfW-Effizienzgebäudestandard	Vollkosten in Euro/m ² Wfl.	Energiebedingte Mehrkosten in Euro/m ² Wfl.
Ein- und Zweifamilienhäuser	140	425	110
	100	450	135
	85	470	155
	70	520	205
	55	590	275

³³ Zur Einordnung: eine jährliche Degression von 0,5 % würde zu einer Reduktion der Baukosten bis 2050 um etwa 15 % gegenüber dem aktuellen Stand führen.

Mehrfamilienhäuser	140	285	70
	100	310	95
	85	345	130
	70	400	185
	55	465	250

Quelle: Prognos et al. (2015) auf Basis von dena (2010), dena (2011), sowie IWU (2014a) und IWU (2014b)

Da die Analyse aus Sicht der privaten Haushalte erfolgt, werden sowohl Investitionen als auch Energiepreise mit allen Steuern und Abgaben einbezogen. Bei den Investitionskosten werden dabei analog Prognos et al. (2015) nur die Modernisierungs- und nicht die Ohnehin-Kosten betrachtet. In Anlehnung an die Untersuchungen in der ESG (Prognos et al. 2015) wird die im Mittel notwendige Modernisierungumlage über einen realen, kalkulatorischen Zinssatz von 7% für den Gebäudeeigentümer bzw. Vermieter bestimmt. Dies führt bei den angenommenen Lebensdauern³⁴ bzw. Abschreibungszeiträumen zu einer Umlage von real ca. 8%. Diese Prozentsätze sind real, nominal liegen sie noch etwas höher.

Einerseits liegt dieser Wert niedriger als die aktuell geltende Modernisierungumlage nach § 559 BGB von 11 %, andererseits hat der Bundestag am 29.11.2018 einen Gesetzentwurf zur Reduzierung des Umlagesatzes von 11 % auf 8 % in sogenannten „Gebieten mit abgesenkter Kappungsgrenze“³⁵ für die Dauer von zunächst fünf Jahren angenommen. Außerdem sind - nach geltendem Recht - nach einer Mieterhöhung durch Modernisierung andere Mieterhöhungsmöglichkeiten eingeschränkt, insbesondere die Anpassung an die örtliche Vergleichsmiete in Bestandsverträgen. Dies führt dazu, dass die Renditen für Vermieter in der Realität regelmäßig unter den genannten 11 % bzw. 8 % liegen. Analog Prognos et al. (2015) wird dies im vorliegenden Gutachten nicht extra ausgewiesen.

Werden höhere Modernisierungsumlagen realisiert, steigt die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme aus Vermieterperspektive (solange die hohe Umlage nicht zu Leerstand führt). Empirische Arbeiten zu realisierten Modernisierungsumlagen liegen nicht vor. Experteneinschätzungen aus Branchenkreisen gehen im Mittel von realisierten Modernisierungs-Umlagen von ca. 9% aus, was dem hier getroffenen Ansatz recht nahe kommt. In den stark nachgefragten Innenstadtbereichen ist eher davon auszugehen, dass die Gebäudeeigentümer den bisher maximal zulässigen Wert von 11% voll ausschöpfen können, welcher durch die neuen gesetzliche Regelungen allerdings auf 8 % abgesenkt werden soll.

³⁴ Dabei wird von einer Lebensdauer von Modernisierungen der Gebäudehülle von 40 Jahren, bei Modernisierung der Heizung von 25 Jahren ausgegangen (vgl. Prognos et al. 2015)

³⁵ Dies sind Gebiete, „in denen die ausreichende Versorgung der Bevölkerung mit Mietwohnungen zu angemessenen Bedingungen besonders gefährdet ist“ (<https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2018/kw48-de-mietrechtsanpassungsgesetz/580088>).

5.1.4.2. Veränderungen in den Kosten des Wohnens und Verteilung von Be- und Entlastungen

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Zielpfade auf die Haushalte mit Hilfe von Annahmen gemäß Rahmendaten (vgl. Abschnitt 15.2) dargestellt. Im nächsten Abschnitt werden die Annahmen zur Entwicklung von Preisen für Energieträger variiert.

Die sozialen Folgewirkungen für individuelle Haushaltstypen werden mit Hilfe der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe ermittelt und nach unterschiedlichen Gesichtspunkten ausgewertet. Dafür kommt das Mikrosimulationsmodell des Öko-Instituts (vgl. Abschnitt 17) zum Einsatz. Hier ergeben sich für die relevanten Haushalte, in deren Wohnungen Modernisierungen durchgeführt wurden, in den Zielpfaden verglichen mit der Referenz zusätzliche Kosten für die Unterkunft. Die Kosten für Unterkunft steigen für Mieter, da der Vermieter die Modernisierungskosten auf die Miete umlegt. Für Eigentümer steigen die Unterkunfts-kosten durch die Zahlungen, die sie für einen möglicherweise aufgenommenen Kredit für die Modernisierung leisten müssen. Gleichzeitig sinken die Energiekosten der Haushalte. Die Kosten des Wohnens setzen sich zusammen aus Unterkunfts- und Energiekosten der Haushalte und stellen die zentrale Größe zur Bewertung der Auswirkungen der Zielpfade auf die Haushalte dar.

Für Transferleistungsempfängerinnen und -empfänger sind außerdem Anpassungen der Transferleistungen auf Grund der geänderten Kosten des Wohnens zu berücksichtigen. Dabei muss darauf geachtet werden, dass sich einerseits die Ansprüche auf Wohngeld, sowie Miet- und Heizkostenübernahme (für ALG2-Empfängerinnen und -Empfänger) verändern, und andererseits, dass zusätzliche Haushalte Ansprüche geltend machen können. Diese Rechnungen werden im Mikrosimulationsmodell ausgeführt. Analog Prognos et al. (2015) wird außerdem eine Anpassung der Angemessenheitsgrenzen vollzogen. Dabei wird die Grenze um die durchschnittliche durch Modernisierung entstandene Steigerung der Kaltmiete erhöht, so dass Empfängerinnen und Empfänger auch nach einer Sanierung die Chance haben, in ihrer Wohnung zu bleiben.

Tabelle 5-13 zeigt die so errechneten Kosten des Wohnens und deren Komponenten in Euro pro qm im Jahr 2030 im Vergleich zum Basisjahr (2017). Dabei werden analog Prognos et al. (2015) lediglich diejenigen Haushalte in die Darstellung miteinbezogen, in denen Modernisierungen stattfanden (entweder Gebäudehülle oder Heizsystem oder beides). Dies betrifft zwischen 76 % (Referenz, Zielpfad B) und 80 % (Zielpfad A) der Haushalte. Im Einzelfall variieren die Kosteneffekte je nach umgesetzten Maßnahmen. Die Kosten des Wohnens werden einmal ohne Berücksichtigung von Transferzahlungen ausgewiesen und einmal unter Berücksichtigung dieser Zahlungen, um ihren Einfluss auf die Kosten des Wohnens, besonders für Transferleistungsempfänger und -empfängerinnen zu verdeutlichen.

Im Vergleich zwischen Zielpfaden und Referenz wird deutlich, dass die Kosten des Wohnens pro qm und Monat in den Zielpfaden gegenüber der Referenz leicht ansteigen. Während in Zielpfad A die Energiekosten stärker sinken als in Zielpfad B, führen

die höheren Unterkunftskosten durch Modernisierungsumlagen und verzinste Kredite zu insgesamt steigenden Kosten des Wohnens. Im Zielpfad B sind die Unterkunftskosten etwas höher und die Energiekosten fast identisch zur Referenz. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Zielpfad B weniger in Effizienz der Gebäudehülle und mehr in eine Umstellung der Heizsysteme investiert wird, für die weiterhin Ausgaben für Wärme anfallen (insbesondere Wärmepumpenstrom).

Tabelle 5-13: Kosten des Wohnens im Jahr 2030: Veränderung gegenüber 2017

Euro / qm und Monat	REF	ZP A	ZP A vs. REF	ZP B	ZP B vs. REF
Unterkunftskosten	0,39	0,65	0,27	0,47	0,09
Energiekosten	-0,17	-0,26	-0,09	-0,19	-0,01
Wohnkosten	0,21	0,39	0,18	0,29	0,07
Wohnkosten unter Beachtung von Transferzahlungen	0,19	0,37	0,17	0,27	0,07

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

Beim direkten Vergleich der Ergebnisse in Prognos et al. (2015) und der hier durchgeführten Analyse ist insbesondere zu beachten, dass in Prognos et al. (2015) Ergebnisse für das Jahr 2050 dargestellt werden, während hier auf das Jahr 2030 abgestellt wird. Daraus ergeben sich folgende Unterschiede:

- Die Effizienzniveaus der durchgeführten energetischen Modernisierungen steigen im Zeitverlauf (geringerer Wärmebedarf nach der Sanierung, und kleinerer THG-Faktor der Wärme bzw. mehr Erneuerbare Wärme). Dies führt dazu, dass die erreichten Effizienzstandards und damit auch die Modernisierungskosten pro qm Wfl. zwischen 2030 und 2050 ansteigen (vgl. Tabelle 5-12).
- Wie beschrieben, werden diejenigen Haushalte in die Darstellung einbezogen, in denen mindestens eine Modernisierungsmaßnahme stattfindet. Bei einigen Haushalten wird nur die Gebäudehülle modernisiert, bei einigen nur die Heizungsanlage und bei einigen beides. Im Zielpfad A werden bei etwa 80 % der Haushalte Modernisierungen durchgeführt, dabei werden bei 30 % sowohl Gebäudehülle als auch Heizsystem modernisiert, bei 15 % nur die Gebäudehülle und bei 35 % nur das Heizsystem. Dies ist auf die unterschiedlichen Aktivitätsraten (Tausch des Wärmeerzeugers: 4 %/a und Sanierungsrate Gebäudehülle: unter 2 %/a) zurückzuführen. Daher ist im Jahr 2030 der gewichtete Anteil der Wohneinheiten mit Maßnahmen im Bereich Gebäudehülle niedriger als im Jahr 2050. Da etwa 75 % der energiebedingten Kosten einer Vollmodernisierung auf die Gebäudehülle entfallen, sind die mittleren Effekte in 2030 niedriger als in 2050. Für den Zielpfad A belaufen sich die so gewichteten gesamten Moderni-

sierungskosten im Jahr 2030 z.B. auf 100 EUR/qm, während sie bei Prognos et al. (2015) im vergleichbaren Zielpfad auf 150 EUR/qm im Jahr 2050 steigen.

- Weitere Unterschiede im Vergleich zu Prognos et al. (2015) ergeben sich auch aktualisierten Annahmen zu den Energiepreisen. Prognos et al. (2015) stützt sich auf die Energiereferenzprognose (Prognos AG, EWI, GWS 2014) während die hier vorliegende Folgenabschätzung auf aktuelle, niedrigere Preisprojektionen aufbaut. So gingen die in Prognos et al. (2015) zugrunde gelegten Projektionen für das Jahr 2030 von einem Rohölpreis von etwa 120 USD/bbl (2011) aus, während die Folgenabschätzung von etwa 90 USD/bbl (2013) annimmt (vgl. Abschnitt 15.2.3).

Tabelle 5-14 differenziert die Kosten des Wohnens nach Mieterinnen und Mietern, Eigentümerinnen und Eigentümern, sowie Transferleistungsempfängerinnen und -empfängern aus. Der Anstieg der Kosten des Wohnens im Zielpfad A fällt für Eigentümerinnen und Eigentümer etwas höher und für Mieterinnen und Mieter, sowie Transferleistungsempfängerinnen und -empfänger geringer aus als für den Durchschnitt. Die Unterschiede sind vor allem darauf zurückzuführen, dass die verschiedenen Gruppen sich systematisch darin unterscheiden, in welchen Gebäuden sie wohnen (Typ, Altersklasse) und welche Heizenergieträger genutzt werden, was wiederum Auswirkungen auf die Modernisierungswahrscheinlichkeit sowie die Kosten der Modernisierung (sowohl von Gebäudehülle als auch Heizenergieträger) hat.

Insbesondere für Transferempfängerinnen und –empfänger ist die Berücksichtigung der Anpassungen in den Transferzahlungen relevant. Einerseits entstehen zusätzliche Ansprüche auf Wohngeld und Mietübernahme, andererseits sinken Ansprüche auf Heizkostenerstattung. Unterm Strich steigen die Kosten auf staatlicher Ebene bis 2030 in Zielpfad A gegenüber der Referenz um ca. 370 Mio. Euro/Jahr und in Zielpfad B um ca. 120 Mio. Euro/Jahr gegenüber der Referenz.³⁶

³⁶ Zum Vergleich: Die Bertelsmann Stiftung (2015) beziffert die Leistungen für Unterkunft und Heizung von Bund und Kommunen im Jahr 2011 auf ca. 14 Mrd. Euro.

Tabelle 5-14: Veränderung der Kosten des Wohnens in den Zielpfaden ggü. Referenz im Jahr 2030 für verschiedene Haushaltstypen

Euro / qm und Monat	ZP A vs. REF				ZP B vs REF			
	Alle	Mieter	Eigentümer	Transferempf.	Alle	Mieter	Eigentümer	Transferempf.
Unterkunfts-kosten	0,27	0,23	0,29	0,24	0,09	0,05	0,11	0,06
Energiekosten	-0,09	-0,08	-0,09	-0,09	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01
Kosten des Wohnens ohne Berücksichtigung von Transferzahlungen	0,18	0,15	0,20	0,15	0,07	0,04	0,10	0,05
Kosten des Wohnens unter Berücksichtigung von Transferzahlungen	0,17	0,13	0,20	0,04	0,07	0,03	0,10	0,01

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

Die Unterschiede zwischen den beiden Zielpfaden aus Sicht der Haushalte sind darauf zurückzuführen, dass Zielpfad A bis 2030 investitionsintensiver ist als Zielpfad B. Bei einer Annuisierung der Investitionen mit 7 % (bzw. einer Modernisierungsumlage von 8 %) ist die Höhe der Investitionen der wichtigste Treiber für die Unterschiede zwischen den beiden Zielpfaden. Diese Ergebnisse sind konsistent mit denen der ESG (Prognos et al. 2015). Der angenommene Zinssatz von 7 % begründet außerdem, warum sich die Ergebnisse aus privatwirtschaftlicher Sicht (dieser Abschnitt) von denen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (Abschnitt 5.1.3) unterscheiden. In der Analyse aus gesamtwirtschaftlicher Sicht wird ein Zinssatz von 2 % angenommen und alle Steuern und Abgaben außer Acht gelassen.

Diese Ergebnisse aus Sicht der Haushalte müssen im Gesamtkontext der Analyse beider Zielpfade auf allen Ebenen gesehen werden. Während Zielpfad A im Handlungsfeld Gebäude höhere Anfangsinvestitionen hat und für Haushalte, zumindest bis 2030, eine höhere Belastung darstellt, ist er aus volkswirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen (vgl. Abschnitt 5.1.3). Des Weiteren weist Zielpfad A viele andere Vorteile auf, z.B. in Bezug auf die Erreichung langfristiger Klimaschutzziele (vgl. Abschnitt 5.1.3 und 0). Die beschriebenen Auswirkungen auf die Kosten des Wohnens von Haushalten sollten dementsprechend besonders bei der Ausgestaltung von Instrumenten und Maßnahmen berücksichtigt werden.

Zur weiteren Einordnung der Effekte auf Haushaltsebene sollte außerdem die Analyse von Prognos AG et al. (2017) berücksichtigt werden, welche makroökonomische Effekte

te und Verteilungswirkungen der Umsetzung der Szenarien der ESG betrachtet. Im Unterschied zu der hier durchgeführten Folgenabschätzung wurden keine unterschiedlichen Maßnahmen in den anderen Verbrauchssektoren und dem Umwandlungssektor unterstellt und somit die Effekte der Maßnahmen an Gebäuden isoliert betrachtet. Es wurden sowohl die Kosten des Wohnens (mit dem bottom-up Gebäudebestandsmodell von Prognos) sowie die für Konsum verfügbaren Mittel bestimmt (mit dem Weltwirtschaftsmodell VIEW von Prognos) und gegenübergestellt.

Tabelle 5-15 zeigt diese Gegenüberstellung für das Jahr 2030. Aufgrund der leicht geänderten Annahmen zu den Rahmendaten (Bevölkerungsentwicklung, Klima, Preise fossiler Energieträger) sind diese Zahlen zwar nicht eins zu eins mit den Ergebnissen der hier vorliegenden sektorübergreifenden Folgenabschätzung vergleichbar, die Grundaussagen bleiben aufgrund der Ähnlichkeit der Szenarien aber erhalten.

Tabelle 5-15: Gegenüberstellung der Änderungen der Kosten des Wohnens und zusätzlicher Konsum im Jahr 2030 (Ergebnisse aus Prognos et al. 2015, 2017)

	ZP A	ZP B
	Mrd. Euro/a	Mrd. Euro/a
Kosten des Wohnens (Prognos et al. 2015)		
Mieter	+1,5	-0,8
Eigentümer	+2,2	-0,6
Gesamt	+3,7	-1,4
Zusätzlicher Konsum (Prognos et al. 2017)	+37,0	+22,0
Zusätzlicher Konsum abzüglich Kosten des Wohnens	+33,3	+23,4

Quelle: Prognos et al. (2015) und Prognos AG et al. (2017)

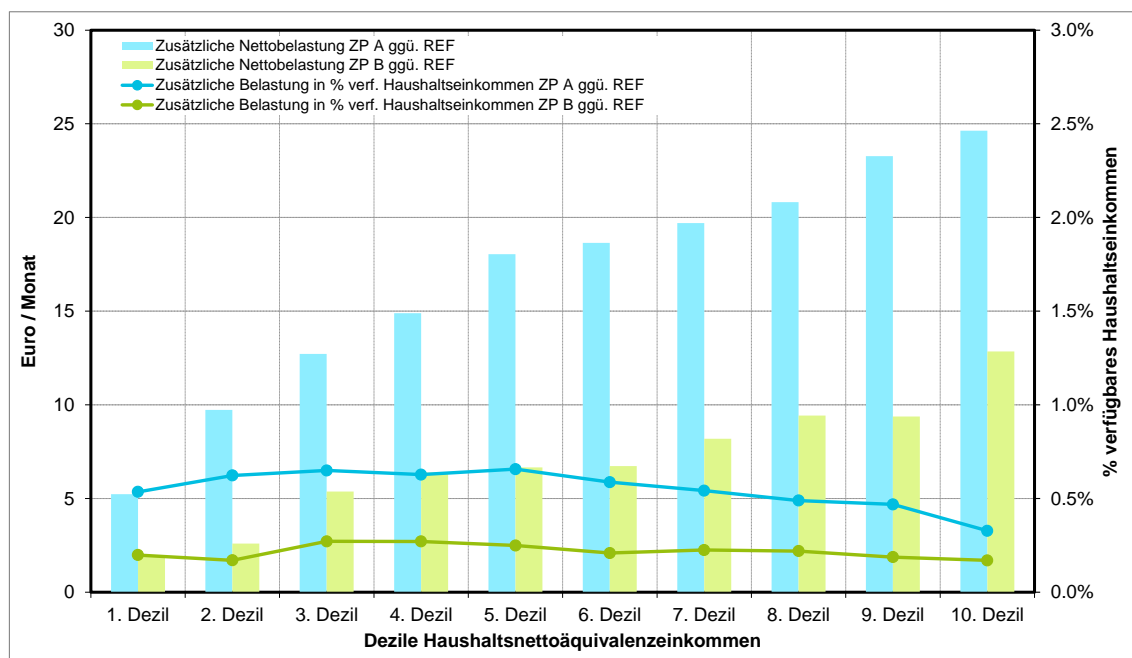
Aus dieser Analyse geht hervor, dass in beiden Zielpfaden sowohl die zusätzlich für Konsum zur Verfügung stehenden Mittel als auch die Kosten des Wohnens steigen. Im effizienzbetonten Zielpfad (entspricht ZP A der Folgenabschätzung) stehen nach Abzug der zusätzlichen Kosten des Wohnens 33,3 Mrd. Euro mehr Konsummittel zur Verfügung als im Referenzszenario. Im erneuerbarenbetonten Zielpfad (entspricht ZP B in der Folgenabschätzung) sind es lediglich 23,4 Mrd. Euro. Die Gegenüberstellung verdeutlicht eine paradoxe Situation: Trotz der individuell höheren Kosten des Wohnens ist der effizienzbetonte Zielpfad vorteilhaft gegenüber dem erneuerbarenbetonten Zielpfad, da die überwiegend im Bausektor wirksam werdenden Investitionen zusätzliche positive Effekte für Beschäftigung und somit für die Lohneinkommen bringen.

Während bisher die Veränderung der Kosten des Wohnens pro qm betrachtet wurden, wenden sich die Autoren nun der gesamten Änderung in den monatlichen Ausgaben der Haushalte zu. Diese werden detailliert für verschiedene Einkommensgruppen dargestellt (Abbildung 5-7). Transferzahlungen werden in dieser Betrachtung berücksichtigt.

Die mittleren zusätzlichen Ausgaben gegenüber der Referenz betragen 16,50 Euro/Monat im Zielpfad A und 7,00 Euro/Monat im Zielpfad B und steigen mit dem Einkommen an. Grund dafür ist, dass die bewohnten Flächen mit dem Einkommen steigen. Setzt man diese Ausgaben ins Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen, ergeben sich mittlere relative Zusatzausgaben in Höhe von 0,55 % des verfügbaren Haushaltseinkommens im Zielpfad A und 0,22 % des verfügbaren Haushaltseinkommens im Zielpfad B. Dabei ist die Belastung sowohl in Zielpfad A als auch Zielpfad B relativ gleich verteilt über die Dezile. Im Zielpfad A führen Veränderung in den Transferzahlungen zu einer weitgehenden Abfederung der Effekte im 1.Dezil, die relativen zusätzlichen Ausgaben steigen dann bis zum 5. Dezil leicht an und sinken bis zum 10. Dezil wieder leicht ab. In Zielpfad B ist ein fast waagerechter Verlauf zu beobachten.

Grund für diese Verläufe – einerseits steigende absolute Belastung und andererseits flacher Verlauf der relativen Belastung - ist die Tatsache, dass die Belastung pro qm über die Dezile hinweg recht ähnlich ist (mit Ausnahme von Transferleistungsempfängerinnen und –empfängern, die besonders im 1. Dezil zu finden sind, vgl. Tabelle 5-14). Da die Größe der Wohnfläche mit dem Einkommen steigt, steigt die absolute Belastung mit dem Einkommen und dies in einer Art und Weise, welche zu einer annähernden Gleichverteilung der relativen Belastung über die Einkommensdezile führt.

Abbildung 5-7: Zusätzliche Nettobelastung für Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz im Jahr 2030



Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

5.1.4.3. Sensitivitätsrechnungen

Die Entwicklung der Energiepreise beeinflusst wie lohnenswert die Zielpfade gegenüber der Referenz sind. Je teurer die fossilen Wärmeenergieträger (v.a. Gas, Heizöl), die durch höhere Effizienz (Zielpfad A) oder erneuerbare Wärmeerzeuger (Zielpfad B) eingespart werden, desto attraktiver werden die Zielpfade gegenüber der Referenz. Allerdings könnte es auch sein, dass der Strompreis in der Zukunft höher ist, als angenommen und so z.B. der Betrieb von Wärmepumpen teurer wird. Um diese Effekte zu beleuchten, wird die Analyse im Folgenden für die Hochpreissensitivität wiederholt. Die Strompreise zwischen Referenz und den Zielpfaden ergeben sich aus der Modellierung von Abschnitt 8. Heizöl- und Gaspreise sind über Referenz und Zielpfade konstant und werden lediglich für die Sensitivität variiert. Dabei ist der Heizölpreis für private Haushalte in der Sensitivität im Jahr 2030 um ca. 25 %, der Erdgaspreis um ca. 20 % höher.

Tabelle 5-17 stellt die Kosten des Wohnens pro qm und Monat im Jahr 2030 gegenüber dem Basisjahr (2017) dar – diesmal für die Sensitivität. Die höheren Preise für Heizöl und Erdgas führen dazu, dass sich die eingesparten Energiekosten in den Zielpfaden um weitere 2 Cent pro qm und Monat erhöhen. Bei gleichbleibenden Unterkunftskosten ist der Anstieg in den Kosten des Wohnens in der Sensitivität damit aus Sicht der Haushalte marginal niedriger.

Tabelle 5-16: Kosten des Wohnens im Jahr 2030 (Hochpreissensitivität): Veränderung gegenüber 2017

Euro / qm und Monat	REF	ZP A	ZP A vs. REF	ZP B	ZP B vs. REF
Unterkunftskosten	0,39	0,65	0,27	0,47	0,09
Energiekosten	-0,17	-0,28	-0,11	-0,21	-0,04
Wohnkosten	0,21	0,37	0,16	0,26	0,05
Wohnkosten unter Beachtung von Transferzahlungen	0,19	0,35	0,15	0,24	0,05

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

Tabelle 5-17 stellt die Veränderung der Kosten des Wohnens in den Zielpfaden gegenüber der Referenz wieder für unterschiedliche Haushaltstypen dar. Auch hier ergeben sich nur kleine Unterschiede in der Sensitivität. Die Effekte für Transferempfängerinnen und -empfänger sind durch Anpassungen in den Leistungen mit den in Tabelle 5-14 dargestellten Effekten vergleichbar. Dafür entstehen Einsparungen bei den Kommunen durch verminderte Ausgaben im Rahmen der Heizkostenerstattung.

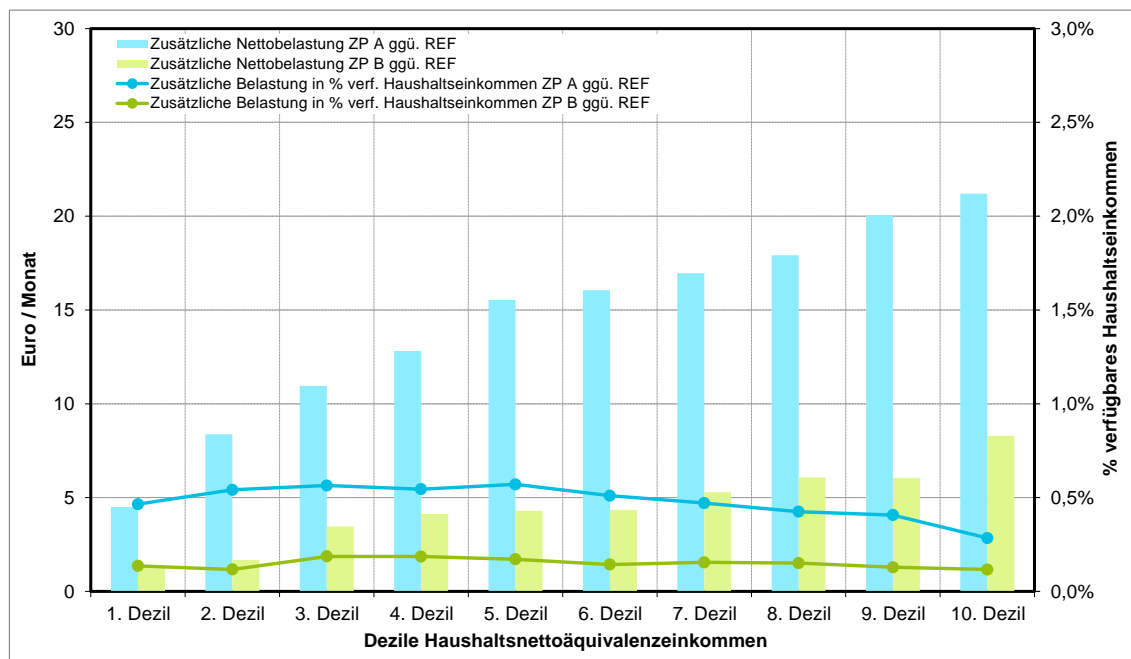
Tabelle 5-17: Veränderung der Kosten des Wohnens in den Zielpfaden gegenüber Referenz im Jahr 2030 für verschiedene Haushaltstypen (Hochpreissensitivität)

Euro / qm und Monat	ZP A vs. REF				ZP B vs REF			
	Alle	Mieter	Eigentümer	Transferempf.	Alle	Mieter	Eigentümer	Transferempf.
Unterkunftskosten	0,27	0,23	0,29	0,24	0,09	0,05	0,11	0,06
Energiekosten	-0,11	-0,10	-0,11	-0,10	-0,04	-0,03	-0,05	-0,04
Kosten des Wohnens ohne Berücksichtigung von Transferzahlungen	0,16	0,14	0,18	0,14	0,05	0,02	0,07	0,02
Kosten des Wohnens unter Berücksichtigung von Transferzahlungen	0,15	0,12	0,18	0,04	0,05	0,02	0,07	0,01

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

Diese Ergebnisse spiegeln sich auch in der Analyse der Nettobelastung nach Einkommensdezilen wider (Abbildung 5-8). Die mittlere absolute Belastung sinkt auf 14,50 Euro/Monat (Zielpfad A) und 4,50 Euro/Monat (Zielpfad B). Die mittlere relative Belastung auf 0,48 % bzw. 0,15 % des verfügbaren Haushaltseinkommens. Die Verläufe der zusätzlichen absoluten und relativen Belastungen über die Haushaltsdezile bleiben erhalten.

Abbildung 5-8: Zusätzliche Nettobelastung für Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz im Jahr 2030 (Hochpreissensitivität)



Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

5.1.4.4. Modellrechnungen

Zur weiteren Verdeutlichung der Ergebnisse auf Haushaltsebene wurden Rechnungen für zwei Modellhaushalte durchgeführt. Die Modellhaushalte unterscheiden sich insbesondere dahingehend, dass Mieter einer Wohnung bzw. Eigentümer eines Hauses sind, in ihrer Wohnfläche und im verfügbaren Einkommen.

- 2-Personenhaushalt, Mieter im Mehrfamilienhaus (Baujahr zwischen 1945 und 1990, unsaniert), 70 qm Wohnfläche, 21.500 Euro Nettoeinkommen pro Jahr, Gasheizung zentral; Sanierung von Gebäudehülle und Heizung im Jahr 2021
- 2-Personenhaushalt, Eigentümer eines Hauses (Baujahr zwischen 1945 und 1990, unsaniert), 125 qm Wohnfläche, 54.000 Euro Nettoeinkommen, Gasheizung zentral; Sanierung von Gebäudehülle und Heizung im Jahr 2021

Die Kaltmiete des ersten Haushalts beträgt in der Referenzentwicklung im Jahr 2030 erwartungsgemäß 407 Euro/Monat, seine Wärmekosten 32 Euro/Monat. Diese Ausgaben repräsentieren jeweils 23 % bzw. 1,8 % des Haushaltsnettoeinkommens. Im Zielpfad A steigt die Kaltmiete des Haushalts um 20 Euro/Monat, seine Wärmekosten sinken um 7 Euro/Monat, so dass die zusätzliche Belastung im Zielpfad A 0,7 % des Haushaltsnettoeinkommens beträgt. Im Zielpfad B steigt die Kaltmiete um erwartungs-

gemäß 3 Euro/Monat an, die Energiekosten sinken um 1 Euro/Monat, was eine Belastung des Haushaltes von weniger als 0,1 % seines Nettoeinkommens repräsentiert.

Der zweite Haushalt ist Eigentümer des Hauses, das er bewohnt. Die (mit 7 %) annuisierten Investitionen für Modernisierungsmaßnahmen in der Referenz betragen im Jahr 2030 99 Euro/Monat (2,2 % des Haushaltsnettoeinkommens) und die Wärmekosten 60 Euro/Monat (1,3 % des Haushaltsnettoeinkommens). Im Zielpfad A steigen die annuisierten Investitionen um 33 Euro/Monat an, während die Wärmekosten um 14 Euro/Monat sinken, was zu einer Mehrbelastung in Höhe von 0,4 % des Haushaltsnettoeinkommens führt. Im Zielpfad B steigen die annuisierten Investitionszahlungen um 5 Euro/Monat an, während die Wärmekosten um 2 Euro/Monat sinken. Die zusätzliche Belastung beträgt weniger als 0,1 % des Haushaltsnettoeinkommens.

Zur Berechnung der Veränderung der Kosten des Wohnens werden analog Prognos et al. (2015) in der Folgenabschätzung lediglich die Modernisierungskosten und nicht die Ohnehin-Kosten in die Berechnungen miteinbezogen. Die Modernisierungskosten machen etwa ein Drittel der gesamten Sanierungskosten aus (vgl. Tabelle 5-12). Bei Eigentümern müssen bei der Sanierungsentscheidung allerdings die gesamten Sanierungskosten betrachtet werden. Die gesamte notwendige Investition im Beispiel beträgt für den zweiten Haushalt in der Referenz 47.947 Euro (89 % des verfügbaren Einkommens), im Zielpfad A 53.255 Euro (99 % des verfügbaren Einkommens) und in Zielpfad B 48.704 Euro (90 % des verfügbaren Einkommens). Für Vermieterinnen und Vermieter gilt, dass Ohnehin-Kosten nicht auf die Kaltmiete umgelegt werden dürfen.

5.1.5. Kernbotschaften Gebäude - „thermische Konditionierung“ (ESG)

Die Ziele des Klimaschutzplans im Gebäudebereich sind nur durch die Kombination von Energieeffizienzverbesserungen und dem verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien erreichbar. Der Energieeffizienz kommt dabei eine hohe Bedeutung zur Eingrenzung des Einsatzes von Biomasse und Strom (Wärmepumpen) zur Beheizung von Gebäuden zu. Denn der Gebäudesektor steht in direkter Konkurrenz mit anderen Sektoren (vorwiegend mit Industrie und Verkehr) um die Verfügbarkeit dieser begrenzten Ressourcen.

Eine sektorscharfe Analyse der Effekte der Umsetzung der Zielszenarien der ESG (Prognos AG et al. 2017), die die Grundlage für die hier untersuchten Zielpfade bilden, kommt zu folgenden Einschätzungen:

Werden die im ZP B anzustrebenden Mindest-Effizienzziele verfehlt, ist eine Zielerreichung nicht mehr, bzw. nur mit hohem finanziellem Aufwand und mit Belastungen anderer Sektoren möglich. In Betracht kämen folgende Maßnahmen, die in Szenarien aufgrund ihrer hohen Kosten meist nicht zum Einsatz kommen: Der Einsatz von Wärmepumpen in schlecht gedämmten Gebäuden, eine noch stärkere Ausweitung des Biomasseinsatzes, der breite Einsatz von synthetischen Brennstoffen oder eine zweite Sanierungswelle außerhalb der üblichen Instandhaltungszyklen.

Die ambitionierten Effizienzmaßnahmen im ZP A verringern den Energieverbrauch erheblich und entlasten dadurch das Gesamtenergiesystem. Eine hohe Energieeffizienz reduziert darüber hinaus die Pfadabhängigkeit von anderen Entwicklungen und erhöht die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung. Die effizienteren Gebäude sind eher „immun“ gegen ein Scheitern der Dekarbonisierungsstrategie bei Strom und Fernwärme. Selbst bei moderatem Verfehlen der Effizienzziele, kann im ZP A mit zusätzlichen Maßnahmen im Umwandlungssektor gegengesteuert werden. Werden hohe THG-Minderungen von bis zu minus 95 % bis 2050 angestrebt, so hat der ZP A deutliche Vorteile gegenüber dem ZP B, da zusätzliche THG-Minderungen durch eine stärkere Ausschöpfung der EE-Wärmpotenziale vergleichsweise leicht realisierbar sind. Der ZP B hingegen schöpft schon bei einer 80%igen THG-Reduktion die als verfügbar geltenden EE-Wärme-Potenziale komplett aus.

Aus Sicht der Haushalte steigen die Kosten des Wohnens in den Zielpfaden gegenüber der Referenz leicht an. Die mittlere zusätzliche Belastung beträgt in Zielpfad A 0,55 % des verfügbaren Haushaltseinkommens, in Zielpfad B 0,22 % des verfügbaren Haushaltseinkommens. Die mittlere absolute Belastung beträgt 16,50 Euro/Monat (Zielpfad A) bzw. 7,00 Euro/Monat (Zielpfad B) und steigt mit dem Einkommen an, da sie an die Wohnfläche gekoppelt ist, die wiederum mit dem Einkommen steigt. Die relative Belastung ist über die Einkommensdezile nahezu konstant. In den unteren beiden Dezilen federn angepasste Transferleistungen die zusätzliche Belastung weitgehend ab. In Sensitivitätsrechnungen mit höheren Preisprojektionen, insbesondere für Heizöl und Erdgas, verändern sich die Ergebnisse in der Tendenz nicht, auch wenn die Kosten des Wohnens aufgrund höherer Einsparungen insgesamt weniger stark von der Referenz abweichen.

Die sektorscharfe Analyse der zugrunde liegenden ESG-Szenarien (Prognos et al. 2017) zeigt, dass in beiden Zielpfaden zwar die Kosten des Wohnens, aber auch die zusätzlich für Konsum zur Verfügung stehenden Mittel steigen. Im Zielpfad A stehen nach Abzug der zusätzlichen Kosten des Wohnens 33,3 Mrd. Euro mehr Konsummittel zur Verfügung als im Referenzszenario. Im ZP B sind es lediglich 23,4 Mrd. Euro. Die Gegenüberstellung verdeutlicht eine paradoxe Situation: Trotz der individuell höheren Kosten des Wohnens ist der Zielpfad A vorteilhaft gegenüber dem Zielpfad B, da die überwiegend im Bausektor wirksamen Investitionen zusätzliche positive Effekte für Beschäftigung und somit für die Lohneinkommen bringen.

In Summe deuten die Ergebnisse darauf hin, dass Zielpfad A gesamtwirtschaftlich sinnvoller, aber schwerer erreichbar ist. Die Einführung neuer und die Weiterentwicklung bestehender Politikinstrumente sind daher für das Handlungsfeld „thermische Konditionierung von Gebäuden“ dringend geboten. Von zentraler Bedeutung wird sein, Investitionen in Energieeffizienz von Gebäuden aus Haushaltssicht attraktiver zu machen und gleichzeitig möglicherweise ungewollte Verteilungswirkungen zu adressieren.

5.2. Handlungsfeld Gebäude – Stromverbrauch in privaten Haushalten und dem GHD-Sektor

Dieses Kapitel beschreibt die Methode und Ergebnisse für den Stromverbrauch im Gebäudesektor für Wohn- und Nicht-Wohngebäude.

5.2.1. Vorgehen und Methode

Haushalte

Die Szenarien für den Bereich Haushalte - Strom betrachten den Strombedarf in Haushalten (wie Haushaltsgeräte und Beleuchtung) abzüglich dem der Gebäudetechnik (wie Heizung, Klimatisierung und Warmwasser), die im Abschnitt "Gebäude" (siehe Kapitel 5.1) dargestellt werden. Diese Szenarien basieren auf früheren Modellergebnissen, insbesondere auf dem Projektionsbericht 2017 (Bundesregierung 2017a), und wurden für diesen Bericht an die veränderten Rahmendaten angepasst. Dies bedeutet auf Grundlage von höheren Zahlen für Bevölkerung und Haushalte entsprechend eine höhere Stromnachfrage als in früheren Projektionen. Durch die relativ kurze Lebensdauer von Haushaltsgeräten (etwa 8 bis 12 Jahre)³⁷ passt sich der Bestand relativ schnell an die Marktbedingungen an.

In der **Referenzentwicklung** zeigen sich im Haushaltsbereich schnell die Auswirkungen der letzten technischen Entwicklungen sowie politischen Vorgaben, v.a. die europäischen Mindestenergieeffizianzorderungen (Ökodesign-Richtlinie und deren Regulierungen für die jeweiligen Produktkategorien). Der mögliche Effekt der neuen Verordnung³⁸ zur Energieverbrauchskennzeichnung konnte hier nicht berücksichtigt werden und die Energieklassen der jeweiligen Produkte werden in diesem Abschnitt nach der noch verwendeten Skala (G bis A+++)³⁹ angegeben.

In der Referenz wird angenommen, dass sich weitere technische Entwicklungen mangels zusätzlicher Anreize nur langsam auf dem Markt behaupten und dass die Preise für hocheffiziente Geräte entsprechend langsam fallen. Dadurch bleiben hocheffiziente Geräte nur für wenige Haushalte attraktiv. Neue Mindestenergieeffizianzorderungen werden erst spät und schwach ausgeprägt eingeführt.

Im **Zielpfad A** werden bestehende Energieeffizienz-Potentiale so weit wie möglich und zügig ausgeschöpft. Für Mindestenergieeffizianzorderungen werden Regulierungsprozesse im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie beschleunigt und deutlich ambitionierter, um der technischen Entwicklung zu folgen, sodass in den meisten Fällen nur noch hocheffiziente Produkte auf dem Markt sind. Insbesondere werden A+++ Geräte als

³⁷ im Vergleich zu Gebäuden oder Industrieanlagen

³⁸ (EU) 2017/1369

³⁹ Gemäß (EU) 2017/1369 sollte vor einer Neuskalierung eine geeignete vorbereitende Studie durchgeführt werden.

Mindeststandard vorgeschrieben. Da hocheffiziente A+++ Geräte ab 2020 vom Nischen- zum Massenprodukt werden, sinkt ihr Preis schnell.

Es wird zudem auf der Stromrechnung für Haushalte eine verbindliche Darstellung der Stromeffizienz nach Haushaltsgröße eingeführt.

Durch das Zusammenspiel von überarbeiteten Regularien zu Ökodesign und Energie-label und weiteren Instrumenten (z.B. nationale TopRunner-Initiative), nähert sich der Marktanteil von BAT-Geräten ("best available technology" nach dem jetzigen Stand) in den jeweiligen Produktkategorien der 100 % Grenze an. Zudem gibt es mehr Anreize dafür, den absoluten Energieverbrauch von Geräten zu reduzieren. Bei manchen Technologien wie Kühlschränken, wo der BAT bereits besser als A+++ liegt, setzt sich eine A++++ Technologie (spezifischer Verbrauch ca. 45 % unter A++) ab 2020 auf dem Markt durch. Bei anderen Geräten liegt das BAT-Niveau bei A+++ oder schlechter. Verändertes Nutzungsverhalten (positiv durch z.B. Mess- und Feedbackfunktionen oder negativ wie z.B. durch Rebound-Effekte) wurde hier nicht explizit einbezogen.

Im **Zielfad B** werden bestehende Effizienz-Potentiale ausgeschöpft. Im Vergleich zum ZP A werden die Maßnahmen jedoch langsamer und weniger umfangreich umgesetzt. Die Vorgaben für Mindestenergieeffizianzorderungen (Ökodesign-Richtlinie) für Haushaltsgeräte werden im Vergleich zum Referenzszenario weiter schrittweise moderat erhöht. Die Anpassung an den Markt wird beschleunigt.

Ein Überblick über die Annahmen in der Referenz und den Zielfaden ist in Tabelle 5-18 zu sehen.

Tabelle 5-18: Überblick der Umsetzung der CO₂-Vermeidungshebel in den Szenarien für Haushalte - Strom

Mindeststandards Haushaltsgeräte	REF	ZP A	ZP B
Kühlschränke	Mindestens A+ ab 2011 Mindestens A++ ab 2030	Wie Referenz und Mindestens A+++ ab 2020	Wie Referenz und Mindestens A++ ab 2018
Gefriergeräte	Mindestens A+ ab 2011 Mindestens A++ ab 2030	Wie Referenz und Mindestens A+++ ab 2020	Wie Referenz und Mindestens A++ ab 2025
Waschmaschinen	Mindestens A+ ab 2014	Wie Referenz und Mindestens A+++ ab 2020	Wie Referenz und Mindestens A++ ab 2025
Wäschetrockner	Mindestens B ab 2016	Wie Referenz und Mindestens A+ ab 2030	Wie Referenz und Mindestens A+ ab 2030

Quelle: Eigene Annahmen

GHD

Der Sektor GHD-Prozesse enthält den Energieverbrauch GHD abzüglich aller Anwendungen mit Gebäudebezug (Wärmebereitstellung, Warmwasser, Klimatisierung, Gebäudetechnik, Beleuchtung). Für den Sektor GHD unterscheiden sich ZP A und ZP B nicht voneinander. Sie enthalten die Maßnahmen wie im Projekt Politikszenerarien VIII für das MEMS definiert und wurden an neue Rahmendaten angepasst und berücksichtigen entsprechend ambitioniertere Effizienzmaßnahmen als das Referenzszenario. Für die Berechnung des Referenzszenarios und der Zielpfade A und B wurde das gleiche Simulationsmodell wie für den Projektionsbericht 2017 und die Politikszenerarien VIII (Öko-Institut et. al, in Bearbeitung) genutzt und direkt auf den dort erstellten Szenarien aufgebaut.

5.2.2. Folgen für Stromnachfrage

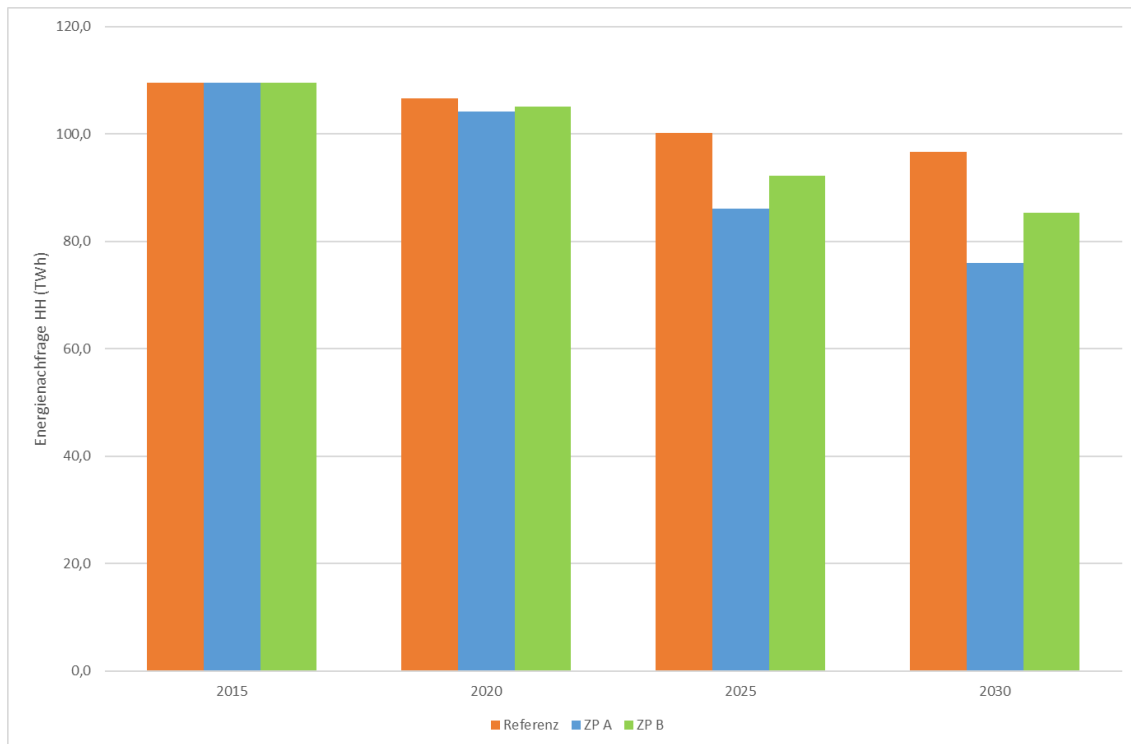
Haushalte

Durch die bestehenden Maßnahmen im Referenzszenario fällt der Energiebedarf zwischen 2015 und 2030, von 109,5 TWh p.a. auf 96,7 TWh p.a.. Nach dem jetzigen Stand der bereits abgestimmten EU-Regulierungen, gibt es nach 2020 keine relevante neue Mindestenergieeffizienzanforderung, so dass der Strombedarf pro Haushalt etwa stabil bleibt.

Im **Zielpfad A** ermöglichen die Annahmen insgesamt eine Einsparung am Gesamtverbrauch gegenüber dem Referenzszenario von etwa 20 %. Im Jahr 2030 liegt die Einsparung beim Strombedarf gegenüber der Referenzentwicklung bei 20,7 TWh (21,4 %).

Im **Zielpfad B** führen die Maßnahmen mittelfristig und langfristig zu spürbaren Einsparungen, aber nicht in derselben Höhe wie im Szenario ZP A. Im Jahr 2030 wird jedoch eine Einsparung des Strombedarfs gegenüber der Referenzentwicklung von 11,4 TWh (13,4 %) erreicht.

Abbildung 5-9: Stromnachfrage für Haushalte (alle Technologien) in den drei Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

GHD

Die Entwicklung des Stromverbrauchs für den Teilsektor GHD-Prozesse ist nach Anwendungen aufgeteilt in Tabelle 5-19 dargestellt. Von den insgesamt im GHD-Sektor im Jahr 2015 bilanzierten 150 TWh entfallen 81 TWh auf gebäudebezogene Verbraucher, die in Kapitel 5.1 betrachtet werden. Von der Restgröße von 69 TWh werden 47 TWh auf Ebene einzelner Anwendungen betrachtet. Die Entwicklung bis 2030 ist für alle Szenarien nahezu identisch. Es zeigen sich ein starker Zuwachs bei den Rechenzentren sowie ein deutlicher Rückgang bei Straßenbeleuchtung und Kühlgeräten. In Summe verbleibt der kalibrierte Stromverbrauch aller Anwendungen, die auf den Teilsektor GHD-Prozesse entfallen, in etwa konstant.

Tabelle 5-19: Entwicklung des Stromverbrauchs für GHD in REF, ZP A und ZP B nach Anwendungen

Anwendung	2015	2025	2030	2030/ 2015
Straßenbeleuchtung	4,5	4,2	3,8	-17 %
IKT Büro	3,9	3,9	4,1	3 %
Rechenzentren und Server	9,8	13,6	15,1	55 %
Aufzüge	2,2	2,2	2,1	-4 %
Kochen (gewerblich)	8,0	7,2	6,9	-14 %
Waschen (gewerblich)	2,4	2,5	2,4	1 %
Gewerbliche Kühl- und Gefriergeräte	16,1	14,4	13,0	-20 %
Summe Bottom-up	46,9	47,9	47,3	1 %
Summe kalibriert	69,2	70,4	70,0	1 %

Quelle: Eigene Berechnungen

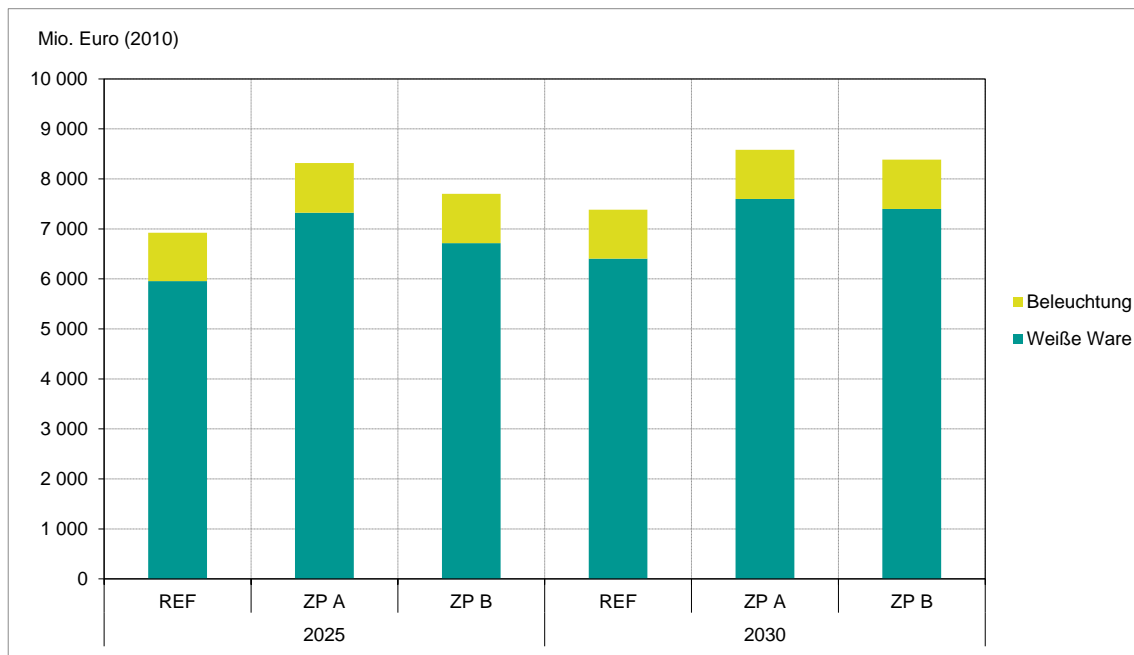
5.2.3. Sektorale ökonomische Aspekte

Haushalte

Die Investitionen für Haushaltsgeräte sind in Abbildung 5-10 dargestellt.

Im Szenario ZP A sind hocheffiziente Kühlgeräte etwas billiger als in den anderen Szenarien, da sie keine Nischenprodukte mehr sind, die mit vielen Extrafunktionen angeboten werden, sondern zu Massenprodukten werden. Der Übergang von Nischen- zu Massenprodukt erfolgt nicht sofort. Deshalb kommt es beim Start der verschärften Mindeststandards im ZP A um 2020 erstmal zu erhöhten Investitionen.

Abbildung 5-10: Investitionen für den Teilbereich Haushaltsgeräte ohne andere Anwendungen

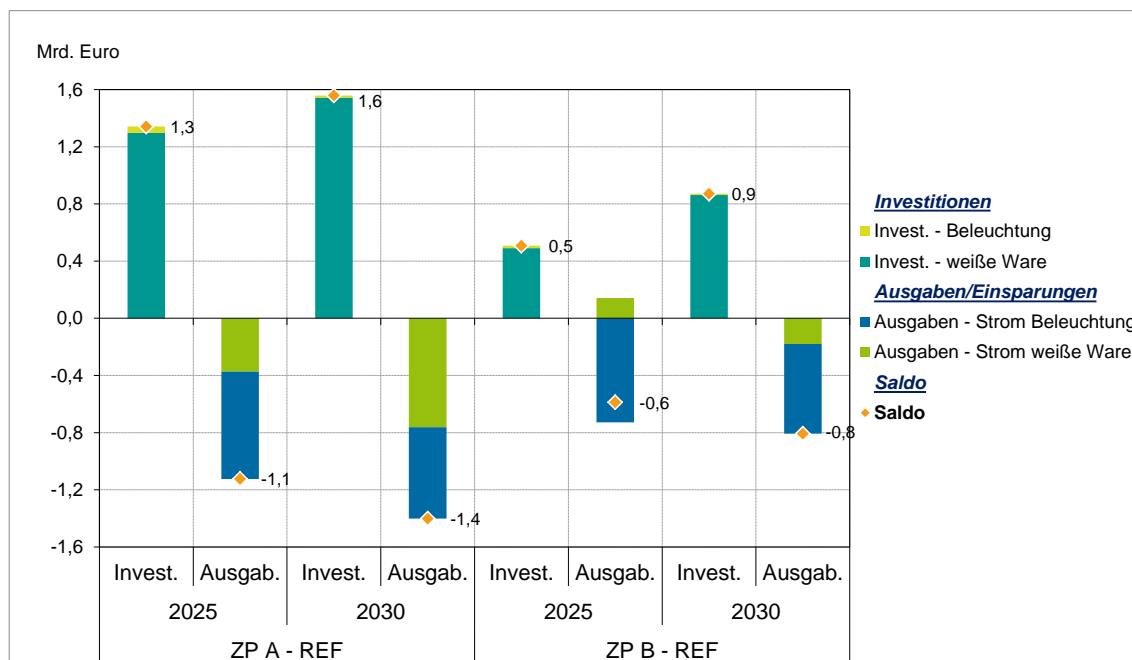


Quelle: Eigene Berechnungen

Die absoluten Investitionen in der Referenz und den Zielpfaden sind für zwei Stützjahre (2025 und 2030) für den Teilbereich Haushaltsgeräte in Abbildung 5-10 dargestellt. Daraus könnten Zusatzinvestitionen abgeleitet werden

Für eine Rentabilitätsbetrachtung sollten Energiekosteneinsparungen den Investitionen gegenübergestellt werden. Dafür werden die Investitionen in Annuitäten umgewandelt (Diskontrate 2%, Lebensdauer von Beleuchtungsanlagen 5 Jahre, von weißer Ware 10 Jahre) und als Differenz zu den Zielpfaden ermittelt. Diese annuisierten Differenzinvestitionen stellen in einem Zeitpunkt die Zahlungen für alle bis dahin getätigten Investitionen dar, die zu diesem Zeitpunkt anfallen. Diese Annuitäten können mit den Energiekosteneinsparungen aller Geräte im jeweiligen Jahr verglichen werden. Die annuisierten Differenzinvestitionen der Zielszenarien A und B zum Referenzszenario sind für weiße Ware und Beleuchtung in Abbildung 5-11 dargestellt.

Abbildung 5-11: Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich – weiße Ware und Beleuchtung



Quelle: Eigene Berechnungen

In Zielpfad A steigen zwischen 2025 und 2030 die annuierten Differenzinvestitionen für weiße Ware und Beleuchtung von 1,3 auf 1,6 Mrd. Euro, ein Großteil wird in Haushaltsgeräten investiert. Im gleichen Zeitraum werden auch höhere Stromkosteneinsparungen von 1,1 Mrd. Euro auf 1,4 Mrd. Euro erzielt. Die Einsparungen reichen aber nicht aus, um die annuierten Differenzinvestitionen auszugleichen.

In Zielpfad B betragen die annuierten Differenzinvestitionen 0,5 Mrd. Euro in 2025 und 0,9 Mrd. Euro in 2030 – und sind somit geringer als im Szenario ZP A. Die resultierenden Stromeinsparungen (0,6 Mrd. Euro in 2025 und 0,8 Mrd. Euro in 2030) kompensieren diese Investitionen. Auffällig ist, dass im Zielpfad B im Jahre 2025 die Stromkosten für weiße Ware höher sind als im Referenzszenario. Dies begründet sich darin, dass die Reduzierung des Stromverbrauchs halb so hoch wie die Verteuerung des Strompreises ist. Insgesamt erweist sich mit Blick auf den Zeithorizont bis zum Jahr 2030 der Zielpfad B als ausgewogener.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich Skaleneffekte für die Herstellung und damit die Preise effizienterer Haushaltsgeräte über das Jahr 2030 fortsetzen werden und damit die Kosten-Nutzen-Bilanz für hocheffiziente Geräte weiter verbessern wird. Dies trifft vor allem für den Zielpfad A zu, in dem hohe Effizienzanforderungen gesetzt sind.

Hervorzuheben ist, dass die Betrachtung aus volkswirtschaftlicher Perspektive erfolgt. Dies bedeutet, dass in den Stromkosteneinsparungen keine Steuern oder Abgaben berücksichtigt werden.

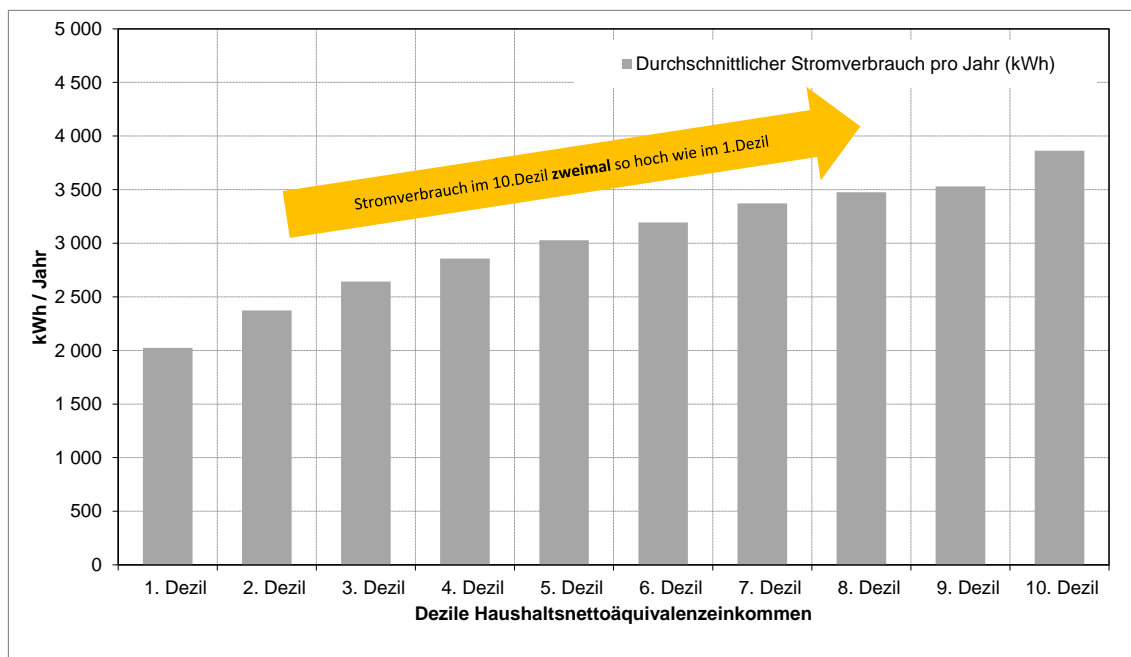
GHD

5.2.4. Soziale Folgewirkungen

In diesem Abschnitt werden aus der Perspektive der privaten Haushalte die sozialen Folgewirkungen der Erreichung des Ziels im Handlungsfeld Gebäude in Bezug auf den Stromverbrauch privater Haushalte dargestellt. In den Zielpfaden sinkt einerseits der Stromverbrauch der privaten Haushalte gegenüber der Referenz, andererseits sind zusätzliche Investitionen in Beleuchtung und weiße Waren notwendig.

In einem ersten Schritt zeigt Abbildung 5-12 für das Jahr 2013 den Stromverbrauch über zehn gleich große Einkommensklassen, den sogenannten Einkommensdezilen (siehe Abschnitt 5.1.4 für eine genaue Definition). Das Jahr 2013 stellt die Ausgangsbasis für die Berechnungen der sozialen Folgewirkungen dar, da die Hauptdatenbasis, die aktuelle Einkommens- und Verbrauchsstichprobe, für dieses Jahr verfügbar ist (siehe auch Abschnitt 17).

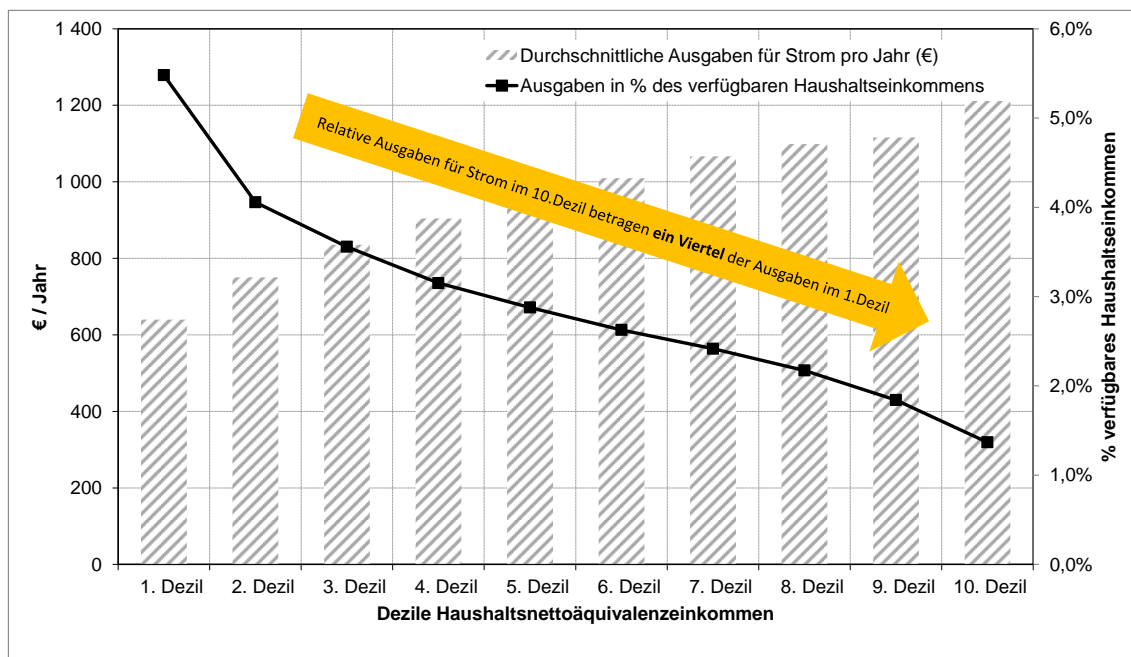
Der Stromverbrauch steigt mit dem Einkommen an und ist im 10. Einkommensdezil doppelt so hoch wie im 1. Einkommensdezil. Damit ist die Steigung etwas geringer als etwa beim Verbrauch von Heizenergie (vgl. Abbildung 5-5), welcher durch die großen Unterschiede in den bewohnten Flächen zwischen dem 1. und 10. Dezil stärker ansteigt. Der Verbrauch von Strom ist etwas gleichmäßiger über die Dezile verteilt.

Abbildung 5-12: Stromverbrauch in den Einkommensdezilen


Quelle: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen

Legt man an diesen Verbrauch die Haushaltspreise für 2017 an, wird deutlich, dass die Ausgaben ähnlich dem Verbrauch mit dem Einkommen steigen (Abbildung 5-13). Werden diese Ausgaben allerdings ins Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen gesetzt, ergibt sich ein anderes Bild für die relativen Ausgaben für Heizenergie, nämlich dass diese im 10. Dezil nur ein Viertel der relativen Ausgaben im 1. Dezil betragen.

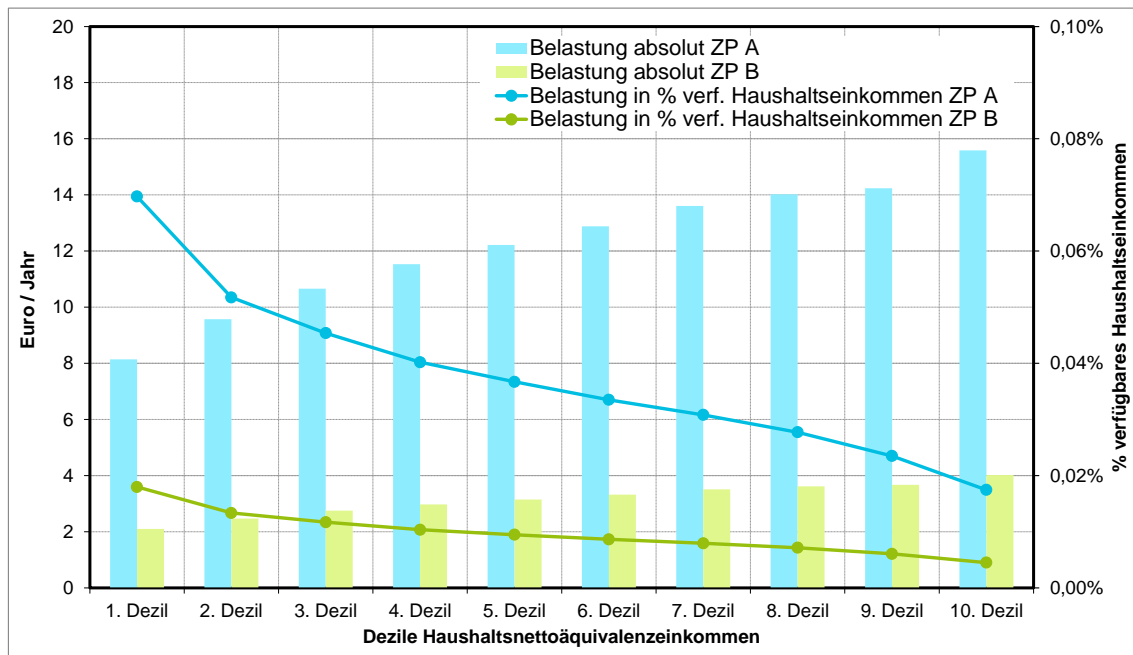
Dies bedeutet, dass einkommensstarke Haushalte zwar zweimal so viel Strom verbrauchen wie einkommensschwache Haushalte, dabei aber relativ zu ihrem verfügbaren Einkommen nur ein Viertel der Ausgaben haben. Das Gefälle bei den relativen Ausgaben für Strom ist damit noch stärker als bei den Ausgaben für Heizenergie (vgl. Abbildung 5-6). Dies hängt damit zusammen, dass Haushaltspreise für Strom pro kWh die Preise anderer Energieträger (etwa Heizöl, Erdgas) um ein Vielfaches übersteigen.

Abbildung 5-13: Ausgaben für Strom in den Einkommensdezilen


Quelle: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

Zur Analyse der sozialen Folgewirkungen und der Verteilung der zusätzlichen Be- und Entlastungen in Bezug auf den Stromverbrauch privater Haushalte wird das Mikrosimulationsmodell des Öko-Instituts auf Basis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) eingesetzt (vgl. Abschnitt 17). Dazu werden die annuisierten Investitionen, zusätzliche Kosten und Einsparungen proportional zum Stromverbrauch im EVS-Basisjahr (2013) verteilt. Implizit wird damit angenommen, dass die Anstrengungen der Haushalte, um die Zielpfade zu erreichen, proportional zu ihrem Stromverbrauch im Basisjahr sind. Da die Analyse aus Sicht der privaten Haushalte erfolgt, werden sowohl Investitionen als auch Energiepreise mit allen Steuern und Abgaben einbezogen. Des Weiteren wird zur Annusierung analog Abschnitt 5.1.4 ein Zinssatz von 7 % verwendet.

Die Analyse ergibt, dass Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz geringfügig höher belastet sind (Abbildung 5-14). In ZP A beträgt die durchschnittliche zusätzliche Belastung 12 Euro/Jahr. In ZP B ergeben sich 3 Euro/Jahr. Gemessen am verfügbaren Haushaltseinkommen ergeben sich sehr kleine Werte von 0,04 % (ZP A) bzw. 0,01 % (ZP B). Die absolute Belastung (gemessen in Euro) steigt dabei mit dem Einkommen, während die relative Belastung (gemessen in % des verfügbaren Haushaltseinkommens) mit steigendem Einkommen sinkt. Dies ist analog der Ausgaben für Strom im Basisjahr (vgl. Abbildung 5-13).

Abbildung 5-14: Zusätzliche Belastung der Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz im Jahr 2030 (Zinssatz 7 %)

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80 % scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

Je nachdem, welche Instrumente dann tatsächlich eingesetzt werden, um die Zielpfade zu realisieren, können die Reaktionen darauf variieren. Im Falle von Preisinstrumenten sind z.B. möglicherweise höhere Preiselastizitäten bei einkommensschwachen Haushalten oder niedrigere Preiselastizitäten bei bestimmten Haushaltstypen, z.B. Familien, relevant. Des Weiteren müsste bei der Entwicklung und Bewertung von Instrumenten z.B. auch berücksichtigt werden, welche Haushalte sich effizientere Geräte leisten könnten, besonders in Bezug auf weiße Ware.

5.2.5. Kernbotschaften Stromverbrauch Haushalte und GHD

Durch die Ökodesign-Richtlinie wurde für die berücksichtigten Produkte ein Großteil des wirtschaftlichen Einsparpotentials bereits im Referenzszenario ausgeschöpft. Aus ökonomischer Sicht erweist sich für die Endverbraucher der Zielpfad B über den Zeitraum 2025 bis 2030 als ausgewogen und der Zielpfad A, in dem die Effizienz der Produkte (Haushaltsgeräte und Beleuchtung) noch höher ist, als herausfordernd. Anspruchsvollere Mindestanforderungen in den Durchführungsmaßnahmen der jeweiligen

Produkte wären jedoch sinnvoll, um z.B. Rebound-Effekte auszugleichen, dies ist aber durch den jetzigen Rahmen⁴⁰ begrenzt möglich.

Die Energieeinsparungen und die Wirtschaftlichkeit könnten allerdings bei Haushaltsgeräten in den Szenarien ZP A und ZP B weiter verbessert werden, wenn einerseits die Kaufentscheidung (in Bezug auf Größe und Funktionalität) und andererseits die Nutzung (z.B. richtiges Waschprogramm) von Geräten durch die Kunden/Nutzer besser an die Bedürfnisse angepasst wären. Diese Aspekte wurden in der Analyse nicht berücksichtigt.

Bei Beleuchtung sinkt der Energieverbrauch in beiden Szenarien ZP A und ZP B weiter. Jedoch könnten mögliche Rebound Effekte (mehr Lichtquellen und höhere Nutzungsintensität) einen negativen Einfluss auf den gesamten Stromverbrauch für Beleuchtung haben.

Aus Sicht der Haushalte entstehen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz leichte zusätzliche Belastungen im Jahr 2030 im Umfang von durchschnittlich 12 Euro/Jahr, was 0,04 % des verfügbaren Haushaltseinkommens entspricht (ZP A) bzw. durchschnittlich 3 Euro/Jahr, was 0,01 % des verfügbaren Haushaltseinkommens entspricht (ZP B).

Es ist jedoch auch hervorzuheben, dass die ambitionierten Effizienzmaßnahmen im ZP A den Stromverbrauch erheblich verringern und damit auch das Gesamtenergiesystem entlasten. Eine hohe Energieeffizienz reduziert darüber hinaus die Pfadabhängigkeit von anderen Entwicklungen und erhöht die Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung. Zielpfad A kann daher gesamtwirtschaftlich sinnvoller, aber schwerer erreichbar sein.

Ebenso wie in Kapitel 5.1.5 wird gefolgert, dass die Einführung neuer und die Weiterentwicklung bestehender Politikinstrumente dringend geboten sind. Von zentraler Bedeutung wird sein, Investitionen in stromeffiziente Geräte aus Käufer- bzw. Nutzersicht attraktiver zu machen (Konkurrenz zwischen Sektoren, Flexibilität, Druck auf das gesamte Energiesystem, etc.)

GHD

6. Handlungsfeld Industrie

Dieses Kapitel beschreibt die Methode und Ergebnisse für den Sektor Industrie. Der in diesem Kapitel betrachtete Industriesektor enthält nicht die Strom und Fernwärmeerzeugung aus gekoppelten Kraftwerken, die eigentlich dem Industriesektor zugerechnet werden. Diese werden im Sektor Energiewirtschaft berechnet und berichtet. Die Emis-

⁴⁰ Siehe Artikel 15 der Ökodesign-Richtlinie (2009/125/EG) §5.c. zur Anforderung der Durchführungsmaßnahmen: " es darf keine nennenswerten nachteiligen Auswirkungen für die Verbraucher geben, insbesondere hinsichtlich der Erschwinglichkeit und der Lebenszykluskosten des Produkts"

sionen dieser Anlagen sind laut Klimaschutzplan dem Sektor Industrie zuzurechnen und werden in Kapitel 3 dort berichtet.

6.1. Vorgehen und Methode

Für die Berechnung des Referenzszenarios und der Zielpfade A und B der Industrie wurde das gleiche Simulationsmodell wie für den Projektionsbericht 2017 und die Politikszenerarien VIII (Öko-Institut et. al, in Bearbeitung) genutzt und direkt auf den dort erstellten Szenarien aufgebaut. Die Szenarien wurden hinsichtlich aktueller Trends und Erwartungen bei den wirtschaftlichen Rahmendaten angepasst. Im Einzelnen wurden folgende Anpassungen durchgeführt:

- **Referenzszenario (REF):** Das Szenario entspricht den im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichtes 2017 umgesetzten Maßnahmen und wurde hinsichtlich der Rahmendaten wie die Entwicklung von Wirtschaft und Energiepreisen angepasst.
- **Zielpfad A (ZP A):** Es wurden die gleichen Rahmendaten wie im Referenzszenario hinterlegt, bei stärkerem Effizienzfortschritt und schnellerer Verbreitung von Erneuerbaren Energien.
- **Zielpfad B (ZP B):** Die Pfadkombination ist als Variante des Zielpfades A zu bewerten. Zielpfad B enthält einen weniger ambitionierten Fortschritt bei der Energieeffizienz, der durch einen stärkeren Wechsel zu Biomasse und EE-Strom kompensiert wurde. Es wurden die gleichen Rahmendaten wie im Referenzszenario hinterlegt.

Hinsichtlich des Ambitionsniveaus und mit Blick auf das Jahr 2050 soll in ZP A und B sichergestellt sein, dass mit den eingeschlagenen Pfaden eine Minderung von mindestens 80-95% gegenüber 1990 für den Industriesektor möglich ist, wenngleich die quantitative Analyse in diesem Vorhaben nur bis 2030, also zum Sektorzieljahr des Klimaschutzplans, blickt. Laut Definition des Sektorziels im Klimaschutzplan beinhaltet die "Industrie" Emissionen aus Energieverbrauch für Prozesswärmeerzeugung und Stromerzeugung in Industriekraftwerken, prozessbedingten Emissionen sowie F-Gase. Industriekraftwerke inkl. KWK-Anlagen werde zusammen mit der übrigen Energiewirtschaft im Kapitel 8 berechnet. Entsprechend ist im Kapitel Industrie keine vollständige Bilanzierung der Industrieemissionen laut Klimaschutzplan möglich. Eine zusammenfassende THG-Bilanzierung des Industriesektors ist in Kapitel 3 zu finden.

Ein detaillierterer Vergleich der in REF, ZP A und ZP B angenommenen Vermeidungshebel ist in Tabelle 6-1 dargestellt. In ZP A und ZP B haben sowohl Energieeffizienz wie auch Brennstoffwechsel eine hohe Bedeutung. CCS wird nicht berücksichtigt, da unabhängig von der politischen Durchsetzbarkeit ein substantieller Minderungsbeitrag schon bis 2030 aufgrund von langen Vorlaufzeiten eher unwahrscheinlich ist. Bei der Optimierung der Energieeffizienz bestehender Prozesse werden sowohl in ZP A als auch in ZP B neue Technologien berücksichtigt, die bisher noch keine Marktreife erreicht haben. Es wird jedoch auch davon ausgegangen, dass diese Technologien sich

langsam verbreiten und somit bis 2030 nur bedingt Wirkung zeigen. Vermeidungshebel entlang der Wertschöpfungskette betreffend Recycling und Materialeffizienz wurden in allen Szenarien berücksichtigt. Materialeffizienz wurde dabei als exogene Vorgabe durch eine verminderte Produktionsmenge ausgewählter energieintensiver Grundstoffe umgesetzt.

Tabelle 6-1: Überblick der Umsetzung von CO₂-Vermeidungshebeln nach Kategorien für den Industriesektor

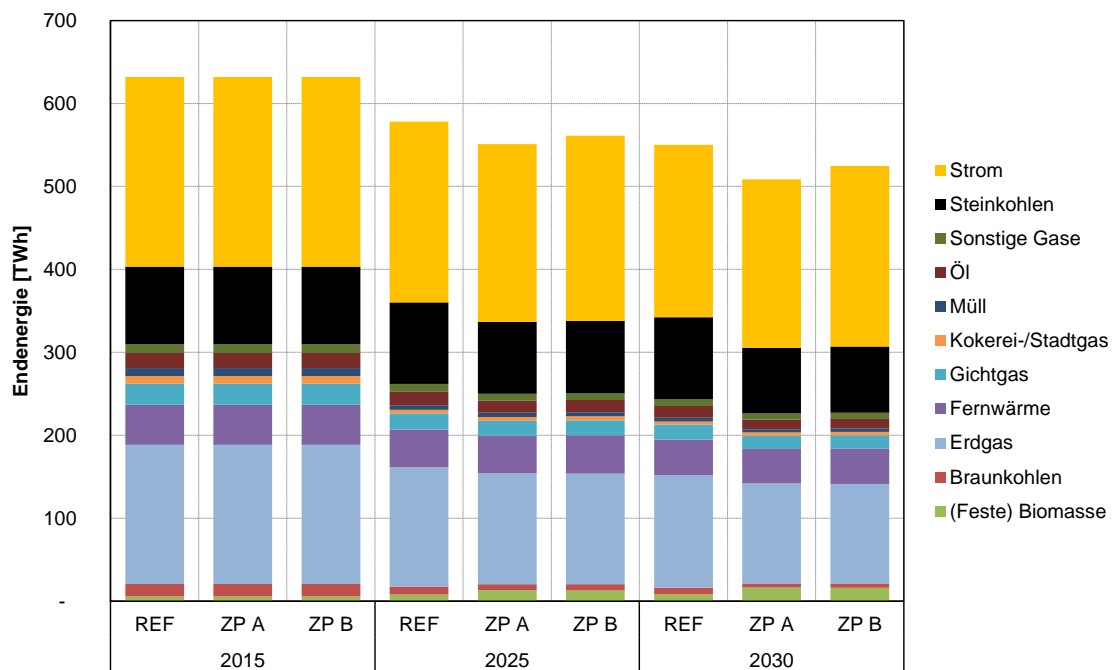
	REF	ZP A	ZP B
Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Maßnahmen des MMS • Ambitionierte Umsetzung • Innovationen/neue Technologien nicht verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Diffusion von Effizienztechniken schneller als REF • Innovationen/ neue Technologien verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Diffusion von Effizienztechniken langsamer als REF besonders bei Dampfsystemen und Elektromotorsystemen • Innovationen/ neue Technologien verfügbar
Brennstoffwechsel	<ul style="list-style-type: none"> • Wechsel von Öl/Kohle zu Gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Stärkerer Einsatz EE-Wärme und PtH • Wechsel zu Biomasse • Anstieg PtH bis 2030 leicht, nach 2030 deutlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Stärkerer Einsatz PtH als ZP A • Wechsel zu Biomasse wie in ZP A
Recycling und Kreislauf	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrostahl: 30% (2015) -> 31% (2030) • Sekundäralu: 54% -> 56% • Altpapier: 77% -> 81% 	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrostahl: 30% -> 35% • Sekundäralu: 54% -> 58% • Altpapier: 77% -> 81% 	= ZP A
Materialeffizienz und Substitution (downstream)	<ul style="list-style-type: none"> • Klinkerfaktor: 0,75 -> 0,73 	<ul style="list-style-type: none"> • Klinkerfaktor: 0,75 -> 0,68 • MatEff 2030: 1-3% • Produkte: Stahl, Zement, Behälterglas, Papier, Kunststoffe 	= ZP A

Quelle: Eigene Darstellung

6.2. Folgen für Endenergieverbrauch

Der resultierende Endenergieverbrauch der Industrie (nach Definition Zentrales System Emissionen, ZSE) sinkt sowohl im REF (-13%) wie in ZP A (-20%) und ZP B (-17%) von 2015 bis 2030. Diese Entwicklung resultiert aus einer Kombination von eher konstanter Produktionsmenge bei den energieintensiven Grundstoffen und einem ambitionierten Energieeffizienzfortschritt.

Abbildung 6-1: Endenergieverbrauch Industrie in REF, ZP A und ZP B nach Energieträgern im Vergleich (exkl. KWK Wärmezeugung)



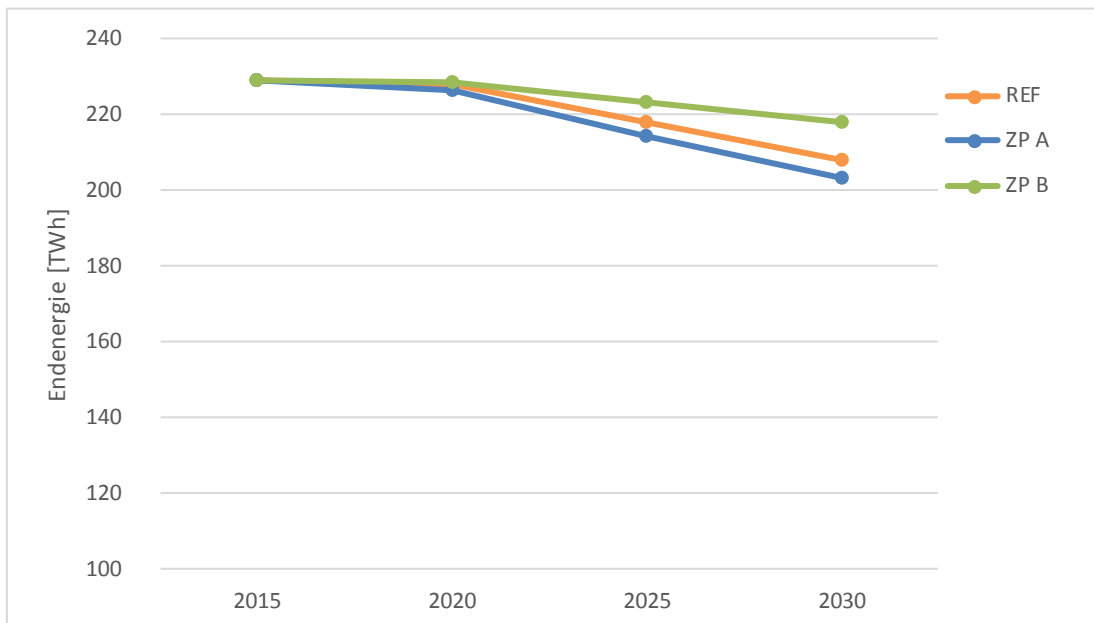
Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 6-2: Endenergieverbrauch Industrie in REF, ZP A und ZP B nach Energieträgern im Vergleich (exkl. KWK Wärmeerzeugung) [TWh]

Energieträger	2015			2025			2030		
	REF	ZP A	ZP B	REF	ZP A	ZP B	REF	ZP A	ZP B
(Feste) Biomasse	6	6	6	8	13	13	8	16	16
Braunkohlen	15	15	15	10	7	7	8	5	5
Erdgas	168	168	168	144	134	133	136	121	120
Fernwärme	48	48	48	46	45	46	43	42	43
Gichtgas	25	25	25	19	18	18	18	16	16
Kokerei-/Stadtgas	9	9	9	4	5	5	4	4	4
Müll	10	10	10	6	5	5	5	4	4
Öl	18	18	18	17	15	15	14	12	12
Sonstige Gase	10	10	10	9	8	8	8	7	7
Steinkohlen	94	94	94	98	87	87	99	79	80
Strom	229	229	229	218	214	223	208	203	218
Summe	632	632	632	578	551	561	550	508	525

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Stromverbrauch sinkt in allen Szenarien von 229 TWh in 2015 auf 208 TWh (REF), 203 TWh (ZP A) bzw. 218 TWh (ZP B), wie in Abbildung 6-2 dargestellt. Der Anteil von Power-to-heat (PtH) liegt bei 12 TWh (REF), 13 TWh (ZP A) bzw. 17 TWh (ZP B). Der höhere Stromverbrauch in ZP B im Vergleich zu ZP A ist sowohl auf einen stärkeren Einsatz von PtH sowie einen weniger ambitionierten Energieeffizienzfortschritt zurück zu führen. Die umgesetzten PtH Anwendungen beschränken sich weitestgehend auf den Einsatz von Wärmepumpen, wo es die Temperaturniveaus erlauben. Der Einsatz von Elektrokesseln zur Wärmeerzeugung ist im Vergleich zu Biomasse und Erdgas auch in der ZP B trotz Förderung noch nicht wirtschaftlich.

Abbildung 6-2: Stromverbrauch Industriesektor in REF, ZP A und ZP B im Vergleich

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend zeigt sich, dass das 2030-Ziel (Minderung der Treibhausgasemissionen von 51 bis 49% ggü. 1990) des Klimaschutzplans für den Industriesektor bei den gegebenen Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung, durch eine Kombination aus ambitioniertem Energieeffizienzfortschritt, Brennstoffwechsel (Biomasse ersetzt Erdgas, Kohle und Öl) und steigenden Anteilen von Sekundärproduktion (auf Basis von Recyclingmaterialien) sowie durch die Annahmen zu gekoppelten Strom- und Fernwärmeerzeugungsanlagen (siehe Kapitel 8.1), erreichbar ist. Für eine weitergehende Dekarbonisierung, die auch für die Industrie eine Minderung von mindestens 80% im Jahr 2050 ggü. 1990 erreicht, sind zusätzliche Vermeidungshebel zu erschließen. Darunter fallen die Nutzung von Erneuerbarem Strom (PtH) oder Methan/Wasserstoff (PtG) zur Wärmeerzeugung, Kreislaufwirtschaft, Materialeffizienz und Substitution entlang der Wertschöpfungskette, Carbon Capture and Use (CCU), sowie innovative CO₂-arme Produktionsverfahren und Produkte. Für technisch nicht vermeidbare Emissionen kann langfristig auch Carbon Capture and Storage (CCS) eine Rolle spielen. Ob alle dieser Hebel genutzt werden müssen ist offen und hängt unter anderem vom Ambitionsniveau und der Effektivität der einzelnen Vermeidungsoptionen ab. Die bis 2030 berechneten Pfadkombinationen stellen hinsichtlich dieser weiteren Vermeidungshebel noch keine Weichen und erzeugen auch keine Lock-ins, die zu besonders hohen Kosten führen würden. Jedoch ist zu beachten, dass viele Vermeidungshebel eine lange Vorlaufzeit benötigen, da es sich um Anlagen mit langer Lebensdauer und Märkte mit großer Trägheit handelt. Entsprechend sind die Vermeidungshebel ab sofort vorzubereiten, sodass eine frühzeitige Markteinführung möglich ist.

Die berechneten Pfadkombinationen stellen Szenarien dar, deren Annahmen großen Unsicherheiten unterliegen. Zu nennen sind Energiepreise und besonders die wirtschaftliche Entwicklung der Industrie, aber auch Technologietrends wie Digitalisierung und Automatisierung. Ausgewählte Einflussgrößen werden im folgenden Kapitel im Rahmen der Sensitivitätsanalyse genauer untersucht.

6.3. Sektorale ökonomische Aspekte

Für den Industriesektor werden die beiden Kostenkategorien Investitionen in Vermeidungstechnologien und laufende Kosten des Energieeinsatzes betrachtet.

Im Vergleich mit anderen Sektoren ist die Genauigkeit, mit der Kosten von getätigten Investitionen angegeben werden können im Industriesektor niedriger. Dies liegt zum einen daran, dass es im Industriesektor eine sehr hohe Vielfalt an energieverbrauchenden Geräten, Techniken und Herstellungsverfahren gibt. Zum anderen sind Investitionen in neue Anlagen bzw. ganze Produktionsstandorte schwierig zu erheben bzw. vertraulich und es existiert nur wenig Literatur zum Thema. Dennoch erlaubt die Modellierung mit dem bottom-up Modell FORECAST die Schätzung von Investitionen. Die Schätzung der Investitionen, die zu der angenommenen verringerten Produktion von industriellen Grundstoffen in den Szenarien der Zielpfade durch Materialeffizienz führen, erfolgt separat.

Folgende Investitionskategorien wurden berücksichtigt.

- **Dampferzeugung:** Erzeugung von Warmwasser und Dampf in Heizkesseln. Temperaturniveau unter 500°C. Informationen zu Anlagenkosten sind prinzipiell relativ belastbar zu schätzen, empirische Informationen sind dennoch sehr selten und der heutige Anlagenbestand kaum bekannt.
- **Industrieöfen:** Vorwiegend verwendet für Hochtemperaturprozesse der Grundstoffindustrie. Temperaturniveau vorwiegend >500°C. Es wird eine große Vielzahl an unterschiedlichen Öfen eingesetzt, die speziell auf den jeweiligen Prozess ausgelegt sind. Die Restriktionen und Möglichkeiten des Energieträgerwechsels sind sehr unterschiedlich. Aufgrund der enormen Vielfalt an Technologien ist es derzeit nicht möglich, Investitionen zu quantifizieren. Mit Einschränkungen können diese ohnehin sehr niedrig sein: Einige Öfen nutzen bereits flexibel Energieträger und ein höherer Einsatz von Biomasse würde keine hohen Investitionen auslösen (z.B. Drehrohrofen in der Zementherstellung). Weiterhin sind aufgrund von hohen Kapazitäten und hohen jährlichen Volllaststunden die Brennstoffkosten meistens ausschlaggebend. Diese sind auch für den Energieverbrauch in Industrieöfen in die Folgenbewertung eingeflossen.
- **Raumwärmeerzeugung:** Erzeugung von Raumwärme. Die Kosten der Heiztechniken sind relativ belastbar und verfügbar.
- **Effizienz-Dampfverteilsystem:** Verteilung von Warmwasser und Dampf am Industriestandort. Energieeffizienzmaßnahmen haben meistens sehr kurze

Amortisationszeiten. Informationen zu Kosten sind lediglich aus einzelnen Fallstudien verfügbar.

- **Effizienz-Querschnittstechniken:** Elektromotoren, aber auch die entsprechenden Systeme wie Druckluft, Pumpen, Ventilatoren, Fertigungstechnik. Für einzelne Techniken (z.B. Elektromotoren) sind Informationen zu Kosten verfügbar, andere Effizienzmaßnahmen sind sehr heterogen und kaum mit Kosten zu bewerten. Die meisten Maßnahmen haben relativ kurze Amortisationszeiten von wenigen Jahren sowie niedrige Investitionen. Investitionen werden als Differenzinvestitionen im Vergleich zu einer herkömmlichen Technologie bewertet (z.B. Aufpreis Effizienzmotor ggü. Standardmotor).
- **Effizienz-Prozesstechniken:** Beinhaltet etwa 200 Einsparoptionen bei prozessspezifischen Produktionsverfahren. Die Hohe Vielfalt in Kombination mit wenig verfügbaren Informationen erlauben lediglich eine Größenordnung der Kosten zu schätzen. Es wird vorwiegend die Methode der anlegbaren Investitionskosten genutzt, welche erlaubt ausgehend von typischen Amortisationszeiten die Höhe der Investition zu schätzen. Investitionen werden als Differenzinvestitionen im Vergleich zu einer herkömmlichen Technologie bewertet.
- **Effizienz-Gebäudehülle:** Investitionen in die thermische Effizienz der Gebäudehülle. Es liegen nur wenig empirische Informationen zum Zustand des industriellen Gebäudebestandes vor. Entsprechend sind die berechneten Investitionen als Größenordnung zu betrachten. Es werden lediglich die Investitionen der Gebäudesanierung berücksichtigt.
- **Materialeffizienz Grundstoffe in der industriellen Wertschöpfungskette:** Ausgehend von den Annahmen von FORECAST zum Rückgang physischer Produktion durch Materialeffizienz (im weiteren Sinne) wurde wie oben beschrieben eine Abschätzung der diesen Rückgang auslösenden Investitionen in der industriellen Wertschöpfungskette vorgenommen. Spezifische technische Materialeffizienzmaßnahmen wurden dabei nicht betrachtet, sondern die Effekte aggregiert je Produkt berücksichtigt. Es ist eine enorme Vielfalt an Möglichkeiten und Optionen zur Steigerung der Materialeffizienz denkbar. Ein Beispiel für eine solche Maßnahme wäre die Einsparung von Rohstahl durch Leichtbau mit Stahl (höchstfeste Stähle) oder mit anderen Materialien (z.B. Aluminium/Komposite) im Automobilbau. Auch durch die Substitution mit anderen Produkten oder Verfahren könnte der Materialeinsatz in bestimmten Branchen reduziert werden, beispielsweise durch eine teilweise Substitution der Chlorchemie oder von Massenkunststoffen wie Polyethylen und Polypropylen durch auf nachwachsenden Rohstoffen basierende Kunststoffe (z.B. Polylactide) für die Verpackungsindustrie. Für die Einsparung von Papier wird insbesondere die Digitalisierung von Medien und in den Dienstleistungsbranchen relevant sein.

Je nach Investitionskategorie werden Methoden genutzt, die an Technologievielfalt und Datenverfügbarkeit ausgerichtet sind. Z.B. sind die Kosten der Anlagen zur Dampferzeugung relativ bekannt und eine detaillierte Modellierung der Neuinvestition erlaubt

eine relativ präzise Schätzung der jährlichen Investitionen. Bei Effizienzverbesserungen industrieller Prozesstechniken ist die Vielfalt der Technologien und Optionen sehr hoch und die Umsetzung häufig individuell. Hier wird im Modell entsprechend keine explizite Bestandsumwälzung simuliert und die Investitionen je Effizienzoption anhand der typischen Amortisationszeit geschätzt.

Für die Investitionen in der Wertschöpfungskette der Grundstoffindustrien, die zu relativ verringerter Produktion führen (Materialeffizienz), ist die Vielfalt der denkbaren technischen Optionen enorm, und es liegen keine Annahmen oder Modelle hinsichtlich der Diffusion einzelner Optionen vor. Um diese Investitionen, basierend auf den Annahmen zur physischen Produktion in FORECAST dennoch plausibel abschätzen zu können wurde auf die Methode der anlegbaren Kosten zurückgegriffen. Grundlegende Annahme ist, dass sich die Investitionen durch die Materialkosteneinsparungen refinanzieren müssen; dabei wurde für alle Branchen eine akzeptierte Amortisationszeit von drei Jahren unterstellt. Als Preise der Grundstoffe wurden hier die jeweiligen deutschen Exportpreise (Lieferung Deutschlands an Welt) gemäß UN Comtrade Database herangezogen (Durchschnittswerte 2012-2016). Diese wurden mit Hilfe der jeweiligen Erzeugerpreisindizes (Durchschnittswerte 2012-2016) einheitlich in Preise für 2010 umgerechnet. Darüber hinaus wurde, orientiert an der Wechselvariabilität der vergangenen zehn Jahre, ein konstanter Wechselkurs von 0,8 €/€ unterstellt. Die somit ermittelten Preise zeigt Tabelle 6-3.

Tabelle 6-3: Herangezogene Preise für die Ermittlung der Materialeffizienzinvestitionen

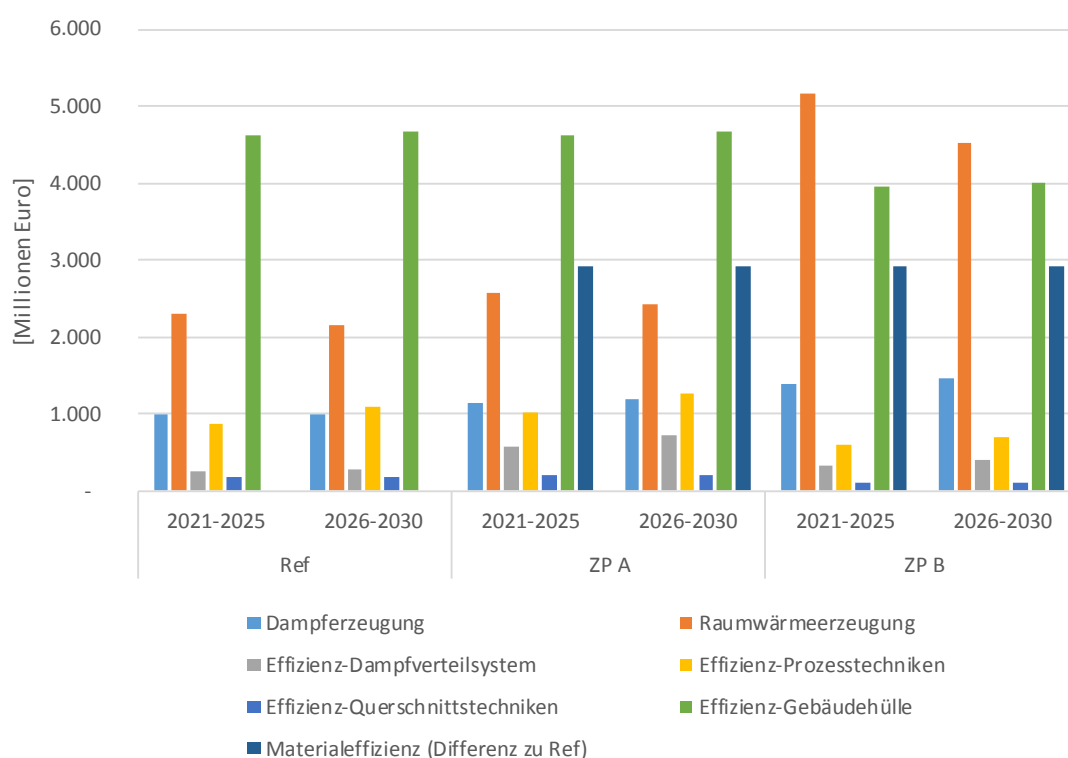
Produkt	Preise auf Basis UN Comtrade[€_2010/t]
Rohstahl (Walzstahl flach)	678
Rohstahl (Walzstahl lang)	604
Papier	752
Behälterglas	661
Zement	66
Chlor	137
Ethylen	772
Polypropylen	952

Quelle: Eigene Annahmen

Abbildung 6-3 zeigt die resultierenden Investitionen im Sektor Industrie aufgeteilt nach Szenarien und Investitionskategorien. Es wird deutlich, dass die absoluten Investitionen in allen Szenarien durch die Kategorien Raumwärmeerzeugung und Gebäudehülle sowie Materialeffizienz dominiert werden. Investitionen in den Bereichen Effizienz von Querschnittstechniken und Prozesstechniken sind vergleichsweise niedrig. Dies ist zum einen auf den methodischen Ansatz zurück zu führen, bei welchem für diese In-

vestitionskategorien nur die Differenzinvestition zu einer herkömmlichen Technik berücksichtigt wird (z.B. energieeffizienter Motor ggü. Standardmotor). Andernfalls wären die Kosten nah an den gesamten Anlageinvestitionen der Industrie. Zum anderen spiegelt diese Kostenstruktur auch die hohe Wirtschaftlichkeit entsprechender Effizienzmaßnahmen⁴¹ wider sowie das bereits im Referenzszenario hohe Ambitionsniveau bei der Energieeffizienz.

Abbildung 6-3: Investitionen als Summe je 5-Jahresintervalle im Industriesektor nach Investitionskategorien



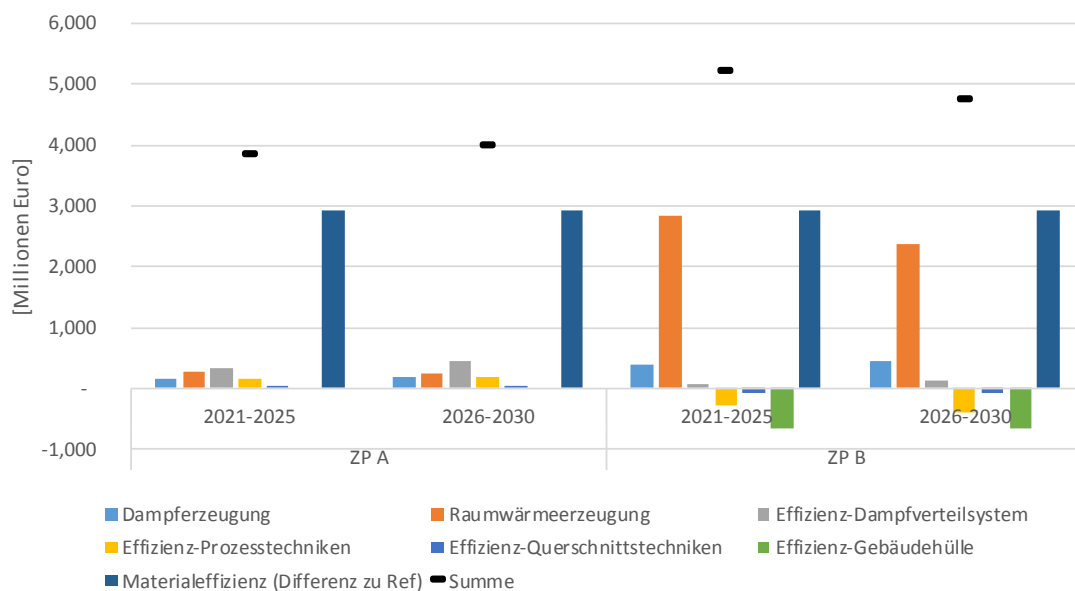
Quelle: Eigene Berechnungen

Die Differenzinvestitionen im Vergleich zum Referenzszenario liegen im Zeitraum 2016-2030 in Summe bei etwa 4 Mrd. (ZP A) bzw. 4,8 Mrd (ZP B), also bei rund 1 Mrd. Euro jährlichen Investitionen (siehe Abbildung 6-4). Negative Differenzinvestitionen in den Effizienz-Kategorien im ZP B gehen auf die entsprechenden Szenario-Annahmen mit geringerem Effizienzfortschritt zurück. Vergleichsweise hohe Differenzinvestitionen

⁴¹ Heute typische Erwartungen an die Amortisationsdauer von Effizienzmaßnahmen liegen bei Unternehmen um die drei Jahre. Im Vergleich dazu liegt die energetische Sanierung von Gebäuden durch Privateigentümer bei Amortisationszeiten im Bereich von 20-40 Jahren. Gleichzeitig sind die Energiepreise für Industrieunternehmen im Mittel etwa ein Drittel so hoch wie für Privatkunden. Zusammen erklären diese Effekte vergleichsweise niedrige Investitionen in den Effizienz-Kategorien in der Industrie.

im ZP B im Bereich Raumwärmeerzeugung gehen auf den stärkeren Einsatz von Wärmepumpen zurück.

Abbildung 6-4: Differenz-Investitionen als Summe je 5-Jahresintervalle im Industriesektor nach Investitionskategorien im Vergleich zum REF



Quelle: Eigene Berechnungen

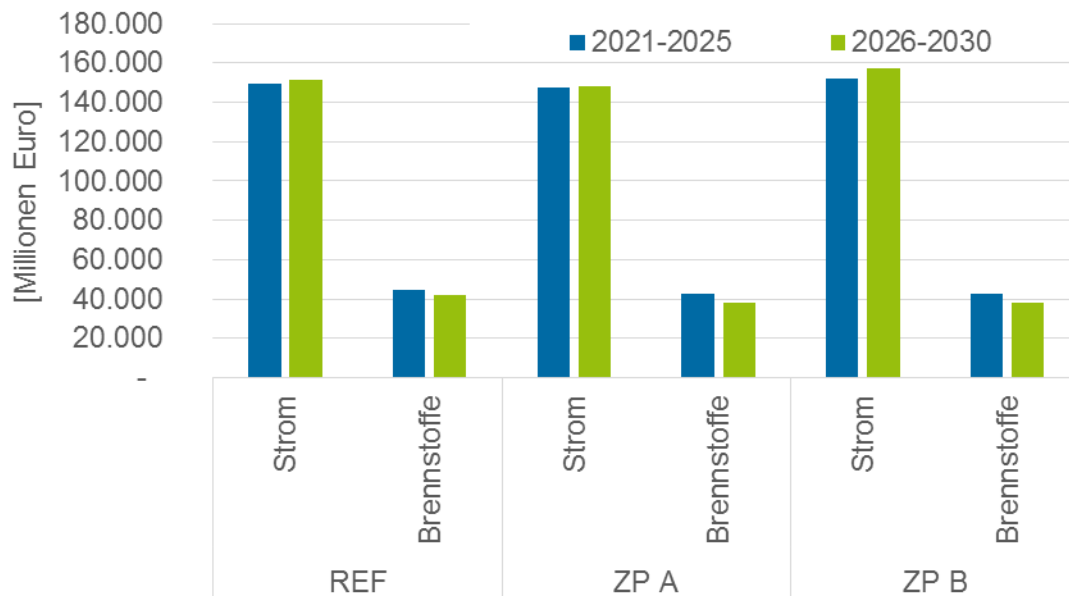
Die Größenordnung von rund 1 Milliarde Euro jährliche Differenzinvestitionen können im Vergleich zu den getätigten Bruttoanlageinvestitionen⁴² ins Verhältnis gesetzt werden. Diese beliefen sich im Jahr 2015 auf rund 120 Milliarden Euro für das Verarbeitende Gewerbe.

Die Betriebskosten resultieren vorwiegend aus dem Einsatz von Energieträgern. Anderweitige Betriebskosten z.B. durch höheren Personalaufwand oder andere Rohstoffe können im Umfang dieser Studie nicht bewertet werden. Während diese anderen Betriebskosten absolut gesehen sehr hoch sind, so sind die Unterschiede zwischen den Szenarien eher gering einzuschätzen. Hinzu kommen Änderungen bei den Betriebskosten durch die angenommene Materialeffizienzverbesserung, die in den verbrauchenden Sektoren zu geringeren Materialkosten führt.

⁴² Bruttoanlageinvestitionen umfassen den Erwerb abzüglich der Veräußerungen von Anlagegütern durch gebietsansässige Produzenten in einem Zeitraum." (Destatis 2017)

Abbildung 6-5 zeigt zunächst die absoluten Betriebskosten durch Energieausgaben für den Sektor Industrie. Als Kombination aus hohem Verbrauch und relativ hohem Preis dominieren die Kosten für Strom sämtliche Energieausgaben. In allen Szenarien steigen diese weiter an, während die Ausgaben für die übrigen Brennstoffe leicht sinken.

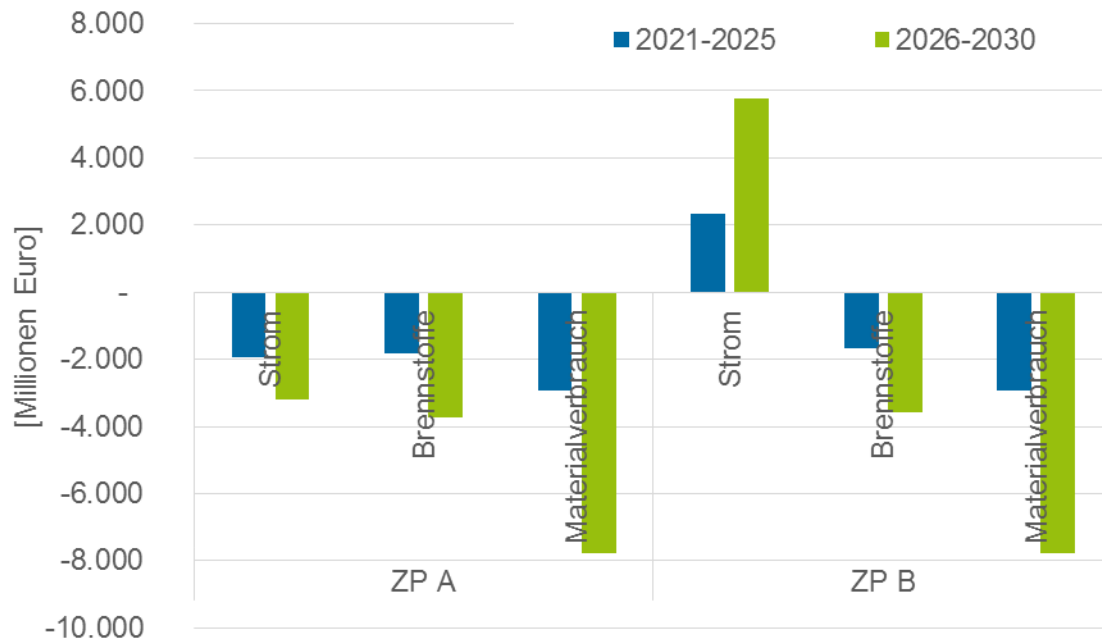
Abbildung 6-5: Betriebskosten für Energieausgaben im Vergleich als Summe für 5-Jahres Intervalle für den Sektor Industrie (inkl. Steuern und Umlagen)



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 6-6 zeigt die Betriebskosten für Energie und Material als Differenz zum Referenzszenario. Es wird deutlich, dass die Betriebskosten im ZP A in allen Zeiträumen negativ sind, während die Betriebskosten für ZP B für Stromverbrauch positiv sind. Dies ist insbesondere auf einen höheren Stromverbrauch zurückzuführen. Der stärkere Einsatz von PtH und die weniger ambitionierte Energieeffizienzverbesserung sind als wichtigste Ursachen für diesen Trend zu nennen. Kumuliert für den Zeitraum 2026-2030 sind die Betriebskosten für Material und Brennstoffe in ZP A sowie ZP B um knapp 8 bzw. etwa 3,5 Mrd. Euro niedriger als im Referenzszenario.

Abbildung 6-6: Betriebskosten für Energieausgaben und Materialverbrauch als Differenzkosten im Vergleich zum REF für den Sektor Industrie



Quelle: Eigene Berechnungen

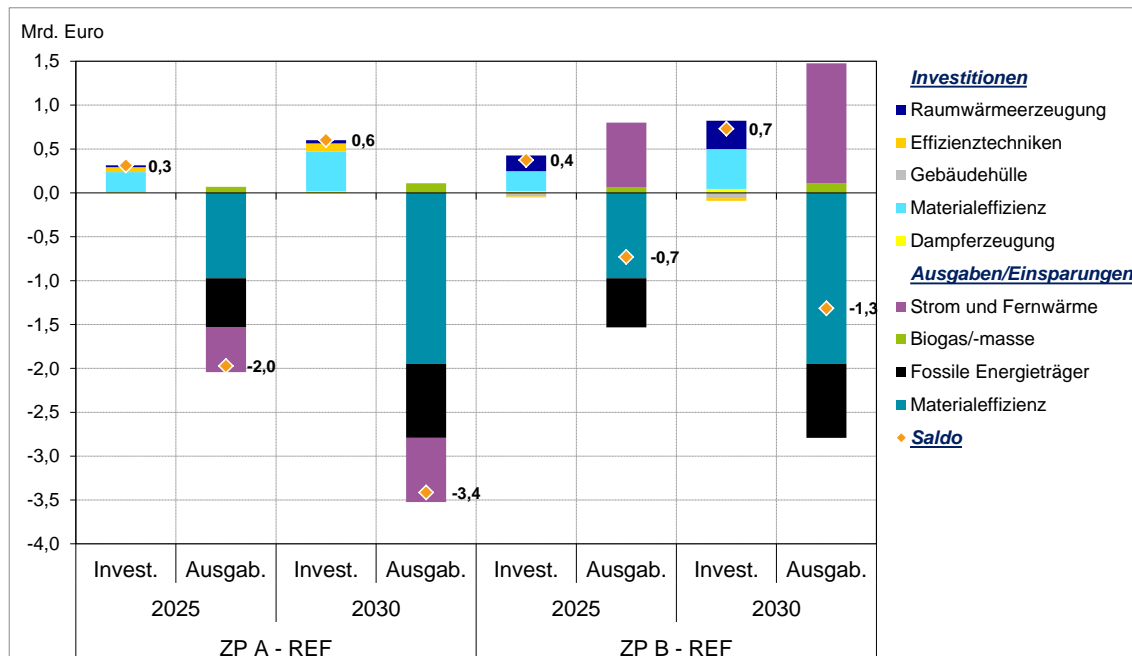
Ein direkter Vergleich der Investitionen und der Betriebskosten ist nur bedingt aussagekräftig, da die vor 2030 getätigten Investitionen aufgrund der langen Lebensdauern noch weit nach 2030 auf die Betriebskosten wirken. Dieser Vergleich ist mit den annuierten Investitionen möglich.

Abbildung 6-7 zeigt, dass entsprechend die jährlichen Nettokosten als Summe aus annuierten Investitionen und Energiekosten in beiden Zielpfaden niedriger als in der Referenz liegen. Die anfallenden Investitionen werden also durch die Einsparungen bei den Energiekosten überkompensiert. Dies entspricht Kosteneinsparungen für das Jahr 2030 von 3,4 (ZP A) bzw. 1,2 (ZP B) Mrd. Euro. Die Nettoeinsparungen im ZP B fallen aufgrund des höheren Stromverbrauchs etwas niedriger aus als im ZP A.

Auffallend ist die hohe Bedeutung der Materialeffizienzmaßnahmen im Vergleich mit den anderen Investitionskategorien. Besonders deutlich sind die durch Materialeffizienz angestoßenen Einsparungen bei den Materialausgaben. Diese belaufen sich für das Jahr 2030 auf jeweils etwa 2 Mrd Euro in ZP A und ZP B. Diese werden am Beispiel der Stahlproduktion erläutert. Hier wurde exogen angenommen, dass die Produktion von Walzstahl im Jahr 2030 etwa 3% unter dem REF im gleichen Jahr liegt. Bei Berücksichtigung eines mittleren Preises für Walzstahl von 650 Euro/t ergeben sich Materialkosteneinsparungen bei der Weiterverarbeitung von etwa 750 Millionen Euro im Jahr 2030.

Beim Vergleich der Material- mit Energieeinsparungen ist zu beachten, dass Materialeffizienz auf einer höheren Wertschöpfungsstufe stattfindet und daher Investitionen sowie Einsparungen höher ausfallen. Die monetären Einsparungen/Ausgaben sind nicht gleichzusetzen mit Energie- oder CO₂-Einsparungen.

Abbildung 6-7: Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich - Industrie



Quelle: Eigene Berechnungen

Hinsichtlich des Minderungspfades bis 2050 ist zu beachten, dass im Zeitraum 2030-2050 neue Minderungshebel notwendig sein werden, die sich in dem hier betrachteten Zeitraum von 2015-2030 noch nicht in größeren Investitionssummen niederschlagen. Jedoch gilt es dennoch, auch die langfristigen Vermeidungsoptionen bereits zwischen 2020 und 2030 auf den Weg zu bringen. Hierzu zählt neben dem politischen und rechtlichen Rahmen vor allem die notwendige Technologieentwicklung inkl. Investitionen in Demonstrationsanlagen und Infrastruktur. Die notwendigen Voraussetzungen unterscheiden sich je nach Vermeidungshebel. Beispiele sind die Nutzung von Erneuerbarem Strom (PtH) oder Methan/Wasserstoff (PtG) zur Wärmeerzeugung, Kreislaufwirtschaft, Materialeffizienz und Substitution entlang der Wertschöpfungskette, Carbon Capture and Storage (CCS), sowie innovative CO₂-arme Produktionsverfahren und Produkte.

6.4. Sensitivitäten

Es wurden folgende Sensitivitäten zum Energieverbrauch der Industrie gerechnet.

- *REF weniger Grundstoffe*: Stärkerer struktureller Wandel in der Referenz von der Grundstoffindustrie zu weiterverarbeitenden Industrien wie dem Maschinenbau.
- *Sensitivität hohe Energiepreise und CO₂-Preise*: Hierfür werden die höheren Energie- und CO₂-Preise aus den zur Verfügung gestellten Rahmendaten hinterlegt (siehe Abschnitt 15.2). Diese weisen einen deutlich höheren Anstieg auf (*REF hohe Energiepreise und CO₂-Preise*; *Ziel A hohe Energiepreise und CO₂-Preise*; *Ziel B hohe Energiepreise und CO₂-Preise*)

Es ist zu beachten, dass es sich bei den Sensitivitäten um Varianten handelt, die helfen sollen, den Einfluss verschiedener Modellparameter auf die Simulationsergebnisse zu verstehen. Die Sensitivität stellt keinen konsistenten makroökonomischen Rahmen dar.

Die detaillierten Annahmen der Sensitivitäten sind im Bericht zu zusätzlichen Rahmenannahmen (Kapitel 16) beschrieben, entsprechend werden diese hier lediglich zusammenfassend dargestellt. Für die *Sensitivität REF weniger Grundstoffe* wurde davon ausgegangen, dass der strukturelle Wandel von der Grundstoffindustrie zur Weiterverarbeitung beschleunigt wird. Die Grundstoffindustrien haben ein um etwa 1,5 Prozentpunkte reduziertes jährliches Wachstum gegenüber den Hauptszenarien. Das mittlere jährliche Wachstum der Sensitivität beträgt für die Grundstoffindustrie in Summe demnach -1.1% von 2015 bis 2030, während es in der Referenz bei 0,2% lag. Entsprechend steigt das Wachstum der übrigen Branchen, sodass die gesamte Wertschöpfungsentwicklung des Verarbeitenden Gewerbes auf dem gleichen Pfad wie im Referenzszenario liegt. Es wurde weiterhin angenommen, dass sich diese Änderung in der Wertschöpfung 1:1 auf die Produktionsmengen und die Beschäftigten niederschlägt. So ist z.B. im Jahr 2030 die Produktion von Rohstahl etwa 26%, die Produktion von Papier und Zement etwa 22% niedriger als in der Referenz.

In den *Sensitivitäten hohe Preise* steigt der Erdgaspreis in der Sensitivität von 2015 bis 2030 um 27% während er im Basisfall um 5% gesunken ist. Im gleichen Zeitraum steigt der Preis für Steinkohle in der Sensitivität um 28%, während der Anstieg im Basisfall bei 19% lag. Beim CO₂-Preis wird in der Sensitivität *hohe Energiepreise und CO₂-Preise* von einem Anstieg auf 37 Euro/EUA in 2030 ausgegangen, während dieser Wert im Basisfall bei 15 Euro/EUA lag.

Tabelle 6-4 zeigt die Veränderung des Endenergieverbrauchs der Sensitivitäten im Vergleich zu REF, ZP A und ZP B für das Jahr 2030.

Die *Sensitivität Ref Weniger Grundstoffe* zeigt einen starken Rückgang bei Kohle, Müll, Erdgas, Biomasse und Heizöl. Sämtliche Energieträger werden besonders von der energieintensiven Industrie eingesetzt, deren Produktion im Vergleich zur Referenz in der Sensitivität niedriger liegt. Fernwärme, Strom und Umgebungswärme werden besonders in den weniger energieintensiven Branchen eingesetzt und zeigen demnach eine eher konstante Entwicklung. Insgesamt ist ein Rückgang des Endenergiever-

brauchs um etwa 11% zu verzeichnen, obwohl die Wertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes insgesamt so stark wächst wie in der Referenz. Grund für den Rückgang ist die um ein vielfaches höhere Energieintensität der Wertschöpfung in den energieintensiven Branchen verglichen mit z.B. dem Maschinenbau und anderen weiterverarbeitenden Branchen. Entsprechend kann das stärkere Wachstum in der Weiterverarbeitung den Rückgang in der Grundstoffindustrie nicht kompensieren und in Summe sinkt der Endenergieverbrauch um 11% bis 2030 (unter den gegebenen Annahmen zu Wertschöpfung, Produktion und Beschäftigten).

Die *Sensitivitäten mit höheren Energie- und CO₂-Preisen* zeigen einen stärkeren Wechsel zwischen den Energieträgern, während der gesamte Endenergieverbrauch in Summe über alle Energieträger auf dem gleichen Niveau wie in den Hauptpfaden liegt. Besonders höhere Erdgas- und Heizölpreise führen zu einem Rückgang und einer Kompensation durch Biomasse und Fernwärme. Der besonders starke Anstieg der Biomasse in der Sensitivität *REF hohe Preise* ist auf den höheren CO₂-Preis zurückzuführen. Kohle verzeichnet in den Sensitivitäten zu ZP A und ZP B einen Anstieg. Dies liegt daran, dass für Erdgas der absolute Preisanstieg um ein Vielfaches höher liegt und so Kohle im Vergleich zu Erdgas attraktiver wird. Entsprechend verschieben sich hier die Energieträgeranteile.

Die sehr hohen Änderungsraten bei Solarenergie und Umgebungswärme sind vor dem Hintergrund von niedrigen absoluten Niveaus zu interpretieren. Solarenergie weist einen relativen Rückgang auf (bei gleichzeitig absolutem Anstieg über der Zeit), da diese im Modell nur in bivalenten Systemen zusammen mit Erdgas gewählt werden kann und der höhere Erdgaspreis diese Systeme weniger attraktiv macht.

Tabelle 6-4: Ergebnisse Industrie-Sensitivitäten: Relative Veränderung des Endenergieverbrauchs in 2030 ggü. dem jeweiligen Hauptpfad

Energieträger	REF Weniger Grundstoffe	REF hohe Preise	ZP A hohe Preise	ZP B hohe Preise
Kohle	-22%	-3%	2%	2%
Erdgas	-14%	-3%	-3%	-3%
Heizöl	-12%	-6%	-7%	-7%
Müll, nicht erneuerbar	-18%	14%	12%	12%
Biomasse	-12%	34%	4%	6%
Solarenergie	0%	-18%	-18%	-15%
Fernwärme	1%	7%	2%	4%
Strom	-5%	0%	0%	0%
Umgebungswärme	2%	16%	16%	-4%
Summe	-11%	0%	0%	0%

Quelle: Eigene Berechnungen

6.5. Kernbotschaften Industrie

Zusammenfassend zeigt sich, dass das 2030-Ziel des Klimaschutzplans für den Industriegesektor bei den gegebenen Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung, durch eine Kombination aus ambitioniertem Energieeffizienzfortschritt, Brennstoffwechsel (Biomasse ersetzt teilweise Erdgas, Kohle und Öl) sowie steigenden Anteilen Recycling und Materialeffizienz erreichbar ist.

Die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen mit schnellem Effizienzfortschritt ist im Referenzszenario bereits sehr ambitioniert und führt zu erheblichen Emissionseinsparungen. Investitionen müssen bereits hier in erhöhtem Maße getätigt werden. Zielpfad A zeigt, dass selbst eine noch ambitionierte Umsetzung als in der Referenz volkswirtschaftlich lohnend ist. Nicht erreichte Effizienzfortschritte wie im Zielpfad B gehen mit einem höherem Strom- und Fernwärmebedarf einher, der zu Belastungen in anderen Sektoren führt, die die erhöhte Nachfrage wieder decken müssen. Beide Zielpfade zeigen jedoch, dass vergleichsweise niedrige Investitionen in Effizienz durch Kosteneinsparungen überkompensiert werden.

Die Sensitivitätsrechnungen haben gezeigt, dass die Annahmen zur Produktion der Grundstoffindustrie ein wichtiger Stellhebel sind, der den Energieverbrauch stark beeinflusst und sich entsprechend stark auf die THG-Zielerreichung für 2030 auswirkt. Gleichzeitig ist dieser Parameter hohen Unsicherheiten unterworfen und kann kaum belastbar prognostiziert werden. Zielsetzung sowie Interpretation der Zielerreichung sollten diese Unsicherheit berücksichtigen.

Hinsichtlich des Minderungspfades bis 2050 ist zu beachten, dass im Zeitraum 2030-2050 neue Minderungshebel notwendig sein werden, die sich in dem hier betrachteten Zeitraum von 2015-2030 noch nicht in größeren Investitionssummen niederschlagen. Jedoch gilt es dennoch, auch die langfristigen Vermeidungsoptionen bereits zwischen 2020 und 2030 auf den Weg zu bringen. Hierzu zählt neben dem politischen und rechtlichen Rahmen vor allem die notwendige Technologieentwicklung inkl. Investitionen in Demonstrationsanlagen und Infrastruktur. Die notwendigen Voraussetzungen unterscheiden sich je nach Vermeidungshebel. Beispiele sind die Nutzung von Erneuerbarem Strom (PtH) oder Methan/Wasserstoff (PtG) zur Wärmeerzeugung, die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff, innovative CO₂-arme Produktionsverfahren und Produkte, Kreislaufwirtschaft, Materialeffizienz und Substitution entlang der Wertschöpfungskette, perspektivisch Carbon Capture and Usage (CCU), wenn eine Kreislaufführung des Kohlenstoffs gelingt. Sowie von Carbon Capture and Storage (CCS) bei schwer minderbaren Prozessemissionen etwa in der Zementindustrie oder der Kalkherstellung.

7. Handlungsfeld Verkehr

7.1. Vorgehen und Methode

Im folgenden Kapitel werden Vorgehen und Methode sowie Annahmen für den Verkehrssektor vorgestellt.

Für die Berechnungen in der Folgenabschätzung wurde das im Projektionsbericht 2017 (Bundesregierung 2017a) verwendete TEMPS Modell genutzt.

7.1.1. Referenz

Grundsätzlich wurde bei der Modellierung der Referenzentwicklung auf das MMS-Szenario des Projektionsberichts 2017 aufgesetzt. Es wurden allerdings gegenüber dem Projektionsbericht Aktualisierungen vorgenommen. Dazu zählen vor allem Anpassungen an veränderte Rahmendaten und Rahmendatenprognosen sowie die Berücksichtigung zusätzlicher beschlossener politischer Maßnahmen.

Folgende Maßnahmen wurden zusätzlich zum MMS-Szenario des Projektionsberichts 2017 in der Referenzentwicklung berücksichtigt:

- Förderung von Elektromobilität durch die Kaufprämie für E-Pkw bis einschließlich 2020 (3.000 € für Plug-In bzw. 4.000 € für batterieelektrische Fahrzeuge)
- Weitergehende Effizienzentwicklung über die CO₂-Grenzwerte bis 2021 hinweg: reale Reduktion der Emissionen um 23 % bei Pkw und 10 % bei LNF ggü. 2021 in 2030
- Steuerermäßigung von Erdgas (compressed natural gas CNG, liquified natural gas LNG) bis 2026, von LPG bis 2019
- Lkw-Maut: Ausweitung auf alle Bundesstraßen Mitte 2018

Im Folgenden sind die wesentlichen Annahmen, welche der Modellierung des Referenzszenarios zu Grunde liegen, dargestellt.

Antriebs- und Effizienzentwicklung

Bei Pkw beinhaltet die Referenzentwicklung der Folgenabschätzung den Kommissionsvorschlag weiterführende Effizienzentwicklungen über die CO₂-Grenzwerte bis 2021 hinweg. Für Pkw wurden bis 2030 Effizienzsteigerungen (real) von 23 % ggü. 2021 angenommen, für LNF 10 % ggü. 2021 in 2030. Außerdem wurde bei Pkw die Kaufprämie für E-Pkw berücksichtigt sowie die Emissionsfaktoren neu zugelassener Pkw bis inkl. 2016 aktualisiert (auf Basis der EU-Monitoring-Daten). Gegenüber dem Projektionsbericht 2017 wurde eine sinkende Attraktivität von Diesel-Pkw (u.a. durch die Diskussion um drohende Fahrverbote) angenommen.

Energieverbrauch und Emissionen von Pkw liegen im realen Betrieb höher als die im Testzyklus (derzeit: NEFZ⁴³) gemessenen Werte. Diese Diskrepanz wird über die Werte aus Miller (2016) berücksichtigt: Es wird bei den Berechnungen hinterlegt, dass bis zum Jahr 2014 die Abweichung zwischen NEFZ und Realverbrauch bei Diesel- und Benzinmotoren auf rund 38 % angestiegen ist.⁴⁴

Ohne Einführung des neuen Testzyklus WLTP⁴⁵ könnte die Diskrepanz weiter auf 49 % im Jahr 2021 ansteigen. Da es auch beim WLTP Flexibilität gibt, sowie real auftretende Verbräuche, welche nicht vom Testzyklus erfasst werden, könnte es auch zukünftig zu Diskrepanzen zwischen WLTP-Testzyklus und Realverbrauch kommen (Schätzung des ICCT: 31 % im Jahr 2030, s. folgende Abbildung).

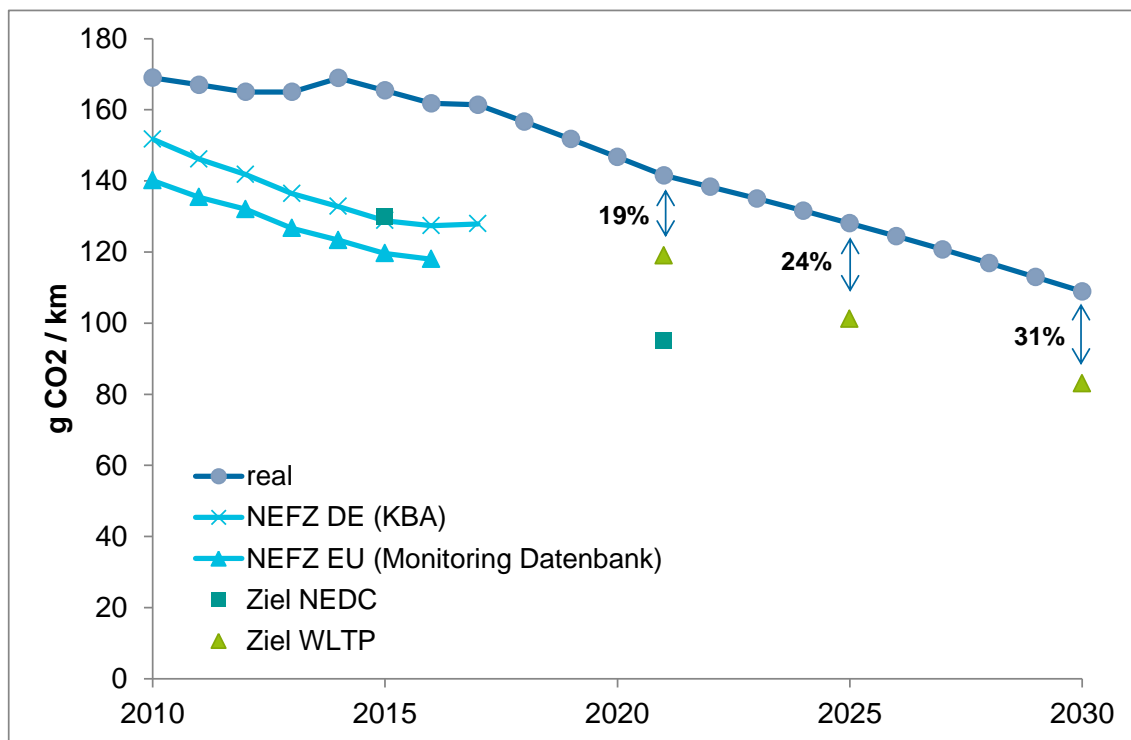
Die Abbildung 7-1 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen von Pkw-Neuzulassungen in der EU im Zeitraum 2010-2030 unter den obigen Annahmen, wenn man für das Jahr 2030 den aktuellen Kommissionsvorschlag (Reduktion um 30% ggü. 2021) hinterlegt. Bei einem Umrechnungsfaktor NEFZ zu WLTP von 1,25 entspricht dies einem Zielwert von 83 g/km (WLTP) im Jahr 2030.

⁴³ Neuer Europäischer Fahrzyklus

⁴⁴ Die exakte Höhe der Abweichung zwischen NEFZ und Realverbrauch ist mit Unsicherheit verbunden. Grundlage der vorliegenden Annahme sind die genannten Auswertungen des ICCT. Dort werden mehrere unterschiedliche Quellen für die Realverbräuche herangezogen, die für 2014 eine Schwankungsbreite von ca. 28 bis 54 % Abweichung ausweisen und 37 % als gewichtetes Mittel angeben. Für Plug-In-Hybridfahrzeuge liegt die Abweichung dabei tendenziell höher als für rein verbrennungsmotorische Fahrzeuge.

⁴⁵ Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure

Abbildung 7-1: Entwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen von Pkw-Neuzulassungen im Zeitraum 2010-2030 in der Referenz

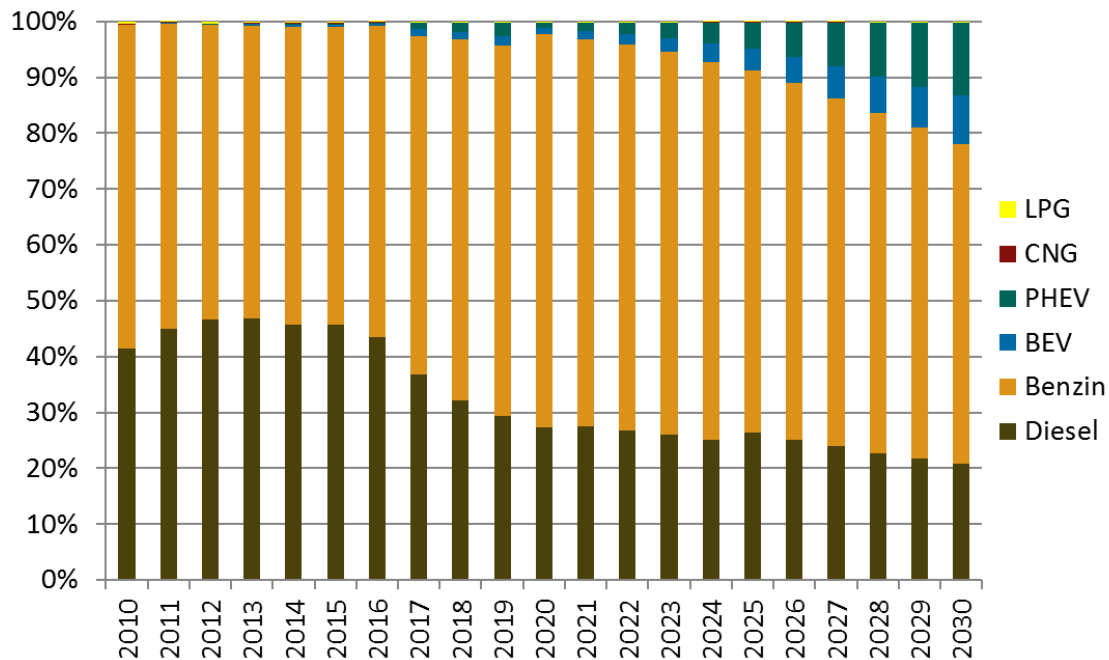


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten des ICCT und eigenen Berechnungen.

In der Referenzentwicklung ergibt sich eine deutliche Abnahme an den Pkw-Neuzulassungsanteilen für Dieselfahrzeuge bis 2020⁴⁶. Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich in 2025 ein Anteil an elektrischen Pkw von knapp 10 %. Der Anteil elektrischer Pkw an den Neuzulassungen verdoppelt sich bis 2030 auf gut 20 %. Die Aufteilung zwischen Plug-In und batterieelektrischen Pkw entwickelt sich bis 2030 mit einer Tendenz zu Plug-Ins mit 60 % (Abbildung 7-2). Der Pkw Bestand steigt um 5 % von 44,7 Mio. Pkw in 2015 auf 47 Mio. in 2030 an.

⁴⁶ Anhand der aktuellen Debatte um die Probleme bei der NO_x-Reinigung auch bei aktuellen EURO-VI Dieselmotoren, der beschlossenen und angekündigten Fahrverbote und aktuellen Zahlen zu den Neuzulassungsraten ist ein annahmenbasierter Rückgang der Kaufpräferenz bei Dieselfahrzeugen hinterlegt.

Abbildung 7-2: Entwicklung der Pkw-Neuzulassungsstruktur über die Antriebe in der Referenz



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Für Lkw wurden in der Referenz Effizienzverbesserungen von rund 0,2% p.a. bei den Neuzulassungen hinterlegt. Für leichte Nutzfahrzeuge wurde ein Effizienzanstieg von 2,7 % p.a. zwischen 2015 und 2020 angenommen, um die Anforderungen der CO₂-Regulierung zu erfüllen. Zwischen 2020 und 2030 wird von einer geringeren Steigerung von 1 % p.a. ausgegangen.

Verkehrsnachfrage

Im Projektionsbericht 2017 (Bundesregierung 2017a) sowie zur Bewertung des Aktionsprogramms Klimaschutz wurden die Daten der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (VP 2030) verwendet (Schubert et al. 2014). Die VP 2030 wird unter anderem für die Infrastrukturplanung im Rahmen des Bundesverkehrswegeplans verwendet.

Wesentliche Determinanten der Verkehrsnachfrage sind unter anderem Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftsentwicklung und Außenhandel, Ölpreis, sowie politische Rahmenbedingungen (z.B. Steuern). Bei diesen Parametern gibt es Unterschiede zwischen den Annahmen der Verkehrsprognose und den für die Folgenabschätzung vorgeschlagenen Rahmendaten.

- Für die Bevölkerung wird in der VP 2030 im Zeitraum 2010-2030 ein Rückgang um 2,5% angenommen. In den Rahmendaten ergibt sich dagegen ein Anstieg

um 1,4%, vor allem durch die höhere Zuwanderung. Nicht die gesamte Zuwanderung ist verkehrsrelevant; vor allem der öffentliche Verkehr profitiert davon.

- Bei der Wirtschaftsentwicklung geht die VP 2030 im Zeitraum 2010-2030 von jährlich durchschnittlich 1,14% Wachstum aus. Bei den Rahmendaten ergibt sich im selben Zeitraum eine Steigerung von durchschnittlich 1,4% p.a (wobei die zunächst höheren Wachstumsraten langfristig zurückgehen).
- Beim Ölpreis hinterlegt die VP einen Anstieg von 79 \$/bbl auf 120 \$/bbl im Jahr 2030. Aktuelle Prognosen gehen von teilweise deutlich niedrigeren Ölpreisen aus. Für die Rahmendaten dieser Folgenabschätzung wurde daher ein geringerer Anstieg auf 90 \$/bbl im Jahr 2030 unterstellt.
- Bei den politischen Rahmenbedingungen ist insbesondere der in der VP 2030 hinterlegte Anstieg der Kraftstoffpreise um jährlich rd. 2% (real) hervorzuheben (u.a. durch Anstieg der Energiesteuern), welche bisher noch nicht durch entsprechende politische Maßnahmen hinterlegt ist.

Veränderungen der genannten Parameter können wesentliche Auswirkungen auf die Verkehrsnachfrage haben.

Im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wurde daher von M-Five für das BMVI eine aktualisierte Referenzentwicklung (Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2 der Verkehrsnachfrage mit dem Modell ASTRA erstellt. Diese Referenzentwicklung setzt auf der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 auf, verwendet aber die aktuellen in der Folgenabschätzung zu Grunde gelegten Rahmendaten (d.h. insbesondere die höhere Bevölkerung, das stärkere Wirtschaftswachstum, sowie niedrigere Kraftstoffpreise). Für die Folgenabschätzung wird daher diese aktualisierte Referenzentwicklung für die Berechnung verwendet.

Tabelle 7-1: Verkehrsnachfrage Personenverkehr in der Referenz in Mrd. pkm

	2015	2025	2030
Motorisierter Individualverkehr	955	1.012	1.033
Bahn	65	60	56
Bus	108	114	113
Flugzeug (national)	10	12	12
Gesamt (national)	1.138	1.198	1.215

Quelle: Berechnungen von M-Five zur MKS-Referenzentwicklung, Stand Dez. 2017

Tabelle 7-2: Verkehrsnachfrage Güterverkehr in der Referenz in Mrd. tkm

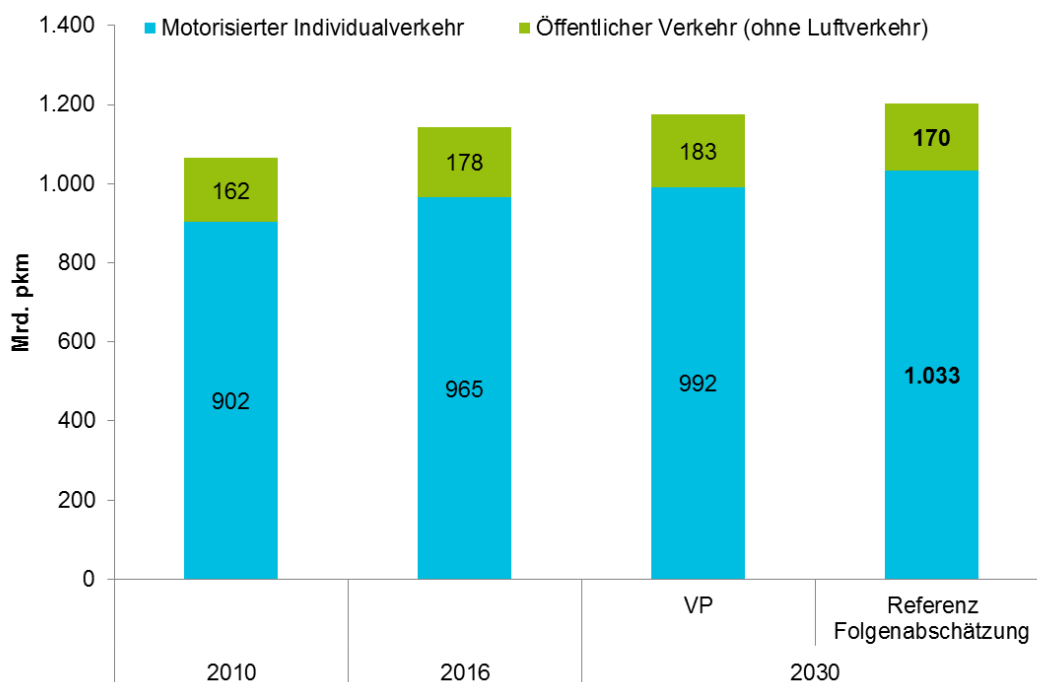
	2015	2025	2030
Straße	463	577	608
Schiene	115	143	155
Binnenschiff	55	61	69
Flugzeug (national)	11	16	18
Gesamt (national)	645	797	850

Quelle: Berechnungen von M-Five zur MKS-Referenzentwicklung, Stand Dez. 2017

Vergleich der Verkehrsnachfrage mit der VP 2030

Die folgende Abbildung 7-3 zeigt die Verkehrsnachfrage in der Referenzentwicklung im Vergleich zur Verkehrsverflechtungsprognose 2030.

Abbildung 7-3: Prognosen zur Personenverkehrsnachfrage bis 2030

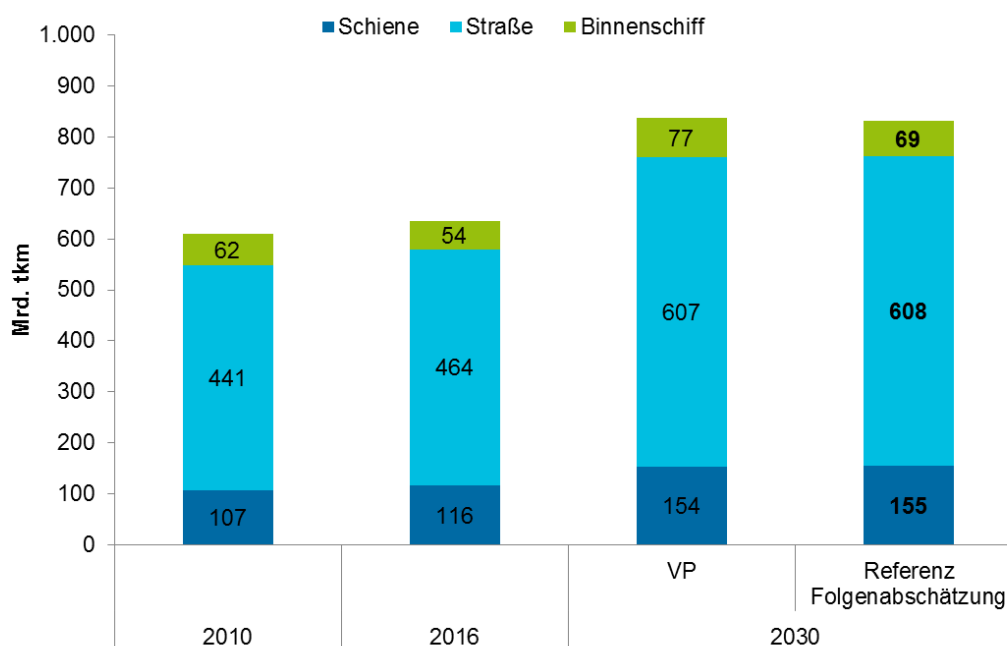


Quelle: Eigene Darstellung

Bereits im Zeitraum 2010-2016 gab es einen spürbaren Anstieg der Verkehrsnachfrage. Der öffentliche Verkehr hat im Zeitraum 2010-2016 um rund 9,9% zugenommen. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes wurde die stärkere Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel u.a. durch die gestiegenen Einwohner-, Erwerbstätigen-, Schüler- sowie Studierendenzahlen begünstigt. Von der Zuwanderung profitiert der öffentliche Verkehr deutlich stärker als der MIV.

In der von M-Five berechneten aktualisierten Referenzentwicklung liegt der Personenverkehrsaufwand im Jahr 2030 um 2,5 % höher als in der Verkehrsprognose, was im Wesentlichen auf die höhere Bevölkerung zurückzuführen ist. Der Anteil des öffentlichen Verkehrs liegt mit 170 Mrd. pkm allerdings etwas niedriger als in der VP 2030, was unter anderem auf die niedrigeren Kraftstoffpreise im MIV zurückzuführen ist.

Die folgende Abbildung 7-4 zeigt die Entwicklung der Güterverkehrsnachfrage in der Referenzentwicklung im Vergleich zur Verkehrsverflechtungsprognose 2030.

Abbildung 7-4: Prognosen zur Güterverkehrsnachfrage bis 2030


Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt haben das Güterverkehrsaufkommen und die Güterverkehrsleistung⁴⁷ in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen. Die Verkehrsleistung von Straßen- und Schienenverkehr nahmen im Zeitraum 2010-2016 um 5% bzw. 8% zu. Die Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt ging allerdings im gleichen Zeitraum zurück. Bei der Straße lag die mittlere Wachstumsrate der Verkehrsleistung zwischen 2010 und 2016 bei 0,9% und damit unterhalb der mittleren Wachstumsrate der VP 2030 von 1,6% p.a. Auch wenn die Wachstumsraten der Güterverkehrsleistungen aktuell niedriger liegen als die mittlere Wachstumsrate der VP, muss dies nicht in gleichem Maß für die Lkw-Fahrleistungen gelten. Die Verkehrsprognose nimmt eine Auslastungserhöhung an, welche dazu führt, dass die Fahrleistungen im Straßengüterverkehr (mit durchschnittlich 1,3% p.a.) weniger stark steigen als die Verkehrsleistungen.

In der Verkehrsprognose wird für 2030 ein steigender Anteil des Schienengüterverkehrs von 17,7% (2010) auf 18,5% (2030) prognostiziert. Die von M-Five berechnete Referenzentwicklung liegt bezüglich der Verkehrsleistung in ähnlicher Größenordnung wie die VP 2030. Die niedrigeren Verkehrsleistungen des Binnenschiffs sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass in der Referenzentwicklung niedrigere Nutzerkosten bei der Straße angenommen werden als in der VP 2030.

⁴⁷ ohne Seeverkehr, Luftverkehr und Rohöl in Rohrleitungen.

Es ist zu beachten, dass die von M-Five berechneten Lkw-Fahrleistungen aus Abbildung 7-4 (welche für Endenergiebedarf und Emissionen ausschlaggebend sind) geringfügig höher liegen als in der VP 2030, da in der Referenz keine Auslastungsverbesserung angenommen wird.

Insbesondere bei der Fahrleistung der leichten Nutzfahrzeuge weisen Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA 2016) darauf hin, dass die Wachstumsraten deutlich höher liegen als in der VP 2030 angenommen (rd. 5% p.a. gegenüber 1,4% p.a.).

Biokraftstoffanteil

Seit Umstellung der Biokraftstoffquote auf eine Treibhausgasminderungsquote (4 % in 2017 anteilig auf 6 % in 2020) hat sich die von den Vertreibern der Kraftstoffe berichtete Treibhausgasminderung deutlich erhöht. Lag sie im Jahr 2013 und 2014 noch bei rund 50 %, so ist sie im Jahr 2015 auf 70 % angestiegen (BLE 2016b) – jeweils gegenüber dem fossilen Komparator von 83,8 g CO₂ / MJ. Die Emissionen der Biokraftstoffe sanken demnach von 40,75 g CO₂ / MJ im Jahr 2014 auf 24,98 g CO₂ / MJ im Jahr 2015. Emissionen aus dem Anbau von Energiepflanzen (wo es wohl keine individuelle Zertifizierung geben wird, d.h. deren lokal differenzierte Höhe nicht flächenscharf erhoben werden wird) haben weiterhin einen hohen Anteil an den Emissionen der Biokraftstoffe, insbesondere wenn auch Emissionen aus indirekten Landnutzungsänderungen eingerechnet werden. Eine Erhöhung des Minderungsanteils erfolgt auch durch verstärkten Einsatz sog. fortschrittlicher Kraftstoffe auf Basis von Rest- und Abfallstoffen. Zu bereits bekannten Möglichkeiten, Emissionen der Biokraftstoffe rechnerisch zu senken wie z.B. CCU⁴⁸, wird es strengere Regelungen seitens der Kommission geben. Für die folgenden Überlegungen wird dennoch, auf Grundlage von (BLE 2016b), von einer Reduktion der berichteten Emissionen auf 20 g CO₂ / MJ ab dem Jahr 2020 ausgegangen.

Bezüglich des Anteils der Biokraftstoffe im Verkehr wurde im Referenzszenario ein Anstieg auf 6,8% (energetisch) angenommen, darunter 1,5% Biokraftstoffe aus Anbau-biomasse.

7.1.2. Annahmen für die Zielpfade

Im Folgenden werden die Annahmen für die beiden Zielpfade aufgeschlüsselt nach Effizienzentwicklungen, der Verkehrsnachfrage und der Kraftstoffzusammensetzung aufgezeigt.

Beide Zielpfade sind unter der Prämisse erstellt, die gesetzten Klimaschutzziele der Bundesregierung für 2030 zu erreichen. Für den Verkehrssektor ist dabei eine Reduktion um mindestens 40% der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 vorgesehen:

⁴⁸ Carbon Capture and Utilization - CO₂-Abscheidung und Verwendung

- Der Zielpfad A legt den Schwerpunkt auf Effizienzsteigerung und Elektromobilität, mit zusätzlichen Verlagerungseffekten und Optimierung/Nachfrageänderung.
- Der Zielpfad B beschreibt einen weniger effizienzorientierten Weg. Hier werden weitere Minderungen durch einen sehr hohen Anteil dekarbonisierter Kraftstoffe erreicht in Kombination mit stärker ausgeprägter Änderung der Verlagerungseffekte, bestehend aus einer absoluten Minderung der Verkehrsnachfrage, sowie der Änderung des Modal Splits.

Tabelle 7-3 gibt eine Übersicht über die Annahmen in den Zielpfaden. Diese werden im Folgenden genauer erläutert.

Tabelle 7-3: Überblick der Umsetzung von CO₂-Vermeidungshebeln nach Kategorien für den Verkehrssektor für das Jahr 2030

	REF	ZP A	ZP B
Effizienzsteigerung	<p>Pkw: ca. 20% elektrische Neuzulassungen, Effizienzsteigerung 23 % real ggü. 2021</p> <p>LNF: bis zu 30 % elektrische Neuzulassungen</p> <p>Lkw: kaum Effizienzsteigerung (0,2% p.a.)</p>	<p>Pkw: Sehr ambitionierte Effizienzsteigerung (75 % ggü 2021 real), sehr hoher Anteil E-Pkw (ca. 75%)</p> <p>LNF: 70 % elektrische Neuzulassungen</p> <p>Lkw: Deutliche Effizienzsteigerung (22 % bei konventionellen schweren Lkw ggü. 2015, sehr ambitionierte Einführung O-Lkw (10% Fahrleistung)</p>	<p>Pkw: Ambitionierte Effizienzsteigerung (63 % ggü. 2021 real), hoher Anteil E-Pkw (ca. 60%)</p> <p>LNF: Bis zu 60 % elektrische Neuzulassungen</p> <p>Lkw: Deutliche Effizienzsteigerung (25 % bei konventionellen schweren Lkw ggü. 2015)</p>
Nachfrageänderung (ggü. REF)		<p>PV Verkehrsleistung -6%</p> <ul style="list-style-type: none"> • MIV - 8% • ÖV + 7% <p>GV Verkehrsleistung -7%</p> <ul style="list-style-type: none"> • Straße - 19% • Schiene + 30% • Binnenschiff +17% 	<p>PV Verkehrsleistung -8%</p> <ul style="list-style-type: none"> • MIV - 12% • ÖV + 17% <p>GV Verkehrsleistung -8%</p> <ul style="list-style-type: none"> • Straße - 21% • Schiene + 33% • Binnenschiff +18%
Kraftstoffe	Biokraftstoffanteil steigt auf 6,8%	Biokraftstoffe absolut ähnlich zu Referenz 0,5% EE-strombasierte Kraftstoffe	Biokraftstoffe absolut ähnlich zu Referenz 6% EE-strombasierte Kraftstoffe

Quelle: Eigene Annahmen

Antriebs- und Effizienzentwicklung

Im Zielpfad A werden ambitionierte Effizienzsteigerungen angenommen. Für die Pkw werden bis zum Jahr 2030 bei den Neuzulassungen reale Reduktionen der CO₂-

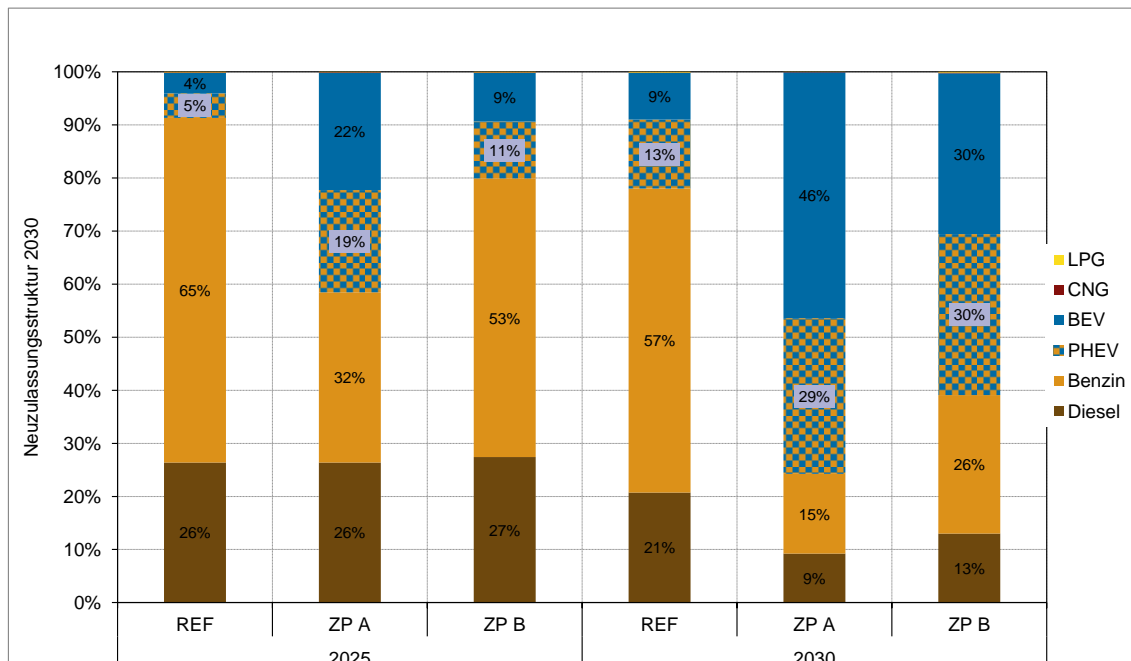
Emissionen von 75% gegenüber 2021 angesetzt. Nach den Annahmen für die Entwicklung der Realabweichungen bis 2021 (siehe Abbildung 7-5) ergeben sich demnach Realemissionen von 34,5 g CO₂/Fzg-km. Für die schweren Nutzfahrzeuge werden bei den Neuzulassungen 22% niedrigere CO₂-Emissionen gegenüber 2015 angenommen. Weiterhin verfolgt der Zielpfad A eine sehr ambitionierte Elektrifizierungsstrategie des Straßengüterverkehrs. Es wird angenommen, dass im Jahr 2030 10% der Fahrleistung der Last- und Sattelzüge mit Oberleitungs-Lkw absolviert werden, wobei hinterlegt wird, dass davon 80 % elektrisch gefahren werden. Die Elektrifizierung der leichten Nutzfahrzeuge in den Neuzulassungen liegt in 2030 bei 70%. Insgesamt reduzieren sich die CO₂-Emissionen der neu zugelassenen leichten Nutzfahrzeuge um 67 % ggü. 2021.

Zielpfad B verfolgt immer noch ambitionierte Effizienzsteigerungen. Für Pkw werden bei den Neuzulassungen reale Reduktionen der CO₂-Emissionen von 63% gegenüber 2021 angenommen. Bei den schweren Nutzfahrzeugen ergibt sich bei den konventionellen Antrieben gegenüber dem Zielpfad A keine große Änderung, der ausbleibenden Elektrifizierung wird einem leicht höheren Effizienzgewinn von 25 % begegnet. Die Elektrifizierung der leichten Nutzfahrzeuge in den Neuzulassungen liegt in 2030 bei knapp 60 %, mit einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 52 % ggü. 2021 über alle neu zugelassenen leichten Nutzfahrzeuge.

Durch die Effizienzvorgaben ändert sich die Neuzulassungsstruktur der Pkw in den beiden Zielpfaden deutlich gegenüber der Referenz, wie in Abbildung 7-5 erkennbar. In 2025 ergibt sich in dem sehr ambitionierten Zielpfad A (ZP A) eine Elektrifizierung von gut 40 % mit einer ähnlichen Verteilung zwischen Plug-In-Hybridfahrzeugen (PHEV) und batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV). Dies entspricht einer Vervierfachung der elektrifizierten Neuzulassungen gegenüber der Referenz. In dem etwas weniger ambitionierten Zielpfad B (ZP B) ist die Elektrifizierung mit 20 % Anteil an den Neuzulassungen deutlich weniger stark ausgeprägt als in dem effizienzorientierten Zielpfad, dennoch aber doppelt so hoch wie im Referenzfall. In 2030 ergibt sich im ZP A ein elektrifizierter Anteil von 75 % an den gesamten Neuzulassungen wobei sich auch die Struktur innerhalb der E-Fahrzeuge weiter zu den batterieelektrischen Pkw verschiebt. Im ZP B sind den Annahmen zufolge 60 % der Fahrzeuge mit elektrischen Antrieben ausgestattet. Der Anteil zwischen Plug-In-Hybridfahrzeugen (PHEV) und rein batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) bleibt im Vergleich zu dem Jahr 2025 jedoch gleich.

Diese Effizienzsteigerungen können mit nationaler Instrumentierung auch unabhängig von den EU-Regulierungen der CO₂-Flottengrenzwerte erreicht werden.

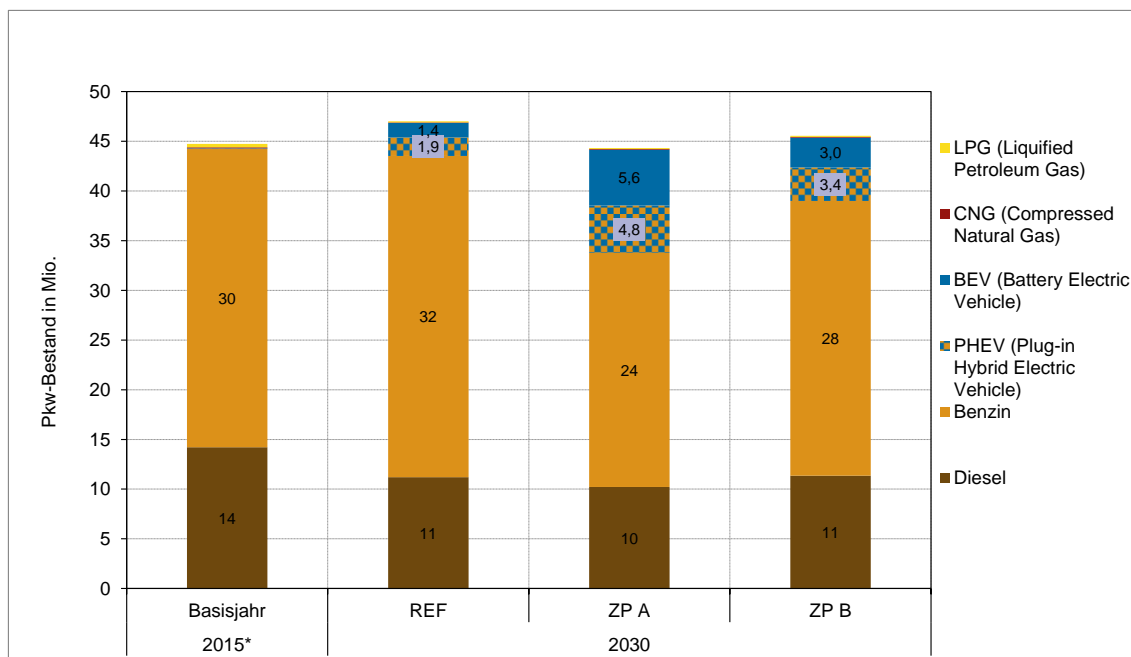
Abbildung 7-5: Neuzulassungsstruktur der Pkw über die Antriebe in den verschiedenen Szenarien in 2025 und 2030



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Der Pkw-Bestand für den ZP A reduziert sich um 6 % gegenüber der Referenzentwicklung in 2030 auf gut 44 Mio. Pkw. Somit reduziert sich der Bestand absolut sogar leicht gegenüber dem Ausgangswert aus 2015 um 1 %. Im ZP B ist der Pkw-Bestand mit 45,5 Mio. Pkw in 2030 um 3 % kleiner gegenüber der Referenz. Absolut ergibt sich gegenüber 2015 noch ein leichter Zuwachs im Bestand. Die Bestände nach Antrieben und für die Szenarien sind in Abbildung 7-6 dargestellt. Der stärkere Rückgang des Pkw-Bestandes in Zielpfad A erklärt sich durch die etwas höheren Kosten für neue Pkw aufgrund der stärkeren Effizienz.

Abbildung 7-6: Pkw Bestand im Jahr 2030 nach Antrieben über die Szenarien

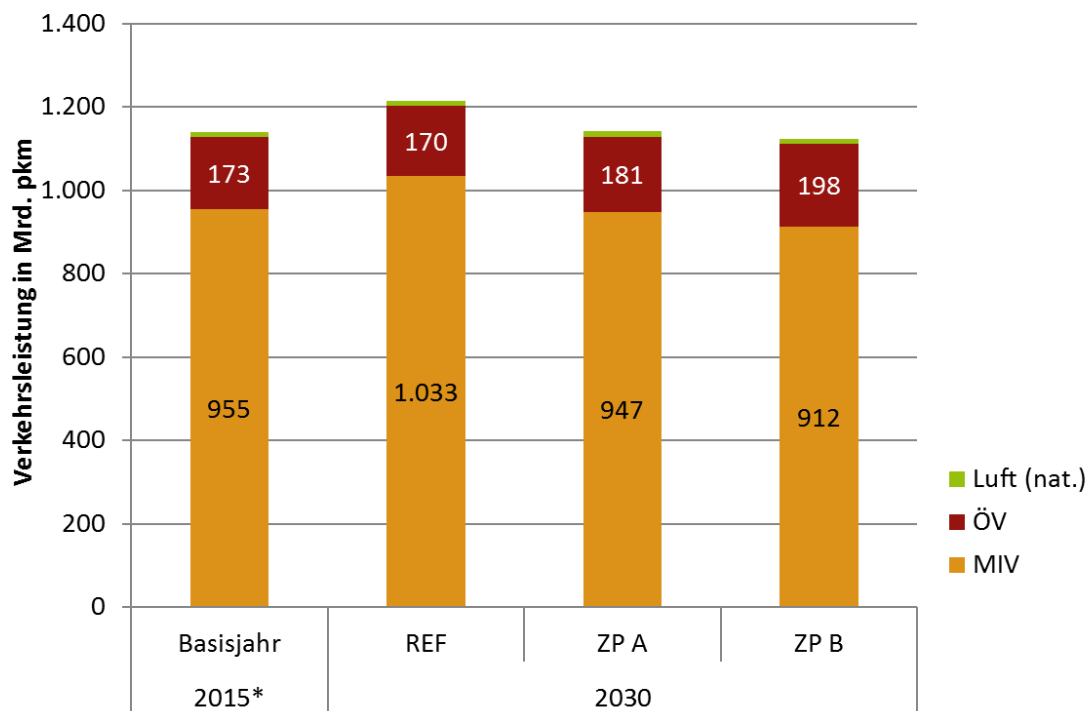


Quelle: Eigene Berechnungen

Veränderungen der Verkehrsnachfrage

Die Verkehrsnachfrage im Personenverkehr über alle Verkehrsmittel sinkt in den Zielpfaden gegenüber der Referenz (in 2030 um 6 % im ZP A, um 8 % im ZP B). Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass es zu einer Einschränkung von Mobilität kommt also dass die Anzahl der zurückgelegten Wege abnimmt. Durch die bessere Nahraumversorgung, die fortschreitende Urbanisierung und die verstärkte Nutzung anderer Verkehrsmittel werden nähere Ziele gewählt. Auch wird auf den Rad- und Fußverkehr verlagert. Nur geringfügig werden weniger Wege zurückgelegt. Im Verkehrssektor hat zudem die wachsende Bedeutung von Sharing-Economy Potentiale für den Klimaschutz. Diese Entwicklung ist begleitet von einem Modal-Shift in Richtung öffentlichen Verkehr, der im Zielpfad B stärker ausgeprägt ist als im Zielpfad A.

Abbildung 7-7: Verkehrsnachfrage Personenverkehr

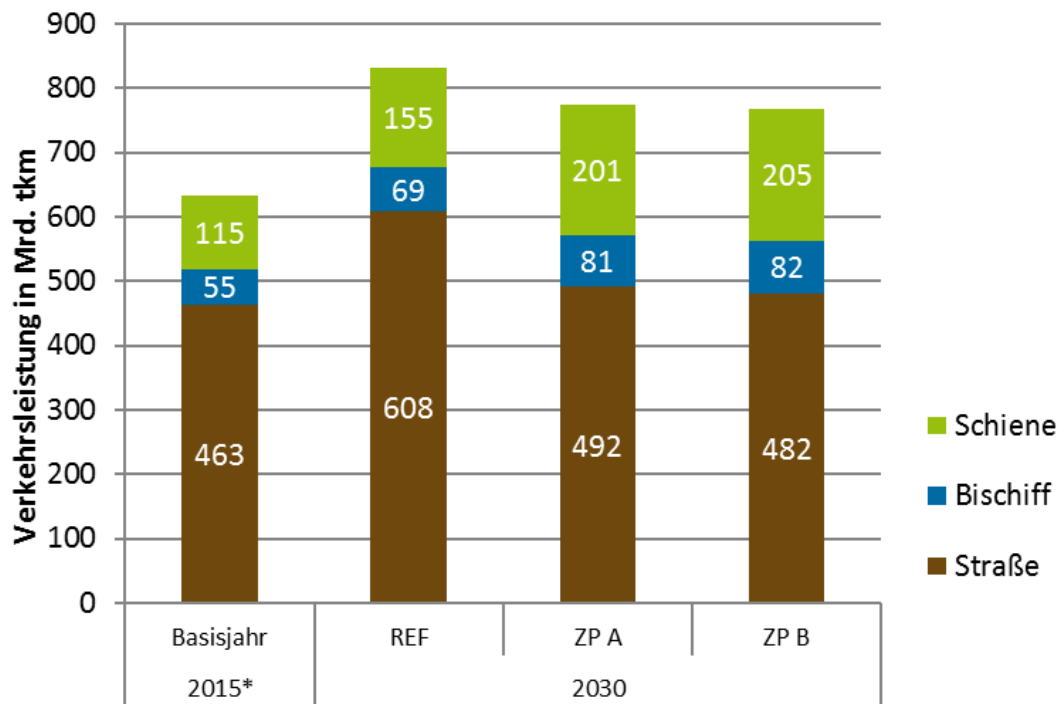


Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Die Änderungen der Nachfrage im Güterverkehr sind in beiden Pfaden ähnlich (Abbildung 7-8). Die Nachfrage in Zielpfad A geht um insgesamt 7% im Vergleich zur Referenz zurück, wobei die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs um 19% zurückgeht, dafür bei der Schiene um 30% und für die Binnenschifffahrt um 17% steigt. In Zielpfad B reduziert sich die gesamte Verkehrsleistung um 8%. Im Vergleich zur Referenzentwicklung ist die Verkehrsleistung im Straßengüterverkehr um 21% geringer, Schiene und Binnenschiff haben einen Anstieg um 33% bzw. 18%. Die Abnahme der gesamten Güterverkehrsleistung resultiert maßgeblich aus einer Reduktion der Wegelängen durch die fortschreitende Digitalisierung, die eine Optimierung der Routen erleichtert und durch eine verstärkte Nachfrage nach regionalen Produkten.

Die konkreten Reaktionen hängen schlussendlich von den gewählten Instrumenten ab (in wieweit wird z.B. der Radverkehr gefördert oder in welchem Ausmaß eine Einpreisung externer Kosten vorgenommen wird). Hier wurden dazu entsprechend des Auftrags keine konkreten Annahmen hinterlegt.

Abbildung 7-8: Verkehrsnachfrage Güterverkehr



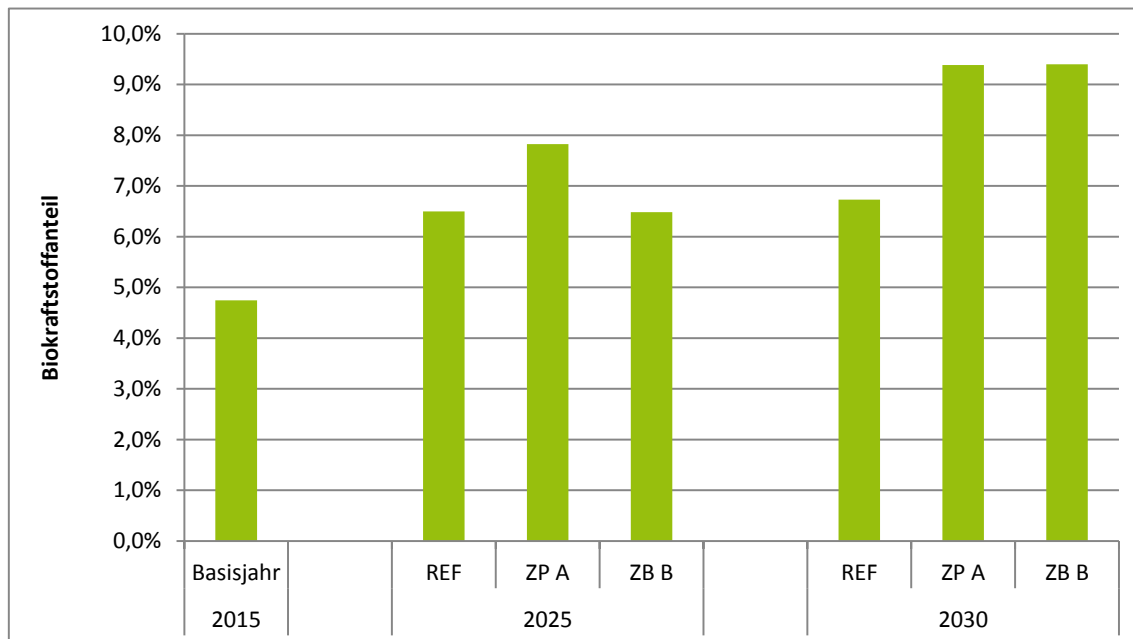
Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Einsatz von dekarbonisierten Kraftstoffen

Für die Entwicklung der eingesetzten Biokraftstoffmenge wurde sich für beide Zielpfade an der absoluten Menge der Referenzentwicklung orientiert. Somit steigen in den Zielpfaden die relativen Anteile, da sich die Nachfrage der Kraftstoffmengen über die verschiedenen Effizienz- und Verkehrsnachfrageentwicklungen unterscheiden.

Die Entwicklung der Biokraftstoffanteile von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen für die verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 7-9 dargestellt.

Abbildung 7-9: Entwicklung der Biokraftstoffanteile von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen über die Szenarien



Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen

Weiterhin wurde für Zielpfad A ein Anteil von 0,5% stromgenerierten Kraftstoffen für das Jahr 2030 angenommen. In Zielpfad B wurden 6% stromgenerierte Kraftstoffe (PtX) im Jahr 2030 unterstellt.

7.2. Folgen für Endenergieverbrauch

Trotz der um 7% steigenden Verkehrsnachfrage sinkt der Endenergiebedarf in der Referenzentwicklung zwischen 2015 und 2030 leicht um gut 5%. Der stagnierende Anteil bei den Ottokraftstoffen liegt an der stattfindenden Verschiebung bei den Neuzulassungen von Diesel- hin zu Ottomotoren. Der damit einhergehende Zuwachs an Ottomotorantrieben im Bestand kompensiert die erreichte Entwicklung bei der Fahrzeugeffizienz. Der Rückgang bei den Dieselmotoren ist ebenso durch diesen Effekt zu erklären. Die Stromnachfrage hingegen steigt durch die zunehmende Elektrifizierung im MIV und bei den leichten Nutzfahrzeugen um knapp 65% bis 2030.

Tabelle 7-4: Endenergiebedarf nach Kraftstoffen in der Referenzentwicklung [PJ]

	2015	2025	2030
Benzin	772	812	788
davon Bioethanol	32	54	51
Diesel	1.456	1.382	1.304
davon FAME	75	89	91
Methan / LNG	30	13	8
davon Biogas	0	1	1
Kerosin	30	29	29
Strom	41	50	71
Gesamt	2.328	2.287	2.200

Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Die Kraftstoffnachfrage entwickelt sich in beiden Zielszenarien im Gesamtbedarf ähnlich (Tabelle 7-5 und Tabelle 7-6). Im Vergleich zur Referenz ergibt sich eine Reduktion des Endenergiebedarfs von knapp 14 % in 2025. Wie in Abbildung 7-5 erkennbar ergeben sich bis 2025 keine deutlichen Veränderungen am Anteil der Dieselneuzulassungen bei den Pkw, es werden vor allem Ottomotoren mit elektrischen Fahrzeugen substituiert. Die Reduktion in der Dieselnachfrage im Vergleich zur Referenz ist durch eine Reduktion der Verkehrsleistung und den angenommen Effizienzsteigerungen damit stärker im Güterverkehr begründet. Im Jahr 2030 ist in beiden Szenarien ein Rückgang des gesamten Endenergiebedarfs um rund 25 % im Vergleich zur Referenz festzustellen. In ZP A ist der Bedarf an Ottokraftstoffen gegenüber der Referenz um 35 % geringer, bei den Dieselmotoren 28 %. Die starken Einsparungen werden durch einen mehr als verzweifachten Strombedarf etwas kompensiert. Im ZP B ergibt sich ein reduzierter Endenergiebedarf von gut 30 % bei den Ottokraftstoffen und 25 % bei den Dieselmotoren. Auch diese Minderungen werden teils durch einen deutlich höheren Strombedarf kompensiert. Der Strombedarf fällt jedoch geringer als im effizienzorientierten ZP A aus. Es ist anzumerken, dass beide Zielpfade von einem hundertprozentigen Import von stromgenerierten Kraftstoffen ausgehen. Der dazu benötigte Strombedarf ist in diesen Darstellungen nicht inbegriffen. Ausführungen zu den Implikationen bei extensiverer Nutzung von PtX-Kraftstoffen sind in Kapitel 7.3 zu finden.

Tabelle 7-5: Endenergiebedarf nach Kraftstoffen im Zielpfad A [PJ]

	2025	2030
Benzin	651	495
Diesel	1.191	934
Methan / LNG	11	7
Kerosin	29	29
Strom	68	160
Gesamt	1.951	1.624

Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Tabelle 7-6: Endenergiebedarf nach Kraftstoffen im Zielpfad B [PJ]

	2025	2030
Benzin	659	546
Diesel	1.127	972
Methan / LNG	11	7
Kerosin	29	29
Strom	61	112
Gesamt	1.887	1.665

Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

7.3. Einsatz strombasierter Kraftstoffe

Die Produktion von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien im industriellen Maßstab kann mit einem erheblichen Primärenergieverbrauch, Flächenverbrauch sowie weiteren Umweltauswirkungen wie z. B. Wasserverbrauch verbunden sein. Aus diesem Grund sind umfassende Nachhaltigkeitskriterien für alternative Kraftstoffe vor der Markteinführung der Kraftstoffe notwendig, um insgesamt bzw. negative Auswirkungen der Herstellung zu gewährleisten. Für synthetische Kraftstoffe sind bisher keine Nachhaltigkeitskriterien entwickelt (Bracker & Timpe 2017).

Der größte Nachteil der synthetischen Kraftstoffe liegt im hohen Primärenergieverbrauch durch Energieverluste bei Elektrolyse, Kraftstoffsynthese, Verflüssigung und Verbrennung. Der Gesamtwirkungsgrad batterieelektrischer Pkw von Stromentnahme aus dem Netz bis zur Umsetzung in Fahrleistung liegt beispielsweise bei rund 70 %,

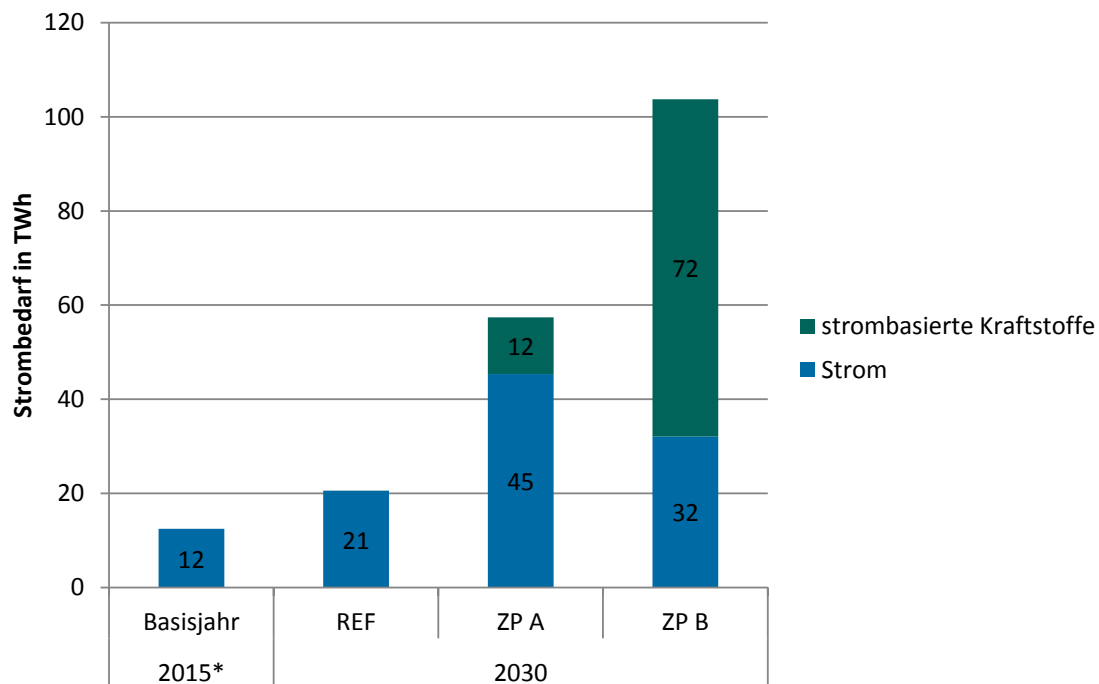
der eines H₂-Brennstoffzellen-Pkw bei rund 25 % und der eines verbrennungsmotorischen Pkw mit PtL bei unter 15 % (Perner et al. 2018). Aus Effizienzgründen ist die direkte Nutzung von Strom dem Einsatz von strombasierten Kraftstoffen vorzuziehen (Schmied et al. 2014).

Die niedrige Energieeffizienz schlägt sich auch in hohen Kosten nieder. Die Produktionskosten von PtG-Methan und PtL könnten anfänglich etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde liegen (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten). Die Kosten strombasierter Kraftstoffe könnten bis zum Jahr 2030 nach (Perner et al. 2018) auf 10-20 ct /kWh sinken. Die dahinter liegenden Annahmen sind aber als eher optimistisch einzustufen: Voraussetzung dafür ist die Produktion an Standorten mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien (Island, Nordafrika, Naher Osten), sowie Lernkurven durch eine installierte Kapazität an Elektrolyseuren von international mindestens 100 GW. Bei einer Produktion mit Strom aus Offshore-Anlagen in Deutschland wären die Kosten höher (15-27 ct/kWh). Zum Vergleich: Die Kosten für Benzin (ohne Vertrieb und Steuern) belaufen sich auf rd. 6 ct/kWh im Jahr 2030; d.h. die Kosten strombasierter Kraftstoffe sind etwa 2-3 Mal so hoch. Eine Produktion mit „Überschussstrom“⁴⁹ lässt keinen wirtschaftlichen Betrieb im relevanten Maßstab zu (Perner et al. 2018; Trapp et al. 2017).

Aufgrund der Kostenstruktur der erneuerbaren Kraftstoffe ist es wahrscheinlich, dass diese langfristig an geeigneteren Standorten im Ausland produziert und nach Deutschland importiert werden (Pfennig et al. 2017). Ähnlich wie bei fossilen und biogenen Kraftstoffen ist also davon auszugehen, dass ein globaler Markt für synthetische Kraftstoffe entstehen wird, falls entsprechende Kraftstoffe in Deutschland und anderen Ländern verwendet werden. Dadurch würden sich neue Importabhängigkeiten ergeben.

Es wurde in den Szenarien angenommen, dass die stromgenerierten Kraftstoffe zu 100% importiert werden. Somit ist die zusätzlich notwendige Energie zur Erzeugung der Kraftstoffe nicht im Modellkomplex abgebildet. Durch die notwendigen Umwandlungsschritte stehen je nach Prozesspfad noch 40% bis 60% der ursprünglichen Energiemenge als Flüssigkraftstoff (PtL) zur Verfügung.

⁴⁹ Überschussstrom sind Strommengen, die bei der volatilen Stromerzeugung von EE-Anlagen erzeugt werden und für die im Stromsystem kein Verbraucher gefunden wird.

Abbildung 7-10: Strombedarf in den Szenarien


Quelle Berechnungen TEMPS

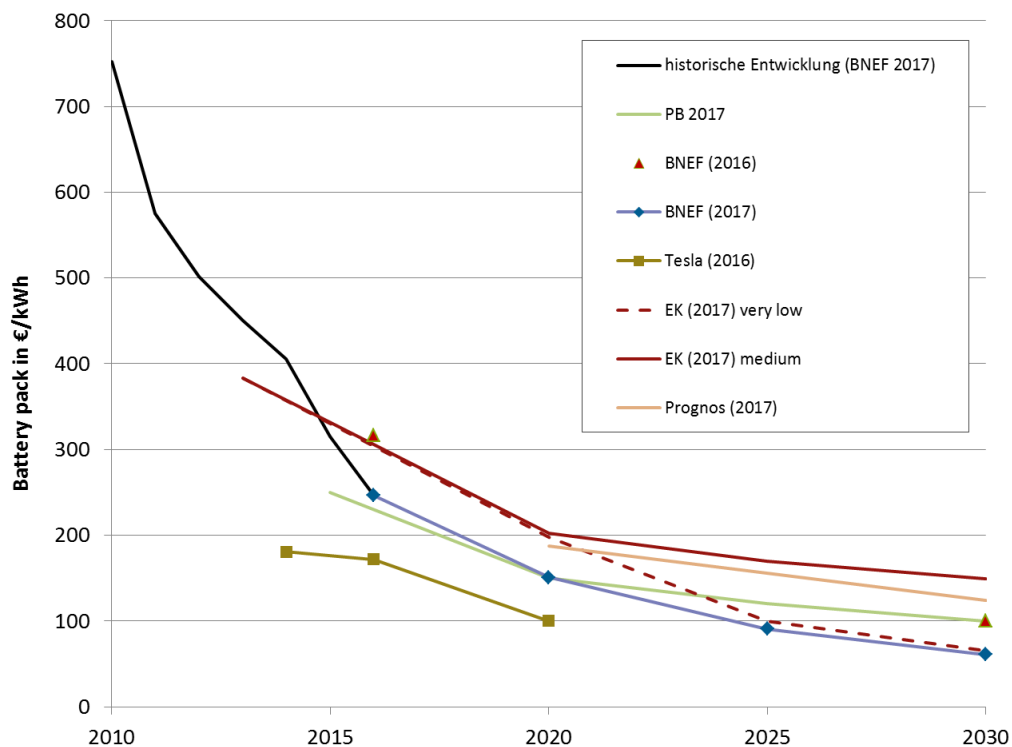
Es ist unsicher, ob ausreichende Mengen nachhaltig erzeugte synthetische und biogene Kraftstoffe für den Verkehr erzeugt werden können, und ob dies in dem Zeitraum bis 2030 überhaupt möglich wäre.

7.4. Sektorale ökonomische Aspekte

7.4.1. Batteriekostenentwicklung

Die Batteriepreise sind in den letzten Jahren stark gesunken: von ca. 750 €/kWh (1000 \$/kWh) im Jahr 2010 bis auf ein Niveau von ca. 225-250 €/kWh im Jahr 2016 (Bloomberg New Energy Finance 2017; Horváth & Partners 2017). Für das Jahr 2017 kann in vielen Märkten erstmals von Batteriepreisen unter 200 €/kWh ausgegangen werden. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über verschiedene Projektionen zur Entwicklung der Batteriekosten.

Abbildung 7-11: Projektionen zur Entwicklung der Batteriekosten



Quelle: Eigene Darstellung, Quellen siehe Text.

Neuere Projektionen liegen niedriger als frühere Projektionen, was vor dem Hintergrund der in letzter Zeit starken Kostendegression plausibel ist. Während Bloomberg New Energy Finance im Jahr 2016 noch davon ausging, dass im Jahr 2030 ein Niveau von 100 €/kWh erreicht wird, geht die aktuelle Projektion (BNEF 2017) davon aus, dass dieses Niveau bereits im Jahr 2025 erreicht werden könnte und setzt für das Jahr 2030 einen Preis von 65 €/kWh an. Am niedrigsten liegen die von Tesla angegebenen Werte (wobei es sich beim Wert für 2020 um eine Zielvorgabe handelt). Das ist aber auch darauf zurückzuführen, dass es sich um einen anderen Batterietypus mit kleinformatigen Batteriezellen handelt.

In Ricardo Energy & Environment (2017), wird ausgehend von einem Niveau von 375 €/kWh im Jahr 2013 ein Rückgang auf 146 €/kWh im Jahr 2030 angenommen (Szenario „mixed final“). Das Impact Assessment der EU-Kommission zur Fortschreibung der CO₂-Regulierung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (Europäische Kommission 2017) baut auf dieser Studie auf. Neben den Rechnungen mit mittleren Batteriekosten wird im Impact Assessment aber zusätzlich auch eine Sensitivität betrachtet („very low“), welche sich für die Jahre 2025 und 2030 in der Größenordnung von Bloomberg New Energy Finance (2017) orientiert und damit sehr niedrige Batteriekosten abbildet.

Im Projektionsbericht 2017 wurde in Anlehnung an eine Auswertung des ICCT (Wolf-ram & Lutsey 2016) eine Kostenreduktion auf 100 €/kWh im Jahr 2030 angenommen. Damit liegt die im Projektionsbericht hinterlegte Entwicklung also zwischen der oberen und unteren Variante des Impact Assessment der EU-Kommission. Dies gilt ebenso für aktuelle Annahmen von prognos, welche jedoch im Niveau etwas höher liegen.

Als Orientierung für die weitere Entwicklung der Batteriekosten können auch die Batterieentwicklungs-Roadmaps der Länder herangezogen werden, die in der Entwicklung von Batterien und Elektrofahrzeugen führend sind (Fraunhofer ISI 2016). Dabei ist zu beobachten, dass sich die Zielvorgaben der Regierungen (und die Erwartungen der OEM) bezüglich der Batteriekosten in den letzten Jahren weltweit stark angeglichen haben: in den meisten Ländern sollen bis 2020 Kosten von 100–150 €/kWh und bis 2030 von <100 €/kWh erreicht werden (jeweils Batteriekosten auf Pack-Ebene).

In der Referenzentwicklung der Folgenabschätzung des Klimaschutzplans werden die Annahmen aus dem Projektionsbericht verwendet. Für die Entwicklung der Batteriesystemkosten dies der folgenden Entwicklung:

- 2020: 150 Euro /kWh,
- 2025: 120 Euro /kWh,
- 2030: 100 Euro /kWh.

Die dabei zu Grunde gelegte Batteriekapazität beträgt 40 kWh ab 2020⁵⁰.

Als Sensitivität wird die Entwicklung gemäß (Bloomberg New Energy Finance 2017) hinterlegt. Für die Entwicklung der Batteriesystemkosten bedeutet das:

- 2020: 150 Euro /kWh,
- 2025: 91 Euro /kWh,
- 2030: 61 Euro /kWh.

7.4.2. Investitionskosten Fahrzeuge

Die zukünftige Entwicklung der Herstellungskosten von Pkw mit unterschiedlichen Antriebstypen hängt von mehreren Einflussfaktoren ab, und zwar vor allem von der Entwicklung der Batteriepreise und den Kosten für Effizienztechnologien. Die für die Folgenabschätzung hinterlegten Kostenkurven für verbrennungsmotorische Fahrzeuge basieren auf Daten des ICCT. Allerdings wurden (entsprechend des Vorgehens der

⁵⁰ Bei niedrigeren Batteriekapazitäten wie z.B. bei Plug-In-Hybridfahrzeugen sind die spezifischen auf die Kilowattstunde bezogenen Kosten höher, bei höheren Kapazitäten werden sie durch den niedrigeren Anteil der Systemkosten geringer. Die spezifischen Kosten werden in Abhängigkeit der Batteriegröße anhand von folgender Formel ermittelt: Kosten je kWh = a * Kapazität ^ (-0,2). Dabei ist der Faktor a so gewählt, dass sich die oben genannten Werte ergeben.

EU-Kommission bei der Folgenabschätzung zur CO₂-Regulierung für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge) keine Öko-Innovationen berücksichtigt, so dass die Kostenkurven als vergleichsweise konservativ einzuschätzen sind. Dies gilt auch für die Kosten der Elektrofahrzeuge.

Die Änderungen der Anschaffungskosten sind mit dem Neuzulassungsmodell TEMPS des Öko-Instituts modelliert. In Tabelle 7-7 sind die Herstellungskosten beispielhaft für private, mittelgroße Pkw nach Antrieben und Szenarien dargestellt. Tabelle 7-8 zeigt die resultierenden Herstellungskosten für Last- und Sattelzüge in 2030.

Tabelle 7-7: Durchschnittliche Herstellungskosten privater Pkw der mittleren Größenklasse nach Antrieben über die Szenarien in 2030

	REF	ZP A	ZP B
Benzin	19.800	20.800	20.600
Diesel	21.400	22.600	21.900
PHEV	23.800	24.100	24.000
BEV	26.900	26.900	26.900

Quelle: TEMPS-Neuzulassungsmodellierung

Tabelle 7-8: Durchschnittliche Herstellungskosten von Last- und Sattelzügen nach Antrieben über die Szenarien in 2030

	REF	ZP A	ZP B
Diesel	83.700	88.600	91.100
OC-GIV		131.400	

Quelle: TEMPS-Neuzulassungsmodellierung

Herstellungskosten und Anschaffungspreise von Fahrzeugen sind nicht unbedingt unmittelbar voneinander abhängig. Denn auch die Pkw-CO₂-Regulierung kann beispielsweise einen Einfluss auf die Preise haben. Zur Vermeidung von Strafzahlungen (Pönalen) ist es möglich, dass Automobilhersteller ihr Produktportfolio zur Einhaltung der CO₂-Emissionsstandards so anpassen, dass Fahrzeuge mit niedrigeren CO₂-Emissionen günstiger verkauft werden und dafür solche mit hohen CO₂-Emissionen zu höheren Preisen angeboten werden.

7.4.3. Investitionskosten Infrastruktur

Infrastrukturseitig bedeutet die schnellere Durchdringung der Elektromobilität im MIV einen erhöhten Bedarf an Ladeinfrastruktur im Vergleich zur Referenz. Die notwendigen Investitionen wurden über den Markthochlauf Elektromobilität der beiden Zielpfade anhand von dem E+ Szenario in Kasten et al. (2016) abgeschätzt.

Ebenso wird durch die stattfindende Verlagerung auf die öffentlichen Verkehrsträger und den Schienengüterverkehr eine verstärkte Investition in Schieneninfrastrukturen nötig. Für den Güterverkehr wurden die notwendigen Investitionen für die benötigten Kapazitäten nach Holzhey (2010) bestimmt. Für eine Erhöhung der Kapazitäten des Netzes von 100 auf 213 Mrd. tkm ist ein Investitionsbedarf von insg. 11 Mrd € abgeschätzt. Der Zuwachs im Referenzszenario beträgt rund 50 Mrd tkm und ist bei der Differenzbetrachtung berücksichtigt.

Im Güterverkehr trägt, neben erhöhten Investitionen in die Schienenverkehrsinfrastruktur, der Bau von Oberleitungsinfrastrukturen im ZP A zu steigenden Investitionskosten bei. Für ein Potential von rund 10 % elektrischer Fahrleistung bei den Last- und Sattelzügen wird ein Netz von rund 1.000 km Oberleitungen unterstellt. Mit Investitionskosten von rund 2 Mio. € pro km entsteht ein Investitionsbedarf von 2.000 Mio. €. Dieser wird für die Periode zwischen 2025 und 2030 unterstellt. (Wietschel et al. 2017)

Effekte durch zusätzlich benötigte Umwandlungsanlage für Bio- Kraftstoffe sind ebenso mit berücksichtigt. Die Kosten für Biokraftstoffe sind aus Kosten von Thrän (2015) abgeleitet.

7.4.4. Vergleich von Differenzinvestitionen und Ausgaben für Kraftstoffe und öffentlichen Verkehr

Die resultierenden, annuisierten Differenzinvestitionen wie auch die Veränderungen in den Ausgaben für Kraftstoffe und öffentlichen Verkehr in den Zielpfaden gegenüber der Referenzentwicklung sind in Abbildung 7-12 dargestellt.⁵¹ In beiden Zielpfaden ergeben sich deutliche Verschiebungen bei den Investitionen und Ausgaben.

Die Veränderungen bei Investitionskosten für Fahrzeuge lassen sich hauptsächlich auf folgende Effekte zurückführen:

- Die steigende Effizienz bei den verbrennungsmotorisch betriebenen Fahrzeugen, wobei effizientere Fahrzeuge zu Mehrkosten bei der Anschaffung führen.

⁵¹ Zur Herleitung der annuisierten Differenzinvestitionen und dem Zeitpunktvergleich mit den Ausgabenveränderungen sei auf Kapitel 4.1 verwiesen (Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

- Ein Wechsel zu anderen Antriebstechnologien (BEV, PHEV, Oberleitungs-(OL)-Lkw), wobei auch hier die Anschaffungskosten höher sind als die der verbrennungsmotorischen Konterparts.
- Eine Reduktion der Neuzulassungen durch höhere Fahrzeugpreise und eine sinkende Verkehrsnachfrage im Straßenverkehr.

Für den effizienzorientierten Zielpfad A sinken die Investitionen im Jahr 2030 in verbrennungsmotorische Kraftfahrzeuge deutlich (annuitätisch dargelegt um 18,5 Mrd. € im Jahr 2030). Die Investitionen in Fahrzeuge mit Plug-In Hybrid Technologie sind um 6,2 Mrd. € und in rein batterieelektrische Fahrzeuge um 11,7 Mrd. € höher als in der Referenz. Bei den Fahrzeugen ergibt dies insgesamt eine Reduktion um 0,7 Mrd. €. Die Investitionen in den Infrastrukturausbau sind um rund 0,7 Mrd. € höher. Investitionen in Umwandlungsanlagen sind im ZP A vernachlässigbar klein. Trotz der starken strukturellen Unterschiede gleichen sich die Änderungen bei den Investitionen im ZP A über alle Kategorien aus. Bezüglich der Ausgaben für Kraftstoffe und Dienstleistungen des öffentlichen Verkehrs werden die zusätzlichen Ausgaben für den Stromverbrauch der Elektromobilität (5,8 Mrd. €), Bio- und stromgenerierte Kraftstoffe (0,4 Mrd. €) und Mehrausgaben für den öffentlichen Verkehr (1,1 Mrd. €) durch deutlich geringere Ausgaben für fossile Kraftstoffe (11,6 Mrd. €) überkompensiert. Insgesamt sinken die Ausgaben um 4,3 Mrd. €.

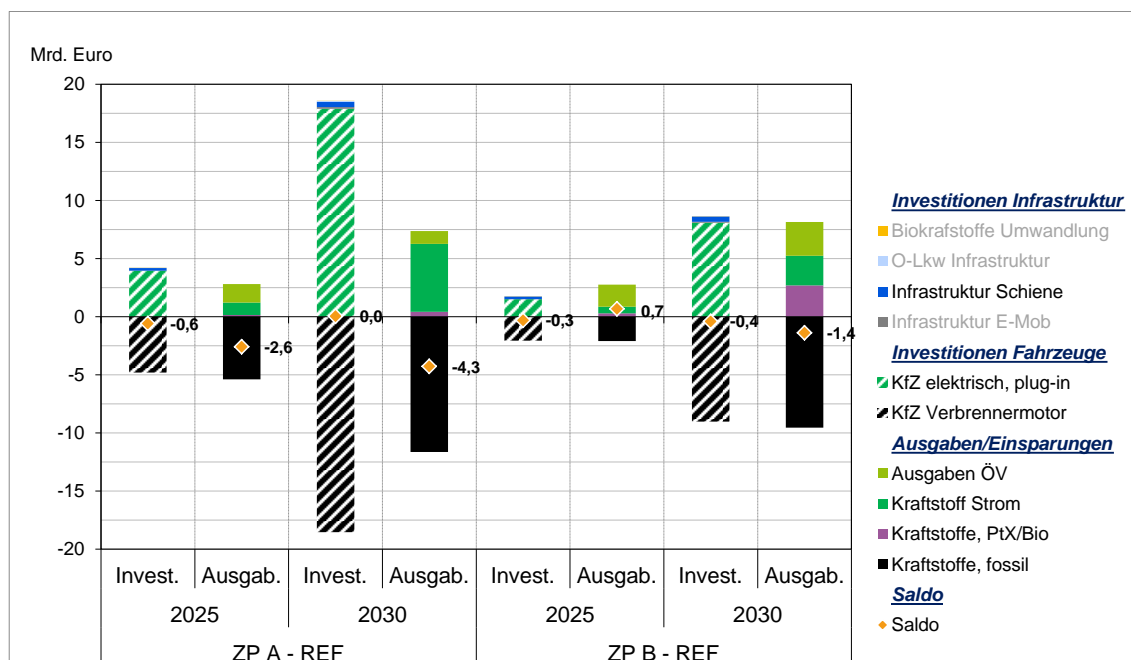
Im Zielpfad B sind die Investitionen in Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren um 9 Mrd. € geringer als in der Referenzentwicklung, damit aber noch wesentlich höher als im ZP A. Für Plug-In's liegen die Investitionen um 3,2 Mrd. € höher als in der Referenz, bei den BEV finden Mehrinvestitionen von 4,9 Mrd. € statt. Investitionen in die Verteil- und Ladeinfrastrukturen sind um 0,5 Mrd. € höher. Die zusätzlichen Investitionen in Umwandlungsanlagen von 0,2 Mrd. € finden im Ausland statt, da davon ausgegangen wird, dass 100 % des genutzten PtX in den Zielszenarien importiert wird. Insgesamt sind die Investitionen trotz struktureller Unterschiede in den einzelnen Kategorien um 0,4 Mrd. € geringer als im Referenzlauf im Jahr 2030 (siehe Abbildung 7-12). Bei den Ausgaben für Kraftstoffe und Dienstleistungen des öffentlichen Verkehrs werden die zusätzlichen Ausgaben für die neuen Kraftstoffformen auch im ZP B durch geringeren Verbrauch bei den fossilen Kraftstoffen kompensiert. Die Ausgaben für Strom steigen um 2,6 Mrd. €, für Bio- und stromgenerierte Kraftstoffe um 2,7 Mrd. €. Da von einer noch stärkeren Verlagerung auf den ÖV ausgegangen wird als im ZP A, steigen auch die Ausgaben für den öffentlichen Verkehr noch stärker - im Vergleich zur Referenz um 2,9 Mrd. €. Die Ausgaben für fossile Kraftstoffe sinken um 9,5 Mrd. €. Insgesamt sinken die Ausgaben um 1,4 Mrd. €.

In beiden Szenarien wird die Pkw- als auch die Lkw-Flotte deutlich effizienter, wodurch ein Rückgang bei den Betriebskosten festzustellen ist. Dieser Effekt tritt in ZP A aufgrund der höheren Effizienzsteigerungen (mehr Elektromobilität, OL-Lkw) deutlich stärker auf als in ZP B. Darüber hinaus führen die stromgenerierten Kraftstoffe in ZP B zu höheren Kraftstoffpreisen, so dass die Minderung der volkswirtschaftlichen Energiekosten kleiner ausfällt als in ZP A.

Durch die Effizienzsteigerung und stärkere Stromnutzung sind in den Szenarien geringere Einnahmen durch die Energiesteuer festzustellen. Schon im Referenzszenario liegen die Energiesteuereinnahmen im Jahr 2030 um 6,3 Mrd. € niedriger als in 2015. Die Verschiebung der Energieträger ist bei einer stärkeren Elektrifizierung wegen des unterschiedlichen Steuersatzes bei fossilen Energieträgern und Strom von Bedeutung. Bei gleichbleibenden Steuersätzen ergibt sich in ZP A ein verringertes Steueraufkommen von 13,7 Mrd. € in ZP B von 10,1 Mrd. € in 2030.

Bezüglich der stromgenerierten Kraftstoffe wurde ein vollständiger Import angenommen. PtX als Flexibilitätsoption ist selbst bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Kraftstoffen in Deutschland nicht wirtschaftlich und wird daher nicht als relevante Bezugsquelle erachtet (Flachsbarth & Kasten 2017).

Abbildung 7-12: Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich - Verkehr



Quelle: Eigene Berechnungen

7.4.5. Weitere ökonomische Aspekte

In dem Falle einer starken Elektrifizierung der Neuzulassungen bis 2030 werden sich auch Änderungen bei den Wertschöpfungsketten ergeben. Dabei ist der primäre Effekt eine geringere Nachfrage für verbrennungsmotorische Komponenten, im Vergleich gibt es jedoch eine erhöhte Nachfrage bei elektrischen Komponenten. Verschiedene Studien zeigen, dass sich dies mittelfristig leicht negativ auf die Bruttowertschöpfung auswirken kann. In Renewbility III wurden in 2030 Defizite von 10 bzw. 4 Mrd. € über ver-

schiedene Zielerreichungsszenarien für 2050 ermittelt. Diese beziehen sich jedoch auf die Gesamtwirtschaft und nicht speziell auf die Automobilindustrie. Das entspricht einer Änderung von -0,3 bis -0,1 % und fällt demnach sehr gering aus. In weiterer Vorausschau bis 2050 werden sogar positive Effekte bis 5 Mrd. € bei der Bruttowertschöpfung gegenüber einem Basisszenario ermittelt (Öko-Institut et al. 2017).

Bezogen auf die Beschäftigung ergibt sich ein ähnliches Bild. Bis 2030 sind Strukturveränderungen und insgesamt leicht negative Effekte zu erwarten. Vor allem der Sektor Elektrizität und elektronische Komponenten, sowie der Personenverkehr erfahren Beschäftigungszuwächse. Größere Einbußen gibt es bei der Kfz-Herstellung und im Handelssektor. Bezogen auf die Gesamtwirtschaft sind diese Effekte auch hier meist von untergeordneter Bedeutung. Für 2030 wird für das effizienzbasierte Szenario in Renewability III ein Beschäftigungsverlust von 0,3 % ermittelt. Eine ähnliche Größenordnung ist auch für die Zielpfade der Folgenabschätzung denkbar.

Es ist anzumerken, dass der Anteil deutscher Automobilhersteller an den nationalen Absatzzahlen zwar knapp 70 % beträgt, jedoch nur rund 15 % des weltweiten Umsatzes der deutschen Automobilkonzerne darstellt. Von den inländisch produzierten Pkw werden rund 60 bis 70 Prozent exportiert⁵². Die Nachfrageentwicklungen in anderen Ländern werden somit maßgeblich bestimmen, wie sich die Industrie entwickelt. Dies bedeutet auch, dass die Effizienzsteigerungen für Deutschland auch unabhängig von den EU-Regulierungen zu den Flottengrenzwerten erreicht werden können, ohne maßgebliche Zusatzbelastungen für die Automobilindustrie zu erzeugen.

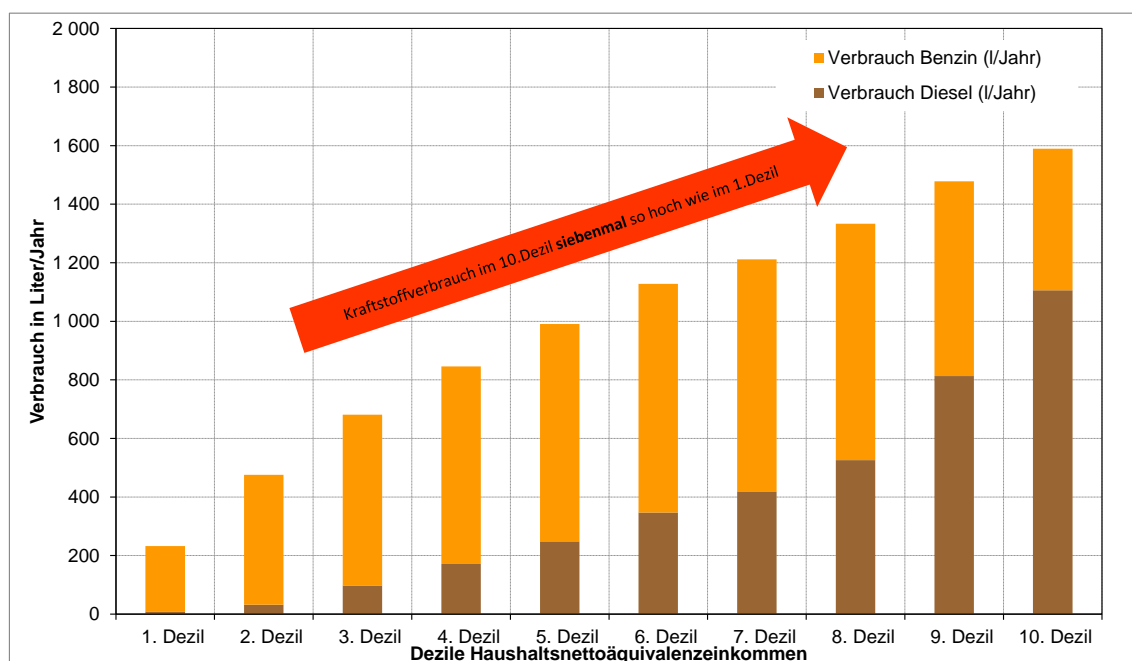
⁵² Daten von 2017, entnommen der Statistik des Verband deutscher Automobilhersteller (VDA)

7.5. Soziale Folgewirkungen

In diesem Abschnitt werden die sozialen Folgewirkungen der Erreichung des Ziels im Handlungsfeld Verkehr für private Verbraucher auf der Haushaltsebene dargestellt. Des Weiteren werden Verteilungswirkungen zwischen verschiedenen Einkommensgruppen betrachtet.

Abbildung 7-13 zeigt den Kraftstoffverbrauch im Jahr nach Einkommensdezilen (für deren genaue Definition siehe 5.1.4) auf Basis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS, vgl. Abschnitt 17). Bei dieser Darstellung werden alle Haushalte miteinbezogen, d.h. diejenigen Haushalte, welche kein Kraftfahrzeug besitzen fließen ohne Verbrauch (Verbrauch = 0) in die Darstellung mit ein. Der Kraftstoffverbrauch steigt mit dem Einkommen und ist im 10.Dezil siebenmal so hoch wie im 1.Dezil. Auch die Zusammensetzung des Kraftstoffverbrauchs ändert sich. Während bis zum 8.Dezil eher Benzin als Diesel eingesetzt wird, verbrauchen das 9. und 10.Dezil eher Diesel als Benzin. Dies könnte mit dem höheren Anteil an Dienstwagen zusammenhängen, sowie damit dass Diesel-Pkw in der Anschaffung teurer sind als Benzinfahrzeuge.

Abbildung 7-13: Kraftstoffverbrauch im Jahr 2013 (alle Haushalte)

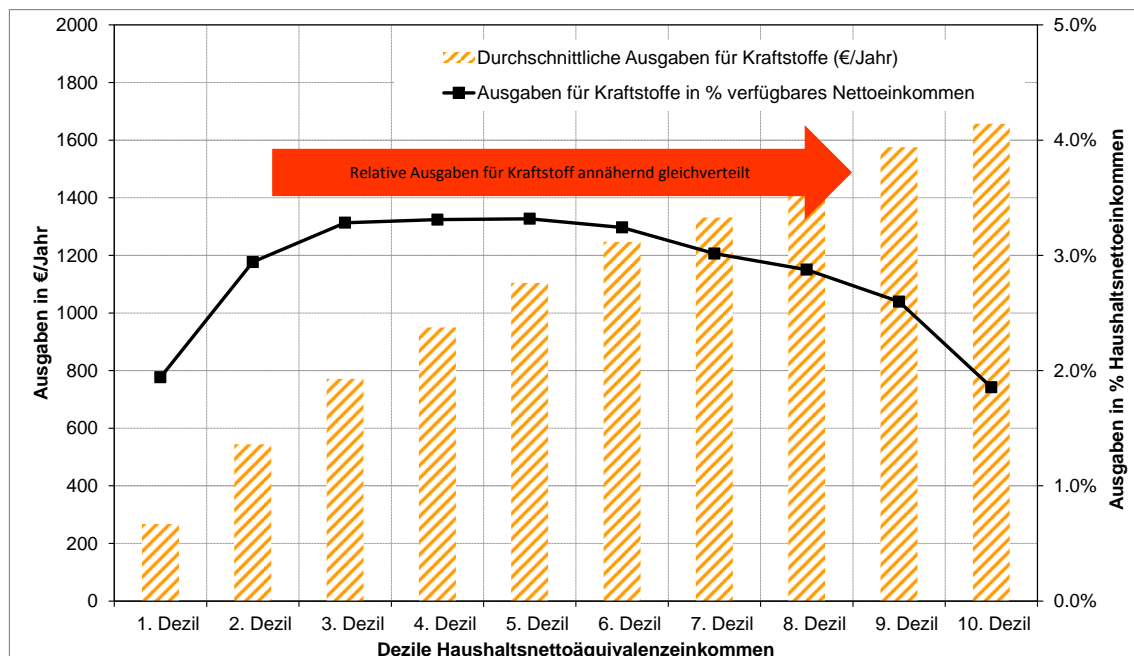


Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

Legt man die Preise von 2017 an den oben dargestellten Verbrauch an, ermittelt so die Ausgaben für Benzin und Diesel im Basisjahr (unter der Annahme, dass sich der Verbrauch zwischen den Jahren 2013 und 2017 nicht signifikant verändert) und setzt diese Ausgaben wiederum ins Verhältnis zum verfügbaren Einkommen der Haushalte, ergibt sich das in Abbildung 7-14 dargestellte Bild. Die absoluten Ausgaben steigen, wie der

Verbrauch, mit dem Einkommen. Die relativen Ausgaben steigen bis zum 3. Dezil zunächst an, erreichen dann ein Plateau und sinken zwischen dem 7. und 10. Dezil wieder ab. Dies hängt damit zusammen, dass der Kraftstoffverbrauch in den ersten zwei Dezilen besonders gering ist, weil diese Haushalte weniger Kraftfahrzeuge nutzen bzw. besitzen. Der Rückgang ab dem 7. Dezil ist auf die hohen verfügbaren Einkommen in diesen Dezilen zurückzuführen und dass die absoluten Ausgaben nicht in gleichen Maße wie das verfügbare Einkommen steigen.

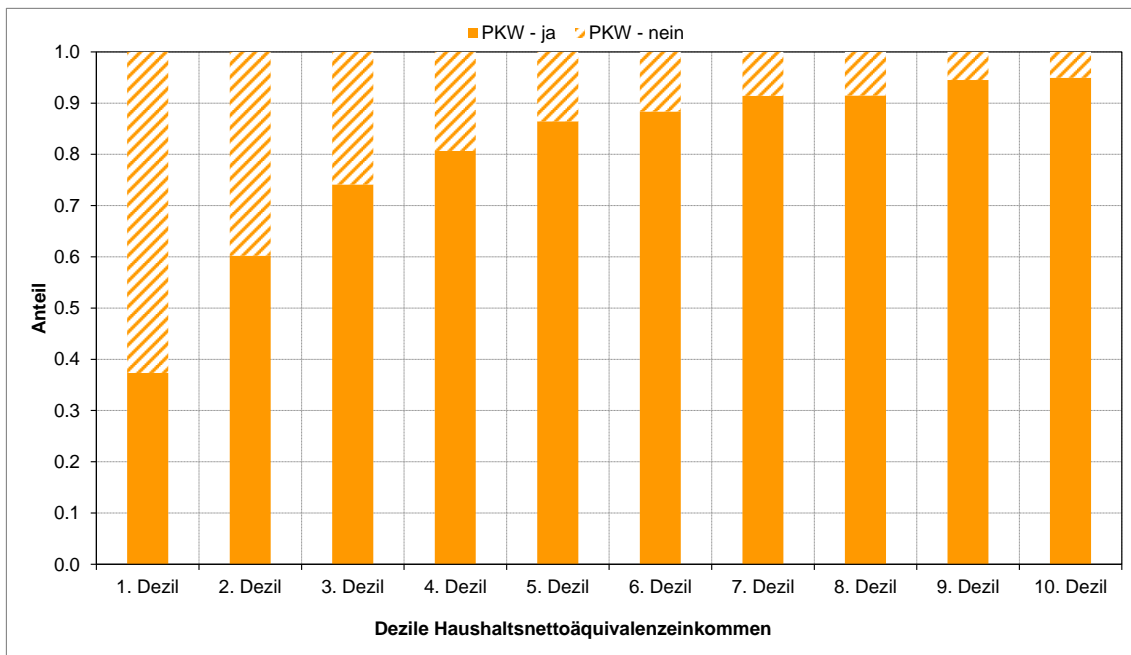
Abbildung 7-14: Ausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2013 (alle Haushalte)



Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

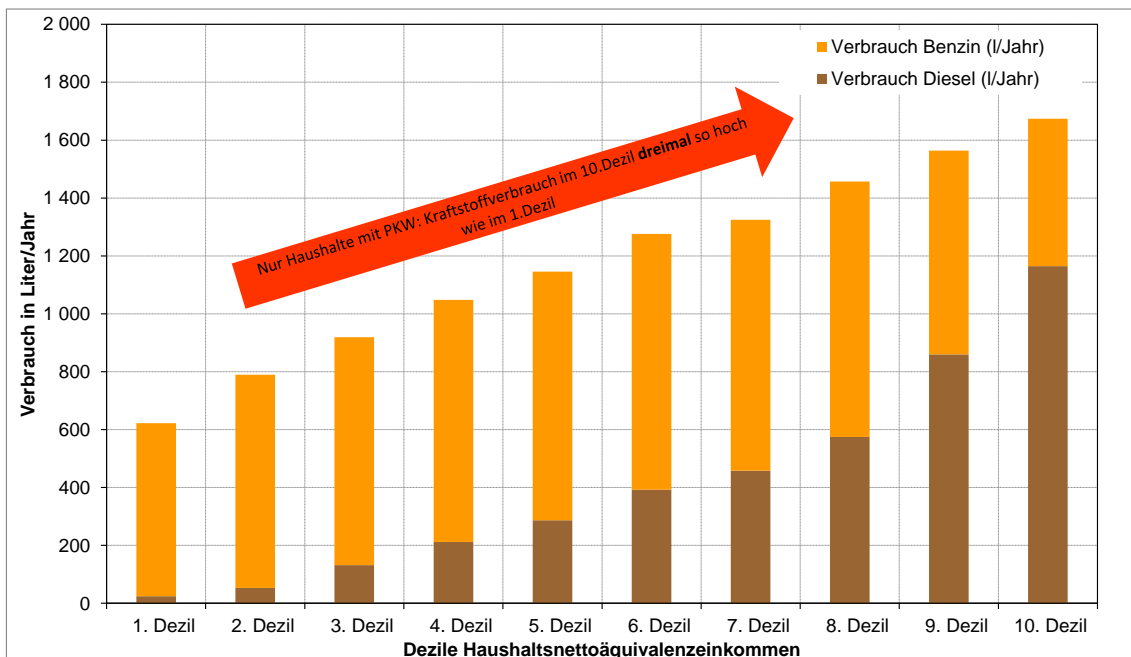
Abbildung 7-15 stellt den Besitz privater Pkw nach den Einkommensdezilen dar. Es wird deutlich, dass der Besitz besonders zwischen dem 1. und 3. Dezil stark ansteigt. Wiederholt man nun die Analyse zu Kraftstoffverbrauch und –ausgaben nur für diejenigen Haushalte, die mindestens einen privaten Pkw besitzen (Abbildung 7-16 und Abbildung 7-17), ergibt sich, dass der Kraftstoffverbrauch weiterhin mit dem Einkommen steigt, aber im 10. Dezil lediglich dreimal so hoch ist wie im 1. Dezil. Die relativen Ausgaben für Kraftstoffe dieser Gruppe im 10. Dezil betragen weniger als die Hälfte der relativen Ausgaben im 1. Dezil.

Abbildung 7-15: Pkw-Besitz in den Dezilen im Jahr 2013

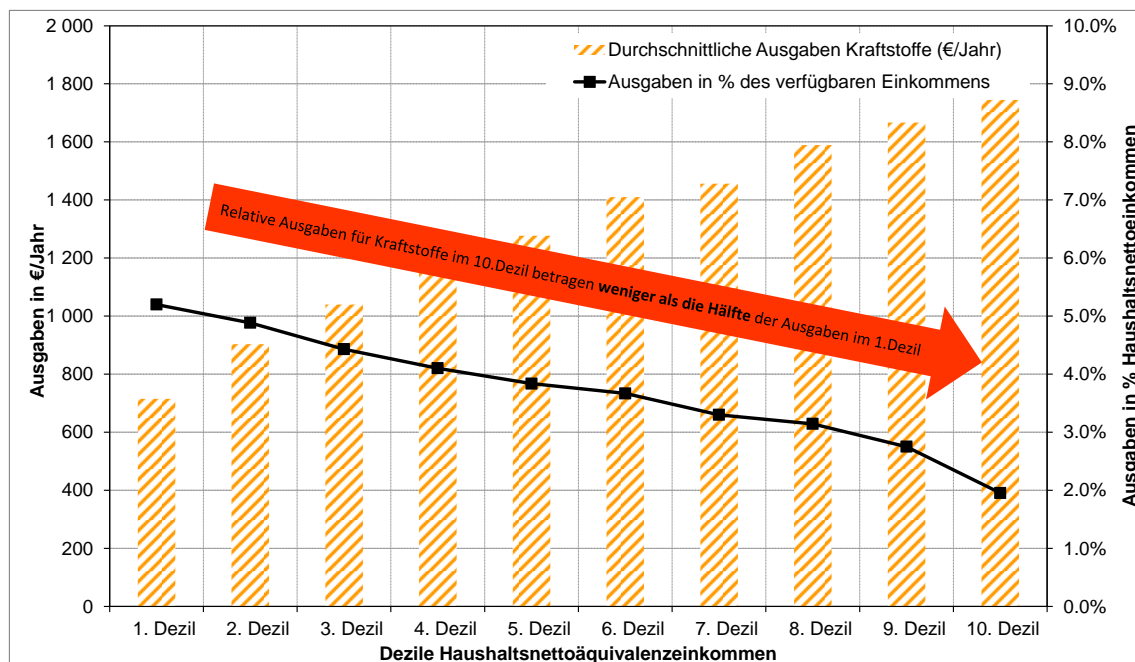


Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

Abbildung 7-16: Kraftstoffverbrauch im Jahr 2013 (nur Haushalte mit Pkw)



Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

Abbildung 7-17: Ausgaben für Kraftstoffe im Jahr 2013 (nur Haushalte mit Pkw)

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder).

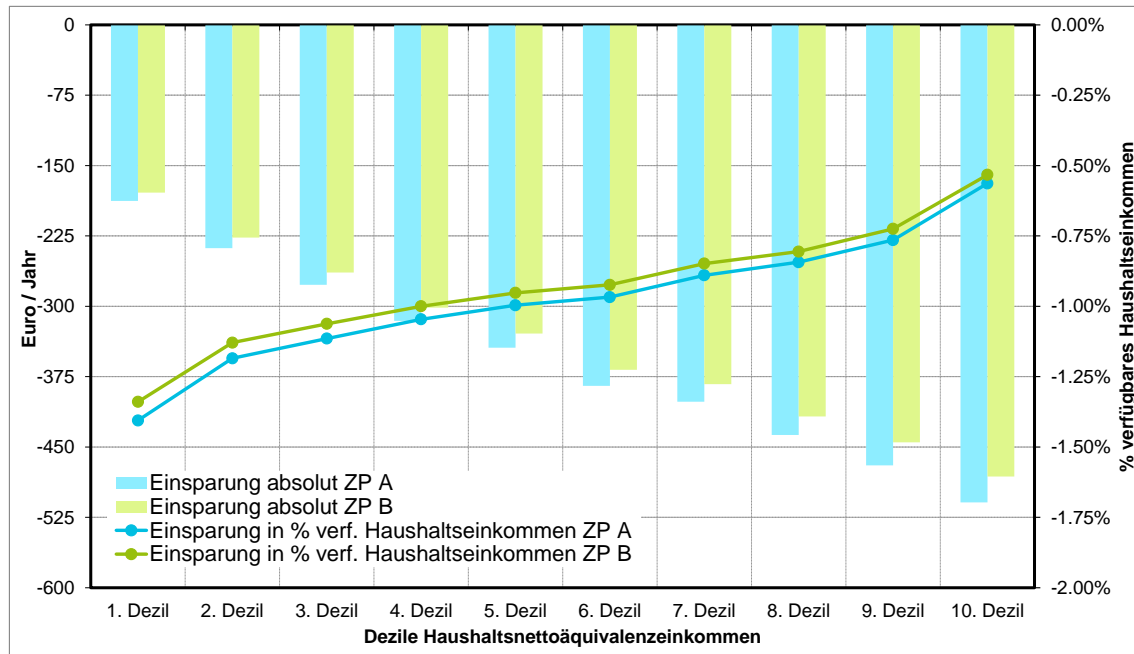
Zur Analyse der sozialen Folgewirkungen im Handlungsfeld Verkehr wird das Mikrosimulationsmodell des Öko-Instituts auf Basis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) eingesetzt (vgl. Abschnitt 17). Dazu werden die Investitionen, Einsparungen und Ausgaben in der Referenz und den Zielpfaden, welche welcher für Haushalte und deren private Fahrten mit dem Pkw relevant sind. Darüber hinaus wird die Analyse der sozialen Folgewirkungen aus Sicht der Haushalte (und nicht aus gesamtwirtschaftlicher Sicht) durchgeführt. Daher werden sowohl Investitionen als auch Energiepreise mit allen Steuern und Abgaben einbezogen. Außerdem wird analog Abschnitten 5.1.4 und 5.2.4 ein Zinssatz von 7% zur Annuisierung verwendet.

Für die Analyse der Effekte auf Ebene der privaten Haushalte werden nur diejenigen Haushalte betrachtet, welche am stärksten von Veränderungen betroffen sind, also diejenigen, die im Basisjahr mindestens einen Pkw besaßen (vgl. auch Abbildung 7-15). Annuisierte Investitionen, zusätzliche Kosten und Einsparungen werden proportional zum Kraftstoffverbrauch im EVS-Basisjahr 2013 verteilt. Implizit wird damit angenommen, dass alle Haushalte mit Pkw relativ gesehen die gleichen Anstrengungen unternehmen, um die Zielpfade zu erreichen.

Die Analyse ergibt, dass Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz durchschnittlich 300 Euro/Jahr einsparen. Diese Einsparung repräsentiert im Mittel knapp 1% des verfügbaren Einkommens (Abbildung 7-18). Die absolute Einsparung (in Euro) steigt dabei von ca. 200 Euro/Jahr im 1. Dezil auf ca. 500 Euro/Jahr im 10. Dezil. Die

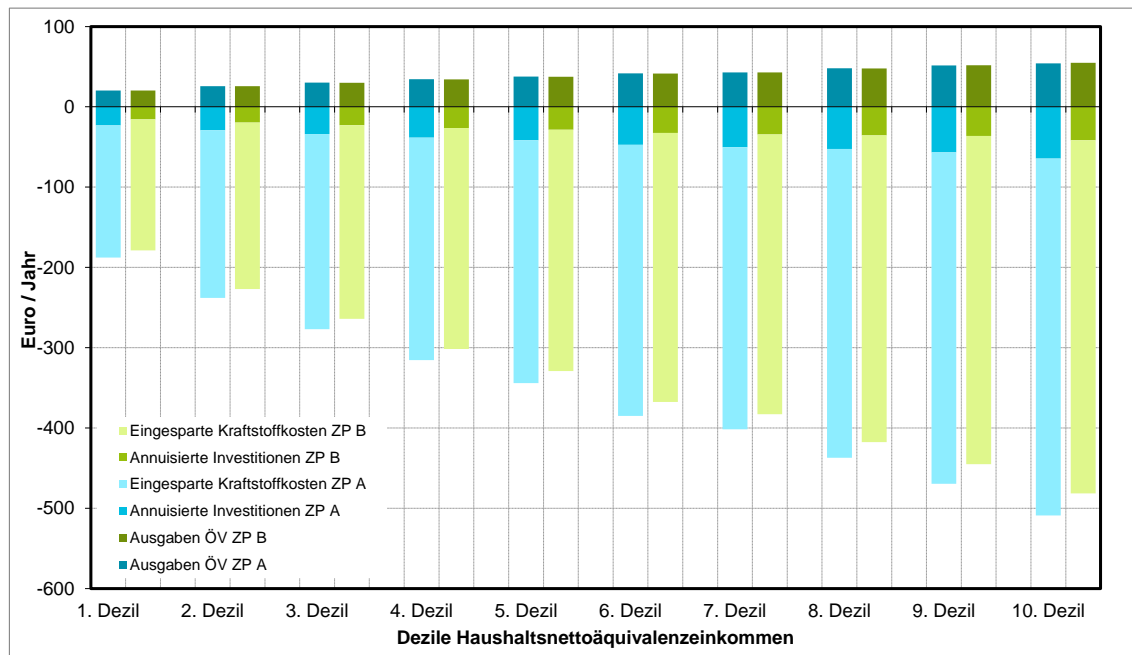
relative Einsparung (gemessen in % des verfügbaren Einkommens) sinkt von 1,3% (ZP B) bzw. 1,4% (ZP A) im 1. Dezil auf 0,5% (ZP B) bzw. 0,6% (ZP A) im 10. Dezil.

Abbildung 7-18: Absolute und relative Einsparungen der Haushalte in den Zielpfaden ggü. der Referenz im Jahr 2030



Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

Den größten Beitrag zur Nettoeinsparung der Haushalte in den Zielpfaden gegenüber der Referenz leisten die Einsparungen bei den fossilen Kraftstoffen, was in Abbildung 7-19 nochmals aufgeschlüsselt nach Einkommensdezilen dargestellt ist. Diese Einsparungen ergeben sich vor allem aus der Verringerung von Benzin- und Dieselausgaben. Dem gegenüber stehen zusätzliche Ausgaben für Strom als Kraftstoff und für öffentlichen Verkehr und in kleinem Umfang für Biokraftstoffe (vgl. auch Abbildung 7-12), welche in Summe aber viel kleiner sind als die Verringerung der Ausgaben für Benzin und Diesel. Die nötigen Investitionen sind sowohl in Zielpfad A als auch in Zielpfad B geringer als in der Referenz. Einerseits steigen die durchschnittlichen Preise für Pkw in den Zielpfaden gegenüber der Referenz durch Effizienztechnologien sowie mehr elektrische Pkw an, andererseits geht die Anzahl der Pkw-Neuzulassungen zurück (vgl. auch Abschnitt 7.1.2). In den Zielpfaden überwiegt der zweite Effekt (weniger Neuzulassungen).

Abbildung 7-19: Wie setzt sich die Einsparung in den Zielpfaden ggü. der Referenz zusammen

Quelle: Mikrosimulationsanalysen auf Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2013 (80% scientific use file des FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder), Eigene Berechnungen.

Die hier durchgeführte Analyse geht davon aus, dass alle Haushalte mit Pkw – relativ gesehen – die gleichen Anstrengungen unternehmen. Je nachdem, welche Instrumente dann tatsächlich eingesetzt werden, um die Zielpfade zu realisieren, können die tatsächlichen Reaktionen darauf allerdings sehr stark variieren. Im Falle von Preisinstrumenten sind z.B. möglicherweise höhere Preiselastizitäten bei einkommensschwachen Haushalten oder niedrigere Preiselastizitäten bei bestimmten Haushaltstypen, z.B. Familien, relevant. Des Weiteren müsste bei der Entwicklung und Bewertung von Instrumenten berücksichtigt werden, welche Haushalte sich effizientere Pkw, bzw. Pkw mit alternativen Antrieben leisten können und ob dies eher bei einkommensstarken Haushalten der Fall ist. Allerdings können Effizienzsteigerungen bei neuen Pkw über den Gebrauchtwagenmarkt auch zu Kraftstoffeinsparungen bei Zweit- und Drittnutzern (d.h. meist einkommensschwächeren Haushalten) führen. Eine Analyse dieser Effekte ist notwendig, kann aber erst dann durchgeführt werden, wenn potenzielle Instrumente zur Zielerreichung genauer definiert worden sind.

7.6. Total cost of ownership (TCO)-Berechnungen für Pkw

Der TCO-Vergleich von Fahrzeugen ist wesentlich abhängig sowohl von den hinterlegten Preisen als auch von der Methodik der Berechnung – d.h. der Diskontierungsrate, der angenommenen Nutzungsdauer (und ggf. dem Restwert des Fahrzeugs) sowie dem angenommenen Einsatzprofil bzw. der Jahresfahrleistung. Wesentlichen Einfluss

auf die TCO haben vor allem der Anschaffungspreis, die Energiepreise und die Wartungskosten.

Im Referenzszenario wird angenommen, dass die Energiesteuern nominal konstant bleiben. Die Inflation sowie die Effizienzsteigerung führen zu sinkenden Energiekosten der konventionellen Pkw, so dass die Energiekosten der Pkw-Nutzung zwischen 2015 und 2030 um 13% zurückgehen. Zwar gibt es auch im Jahr 2030 noch einen Energiekostenvorteil der batterieelektrischen Fahrzeuge, aber dieser ist bei den hinterlegten Annahmen (konstante Energiesteuern und effizientere Pkw) vergleichsweise gering.

Tabelle 7-9: Energiekosten für neu zugelassene Pkw im Jahr 2030 (Referenzszenario)

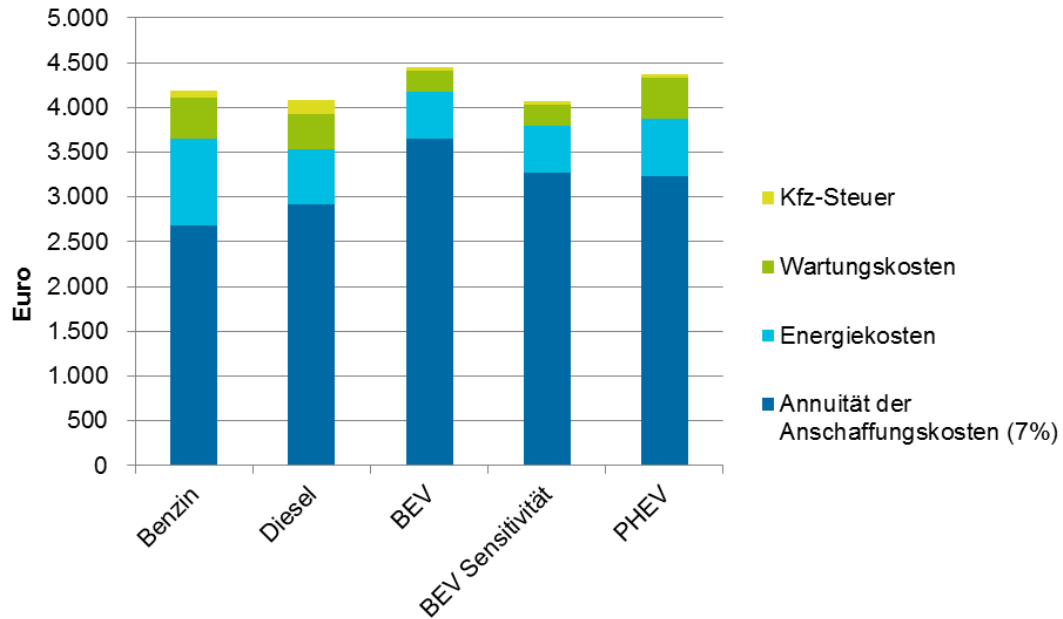
	MJ/km	g CO ₂ /km (WLTP)	€-cent/km
Benzin	1,87	104	8,0
Diesel	1,46	83	5,1
BEV	0,51	0	4,4

Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Die sonstigen variablen Pkw-Kosten (Wartung, Reparatur, Reifen) belaufen sich nach ADAC Autokosten auf durchschnittliche 3,3 €/ct/km für Diesel-Pkw und 3,9 €/ct/km für Benzinfahrzeuge. Für batterieelektrische Fahrzeuge ist von niedrigeren Reparatur- und Wartungskosten auszugehen. Expertenschätzungen von Praktikern in Forschungsvorhaben schätzen die variablen Kosten wegen der geringeren Anzahl an Verschleißteilen auf bis zu 50 % niedriger als die von vergleichbaren verbrennungsmotorischen Pkw (siehe auch Öko-Institut 2017a). Daher werden die sonstigen variablen Kosten bei batterieelektrischen Pkw mit 1,9 €/ct/km auf die Hälfte des Wertes der Benzin-Pkw gesetzt.

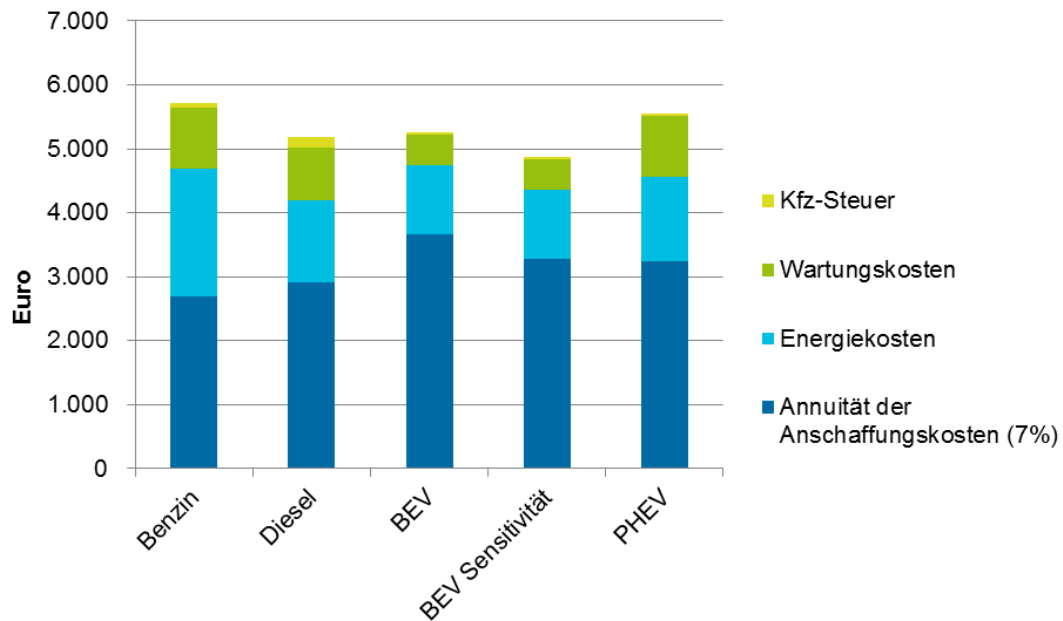
Bei den folgenden Berechnungen ist ein Zinssatz von 7% zu Grunde gelegt und eine Haltedauer von 14 Jahren. Die TCO-Kosten hängen wesentlich von der Jahresfahrleistung ab, wie die beiden folgenden Abbildungen zeigen, sowie von der Batteriekostenentwicklung. In der Folgenabschätzung sind vergleichsweise hohe Preise für batterieelektrische Fahrzeuge hinterlegt. Aktuelle Entwicklungen sowie die Kostendegression bei den Batterien zeigen, dass die Kosten für batterieelektrische Fahrzeuge auch deutlich niedriger liegen könnten. Bei günstiger Entwicklung der Batteriekosten wären die batterieelektrischen Fahrzeuge schon bei einer Fahrleistung von 12.000 km in einer TCO-Betrachtung günstiger als ein Benzin- oder Dieselfahrzeug („BEV Sensitivität“ in Abbildung 7-20). Bei höheren Fahrleistungen von 25.000 km p.a. ist dies auch bei einer weniger günstigen Batteriekostenentwicklung der Fall („BEV“ in Abbildung 7-21).

Abbildung 7-20: TCO-Vergleich im Jahr 2030, Fahrleistung 12.000 km p.a., Zinssatz 7%



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

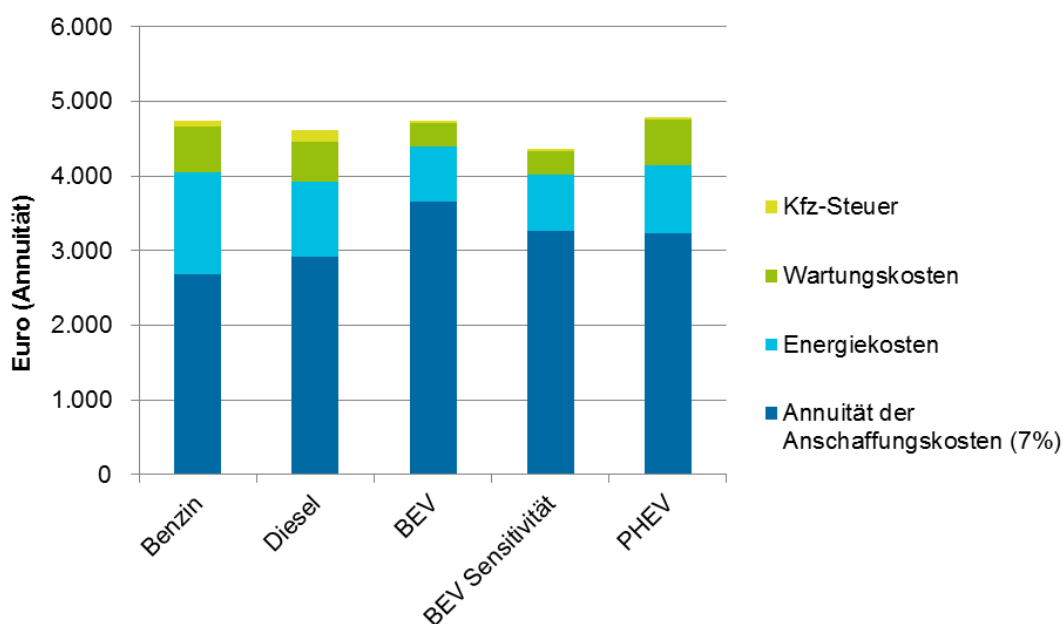
Abbildung 7-21: TCO-Vergleich im Jahr 2030, Fahrleistung 25.000 km p.a., Zinssatz 7%



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Würde man die Energiesteuern auf Benzin und Diesel erhöhen, so verbessert sich das TCO der batterieelektrischen Fahrzeuge im Verhältnis zu konventionellen Antrieben. Bei einer Angleichung der Energiesteuern von Diesel an Benzin und einer weiteren Erhöhung der beider Energiesteuern um jeweils 10 ct ergibt sich im Jahr 2030 ab einer Fahrleistung von etwa 16.000 km die TCO-Kosten-Parität zwischen dem batterieelektrischen und konventionellen Fahrzeug (vgl. Abbildung 7-22) und dies unter den eher konservativen Annahmen zur Entwicklung der Kosten batterieelektrischer Fahrzeuge.

Abbildung 7-22: TCO-Vergleich im Jahr 2030, Fahrleistung 16.000 km p.a., Zinssatz 7%



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

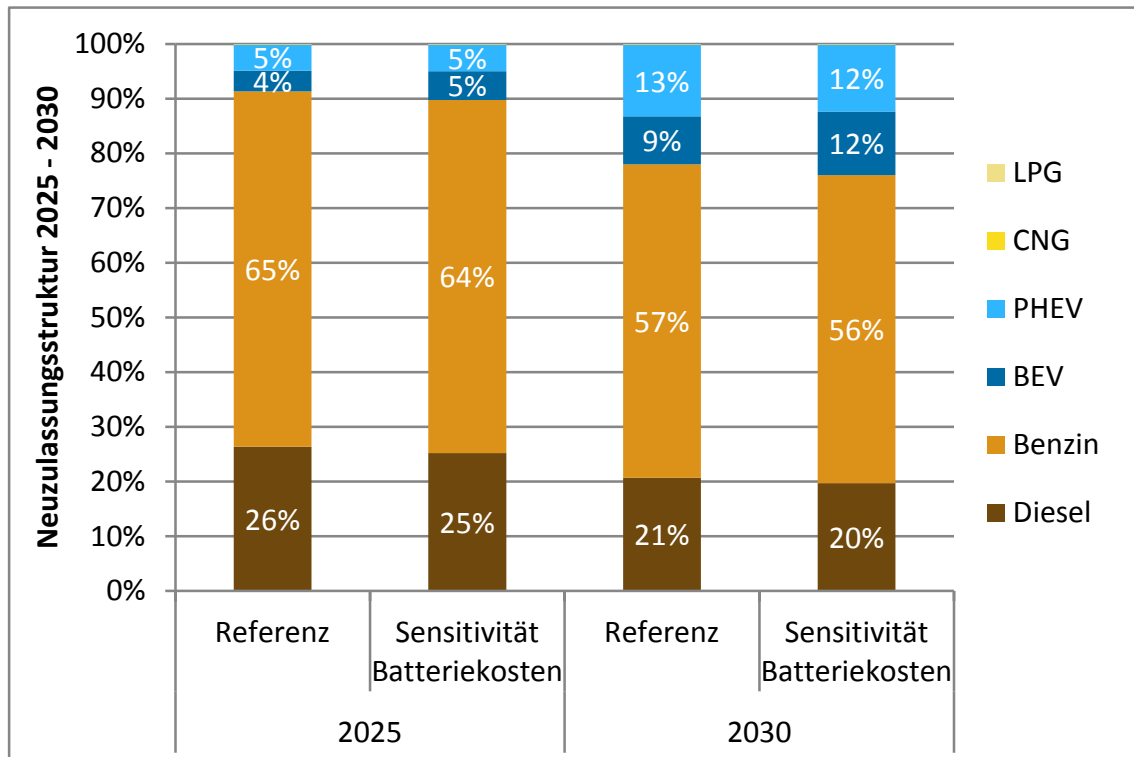
7.7. Sensitivitätsrechnung mit niedrigeren Batteriepreisen

Diese Sensitivität untersucht die Auswirkungen auf die Referenzentwicklung für den Fall, dass die Batteriepreise stärker fallen. Es wird die Entwicklung gemäß (Bloomberg New Energy Finance 2017) hinterlegt. Für die Entwicklung der Batteriesystemkosten bedeutet das:

- 2020: 150 Euro /kWh,
- 2025: 90 Euro /kWh,
- 2030: 60 Euro /kWh.

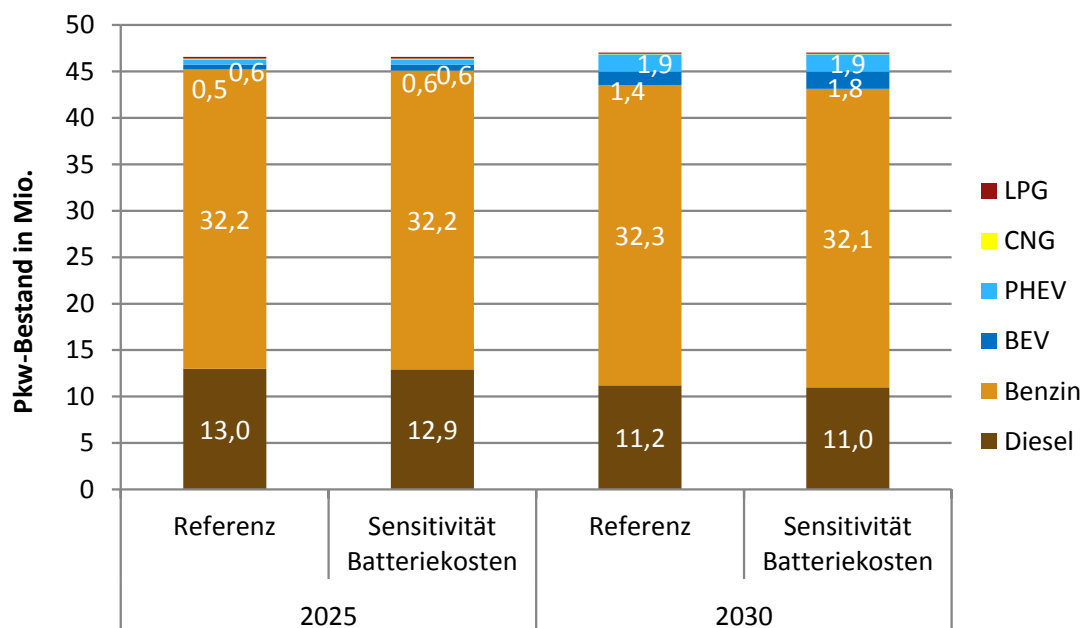
Vordergründig sind hier die Auswirkungen auf Neuzulassungsstruktur, Bestandsentwicklung und Treibhausgasemissionen interessant.

Abbildung 7-23: Sensitivität Batteriepreise - Neuzulassungsstruktur der Pkw nach Antrieben im Vergleich zur Referenz



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Abbildung 7-24: Sensitivität Batteriepreise - Bestandsentwicklung der Pkw nach Antrieben im Vergleich zur Referenz



Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

Die deutlichste Auswirkung der Sensitivität zeigt sich bei Betrachtung der Neuzulassungsstruktur. Der Anteil an E-Fahrzeugen erhöht sich gegenüber der Referenzentwicklung um zwei Prozentpunkte von 22 % auf 24 %. Zusätzlich ist zu beobachten, dass die Verteilung zwischen Plug-In und reinen batterieelektrischen Fahrzeugen in Richtung der BEV schlägt. Mit den niedrigeren Batteriepreisen ergibt sich so eine Gleichverteilung zwischen den beiden Varianten der E-Fahrzeuge (siehe Abbildung 7-23).

Mit einem höheren Anteil an Neuzulassungen geht auch ein größerer Bestand an Elektrofahrzeugen in 2030 einher. Die niedrigeren Kosten führen zu rund 0,4 Mio. mehr Elektrofahrzeugen im Bestand in 2030, wie in Abbildung 7-24 dargestellt.

Bezüglich der CO₂-Emissionen ergibt sich jedoch praktisch kein Effekt (siehe Tabelle 7-10), da der Kommissionsvorschlag zu den CO₂-Grenzwerten in der Referenzentwicklung enthalten ist. Durch die günstigeren Elektrofahrzeuge werden mehr E-Pkw gekauft, dafür ist jedoch die Effizienzentwicklung der konventionellen Fahrzeuge schwächer ausgeprägt. Hier müssen nun weniger effizienzseitige Anreize gesetzt werden um die CO₂-Grenzwerte einzuhalten.

Tabelle 7-10: Sensitivität Batteriepreise – CO₂-Emissionen des MIV im Vergleich zur Referenz

[Mt CO ₂]	Referenz	Sensitivität Batteriekosten
2025	92,11	92,10
2030	83,17	83,15

Quelle: Eigene Berechnungen TEMPS

7.8. Kernbotschaften Verkehr

Die Berechnungen für die Folgenabschätzung haben gezeigt: Für die Erreichung des Klimaschutzziels im Verkehr ist sowohl eine Verlagerung von Verkehr auf umweltfreundliche Verkehrsträger als auch eine deutliche Effizienzsteigerung und Elektrifizierung bei den Fahrzeugen notwendig. Wesentlich ist auch: Sind die Fahrzeuge weniger effizient bzw. gibt es weniger elektrisch betriebene Fahrzeuge, braucht es stärkere Änderungen in der Verkehrsnachfrage.

Elektromobilität und Effizienz bei Pkw (und leichten Nutzfahrzeugen) haben das höchste THG-Minderungspotenzial. Um das Klimaschutzziel 2030 zu erreichen, muss sich die Neuzulassungsstruktur der Pkw deutlich gegenüber der Referenz ändern. Die zwei Szenario-Varianten haben gezeigt, dass es bereits in 2025 eine Elektrifizierung der neu zugelassenen Pkw von 20 bis 40 % braucht. Dies entspricht einer Verdopplung bis Vervierfachung der elektrifizierten Neuzulassungen gegenüber der Referenz. In 2030 ergibt sich ein elektrifizierter Anteil von 60 bzw. 75 % an den gesamten Neuzulassungen. Insgesamt werden so bis zum Jahr 2030 6-10 Mio. E-Pkw im Bestand erreicht.

Effizienzsteigerungen bei neu zugelassenen Lkw wirken durch kurze Lebensdauern der Fahrzeuge vergleichsweise schnell auf den Bestand und leisten daher einen wichtigen Beitrag. Oberleitungs-Lkw sind dabei eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente Option zur Dekarbonisierung des Straßengüterfernverkehrs.

Eine alleinige Fokussierung auf Fahrzeugeffizienz und Elektromobilität reicht jedoch nicht aus. Auch wenn das Potenzial zur Effizienzsteigerung der Fahrzeuge in sehr ambitionierter Art und Weise ausgeschöpft wird, verbleibt eine Lücke zur Erreichung des Klimaschutzziels. Diese Lücke muss entsprechend damit ausgeglichen werden, dass sich auch die Verkehrsnachfrage ändert. Wenn im Personenverkehr der MIV um 8 bis 12% gegenüber der Referenz sinkt, kann das Sektorziel in Kombination mit ambitionierten Effizienzsteigerungen auf Fahrzeugebene bis zum Jahr 2030 erreicht werden. Das impliziert gleichzeitig starke Zuwächse beim ÖV von 7 bis 17% gegenüber der Referenzentwicklung.

Aber auch in den Strukturen des Güterverkehrs müssen sich deutliche Änderungen ergeben. Im Rahmen der Folgenabschätzung zeichnet sich der Beitrag des Straßengüterverkehrs dadurch aus, dass dieser – neben der Effizienzsteigerung der Fahrzeuge –

um rund ein Fünftel gegenüber der Referenzentwicklung zurückgeht. Gleichzeitig steigt der Schienengüterverkehr um rund ein Drittel an.

In Folge der Effizienzsteigerung der Fahrzeuge und einer geänderten Verkehrsnachfrage reduziert sich der Endenergiebedarf im Vergleich zur Referenz um knapp 14 % in 2025. Im Jahr 2030 liegt der Rückgang des gesamten Endenergiebedarfs bei rund einem Viertel im Vergleich zur Referenz. Während die Nachfrage nach konventionellen Kraftstoffen abnimmt, liegt der Strombedarf je nach Anteil der Elektrifizierung im Vergleich zur Referenz um den Faktor 1,5 bis 2,2 höher.

Der Beitrag der Biokraftstoffe hängt von der Reduktion des Endenergieverbrauches ab, da davon ausgegangen wird, dass die absoluten Mengen, die in der Referenzentwicklung zur Verfügung stehen, nicht weiter angehoben werden. Somit steigen bei einer Entwicklung hin zur Zielerreichung die relativen Anteile, da sich die Nachfrage der Kraftstoffmengen über die verschiedenen Effizienz- und Verkehrsnachfrageentwicklungen unterscheiden.

Zur Erreichung des Sektorziels können strombasierte Kraftstoffe einen gewissen, aber begrenzten Beitrag leisten. Denn durch die notwendigen Umwandlungsschritte stehen je nach Prozesspfad nur noch 40% bis 60% der ursprünglichen Energiemenge als Flüssigkraftstoff zur Verfügung. Das bedeutet, dass bei einem Anteil von rund 6% strombasierter Kraftstoffe und einem gegenüber der Referenz reduzierten Endenergiebedarf bereits zusätzliche Strommengen in Höhe von etwa 70 TWh benötigt werden. Für den Luft- und Schifffahrtsverkehr stellen synthetische Kraftstoffe perspektivisch eine relevante Option zur Dekarbonisierung dar.

In beiden Zielpfaden ergeben sich deutliche Verschiebungen bei den Investitionen und Ausgaben.

Einerseits steigen die durchschnittlichen Preise für Pkw bei Erreichung des Sektorziels gegenüber der Referenz durch Effizienztechnologien sowie mehr elektrische Pkw an, andererseits geht die Anzahl der Pkw-Neuzulassungen zurück, wobei der zweite Effekt (weniger Neuzulassungen) überwiegt und die notwendigen Investitionen in den zwei betrachteten Varianten zur Zielerreichung geringer als in der Referenzentwicklung sind. Die in den Szenarien hinterlegten Batteriepreisentwicklungen sind jedoch als eher konservativ einzuschätzen – d.h. bei den aktuell niedrigeren Batteriepreisprojektionen würden die durchschnittlichen Preise für Pkw weniger stark ansteigen.

Da die Pkw- als auch die Lkw-Flotte bei Zielerreichung deutlich effizienter wird, tritt gleichzeitig ein Rückgang bei den Betriebskosten auf, der abhängig von dem Ambitionsniveau der Effizienzsteigerung ist. Je höher der Anteil an stromgenerierten Kraftstoffen ist, desto höher sind die Kraftstoffpreise und die Minderung der volkswirtschaftlichen Energiekosten fällt kleiner aus.

Die Investitionen im Jahr 2030 in verbrennungsmotorische Kraftfahrzeuge sinken um bis zu 18,5 Mrd. €. Die Investitionen in elektrisch betriebene Fahrzeuge sind um bis zu

18 Mrd. € höher als in der Referenz. Bei den Fahrzeugen ergibt dies insgesamt eine leichte Reduktion der Investitionen. Es sind aber auch zusätzliche Investitionen in den Infrastrukturausbau mit rund 0,7 Mrd. € notwendig. Trotz der starken strukturellen Unterschiede können sich die Änderungen bei den Investitionen bei Erreichung des Sektorziels über alle Kategorien ausgleichen. Die zusätzlichen Ausgaben für den Stromverbrauch der Elektromobilität, Biokraftstoffe und stromgenerierte Kraftstoffe und Mehrausgaben für den öffentlichen Verkehr werden in beiden Szenarien durch deutlich geringere Ausgaben für fossile Kraftstoffe überkompensiert. Insgesamt sinken die Ausgaben, wenn die Änderungen bei den Fahrzeugkosten und auch die stattfindende Reduktion der Verkehrsnachfrage im Individualverkehr einen rückläufigen Fahrzeugbestand zur Folge haben.

Durch die Effizienzsteigerung und stärkere Stromnutzung werden bei der Zielerreichung geringere Einnahmen durch die Energiesteuer erwartet. Schon im Referenzszenario liegen die Energiesteuereinnahmen im Jahr 2030 bei gleichbleibenden Steuersätzen um 6,3 Mrd. € niedriger als in 2015. Die Verschiebung der Energieträger ist bei einer stärkeren Elektrifizierung wegen des unterschiedlichen Steuersatzes bei fossilen Energieträgern und Strom von Bedeutung. Bei gleichbleibenden Steuersätzen kann sich ein verringertes Steueraufkommen von mindestens 10 Mrd. € ergeben.

Aus Sicht der Haushalte können in den Zielpfaden im Mittel Einsparungen im Umfang von ca. 300 Euro/Jahr gegenüber der Referenz erwartet werden. Dies geht besonders auf die gesunkene Fahrleistung zurück..

Wie die Effekte der Zielpfade auf die Haushalte im Detail aussehen, hängt von den zur Zielerreichung eingesetzten Instrumenten ab. Selbst wenn im Mittel keine zusätzlichen Kosten erwartet werden, kann es Gruppen geben, die, z.B. weil sie ihre Fahrleistung nur schwer reduzieren können, zusätzlichen Belastungen ausgesetzt sind. Andererseits können z.B. Effizienzsteigerungen bei neuen Pkw über den Gebrauchtwagenmarkt auch zu Kraftstoffeinsparungen bei Zweit- und Drittnutzern (d.h. meist einkommensschwächeren Haushalten) führen. Eine Analyse dieser Effekte ist notwendig, kann aber erst dann durchgeführt werden, wenn potenzielle Instrumente zur Zielerreichung genauer definiert worden sind.

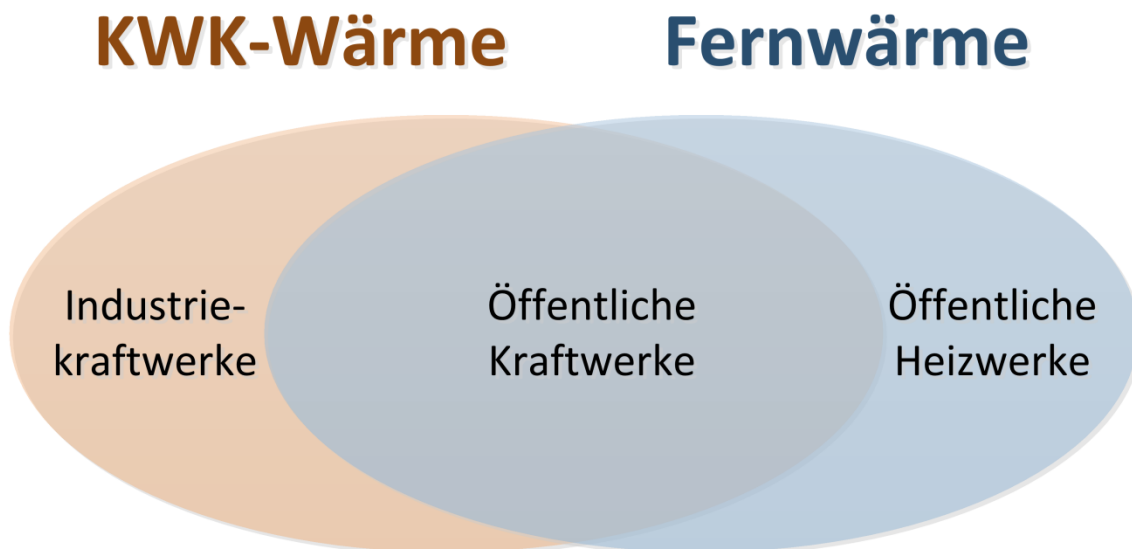
8. Handlungsfeld Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft besteht aus mehreren Teilen: neben den Kraftwerken der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung werden weitere Bereiche des Umwandlungssektors berücksichtigt. Dieser beinhaltet: die Heizwerke der Fernwärmeversorgung, die (Mineralöl-) Raffinerien, die übrigen Anlagen des Umwandlungssektors (Braunkohlengruben, Steinkohlensechen, Brikettfabriken, Kokereien, andere Umwandlungs- und Veredelungsanlagen, Eigenverbrauch von Biogasanlagen) und die Erdgasverdichtungsstationen im Pipelinennetz sowie diffuse Emissionen aus der Nutzung fossiler Brennstoffe in den genannten Bereichen.

Im Folgenden werden die Entwicklungen für die Referenzentwicklung und die sektoralen Pfadkombinationen zunächst für die Kraftwerke dargestellt und dann für den Bereich der übrigen Energiewirtschaft.

Die Strom- und die Fernwärmeerzeugung, in gekoppelten Anlagen werden sowohl von öffentlichen Anlagen als auch teilweise von Kraftwerken erzeugt, welche dem Industriesektor zuzurechnen sind. Diese Anlagen können sich bei der Strom- und Wärmeerzeugung zumindest teilweise gegenseitig substituieren. Abbildung 8-1 zeigt für die Wärmeerzeugung die Überschneidungsbereiche der einzelnen Erzeugungsbereiche. Da es für die Modellierung nicht sinnvoll ist, diese voneinander zu trennen, wird der gesamte Bereich der Kraftwerke gemeinsam modelliert. Die Aufteilung der THG-Emissionen und sonstigen Folgen werden dann im weiteren Verlauf auf die relevanten Sektoren entsprechend der bereits im Klimaschutzplan vorgenommenen Kategorisierung aufgeteilt.

Abbildung 8-1: Begriffsklärung KWK-Wärme und Fernwärme



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Die Gesamtheit der Kraftwerke beinhaltet demnach nicht nur die Anlagen der öffentlichen Versorgung, sondern auch die industrielle Kraftwerke (insbesondere KWK-Anlagen). Die Emissionen der industriellen Kraftwerke werden im Abschnitt 6 dem Industriesektor zugerechnet.

8.1. Vorgehen und Methode

Für die Berechnung des Referenzszenarios und der Zielpfade wurde das gleiche Optimierungsmodell wie für den Projektionsbericht 2017 (Bundesregierung 2017a) genutzt und direkt auf den dort erstellten Szenarien aufgebaut. Die Szenarien wurden hinsichtlich aktueller Trends und Erwartungen bei den ökonomischen Rahmendaten angepasst. Aus den Nachfragesektoren wurden die Daten zur Stromnachfrage und Wärmenachfrage (sowohl gekoppelt als auch ungekoppelt) zusammengeführt und unter Berücksichtigung der szenarienspezifischen Annahmen in den Modellen für den Stromsektor und die übrige Energiewirtschaft berechnet.

Im Einzelnen wurden für die Szenarien folgende Annahmen getroffen:

- **Referenzszenario (REF):** Das Szenario entspricht den im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichtes 2017 umgesetzten Maßnahmen.
- **Zielpfad A (ZP A):** Zusätzlicher Ausbau der erneuerbaren Energien und Reduktion der Kohleverstromung, um das Sektorziel der Energiewirtschaft für das Jahr 2030 zu erreichen.
- **Zielpfad B (ZP B):** Dieser Zielpfad entspricht in den wesentlichen Annahmen dem Zielpfad A. Zusätzlich wird angenommen, dass die durch geringere Effi-

zizienzsteigerungen und andere Effekte höhere Stromnachfrage im ZP B zu 100% erneuerbar erzeugt wird. Die installierten Leistungen von Wind onshore und Photovoltaik wurden entsprechend angepasst.

Ein detaillierterer Vergleich der Annahmen für REF, ZP A und ZP B ist in Tabelle 8-1 dargestellt.

Tabelle 8-1: Annahmen im Vergleich der Szenarien

	REF	ZP A	ZP B
EE-Strom am Bruttostromverbrauch	52% in 2030	65% in 2030	67% in 2030*
Kraftwerke	Nur Stilllegungen laut Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft	Stilllegungen ⁵³ von Kohle-Kraftwerken mit einer Lebensdauer > 37 Jahre	Wie ZP A
KWK	KWKG 2016	Zusätzlicher Zubau von Erdgas-KWK und erneuerbarer Wärmeerzeugung	Wie ZP A

* Höhere Stromnachfrage in den Nachfragesektoren wird durch einen zusätzlichen EE-Ausbau komplett erneuerbar erzeugt

Quelle: (Bundesregierung 2017a) und eigene Annahmen

In allen Szenarien wird die **Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft** berücksichtigt. In der Referenz wird von der aktuellen Ausgestaltung des KWKG ausgegangen (kein Zubau von Anlagen, die nach dem 31.12.2022 in Betrieb gehen). In den Zielpfadkombinationen wird im Vergleich zur Referenz ein Zubau von Erdgas-KWK-Anlagen im Umfang von insgesamt 4,7 GW bis 2030 unterstellt, um den Rückgang der kohlebasierten Erzeugungskapazitäten auszugleichen. Darüber hinaus wird in den Zielpfadkombinationen ein Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeugung berücksichtigt, um zu einer Dekarbonisierung der netzgekoppelten Fernwärmeerzeugung beizutragen (vergleiche Tabelle 8-6 und Tabelle 8-7).

Für die Modellierung des Stromsektors wurde wie im Projektionsbericht 2017 ein modellendogenes Stilllegungskalkül verwendet, wonach Kraftwerke, die ihre fixen Be-

⁵³ Die Stilllegung von Kraftwerken steht hier repräsentativ für die Reduzierung der Stromproduktion aus diesen Anlagen und greift nicht der durch die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zu erarbeitenden Vorschläge zur schrittweisen Reduzierung der Kohleverstromung insbesondere auch mit Blick auf das Sektorziel Energiewirtschaft des Klimaschutzplans 2050 für das Jahr 2030 vorweg.

triebskosten langfristig nicht mehr erwirtschaften können, in Kaltreserve gehen bzw. stillgelegt werden.⁵⁴

Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in den Szenarien ist in Tabelle 8-2 dargestellt.

Tabelle 8-2: Bruttostromverbrauch im Vergleich der Szenarien

	2017	2025			2030		
		REF	ZP A	ZP B	REF	ZP A	ZP B
Bruttostromverbrauch [TWh]	600	575	547	571	566	546	573

Quelle: AGEB, Eigene Berechnungen Öko-Institut

Die verwendeten Preise für Steinkohle und Erdgas sowie für Emissionszertifikate im Rahmen des EU ETS sind in Tabelle 8-3 dargestellt (vergleiche Anhang 15.2). Die Annahmen unterscheiden sich zwischen der Referenz und den Zielpfaden nicht. Die Preise wurden vor Beginn der Modellierung im Sommer 2017 festgelegt. Kurzfristige Volatilitäten bei der Preisentwicklung können naturgemäß nicht abgebildet werden. Tabelle 8-21 zeigt die

Tabelle 8-3: Brennstoffpreise frei Kraftwerk und Preise für CO₂-Zertifikate

		2017	2018	2025	2030
Steinkohle	€/MWh	9,1	10,9	11,9	11,9
Erdgas	€/MWh	22,1	25,9	25,9	25,9
EUA	€/EUA	5,8	18,8	10	15

Anmerkung: Angaben für 2017 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres. Angaben für 2018 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres, wie das Produkt im August 2018 gehandelt wurde

Quelle: Daten bis 2018 basierend auf EEX, danach basierend auf dem Anhang im Abschnitt 15.2

Kraftwerke in der Referenzentwicklung

Die Referenzentwicklung basiert für die Energiewirtschaft im Wesentlichen auf dem Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017a).

⁵⁴ Für eine genauere Darstellung der Methodik siehe Bundesregierung 2017a.

Dies bedeutet, dass die **Entwicklung der Leistung erneuerbarer Energien** auf Basis des EEG 2017 abgeleitet wird. So basiert die Entwicklung der installierten Leistung für Windenergie an Land auf einem jährlichen Brutto-Zubau von 2,8 GW für die Jahre 2017-2019 und von 2,9 GW ab dem Jahr 2020. Nach 2020 kommt es aufgrund des entsprechenden Ausscheidens von Altanlagen lediglich zu einem geringfügigen Anstieg der installierten Leistung.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie auf See basiert grundsätzlich auf den im EEG 2017 vorgesehenen Ausbauwerten (15,0 GW im Jahr 2030).

Die Entwicklung der PV-Leistung orientiert sich bis 2021 an dem im EEG 2017 vorgesehenen jährlichen Brutto-Zubau von 2,5 GW. Darüber sieht das EEG 2017 vor, dass eine Vergütung von Strom für Photovoltaikanlagen nach §19 jenseits einer Obergrenze von 52 GW entfällt (§49 (5)). Förderung erhalten damit nur noch Anlagen, welche im Rahmen von Ausschreibungen nach §22 errichtet werden, wobei das Ausschreibungsvolumen nach §28 (2) auf 600MW pro Jahr begrenzt wird. Der Brutto-Zubau von PV-Anlagen, die durch diesen Zubau nicht kompensierte Außerbetriebnahme von Altanlagen sowie die Obergrenze bewirken, dass der Ausbau zwischen 2020 und 2030 im Vergleich zu den Vorjahren geringfügig ausfällt.

Der Zubau von Biomasseanlagen basiert auf einem Brutto-Zubau von 150 MW in den Jahren 2017-2019 sowie von 200 MW in den Jahren 2020 bis 2022. Ab dem Jahr 2023 wird von einem jährlichen Brutto-Zubau von Biogasanlagen von 150 MW ausgegangen. Aufgrund des begrenzten Zubaus sowie des Ausscheidens von Altanlagen geht die installierte Leistung leicht zurück.

Tabelle 8-4: Installierte Leistungen erneuerbarer Energien im REF [GW]

	2025	2030
Wasser ⁵⁵	4,0	4,0
Windenergie an Land	54,4	58,5
Windenergie auf See	10,8	15,0
Biogas ⁵⁶	6,2	4,9
Biomasse ⁵⁷	2,4	1,7
Photovoltaik	57,4	60,5
Geothermie	0,4	0,6

Quelle: Eigene Annahmen

Übrige Energiewirtschaft in der Referenzentwicklung

Die Entwicklung der fossilen Brennstoffeinsätze (außer Erdgas) der Heizwerke orientiert sich an den Entwicklungen der Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in öffentlichen Kraftwerken. Die Einsätze erneuerbarer Energieträger sowie von Abfall wurden in der Referenzentwicklung auf dem Niveau des Jahres 2015 fortgeschrieben.

Die Projektionen der anderen Umwandlungssektoren außerhalb der Stromerzeugung sind im Wesentlichen durch die Energieverbräuche von Gebäuden, Industrie und Verkehr determiniert: Alle Nachfragegrößen für die übrigen Umwandlungssektoren ergeben sich aus den in den Sektoranalysen ermittelten Energienachfragen, wobei Leitungs- und Umwandlungsverluste bei der Berechnung des Energieverbrauchs und der Emissionen der übrigen Energieverbrauchs im Integrationsmodell ENUSEM des Öko-Instituts vollständig berücksichtigt werden. Energieverbräuche, die nicht konkret zu individuellen Treibern zugeordnet werden können, werden als konstant fortgeschrieben.

Für die Raffinerien bedeutet dies, dass das Modell unterstellt, dass deren Aktivität (also die Energieverbräuche und damit verbundene Treibhausgasemissionen) mit rückläufiger Mineralölnachfrage ebenfalls zurückgeht.

Kraftwerke in den Zielpfaden

Die Zielpfadkombinationen in der Energiewirtschaft wurden so ausgestaltet, dass der Korridor der Emissionsminderungen aus dem Klimaschutzplan in 2030 erreicht wird.

⁵⁵ Ohne Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss.

⁵⁶ Einschließlich Deponiegas und Klärgas.

⁵⁷ Feste Biomasse und Pflanzenöl.

Dazu wurde angenommen, dass über das Ambitionsniveau des REF hinausgehende Maßnahmen ergriffen werden müssen. Die Annahmen für die Entwicklung der Energiewirtschaft in den Zielpfadkombinationen sind teilweise deckungsgleich in beiden Szenarien. Es wird angenommen, dass die zu erwartende höhere Stromnachfrage im ZP B (durch geringere Effizienzsteigerungen in den Nachfragesektoren) komplett durch zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Energien gedeckt wird.

Um das Ziel von 65% erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im ZP A erreichen zu können, werden vor allem bei onshore Wind und Photovoltaik höhere Ausbauraten angesetzt als für die Referenzentwicklung. Bei Wind offshore kommt es bis 2025 zu den gleichen Ausbauraten wie im REF, weil angenommen wird, dass zusätzliche Netzanschlüsse nur mit einigem Vorlauf bereitgestellt werden können (in der Nordsee). Nach 2025 erhöht sich der jährliche Zubau von Offshore-Windkraftanlagen auf 1,5 GW. Tabelle 8-5 zeigt die Leistungen der erneuerbaren Energien, wie sie für die Zielpfadkombination A implementiert wurden.

Tabelle 8-5: Installierte Leistungen erneuerbarer Energien im Jahr 2030 in den Zielpfaden im Vergleich [GW]

	2030 (Ref)	2030 (ZP A)	2030 (ZP B)
Wasser ⁵⁵	4,0	4,0	4,0
Windenergie an Land	58,5	66,1	78,0
Windenergie auf See	15,0	18,2	18,2
Biogas ⁵⁶	4,9	4,9	4,9
Biomasse ⁵⁷	1,7	1,7	1,7
Photovoltaik	60,5	82,0	90,4
Geothermie	0,6	1,0	1,0

Quelle: Eigene Annahmen Öko-Institut

Um die höhere Stromnachfrage der Nachfragesektoren in der Zielpfadkombination B gegenüber der Zielpfadkombination A zu decken, wurden höhere Leistungen an Wind onshore und Photovoltaik zugebaut. Unter Berücksichtigung der jeweiligen anzusetzenden jährlichen Volllaststunden, ergeben sich dann in 2030 für Wind onshore 78 GW und für Photovoltaik 90,5 GW (Tabelle 8-5).

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, werden in beiden Zielpfaden die gleichen Annahmen für die Dekarbonisierung des Kraftwerksparks getroffen. Da der Ausbau erneuerbarer Energien alleine nicht ausreichend ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen, müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, die die Kohleverstromung

reduzieren. In der Modellierung wurde dabei kein konkretes politisches Instrument abgebildet, sondern angenommen, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke, die im Jahr 2030 ihr jeweils 37. Betriebsjahr vollenden oder älter sind, stillgelegt werden (vergleiche Abbildung 8-3 bezüglich der Auswirkungen auf die installierten Leistungen der Kohlekraftwerke). Bis zum Jahr 2025 erfolgt etwa die Hälfte der bis 2030 notwendigen Stilllegungen.

Dekarbonisierung der netzgekoppelten Fernwärme in den Zielpfaden

Außerdem, wird angenommen, dass zusätzlich zur Umstellung der netzgekoppelten Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen auch Solarthermieranlagen und Power-to-Heat sowie Wärmespeicherung in den Fernwärmenetzen zum Einsatz kommen. Basierend auf (Beuth HS & IFEU 2017), (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) und eigenen Annahmen wurden die in Tabelle 8-6 dargestellten Leistungsobergrenzen für Solarthermie, Power-to-Heat und Wärmespeicher eingesetzt.

Tabelle 8-6: Leistungsbegrenzungen der netzgekoppelten erneuerbaren Fernwärme in den Zielpfadkombinationen

	Einheit	2025	2030
Solarthermie	MW	839	1.747
Power-to-Heat	MW	1.000	1.500
Wärmespeicher	% ⁵⁸	0,20%	0,25%

Quelle: (Beuth HS & IFEU 2017) (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) und eigene Annahmen Öko-Institut

In den Zielpfadkombinationen kommen im Bereich der ungekoppelten Wärmeerzeugung zusätzlich alternative Technologien zur emissionsarmen Fernwärmebereitstellung zum Einsatz. Es wird ein Ausbau von neuen Einspeisern in Fernwärmenetzen unterstellt, zum Einsatz kommen solarthermische Anlagen, Großwärmepumpen und Tiefengeothermieranlagen sowie Fernwärmespeicher (Tabelle 8-7). Darüber hinaus wird angenommen, dass KWK-Anlagen zugunsten von erneuerbarer Stromerzeugung weniger laufen und in der Spitzenlast Heizwerke somit einen leicht steigenden Anteil an der Wärmeerzeugung haben.

Tabelle 8-7: Ausbau im Bereich der netzgebunden Wärme

	Einheit	2025	2030
Solarthermie			

⁵⁸ Die Leistungsbegrenzung der Wärmespeicher basiert auf Quotienten von Speichervolumen zur jährlichen Wärmenachfrage und ist damit einheitenlos.

Installierte thermische Leistung	GW	0,9	1,8
Tiefengeothermie			
Wärmeeinspeisung	PJ	5,4	7,5
Großwärmepumpen			
Einspeisung	PJ	3,8	7,6
Stromverbrauch	TWh	0,4	0,8

Quelle: Annahmen Öko-Institut, basierend u.a. auf Beuth HS und IFEU (2017)

8.2. Nettostromerzeugung

Tabelle 8-8 zeigt die Nettostromerzeugung im Referenzszenario (REF) für die Szenariojahre 2025 und 2030 sowie zum Vergleich 2017.

Die Stromerzeugung abzüglich der Exporte geht von 567 TWh (2017) auf 543 TWh (2030) leicht zurück. In allen Jahren wird im Saldo Strom exportiert. Die Netto-Exporte sinken von 54 TWh 2017 in der Modellierung durch den Kernenergieausstieg im Jahr 2025 auf nur noch 6 TWh und steigen dann im Jahr 2030 vor dem Hintergrund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien wieder auf 21 TWh an. Für die Entwicklung des Stromaustauschs mit den Nachbarländern besteht eine größere Unsicherheit, als für andere Modellergebnisse weil für die Import-Export-Bilanz nicht nur die Entwicklung in Deutschland relevant ist, sondern auch Annahmen über die Entwicklung der Kraftwerksparks und Stromnachfragen in den relevanten europäischen Ländern getroffen werden müssen.

Die Stromerzeugung aus Kernenergie sinkt gegenüber heute entsprechend dem nach AtG 2011 beschlossenen Leistungsrückgang in den nächsten Jahren. Im Szenariojahr 2025 findet keine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mehr statt.

Durch die Sicherheitsbereitschaft geht die im Strommarkt verfügbare Leistung der Braunkohle-Kraftwerke bis 2020 gegenüber heute leicht zurück. Diese Leistung bleibt im Referenzszenario auch 2025 erhalten, sie sinkt im Jahr 2030 durch im Modell berechnete wirtschaftliche Stilllegungen auf 16 GW (vgl. Tabelle 8-9). Entsprechend entwickelt sich die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken: Sie beträgt noch 123 TWh im Jahr 2025 und noch 105 TWh im Szenariojahr 2030.

Die Leistung der Steinkohlekraftwerke ändert sich dagegen im Szenarioverlauf stärker: von knapp 23 GW (ohne Kraftwerke in Netzreserve) im Jahr 2017 sinkt sie auf 16 GW im Jahr 2025 und 15 GW im Jahr 2030. Grund ist neben dem fortgeschrittenen Alter einiger Steinkohlekraftwerke auch die modellendogene Stilllegung, wenn die Kraftwerke mit den gegebenen Parametern nicht mehr kostendeckend am Strommarkt betrieben werden können. Dies betrifft insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke mit unterdurch-

schnittlichen Volllaststunden.⁵⁹ Entsprechend sinkt die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken von ca. 85 TWh im Jahr 2017 auf rund 75 TWh in den Jahren 2025 und 2030.

Die Stromerzeugung aus Erdgas zeigt im Betrachtungszeitraum einen fluktuierenden Verlauf: von 84 TWh im Jahr 2017 sinkt sie auf 69 TWh im Jahr 2025 und steigt im Jahr 2030 wieder auf 72 TWh an. Dieser Anstieg in der Stromerzeugung entsteht durch eine höhere Auslastung der Erdgaskraftwerke bei insgesamt gleichbleibender installierter Leistung. Diese liegt mit 18 GW in den Jahren 2020 bis 2030 unterhalb der heute installierten Leistung von ca. 24 GW (ohne Kraftwerke in der Netzreserve). Grund für den Rückgang gegenüber heute sind auch hier modellendogene Stilllegungen, weil mit den hier angenommenen Rahmendaten kein langfristig kostendeckender Betrieb mehr möglich ist.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt entsprechend der im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Annahmen zum Zubau zwischen bis 2030 zu: von 218 TWh im Jahr 2017 auf 266 TWh im Jahr 2025 und auf 291 TWh im Jahr 2030. Damit werden im Jahr 2030 gut 70 TWh mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt als noch 2017. Den größten prozentualen wie auch absoluten Anteil daran hat Windenergie auf See, deren Stromerzeugung sich im Zeitverlauf von 18 TWh (2017) auf 60 TWh (2030) mehr als verdreifacht. Windenergie an Land und Photovoltaik tragen moderater zu dem Anstieg bei: Die Stromerzeugung von Wind an Land steigt von 89 TWh im Jahr 2017 auf 113 TWh im Jahr 2030, die Stromproduktion aus Photovoltaik nimmt von 40 TWh (2017) auf 55 TWh (2030) zu. Die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse geht dagegen bis 2030 zurück. Die Stromerzeugung aus Geothermie steigt bis 2030 auf 4 TWh an, bewegt sich damit aber immer noch auf einem absolut gesehen vergleichsweise niedrigen Niveau. Die Stromerzeugung aus Laufwasser bleibt mit ca. 20 TWh über die Jahre konstant.

Auch die Stromerzeugung aus den sonstigen Energieträgern (Öl, Sondergase, fossiler und biogener Müll) bleibt im Betrachtungszeitraum unverändert.

⁵⁹ Im Markt verbleiben dann insbesondere neuere, effiziente Steinkohlekraftwerke. Dies ist ein Grund, dass der Durchschnitt der Vollbenutzungsstunden der Steinkohlekraftwerke im Jahr 2030 ansteigt.

Tabelle 8-8: Nettostromerzeugung im REF [TWh]

	2017	2025	2030
Energieträger	TWh		
Kernenergie	72	0	0
Braunkohle	137	123	105
Steinkohle	85	76	74
Erdgas	84	69	72
Sonstige	20	20	19
Erneuerbare	218	266	291
<i>Wasser</i>	20	21	20
<i>Wind</i>	107	142	173
<i>Wind onshore</i>	89	99	113
<i>Wind offshore</i>	18	43	60
<i>PV</i>	40	50	55
<i>Biomasse</i>	51	50	39
Pumpspeicher	6	2	3
Summe	621	556	563
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-54	-6	-21
Summe abzüglich Exporte	567	551	543

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-9: Installierte Leistungen des Stromsektors im REF (ohne Kraftwerke in Kaltreserve) [GW]

	2025	2030
Energieträger		
Kernenergie	0	0
Braunkohle	18	16
Steinkohle	16	15
Erdgas	18	18
Sonstige	6	5
Erneuerbare	135	145
<i>Wasser</i>	4	4
<i>Wind</i>	65	74
<i>Wind onshore</i>	54	59
<i>Wind offshore</i>	11	15
<i>PV</i>	57	60
<i>Biogas</i>	6	5
<i>Biomasse</i>	2	2
<i>Geothermie</i>	0,4	0,6
Pumpspeicher	9,5	9,5
Summe	202	208

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-10 zeigt die Nettostromerzeugung im Szenario ZP A. In Tabelle 8-11 sind die zugehörigen installierten Leistungen der Kraftwerke dargestellt.

Im ZP A werden Effizienzpotenziale in den Nachfragesektoren besser ausgeschöpft als im Referenzszenario, wodurch weniger Strom nachgefragt wird. Die Nettostromerzeugung abzüglich des Exportsaldos liegt in den Jahren 2025 und 2030 dadurch nur noch bei knapp 530 TWh (im Vergleich zu 567 TWh im Jahr 2017).

Die Stromerzeugung aus Kernenergie folgt wie im Referenzszenario dem Ausstiegsbeschluss nach AtG 2011.

Durch die angenommenen Stilllegungen von Kohlekraftwerken zur Zielerreichung sinkt die Leistung der Braunkohlekraftwerke im Jahr 2025 auf 13 GW und geht bis 2030 auf 9 GW zurück. Entsprechend sinkt auch die Stromproduktion aus Braunkohle von 137 TWh im Jahr 2017 um mehr als die Hälfte auf gut 60 TWh im Jahr 2030.

Die Leistung der Steinkohlekraftwerke sinkt von knapp 23 GW (ohne Kraftwerke in Netzreserve) im Jahr 2017 auf 12 GW im Jahr 2025 und 8 GW im Jahr 2030. Die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken geht daher von noch 85 TWh im Jahr 2017 auf knapp 40 TWh im Jahr 2030 zurück.

Im Modell wird ein Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen hauptsächlich durch Erdgas-KWK-Anlagen unterstellt. Entsprechend liegt die Kapazität der Erdgaskraftwerke mit 20 GW im Jahr 2025 und 22 GW im Jahr 2030 etwas höher als im Referenzszenario, aber weiterhin unter dem Wert von 2017, da weiterhin Erdgaskraftwerke modellendogen stillgelegt werden, wenn sie keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften. Auch die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken liegt mit gut 80 TWh im Jahr 2030 etwas über den Werten des Referenzszenarios.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wächst im ZP A definitionsgemäß deutlich stärker als im Referenzszenario. So werden im Jahr 2030 350 TWh aus erneuerbaren Energien erzeugt, das entspricht 65% der Bruttostromversorgung oder einem Zuwachs um 132 TWh gegenüber 2017. Wind auf See trägt mit einem Zuwachs gegenüber 2017 um 55 TWh auf 73 TWh im Jahr 2030 am stärksten zu diesem Anstieg bei. In ähnlichem Umfang wächst allerdings auch die Photovoltaik, die im Jahr 2030 85 TWh Strom produziert, das entspricht 45 TWh mehr als noch 2017 und damit mehr als einer Verdoppelung. Wind an Land ist mit 134 TWh im Jahr 2030 die Technologie mit der höchsten erneuerbaren Stromproduktion, gegenüber 2017 verzeichnet sie ebenfalls einen Zuwachs um 45 TWh.

Die Leistungen der Anlagen, die Biogas- und feste Biomasse verbrennen, sind gegenüber dem Referenzszenario unverändert und im Betrachtungszeitraum rückläufig. Wegen des gestiegenen Ausbaus der erneuerbaren Energien wird in den Zielpfaden unterstellt, dass Biomasse-Kraftwerke flexibler betrieben werden als im Referenzszenario. In der Folge sinkt die Produktion der Biomassekraftwerke im Jahr 2030 gegenüber dem Referenzszenario um 5 TWh.

Die Stromproduktion von Laufwasser, Geothermie und den sonstigen Energieträgern entspricht weitgehend dem Referenzszenario.

Während insgesamt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Erdgas im ZP A höher ist als im Referenzszenario, nimmt im ZP A die Kohlestromproduktion deutlich ab. Die Exporte gehen zurück, Deutschland bleibt aber durchgängig Netto-Exporteur. Im Jahr 2030 ist ein Netto-Export von 22 TWh zu verzeichnen. Dieser Netto-Export fällt sehr ähnlich aus wie im Referenzszenario (21 TWh).

Tabelle 8-10: Nettostromerzeugung im ZP A [TWh]

	2017	2025	2030
Energieträger			
Kernenergie	72	0	0
Braunkohle	137	90	61
Steinkohle	85	59	39
Erdgas	84	70	81
Sonstige	20	19	18
Erneuerbare	218	302	350
<i>Wasser</i>	20	21	20
<i>Wind</i>	107	158	206
<i>Wind onshore</i>	89	115	134
<i>Wind offshore</i>	18	43	73
<i>PV</i>	40	71	85
<i>Biomasse</i>	51	50	34
<i>Geothermie</i>	0	3	4
Pumpspeicher	6	1	2
Summe	621	542	551
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-54	-16	-22
Summe abzüglich Exporte	567	526	529

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-11: Installierte Leistungen des Stromsektors im ZP A (ohne Kraftwerke in Kaltreserve [GW])

	2025	2030
Energieträger	GW	
Kernenergie	0	0
Braunkohle	13	9
Steinkohle	12	8
Erdgas	20	22
Sonstige	6	5
Erneuerbare	155	177
<i>Wasser</i>	4	4
<i>Wind</i>	71	84
<i>Wind onshore</i>	60	66
<i>Wind offshore</i>	11	18
<i>PV</i>	71	82
<i>Biogas</i>	6	5
<i>Biomasse</i>	2	2
<i>Geothermie</i>	0,4	0,6
Pumpspeicher	9	9
Summe	209	231

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

In Tabelle 8-12 ist die Nettostromerzeugung für das Szenario ZP B dargestellt. Tabelle 8-13 enthält die entsprechenden installierten Leistungen der Kraftwerke.

In diesem Szenario werden die definitionsgemäß geringeren Effizienzsteigerungen durch einen verstärkten Zubau erneuerbaren Energien ausgeglichen.

Die Nettostromerzeugung abzüglich des Exportsaldos liegt dementsprechend höher als im ZP A: sie sinkt von 567 TWh im Jahr 2017 auf 550 TWh im Jahr 2025 und steigt dann wieder leicht an auf 556 TWh im Jahr 2030.

Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken folgt wie in den anderen beiden Szenarien dem Ausstieg gemäß AtG 2011.

Die Annahmen zur Kohleverstromung sind analog zum Szenario ZP A, so dass auch hier die Leistungen der Braunkohlekraftwerke auf 13 GW im Jahr 2025 und 9 GW im Jahr 2030 sinken. Die Kapazität der Steinkohlekraftwerke sinkt ebenfalls wie im ZP A auf 13 GW im Jahr 2025 bzw. 8 GW im Jahr 2030. Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle ist für das Jahr 2025 im ZP B sehr ähnlich wie im ZP A: 90 TWh (Braunkohle) und 65 TWh (Steinkohle). Im Jahr 2030 liegt sie etwas niedriger als im ZP A: 57 TWh (Braunkohle) und 36 TWh (Steinkohle).

Die Stromerzeugung aus Erdgas ist im ZP B mit 73 TWh im Jahr 2025 und 99 TWh im Jahr 2030 deutlich höher als im ZP A. Auch die installierten Leistungen sind mit 20 GW (2025) und 26 GW (2030) höher als im ZP A. Während in beiden ZP-Szenarien auch definitionsgemäß ein um 4,7 GW höherer Zubau von Erdgas-KWK-Anlagen als im Referenzszenario stattfindet, werden darüber hinaus im ZP B weniger Erdgas-Kraftwerke langfristig stillgelegt als im ZP A. Dies betrifft Erdgas-Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 3,6 GW. Grund dafür ist die höhere Stromnachfrage und der höhere Flexibilitätsbedarf und eine daraus resultierende leicht bessere Erlössituation für Erdgasanlagen im ZP B gegenüber dem ZP A. Die Unterschiede hinsichtlich der Erlöse sind jedoch sehr gering, so dass die hier getroffene Stilllegungsentscheidung des Modells im ZP A bzw. die Entscheidung, die Kraftwerke aus der Kaltreserve zurück in den Markt zu holen in ZP B sehr knapp ausfällt. Die wirtschaftliche Situation und damit die Leistungsentwicklung der Erdgaskraftwerke ist daher auch angesichts der möglichen Bandbreite der Entwicklung bei den Brennstoffpreisen mit Unsicherheiten behaftet.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht im Jahr 2030 im ZP B 383 TWh und liegt damit definitionsgemäß noch über dem ZP A. Gegenüber 2017 ist das ein Zuwachs von 164 TWh. Der größte Anstieg geht diesmal auf Wind an Land zurück, die Produktion beträgt im Jahr 2030 158 TWh. Das sind 69 TWh mehr als noch 2017. Die Stromproduktion aus Photovoltaik steigt auf 94 TWh und wächst damit um 54 TWh gegenüber 2017, so dass sich der Solarstrom mehr als verdoppelt. Wind auf See produziert 2030 genau wie im ZP A 73 TWh.

Die Stromproduktion aller anderen Energieträger entspricht derjenigen in ZP A. Der einzige Unterschied ist die leicht höhere Produktion der Pumpspeicherkraftwerke im ZP B (4 TWh im 2030 statt 2 TWh im Jahr 2030 im ZP A).

Durch den Kernenergieausstieg gehen die Exportüberschüsse bis zum Jahr 2025 auf nur noch 1 TWh zurück, steigen bis 2030 durch den Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch wieder auf 39 TWh an.

Tabelle 8-12: Nettostromerzeugung im ZP B [TWh]

	2017	2025	2030
Energieträger		TWh	
Kernenergie	72	0	0
Braunkohle	137	90	57
Steinkohle	85	65	36
Erdgas	84	73	99
Sonstige	20	19	18
Erneuerbare	218	302	383
<i>Wasser</i>	20	21	20
<i>Wind</i>	107	161	231
<i>Wind onshore</i>	89	118	158
<i>Wind offshore</i>	18	43	73
<i>PV</i>	40	71	94
<i>Biomasse</i>	51	47	34
<i>Geothermie</i>	0	3	4
Pumpspeicher	6	2	4
Summe	621	551	595
Export-Import-Saldo (Import positiv)	-54	-1	-39
Summe abzüglich Exporte	567	550	556

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-13: Installierte Leistungen des Stromsektors im ZP B (Ohne Kraftwerke in Kaltreserve) [GW]

	2025	2030
Energieträger		
Kernenergie	0	0
Braunkohle	13	9
Steinkohle	13	8
Erdgas	20	26
Sonstige	6	5
Erneuerbare	156	198
<i>Wasser</i>	4	4
<i>Wind</i>	72	96
<i>Wind onshore</i>	61	78
<i>Wind offshore</i>	11	18
<i>PV</i>	71	90
<i>Biogas</i>	6	5
<i>Biomasse</i>	2	2
<i>Geothermie</i>	0,4	0,6
Pumpspeicher	9	9
Summe	229	255

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Vergleich der Szenarien

Abbildung 8-2 zeigt die Nettostromerzeugung nach Energieträgern für das Jahr 2017 sowie für die Jahre 2025 und 2030 für die verschiedenen Szenarien im Vergleich. In ZP A ist die Nettostromerzeugung in 2030 durch die bessere Nutzung von Effizienzpotenzialen in den Nachfragesektoren am niedrigsten. Durch die höhere Stromnachfrage aus Industrie und Verkehr sowie einen höheren Exportsaldo fällt die Nettostromerzeugung im ZP B dagegen höher aus als im Referenzszenario.

Während die Verstromung von Kohle in den Zielpfaden gegenüber der Referenz deutlich abnimmt, liegt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in beiden Zielpfaden definitionsgemäß deutlich über den Werten im Referenzszenario. Im ZP A beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 65% (vgl. Tabelle 8-14), so dass das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel erreicht wird.

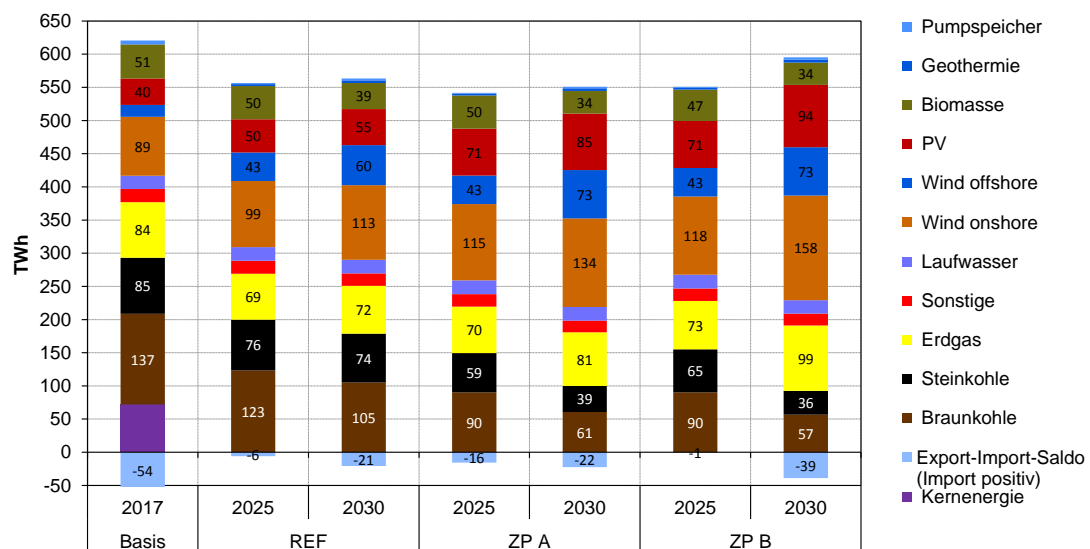
Im ZP B wird die höhere Stromnachfrage durch den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien ausgeglichen. Dadurch ergibt sich im Jahr 2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 67%.

Abbildung 8-3 zeigt noch einmal zusammenfassend die unterschiedlichen installierten Leistungen der einlastbaren Kraftwerke für 2017 und für die verschiedenen Szenarien im Jahr 2030. Hier dargestellt sind die Kraftwerke, die im Markt verfügbar sind. Bezüglich der Kraftwerke, die zusätzlich zur Absicherung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen, vergleiche Tabelle 12-1.

Die Stilllegung von Kohlekraftwerken in beiden ZP-Szenarien führt zu verringerten Leistungen gegenüber dem Referenzszenario. Die Leistung der Erdgaskraftwerke ist durch den Zubau zusätzlicher KWK-Anlagen in den beiden ZP-Szenarien höher als in der Referenz. Zusätzlich werden im ZP B etwas weniger Erdgas-Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen langfristig stillgelegt.

Die installierte Leistung der anderen Kraftwerke (Sondergase, Öl, Müll) ist für alle Szenarien gleich.

Abbildung 8-2: Nettostromerzeugung der Szenarien im Vergleich



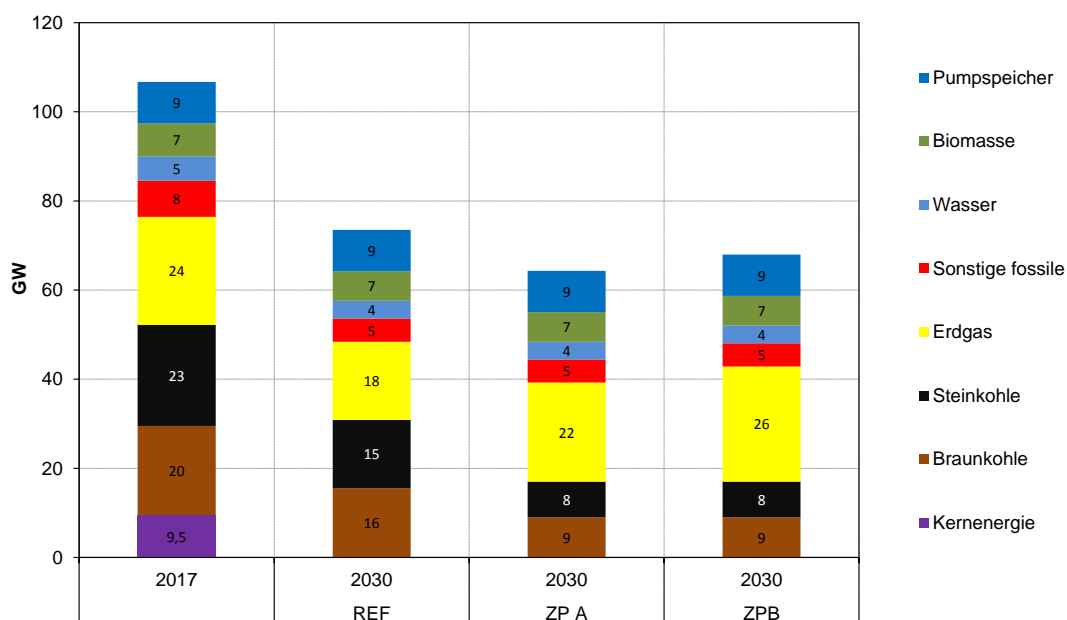
Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-14: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

	2025			2030		
	REF	ZP A	ZP B	REF	ZP A	ZP B
Bruttostromverbrauch [TWh]	575	547	571	566	546	573
Brutto-Stromerzeugung aus EE [TWh]	270	306	306	295	354	387
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	47%	56%	54%	52%	65%	67%

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Abbildung 8-3: Einlastbare Kapazitäten im Stromsektor im Vergleich der Szenarien (im Markt verfügbare Kraftwerke)



Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

8.3. Sektorale ökonomische Aspekte

8.3.1. Investitionen und Einsparungen/Ausgaben

Tabelle 8-15 zeigt die Kostenannahmen für fossile Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerke. Die variablen Betriebskosten bestimmen gemeinsam mit den variablen Brennstoffkosten und den CO₂-Kosten den Kraftwerkseinsatz im Strommarktmodell PowerFlex. Die

fixen Betriebskosten gehen im Strommarktmodell insbesondere in die Stilllegungsent-scheidung ein. Da bei diesen reifen Technologien keine signifikanten Änderungen zu erwarten sind, bleiben die Kostenannahmen während der Szenariolaufzeit konstant. Die Investitionskosten von neuen Erdgas-KWK-Anlagen werden mit 1.000 €/kW abge-schätzt.

Tabelle 8-15: Kostenannahmen für Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerke

	Fixe Betriebskosten (EUR/kW)	Variable Betriebskosten (EUR/MWh)
Steinkohle-Kraftwerk	40	2,0
GuD-Kraftwerk	17	0,5
Gasturbine	10	0,5
Erdgas-KWK über 50 MW	17	2,0
Erdgas-KWK kleiner 50 MW größer 2 MW	17	7,0
Erdgas-KWK kleiner 2 MW	30	25,0

Quelle: Öko-Institut (2017b)

Tabelle 8-16 stellt die Kostenannahmen für die Braunkohlenkraftwerke und die mit ihnen verbundenen Tagebau-Systeme dar. Die Braunkohletagebaue zeichnen sich durch umfangreiche versunkene Kostenbestandteile aus. Für das Strommarktmodell sind nur die abbaubaren Kosten relevant (also die noch nicht versunkenen Kosten). Im Jahr 2020 betragen die abbaubaren fixen Kosten der Braunkohletagebaue 30 €/kW (pro GW_{el} angeschlossener Kraftwerksleistung). Da mit Blick auf das Jahr 2025 die Kostenstrukturen der Tagebaue angepasst werden können (z.B. durch die Vermeidung von Investitionen in Erweiterungsflächen) steigen die abbaubaren fixen Kosten der Braunkohlekraftwerke auf 85 €/kW (pro GW_{el} angeschlossener Kraftwerksleistung).⁶⁰ Bezüglich der Kostenstrukturen der Braunkohlekraftwerke im Detail vergleiche Öko-Institut (2017c).

⁶⁰ Kosten für die Einhaltung der Grenzwerte bei den Luftschadstoffen werden im Strommarktmodell nicht abgebildet (z.B. der nach BVT zukünftig geltende NO_x -Jahresgrenzwert von max. 175 mg/m^3 für Braunkohlekraftwerke). Weder liegen veröffentlichte Angaben dazu vor, welche Kraftwerke die Grenzwerte zukünftig nicht einhalten werden, noch sind realistische Kostenschätzungen verfügbar, mit welchem Aufwand die zukünftigen Grenzwerte eingehalten werden können. Wenn z.B. Feuerungstechnische Maßnahmen ausreichend sind, verursacht dies deutlich geringere Kosten als eine Nachrüstung von SCR/SNCR. Insofern werden insbesondere in der Referenz die Kosten für die Kohlekraftwerke leicht unterschätzt, weil evt. notwendig werdende Investitionen in eine verbesserte Rauchgasreinigung nicht berücksichtigt werden konnten. Zusätzliche Kosten für eine beschleunigte Rekultivierung der Braunkohletagebaue in den Zielpfaden wurden ebenfalls nicht berücksichtigt, da keine öffentlichen Daten vorliegen, wie sich die Kostenstrukturen der Rekultivierung bei reduzierter Förderung verändern.

Tabelle 8-16: Kostenannahmen für das Braunkohle-System

	Fixe Betriebskosten			Variable Betriebskosten Kraftwerk
	Kraftwerk	Tagebau 2020	Tagebau ab 2025	
	EUR/kW	EUR/kW	EUR/kW	
Braunkohle-Kraftwerk				
Inbetriebnahme vor 1990	60	30	85	2,3
Inbetriebnahme ab 1990	40	25	71	2,3

Quelle: Öko-Institut (2017c)

Tabelle 8-17 zeigt die Kostenannahmen für erneuerbare Energien. Die Gesamtkosten der erneuerbaren Energien werden insbesondere durch die Investitionskosten getrieben.

Tabelle 8-17: Kostenannahmen für erneuerbare Energien (€₂₀₁₀)

	Investitionskosten		Fixe Betriebskosten***	Lebensdauer
	2020	2030		
	EUR/kW	EUR/kW		
Onshore-Windkraftanlagen*	1.112	1.065	3,5%	20
Offshore-Windkraftanlagen	5.942	2.038	2,6%	20
PV**	859	528	1,2%	20

Anmerkung: * Häftiger Mix aus Stark- und Schwachwindanlagen. - ** Mix Aufdach und Freifläche. - *** jährliche Kosten bezogen auf die Investitionskosten

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Deutsche Windguard GmbH; IEE; Prognos AG und Fichtner GmbH & Co. KG; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg und Bosch & Partner GmbH (2018; 2017; 2018)

(Versunkene) Investitionskosten in dem aktuell bestehenden fossilen Kraftwerkspark und bereits errichtete erneuerbare Energien Anlagen wurden nicht berücksichtigt, da sich die versunkenen Kosten zwischen Referenz und Zielpfad nicht unterscheiden. Die Kosten für die Stromproduktion aus Sondergasen, der Abfallverbrennung und Laufwasserkraftwerken unterscheiden sich zwischen den Modellläufen ebenfalls nicht und wurden ebenfalls nicht berücksichtigt (die entsprechende Stromproduktion wird dem Modell als must-run-Kategorie vorgegeben, so dass entsprechende Kostenparameter nicht im Strommarktmodell berücksichtigt werden).

In den Zielpfaden ergeben sich gegenüber der Referenz Kosteneinsparungen im Bereich der fossilen Kraftwerke, weil die fossile Stromproduktion sinkt (). Die Brennstoffkosten und die Betriebskosten⁶¹ der Braun- und Steinkohlekraftwerke halbieren sich im Zielpfad A gegenüber der Referenz. Dadurch ergibt sich insgesamt eine Kosteneinsparung von fast 3 Mrd. € im Jahr 2030. Die Kosten für den Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung steigen im Gegenzug in den Zielpfaden um 1 bis 2 Mrd. € deutlich an. Dies ist insbesondere auf eine höhere Erdgas-KWK-Stromerzeugung zurückzuführen.⁶² Durch die gesunkenen Emissionen in den Zielpfaden sinken die Kosten für EUA um 1,4 Mrd. € im Jahr 2030. Außerdem ergeben sich in den Zielpfaden Kosteneinsparungen bei der Biomasse, weil unterstellt wurde, dass diese in den Zielpfaden flexibilisiert mit niedrigeren Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Dadurch ergeben sich gegenüber der Referenz insbesondere Brennstoffkosteneinsparungen für die Biomassekraftwerke von 0,5 Mrd. € im Jahr 2030 in den Zielpfaden.

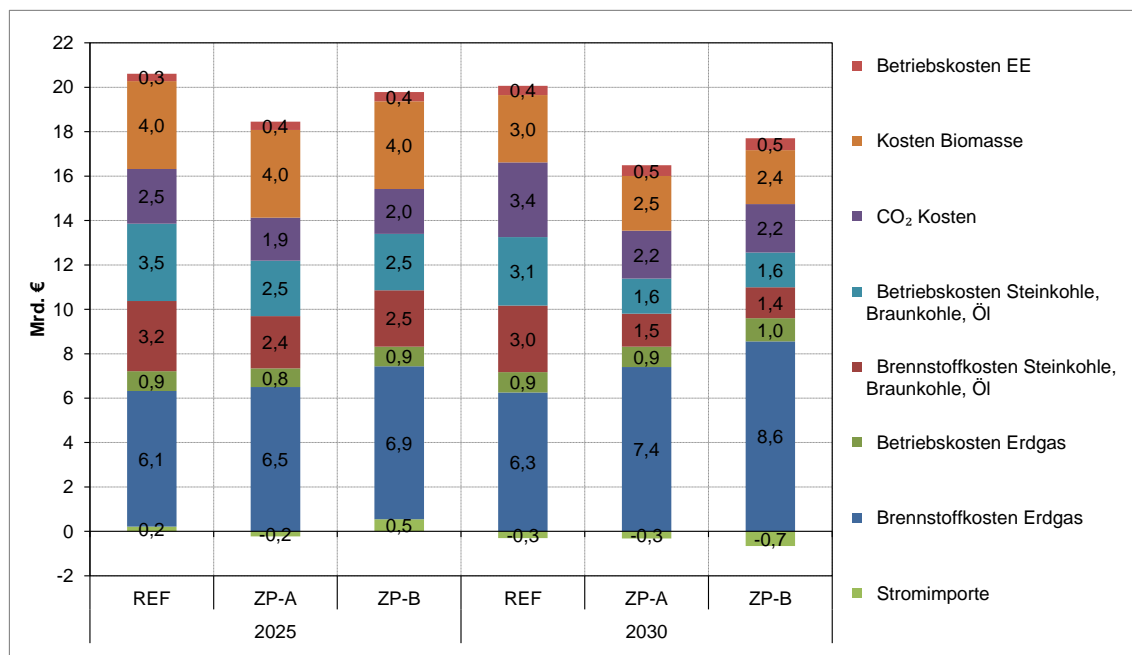
In der Abbildung 8-4 werden Kosten von Stromimporten oder Erlöse aus Stromexporten ebenfalls dargestellt.⁶³ Der Wert dieser Stromexporte beträgt im Jahr 2030 in den betrachteten Szenarien 0,3 Mrd. € bis 0,7 Mrd. €.

⁶¹ Fixe Betriebskosten der Kohlekraftwerke enthalten neben den Personalkosten auch Kosten für Wartung und Instandhaltung (z.B. Investitionen bei großen Revisionen). Fixe Kosten der Braunkohletagebaue sind in dieser Darstellung in den Betriebskosten enthalten.

⁶² Im Zielpfad B ergeben sich leicht höhere Kosten im Bereich der Erdgasverstromung. Dies ist auf die höhere Produktion der der Erdgaskraftwerke im Vergleich zum Zielpfad A.

⁶³ Im Modell wird stundenscharf der Wert der Importe und Exporte bestimmt (mit dem im Modell ermittelten Strompreis der jeweiligen Stunde). Dargestellt ist der saldierte Wert. Im Jahr 2025 betragen die Kosten der Stromimporte im ZP B im Saldo 0,5 Mrd. €, obwohl im Saldo ein leichter Stromexport zu beobachten ist. Dies erklärt sich dadurch, dass die durchschnittlichen Strompreise in Stunden mit Exporten niedriger sind als in Stunden mit Importen. Im ZP A im Jahr 2025 sind jedoch Erlöse durch Stromexporte in Höhe von 0,2 Mrd. € zu beobachten. Die Kosten für die Importe von PtX werden im Verkehrssektor berücksichtigt und nicht in der Energiewirtschaft.

Abbildung 8-4: Brennstoffkosten und Betriebskosten



Quelle: Eigene Berechnungen

Während die Kosten der fossilen Kraftwerke sinken, steigen die Kosten im Bereich der erneuerbaren Energien durch den zusätzlichen Ausbau an. Der zentrale Kostenunterschied zwischen der Referenz und den Zielpfaden ergibt sich hier durch die zusätzlichen Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien:

- Im Zielpfad A beträgt der (kumulierte) Zubau bis zum Jahr 2030 zusätzlich zur Referenz 8 GW Wind-Onshore, 3 GW Wind-Offshore und 22 GW Photovoltaik.
- Im Zielpfad A beträgt der (kumulierte) Zubau bis zum Jahr 2030 zusätzlich zur Referenz 20 GW Wind-Onshore, 3 GW Wind-Offshore und 30 GW Photovoltaik.

Die annuisierten Differenzinvestitionen sind in Abbildung 8-7 dargestellt.

Kosten für die Leistungsabsicherung: In den Zielpfaden reduziert sich die installierte Leistung der fossilen Kraftwerke gegenüber der Referenz. Dies kann eine zusätzliche Leistungsabsicherung (z.B. Gasturbinen, Gasmotoren, Batterien, Nachfrageflexibilität) erforderlich machen, damit auch in Zeiten niedriger Einspeisung von erneuerbaren Energien eine sichere Stromversorgung gewährleistet werden kann (im Detail vergleiche Abschnitt 12.1).

Die Investitionskosten wurden mit 500 € / kW abgeschätzt und über 30 Jahre abgeschrieben.

Tabelle 8-18: Zusätzlicher Investitionsbedarf (kumuliert bis 2030) für die Leistungsabsicherung

	ZP A – REF	ZP B - REF
Zusätzliche Erzeugungsanlagen (GW)	3	11
Kumulierte Investitionen bis 2030 (Mrd. €)	1,7	5,3
Annuität in 2030 (Mrd. €)	0,08	0,23

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Zielpfad B ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf für die Leistungsabsicherung, weil die Spitzenlast deutlich höher als im Zielpfad A ausfällt.

Die Kosten für den Netzausbau wurden auf Basis von Literaturangaben zu Investitionsbedarfen in Übertragungs- und Verteilnetze (Fraunhofer ISI et al. (2017)) und den in dieser Folgenabschätzung konkret angenommen Ausbaupfaden abgeschätzt. In die Abschätzung fließen die Annahmen aus Fraunhofer ISI et al. (2017) ein, dass der Übertragungsnetzausbau in der Referenz später erfolgt und aufgrund einer geringeren Verkabelungsrate auch mit niedrigeren Investitionskosten verbunden ist. Die zusätzlichen Übertragungsnetzausbaukosten in den Zielpfaden steigen demnach bis 2030 an. Die Verteilnetzausbaukosten für Leitungen, Umspannstationen etc. stellen im Zeitraum bis 2030 nur einen geringen Teil des Gesamtinvestitionsbedarfs für Netzausbau dar. Mit Blick über das Jahr 2030 hinaus jedoch geben Fraunhofer ISI et al. (2017) an, dass die Mehrkosten des Verteilungsnetzes kontinuierlich zunehmen und die Mehrkosten des Übertragungsnetzes übersteigen werden.

Tabelle 8-19: Zusätzlicher Investitionsbedarf (kumuliert bis 2030) für Netzausbau

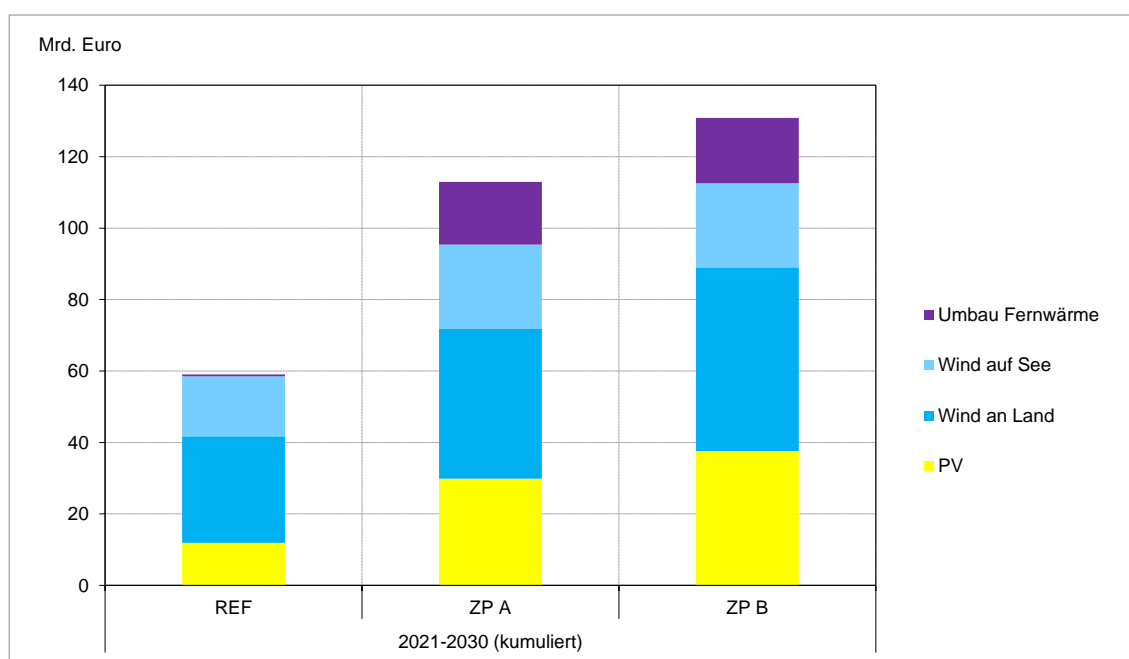
Mrd. Euro	ZP A – REF	ZP B - REF
Verteilnetz	3,3	5,3
Übertragungsnetz	14,6	23,3
Gesamt	17,9	28,6

Quelle: abgeschätzt auf Basis Fraunhofer ISI et al. (2017) und eigene Annahmen zum Ausbau von Windkraft in ZP A und ZP B (vgl. Tabelle 8-5).

Insgesamt ergeben sich kumuliert bis zum Jahr 2030 Investitionen in Stromerzeugungsanlagen in Höhe von 60 Mrd. Euro in der Referenz (durchschnittlich 6 Mrd. pro

Jahr, vgl. Abbildung 8-5). Ein Großteil der Investitionen fällt für Windenergieanlagen an Land, gefolgt von Investitionen in Offshore- und Photovoltaik-Anlagen. Nicht berücksichtigt sind hier Investitionen in Stromnetze und Leistungsabsicherung, die nur als Differenz zur Referenz vorliegen (vgl. Abbildung 8-6). In den Zielpfaden kommen zu den Investitionen in Stromerzeugungsanlagen noch Investitionen für den Umbau der Fernwärme hinzu (Erdgas-KWK, innovative KWK-Systeme, Wärmespeicher etc.). Die Investitionen im Zeitraum 2021 bis 2030 liegen bei ca. 110 Mrd. Euro im Zielpfad A und ca. 130 Mrd. Euro im Zielpfad B (jeweils ohne Investitionen in Stromnetze und Leistungssicherung).

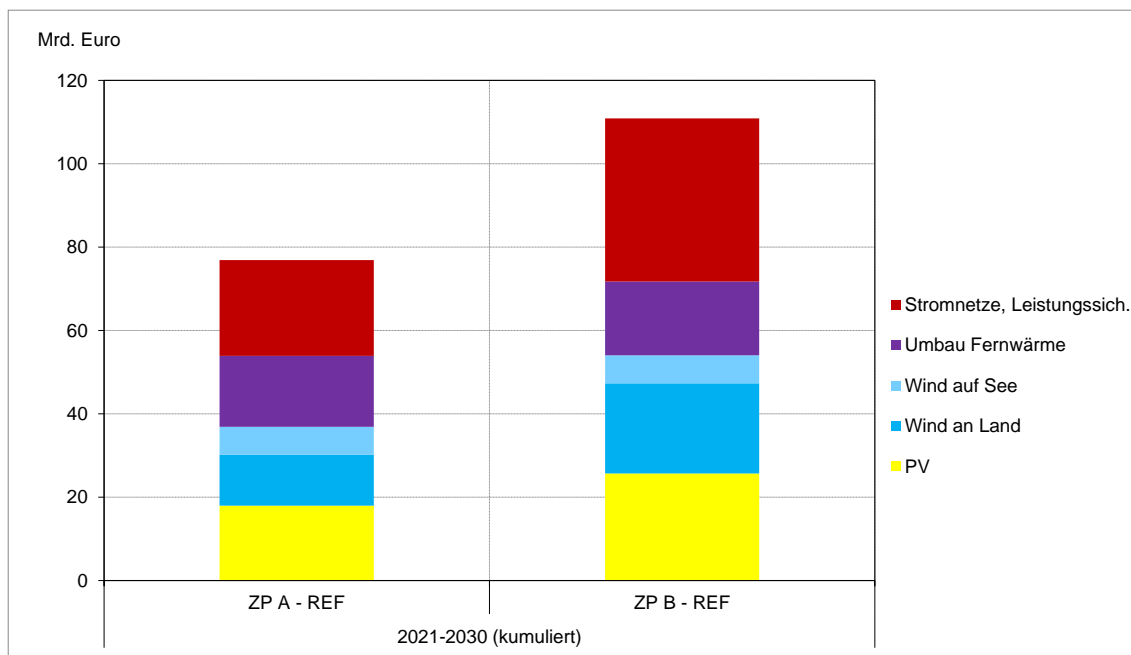
Abbildung 8-5: Investitionen in Referenz und Zielpfaden kumuliert 2021-2030



Anmerkung: Investitionen in Stromnetze und für die Leistungsabsicherung liegen nur als Differenz zur Referenz vor und sind daher hier nicht enthalten.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Im Vergleich zur Referenz und unter Berücksichtigung der benötigten Investitionen in Stromnetze und die Leistungsabsicherung bedeutet dies zusätzliche, über den Zeitraum kumulierte Investitionen in den Zielpfaden gegenüber der Referenz in Höhe von knapp 80 Mrd. Euro im Zielpfad A und von 110 Mrd. Euro im Zielpfad B (gegenüber der Referenz, vgl. Abbildung 8-6 sowie Kapitel 4.1.1). Ein Großteil der zusätzlichen Investitionen entsteht durch die Errichtung weiterer Wind- und PV-Anlagen, insbesondere im Zielpfad B, in dem die erneuerbare Stromerzeugung deutlich über der des Zielpfads A liegt. Auch die Investitionen in Stromnetze und die Leistungsabsicherung sind im Zielpfad B deutlich höher als im Zielpfad A. Dies ist auf den höheren EE-Ausbau und die höhere Stromnachfrage zurückzuführen.

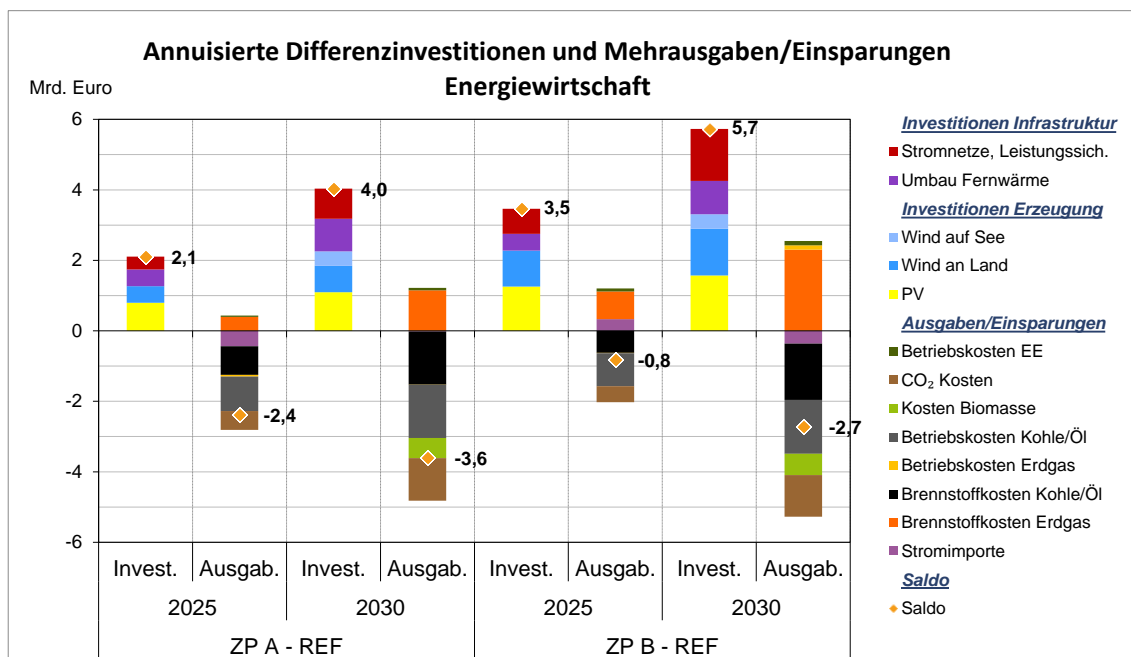
Abbildung 8-6: Differenzinvestitionen kumuliert 2021-2030


Quelle: Eigene Berechnungen.

Um die zusätzlichen Investitionen mit den dadurch bewirkten Einsparungen an Brennstoffen und Betriebskosten vergleichen zu können, werden wie in Kapitel 4.1 beschrieben, die Investitionen in jährliche Annuitätenzahlungen umgelegt (Annuitäten werden über die Lebensdauer der Anlagen und mit einer Diskontrate von 2% berechnet). In Abbildung 8-7 wird dieser Vergleich der zusätzlichen annuisierten Differenzinvestitionen und der Kosteneinsparungen illustriert. Die beiden Zielpfade werden jeweils mit der Referenz verglichen. Insgesamt betragen im Jahr 2030 die annuisierten Differenzinvestitionen im Zielpfad A 4 Mrd. €. Den Kosteneinsparungen im Bereich der Brennstoff- und Betriebskosten im Umfang von ~ 3,6 Mrd. € stehen also etwa gleich hohe zusätzliche Kosten für Investitionen gegenüber.

Im Zielpfad B liegen die zusätzlichen annuisierten Differenzinvestitionen bei knapp 6 Mrd. € im Jahr 2030. Dies ist insbesondere auf den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und damit verbundene Investitionen in Stromnetze und Leistungsabsicherung zurückzuführen. Insgesamt sind die annuisierten zusätzlichen Investitionen damit doppelt so hoch wie die gleichzeitig anfallenden Kosteneinsparungen bei den Brennstoff- und Betriebskosten (2,7 Mrd. € im Jahr 2030). Das Verhältnis von nötigen Investitionen und gleichzeitigen Einsparungen ist also im Zielpfad A deutlich günstiger als im Zielpfad B.

Abbildung 8-7: Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben / Einsparungen im Vergleich – Energiewirtschaft



Quelle: Eigene Berechnungen

8.3.2. Weitere ökonomische Aspekte

Die Erreichung der Sektorziele in der Energiewirtschaft hat auch Auswirkungen auf die Regionen in denen Braunkohle abgebaut wird. Um diese Effekte einzuordnen, wurde die die Beschäftigungsentwicklung in der deutschen Braunkohlenindustrie quantifiziert. Dabei wurde die Beschäftigungsentwicklung im Zielpfad A mit der Referenz verglichen. Da sich der Zielpfad B nicht signifikant vom Zielpfad A unterscheidet, wurde der Zielpfad B nicht extra dargestellt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8-20 dargestellt. Zum Ende des Jahres 2015 waren etwa 15.400 Beschäftigte im Braunkohlebergbau und weitere 5.400 Beschäftigte in den Braunkohlekraftwerken tätig. Damit beträgt die Zahl der Ende 2015 direkt in der Braunkohlenindustrie Beschäftigten etwa 20.800.

Tabelle 8-20: Entwicklung der Beschäftigten im Braunkohlebergbau und in den Braunkohlekraftwerken

	2015	2025	2030
Referenz			
Bergbau	15.363	12.522	10.739
Kraftwerke	5.423	4.448	3.733
Summe	20.786	16.970	14.472
Zielpfad A			
Bergbau	15.363	9.718	6.388
Kraftwerke	5.423	2.924	1.623
Summe	20.786	12.642	8.011

Quelle: Öko-Institut (2018)

Bereits in der Referenz sinkt die Zahl der Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie bis 2030 um 30 % gegenüber dem Ausgangsniveau im Jahr 2015, weil bereits in der Referenz einige ältere Kraftwerke stillgelegt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Zahl der Beschäftigten pro GW Kraftwerksleistung in älteren Kraftwerken deutlich höher ist als in neueren Kraftwerken. Im Zielpfad A reduziert sich die Anzahl der Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie bis zum Jahr 2030 um 60 % gegenüber dem Ausgangsniveau im Jahr 2015. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke deutlich auf nur noch 9 GW im Jahr 2030 zurückgeht. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Rekultivierung zusätzlich Beschäftigung für eine Übergangszeit schafft.

Aktuelle Analysen zur Altersstruktur der Beschäftigten im Braunkohlebergbau zeigen, dass bei einer solchen Reduzierung der energetischen Nutzung von Braunkohle der anstehende Strukturwandel bei den aktuell Beschäftigten weitgehend entlang der natürlichen Altersgrenzen, d.h. ohne betriebsbedingte Kündigungen vollzogen werden kann (Öko-Institut 2018). Grund hierfür ist, dass bis zum Jahr 2030 ohnehin fast zwei Drittel der aktuell im Braunkohlebergbau Beschäftigten in den Ruhestand gehen. Diese detaillierten Zahlen zur Altersstruktur liegen jedoch nur für den Braunkohlebergbau vor. Es ist aber davon auszugehen, dass die Altersstruktur in den Braunkohlekraftwerken vergleichbar ist.

8.4. Sensitivitätsrechnung

Rahmenannahmen für einen Zeitraum von 20 Jahren sind naturgemäß mit großen Unsicherheiten verbunden. Zum Zeitpunkt der Festlegung der Rahmenparameter im Sommer 2017 lag das Preisniveau sowohl auf den Energiemärkten als auch bei den

EU-Emissionsberechtigungen deutlich unter allen Projektionen der Vorjahre, weswegen die Festlegung getroffen wurde, die Szenarien mit niedrigeren Preisen zu rechnen.

Um darüber hinaus dennoch die Möglichkeit eines langfristig höheren Niveaus zu untersuchen, wurden die Emissionen des Stromsektors in allen drei Szenarien zusätzlich mit höheren Brennstoffpreisen⁶⁴ und höheren Preisen für EU-Emissionsberechtigungen berechnet (Tabelle 8-21).⁶⁵ Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsrechnungen sind in den folgenden Abschnitten dokumentiert.

Tabelle 8-21: Brennstoffpreise frei Kraftwerk und Preise für CO₂-Zertifikate in €₂₀₁₃/MWh bzw. €/EUA (Sensitivität mit hohen Energiepreisen)

		2017	2018	2025	2030
Steinkohle	€/MWh	9,1	10,9	11,5	13,6
Erdgas	€/MWh	22,1	25,9	33,9	36,4
EUA	€/EUA	5,8	18,8	22,5	33,5

Anmerkung: Angaben für 2017 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres. Angaben für 2018 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres, wie das Produkt im August 2018 gehandelt wurde

Quelle: Daten bis 2018 basierend auf EEX, danach basierend auf dem Anhang im Abschnitt 15.2

8.4.1. Referenz (REF)

Tabelle 8-22 und Tabelle 8-23 zeigen die Veränderung der Stromerzeugung und der Emissionen (des Stromsektors) für die Referenzentwicklung mit höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen. Wie erwartet unterscheidet sich die Merit-Order der Stromerzeugung nur wenig, weil die Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit der Energieträger gleich bleibt, auch wenn das Gesamtniveau etwas höher ist. Damit verändern sich die Gesamtemissionen der Stromerzeugung nur wenig. Im Jahr 2025 führt die bessere Wirtschaftlichkeit der Steinkohle in der Sensitivität dazu, dass diese Kraftwerke nicht wegen fehlender Deckungsbeiträge in Kaltreserve gehen, sondern weiter produzieren. Diese zusätzliche Erzeugung führt zu ansteigenden Exporten und höheren Emissionen in diesem Jahr. Im Jahr 2030 ist dieser Effekt nicht so ausgeprägt zu beobachten und die Hochpreis-Sensitivität unterscheidet sich nur wenig.

⁶⁴ Die Preise für Öl und Erdgas sind in allen Szenariojahren in den Sensitivitätsrechnungen höher. Der Steinkohlepreis ist in der Sensitivität in 2025 etwa gleich hoch und in 2030 höher.

⁶⁵ Da der Kraftwerkspark insbesondere in den Zielszenarien durch die Kraftwerksstilllegungen der Kohlekraftwerke stark bestimmt wird, lag der Fokus der Analyse auf den Dispatcheffekten.

Tabelle 8-22: Veränderung der Stromerzeugung bei höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen im REF

	2025	2030
	TWh	
Braunkohle	-0,2	-0,3
Steinkohle	25,8	0,4
Erdgas	-0,7	2,6

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-23: Veränderung der CO₂-Emissionen des Stromsektors bei höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen, REF

	2025	2030
	Mt CO ₂	
Differenz	22,3	0,8

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

8.4.2. Zielpfad A

Tabelle 8-24 und Tabelle 8-25 zeigen die Veränderung der Stromerzeugung und der Emissionen (des Stromsektors) für die Zielpfadkombination A mit höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen. Wie erwartet unterscheidet sich die Merit-Order der Stromerzeugung nur wenig, weil die Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit der Energieträger gleich bleibt, auch wenn das Gesamtniveau etwas höher ist. Damit verändern sich die Gesamtemissionen der Stromerzeugung nur wenig. Im Jahr 2025 führt die im Vergleich zu den Standardszenarien bessere Wirtschaftlichkeit der Steinkohle dazu, dass diese Kraftwerke nicht wegen fehlender Deckungsbeiträge in Kaltreserve gehen, sondern weiter produzieren. Diese zusätzliche Erzeugung führt zu ansteigenden Exporten und höheren Emissionen in diesem Jahr. Im Jahr 2030 ist dieser Effekt nicht so ausgeprägt zu beobachten und die Hochpreis-Sensitivität unterscheidet sich nur wenig.

Tabelle 8-24: Veränderung der Stromerzeugung bei höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen im ZP A

	2025	2030
	TWh	
Braunkohle	-0,3	-0,3
Steinkohle	14,4	2,5
Erdgas	-0,4	9,0

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-25: Veränderung der CO₂-Emissionen des Stromsektors bei höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen, ZP A

	2025	2030
	Mt CO ₂	
Differenz	11,8	4,9

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

8.4.3. Zielpfad B

Tabelle 8-26 und Tabelle 8-27 zeigen die Veränderung der Stromerzeugung und der Emissionen (des Stromsektors) für die Zielpfadkombination B mit höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen. Wie erwartet unterscheidet sich die Merit-Order der Stromerzeugung nur wenig, weil die Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit der Energieträger gleich bleibt, auch wenn das Gesamtniveau etwas höher ist. Damit verändern sich die Gesamtemissionen der Stromerzeugung nur wenig. Im Jahr 2025 führt die im Vergleich zu den Standardszenarien bessere Wirtschaftlichkeit der Steinkohle dazu, dass diese Kraftwerke nicht wegen fehlender Deckungsbeiträge in Kaltreserve gehen, sondern weiter produzieren. Diese zusätzliche Erzeugung führt zu ansteigenden Exporten und höheren Emissionen in diesem Jahr. Im Jahr 2030 ist dieser Effekt nicht so ausgeprägt zu beobachten und die Hochpreis-Sensitivität unterscheidet sich nur wenig.

Tabelle 8-26: Veränderung der Stromerzeugung bei höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen im ZP B

	2025	2030
	TWh	
Braunkohle	-0,3	-0,6
Steinkohle	11,0	2,3
Erdgas	0,2	4,2

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

Tabelle 8-27: Veränderung der CO₂-Emissionen des Stromsektors bei höheren Brennstoff- und CO₂-Preisen, ZP B

	2025	2030
	Mt CO ₂	
Differenz	9,3	2,8

Quelle: Eigene Berechnungen Öko-Institut

8.5. Kernbotschaften Energiewirtschaft

Um das Sektorziel in der Energiewirtschaft zu erreichen, ist eine deutliche Reduktion der Kohleverstromung notwendig. Grundvoraussetzung für die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft ist ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien, vor allem Windenergie und Photovoltaik.

Für die Integration der erneuerbaren Energien, muss der Ausbau der Stromnetze weiter vorangetrieben werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist eine zusätzliche Leistungsabsicherung in Form von Speichern, Nachfrageflexibilität und Gasturbinen notwendig.

Die Rolle von KWK-Anlagen im Stromsystem verändert sich. Ältere Kohle-KWK-Anlagen werden ersetzt. Gleichzeitig werden KWK-Anlagen vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien flexibler betrieben und innovative KWK-Systeme leisten Beiträge zur Dekarbonisierung der netzgekoppelten Fernwärmeversorgung.

Die beiden Zielpfade unterscheiden sich hauptsächlich bezüglich der Stromnachfrage. Zielpfad A basiert, verglichen mit Zielpfad B, auf anspruchsvolleren Effizienzsteigerungen in Nachfragesektoren. Der damit einhergehende erhöhte Energiebedarf in Zielpfad B erfordert somit einen rascheren Ausbau der erneuerbaren Energien als im Zielpfad A. Das Verhältnis von nötigen Investitionen zu gleichzeitigen Einsparungen ist somit im Zielpfad A vorteilhafter als im Zielpfad B.

9. Handlungsfeld Landwirtschaft

9.1. Vorgehen und Methode

Für die Berechnung des Referenz- und Zielpfads wurde das Landwirtschaftsmodell des Öko-Instituts eingesetzt, welches zur Berechnung der Treibhausgasemissionen Deutschlands in den vorangegangenen Projektionsberichten der Bundesregierung verwendet wurde. Als Grundlage dienen die von Deutschland an die UNFCCC offiziell gemeldeten Daten (z.B. Tierbestände, landwirtschaftliche Böden, Wirtschafts- und Mineraldüngereinsatz) und Emissionen aus der Landwirtschaft des Thünen-Instituts (TI).

Die Berechnung der Treibhausgase aus der Landwirtschaft erfolgt nach den folgenden Teil-Quellgruppen:

- Fermentation: verdauungsbedingte CH₄-Emissionen,
- Wirtschaftsdünger-Management: CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung,
- Landwirtschaftliche Böden: N₂O-Emissionen aus dem Einsatz von Mineraldünger, Wirtschaftsdünger und Gärresten, aus der Umsetzung von Ernterückständen, aus Stickstoff (N)-Einträgen aus der Weidehaltung, aus der Mineralisierung von Mooren, aus gasförmigen N-Verlusten sowie N-Austrägen ins Grund- und Oberflächenwasser,

Das Modell besteht aus unterschiedlichen Modulen. Das Modul zur Abschätzungen der Entwicklung der Treibhausgase aus der Tierhaltung erzeugt Daten, die direkt in die Projektionen der Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden einfließen. In das Modul der landwirtschaftlichen Böden fließen externe Annahmen zur Entwicklung der Tierbestände und der Entwicklung der Energiepflanzengärreste durch die Biogasnachfrage aus den anderen Sektoren ein. Die Berechnung des Mineraldüngereinsatzes erfolgt auf Basis der Stickstoffeinträge pro Hektar unter Berücksichtigung von Flächenänderungen (Grünland, Ackerland und Bewirtschaftung organischer Böden) und der Ausweitung des Ökolandbaus. Aus den direkten Stickstoffeinträgen werden die indirekten Lachgasemissionen die durch die Auswaschung von Stickstoff in Böden oder die Freisetzung in die Atmosphäre entstehen, ermittelt.

Herleitung der Zielpfade

Entsprechend den Sektorzielen aus dem Klimaschutzplan muss der Landwirtschaftssektor (einschließlich der landwirtschaftlichen energiebedingten Emissionen) bis zum Jahr 2030 die Emissionen um 31-34 % ggü. 1990 verringern. Das entspricht einem Emissionskorridor zwischen 58 und 61 Mt. CO₂-Äqu.. Für den Landwirtschaftssektor wurden zwei Zielpfade entwickelt. Beide Zielpfade wurden unter der Prämisse erstellt, die gesetzlichen Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 zu erreichen. Im Gegensatz zu anderen Sektoren existieren für den Sektor Landwirtschaft bisher keine umfassenden Strategien zur Zielerreichung.

Für einige Bereiche bestehen auch für die Landwirtschaft bereits Ziele: z.B. die weitere Reduktion der Stickstoffüberschüsse und den Ausbau des ökologischen Landbaus auf 20% der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche, die beide im Klimaschutzplan und in der Nachhaltigkeitsstrategie benannt werden. Für andere Bereiche fehlt derzeit noch eine konkrete politische Zielsetzung auf Bundesebene (z.B. Ausbauziel für die Güllevergärung). Konkrete Klimaschutzoptionen für den deutschen Landwirtschaftssektor sind im Klimaschutzgutachten der wissenschaftlichen Beiräte (WBW 2016) umfassend zusammengetragen worden.

Die hier getroffenen Annahmen zur Verringerung der Stickstoffüberschüsse, Güllevergärung, Tierbestandsentwicklung, nasse Moornutzung etc. wurden vom Auftragnehmer aus der Zielerreichung für das Jahr 2030 abgeleitet und berücksichtigen auch die langfristigen Klimaziele im Hinblick auf das Jahr 2050.

Annahmen in den einzelnen Szenarien

Das Referenzszenario basiert zum Großteil auf den Rahmendaten und Annahmen des Mit-Maßnahmen-Szenarios des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017a), welches vom Thünen-Institut erstellt wurde. Das Referenzszenario wurde allerdings hinsichtlich aktueller Trends und verabschiedeter Maßnahmen angepasst. Dazu zählt unter anderem eine ambitionierte Umsetzung der in-Kraft getretenen Düngeverordnung.⁶⁶ Aus den Nachfragesektoren wurden die Daten zur Stromnachfrage und Wärmenachfrage aus Biomasse zusammengeführt und bei der Emissionsberechnung berücksichtigt.

Die Annahmen für die Zielpfade A und B orientieren sich an den Zielen des Klimaschutzplans 2050. Vor diesem Hintergrund erfolgte eine Anpassung der Minderungsoptionen mit dem Ziel, den für die Landwirtschaft angestrebten Emissionskorridor von 58-61 Mt CO₂-Äqu. einschließlich der energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft zu erreichen.

Die Zielpfade unterscheiden sich grundsätzlich nur in einem Punkt, nämlich hinsichtlich des Einsatzes von Nitrifikationshemmstoffen. Der Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen stellt eine einfach anwendbare technische Möglichkeit dar, die N₂O Emissionen aus den Düngemiteleinsetzungen zu reduzieren. Diese Stoffe sind einerseits bereits heute zugelassen und in geringerem Maße in der Anwendung, andererseits gibt es jedoch noch Unklarheiten in Bezug auf deren ökologische Unbedenklichkeit (Abbaubarkeit, Wirkung auf Ökosysteme), da eine komplette Gefährdungsabschätzung bisher fehlt. Dazu zählen die Abbaubarkeit dieser Stoffe in der Natur sowie Auswirkungen auf Biodiversität, Boden und Oberflächengewässer (Deutscher Bundestag 2016). Aus diesem Grunde kommen die Hemmstoffe im Zielpfad A nicht zum Einsatz, während der Zielpfad B einen Einsatz auf einem Viertel der konventionell bewirtschafteten Fläche zu-

⁶⁶ In Anlehnung an das MWMS des Projektionsberichts wird hier von einer Reduktion der Stickstoffeinträge in Höhe von ca.20 kg N/ha ausgegangen.

lässt. Um in beiden Zielpfaden die gleiche Treibhausgasreduzierung zu erreichen, ist ein Ausgleich über die Anpassung der Tierzahlen erfolgt. Entsprechend ist der Bestand an Rindern und Milchkühen im Zielpfad A etwas kleiner als im Zielpfad B. Der Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen als Klimaschutzmaßnahme wird in einem Exkurs dargestellt.

Eine Übersicht über die Annahmen in den Szenarien geben Tabelle 9-1 und Tabelle 9-2.

Tabelle 9-1: Annahmen in den einzelnen Szenarien für die Landwirtschaft

	2015	Referenz 2030	Zielpfade A und B 2030
Güllevergärung	17 %	30 %	50 %
Stickstoffüberschüsse (Gesamtbilanz)	94 kg (Mittel 2013- 15)	ca. 74 kg ⁶⁷	70 kg
Einsatz von Nitrifikati- onshemmstoffen	-	-	s. separate Tabelle
Vergärung von Energie- pflanzen ⁶⁸	-	ca. +24 % ggü. 2015	ca. -30 % ggü- 2015
Ökolandbau ⁶⁹ e	6,5 %	11 %	20 %
Tierbestände	-	ggü. 2015 Milchkühe +3 %, Rinder-1 %, Schweine -1 %, Ge- flügel +5 %	s. separate Tabelle
Landwirtschaftlich ge- nutzte Gebäude	-	Reduktion Energie- verbrauch um 10 %	Reduktion der Energie- verbräuche um 30 %
Landwirtschaftliche Ma- schinen (Schlepper, Mähdrescher etc.)	-	Biokraftstoff- anteil 6,5 % Kraftstoffverbrauch wie Niveau 2012-2015	Kraftstoffverbrauch 10 % geringer ggü. 2015, Biokraftstoffan- teil 25 %

Quelle: Eigene Annahmen

⁶⁷ Im Rahmen dieses Vorhabens wurde keine detaillierte Analyse der Düngeverordnung durchgeführt. Die angegebenen Minderungswirkungen entsprechen den Annahmen aus dem Quantifizierungsbericht der Bundesregierung zur Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2017 in Anlehnung an den Abschlussbericht der Bund-Länder-Arbeitsgruppe zur Evaluierung der Düngeverordnung (2012) und dem MWM-Szenario des Projektionsberichts 2017. Welche Auswirkungen die neue Düngeverordnung auf die tatsächliche Düngung landwirtschaftlicher Flächen in der Praxis hat, kann nur durch eine ex-post Evaluierung nachvollzogen werden.

⁶⁸ Resultiert aus dem Muster der Energienachfrageentwicklung aus anderen Sektoren

⁶⁹ Die Berechnung der Reduktion der Treibhausgase erfolgt allein über den Verzicht auf Stickstoff-Mineraldüngereinsatz auf den zusätzlichen ökologisch bewirtschafteten Flächen. Bodenkohlenstoffveränderungen sind nicht einbezogen, da diese derzeit nicht im Inventar berichtet werden. Effekte infolge verringerter Tierbestände sind ebenfalls nicht eingeflossen, da hierzu im Rahmen der Analyse keine genaue Abgrenzung zur Klimaschutz-Annahme Verringerung des Tierbestands vorgenommen werden konnte.

Tabelle 9-2: Unterschiede in den Zielpfaden A und B für die Landwirtschaft

	Zielpfad A	Zielpfad B
Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen	Nicht vorgesehen.	Einsatz der Hemmstoffe auf 25% der konventionellen LF.
Abstockung der Tierbestände	Milchkühe: -5 % ggü. 2015, Rinder: -6 % ggü. 2015 Schweine und Geflügel wie Referenz	Milchkühe: – 4 % ggü. 2015 Rinder: -3 % ggü. 2015 Schweine und Geflügel wie Referenz

Quelle: Eigene Annahmen

Für die Erreichung der Klimaschutzziele des Landwirtschaftssektors bis 2030 könnten die Ziele mit Hilfe der möglichen/verfügbaren technischen und managementbezogenen Ansätze erreicht werden. Bis ins Jahr 2050 sind jedoch weitere Anstrengungen notwendig. Daher werden bereits in den Zielpfaden für das Jahr 2030 in geringem Umfang strukturelle Änderungen berücksichtigt. Dazu zählen eine Ausweitung des Ökolandbaus, die Abstockung der Tierbestände und die Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter organischer Böden.

Weitere Lachgasreduktionen resultieren aus den Annahmen des LULUCF Sektors zur Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Moore (11.1). Der Großteil der Emissionsreduktion der Wiedervernässung erfolgt in Form der CO₂-Minderung, die nach den IPCC Anrechnungsregeln im LULUCF Sektor berichtet werden, während ein kleinerer Teil als Lachgasemission in der Landwirtschaft berichtet wird. Auch die ökonomischen Folgen fallen in beiden Sektoren an: Kosten die durch Flächenaufkauf bzw. Ausgleichszahlungen für Flächennutzungsänderungen auftreten, werden dem Landwirtschaftssektor zugeordnet. Wasserbauliche Investitionskosten die zur Anhebung des Wasserstandes erforderlich sind werden im Handlungsfeld LULUCF betrachtet (siehe Kapitel 11).

Eine weitere Maßnahme die im Klimaschutzplan genannt wird, ist die Verringerung der Lebensmittelabfälle. An den insgesamt 18 Mio. t Lebensmittelabfall pro Jahr haben Ernte und Nachernteverluste der Landwirtschaft einen Anteil von 14 % (FiBL 2017). Der weitaus größte Teil der Abfälle entsteht auf der Nachfrageseite – von der Verarbeitung bis zu den Endkunden. Die Umsetzung von Maßnahmen sollte sich daher flankierend an die Nachfrageseite richten. Dies verbessert die ökologische Bilanz der Ernährung in Deutschland, führt aber nicht zwangsläufig zu einer Veränderung oder Verringerung der Agrarproduktion. Durch das vermeintliche „Freiwerden von Flächen“ kommt es lediglich zu einem Anbau anderer Rohstoffe, da die Nachfrage nach biogenen Rohstoffen weltweit steigt. Was nicht im Inland verwendet wird, kann international gehan-

delt werden. Darum führt die Verringerung von Lebensmittelabfällen nicht automatisch auch zu einer Verringerung der Emissionsbilanz des Landwirtschaftssektors.

Auf der Ebene der quantitativen Modellierung werden Maßnahmen mit dem Ziel der Reduzierung der Lebensmittelverschwendung aus diesem Grunde nicht weiter berücksichtigt. Sichtbar werden Nachfrageveränderungen stattdessen auf der Ebene der Potenziale für stoffliche und energetische Biomassennutzungen, in den Außenhandelsbilanzen des Agrarsektors oder bei den Selbstversorgungsgraden.

Die Verringerung von Lebensmittelabfällen ist also eine höchst sinnvolle Klimaschutzmaßnahme, da der Druck auf die globale Landwirtschaftsfläche durch jede bessere bzw. effizientere Nutzung verringert wird. Mit Blick auf die nationale Flächennachfrage können durch solche Maßnahmen auch Extensivierungsmaßnahmen kompensiert werden.

Für die Veränderungen der Ernährung (Diäten) gilt prinzipiell das gleiche. Bei einer Verringerung der Nachfrage nach tierischen Produkten könnte prinzipiell das Produktionsniveau in der Viehwirtschaft gesenkt werden, ohne dass kompensierende Importe für diese Produkte notwendig wären (also ohne sog. Leaching Effekt). Bis 2030 schlagen derart tiefgreifende Maßnahmen noch nicht durch. Für den Zeitraum bis 2050 sind sie jedoch notwendig, um die angestrebte Halbierung der Emissionen dieses Sektors überhaupt erreichen zu können. Die Einleitung dieser Maßnahmen⁷⁰ sollte dennoch bereits heute erfolgen, damit Verhaltensänderungen im Bereich der Ernährung nur nach und nach die nötige Akzeptanz finden werden.

Exkurs Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen

In der Praxis wird derzeit verstärkt der Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen diskutiert, um die Vorgaben der Düngeverordnung umzusetzen.⁷¹ Durch den Einsatz der Hemmstoffe wird die Umwandlung von Ammonium in Nitrat verzögert, wodurch das Nitratauswaschungsrisiko verringert wird. Durch die Verringerung der Verluste kann ein höherer Anteil des Stickstoffs von den Pflanzen aufgenommen werden, was gleichzeitig die Effizienz der Düngung erhöht. Der Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen stellt zudem eine technische Möglichkeit dar, die direkten N₂O-Emissionen aus den Dünge-

⁷⁰ Maßnahmen sind hier in einem breiten Spektrum möglich, das auch ausgenutzt werden sollte. Beispielsweise Informations- und Bildungsmaßnahmen, Steuern und Abgaben auf der Nachfrageseite (z.B. Besteuerung ungesättigter Fettsäuren in Lebensmitteln, eine Erhöhung der Mehrwertsteuer auf tierische Produkte), Vorgaben für die Gemeinschaftsverpflegung (z.B. THG der Menüs (Klimateller), Förderbedingungen von Mensen/Schulessen). Aber auch Vorgaben auf der Produzentenseite (Viehbesatz, Stickstoffüberschussabgabe etc.) vermögen über den Preis eine Veränderung der Verzehrgeohnheiten zu initiieren.

⁷¹ <https://www.agrarheute.com/management/betriebsfuehrung/nitrifikationshemmer-tipps-einsatz-piadin-co-guelle-535224>

mitteleinsätzen zu reduzieren.⁷², allerdings fehlt bis heute der wissenschaftliche Beleg für eine langfristige Reduktion der direkten (und indirekten) N₂O-Emissionen.

Nach dem aktuellen Düngegesetz sind bereits Nitrifikationshemmstoffe für Mineraldünger und zur Beimischung in Gülle zugelassen. Aus diesem Grund wurde die Minderungswirkung der Nitrifikationshemmstoffe als Annahme zur Erreichung der Klimaschutzziele des Landwirtschaftssektors im Jahr 2030 im Zielpfad B berücksichtigt. Trotz der Zulassung der Nitrifikationshemmstoffe nach dem Düngegesetz bestehen allerdings eine Reihe von Unsicherheiten bezüglich der THG-Minderungswirkung und eine komplette Gefährdungsabschätzung fehlt bisher ebenfalls.

Ein wichtiger Aspekt ist dabei die Auswirkungen auf die Gewässer: Aus heutiger Sicht gelten die Inhibitoren als wassergefährdende Stoffe, deren Abbaubarkeit und Auswirkungen auf aquatische Lebensgemeinschaften noch nicht abschließend bewertet sind (Scheurer et al. 2014). Zusätzlich besteht die Gefahr, dass die Bodenorganismen Resistenzen gegen die Hemmstoffe ausbilden und diese unwirksam werden. Bisher fehlen Studien, die die langfristigen Folgen des Einsatzes von Nitrifikationshemmstoffen auf Gewässer und Ökosysteme betrachten. Daher sollten in den nächsten Jahren die Forschungsaktivitäten in diesem Gebiet intensiviert werden. Der Einsatz von Inhibitoren als Klimaschutzmaßnahme ist nur möglich, wenn negative Auswirkungen auf Gewässer, Luft und Ökosysteme sicher ausgeschlossen werden können.

9.2. Folgen für Tierbestände, Stickstoffeinträge und THG-Emissionen

Entwicklung der Tierbestände

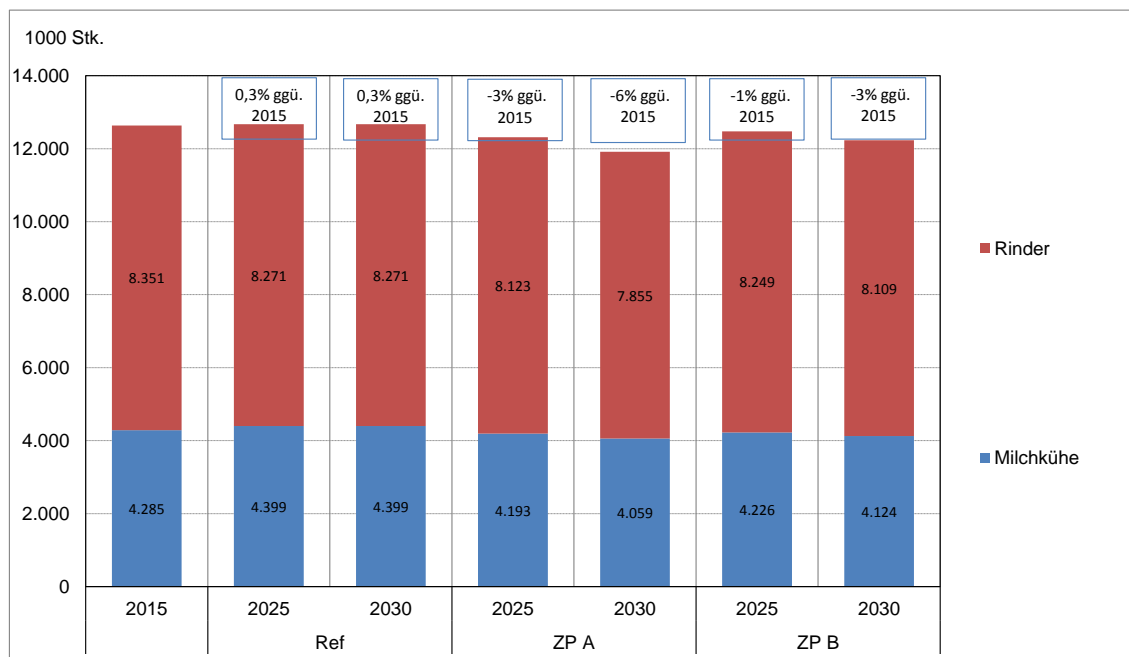
Gegenüber dem Jahr 2015 steigen die Milchkuhbestände in der Referenz weiter an, während die Rinderbestände zurückgehen (Abbildung 9-1). Gleichzeitig werden analog zum Projektionsbericht bis zum Jahr 2030 sinkende Schweinebestände und steigende Geflügelbestände berücksichtigt.

Zur Erreichung der Klimaziele wird im Zielpfad A von sinkenden Milchkuh- und weiter sinkenden Rinderbeständen ausgegangen (-5/-6 % ggü. 2015), während die Schweine- und Geflügelbestände der Entwicklung der Referenz folgen.

Im Zielpfad B erfolgt eine geringere Abstockung der Milchkuh- und Rinderbestände, da hier andere Strategien (Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen) zu weiteren Emissionsreduktionen beitragen. Gegenüber 2015 beträgt der Rückgang der Milchkühe 4 % und der Rückgang der Rinder 3 % (Tabelle 9-1). Die anderen Tiere bleiben auf dem gleichen Niveau wie im Zielpfad A und im Referenzszenario.

⁷² Studien gehen von Emissionsreduktionen von durchschnittlich 38% aus, vergl. Flessa et al. (2014). Neuere Studien weisen außerdem darauf hin, dass durch den Einsatz der Inhibitoren die indirekten Lachgasemissionen (resultierend aus erhöhten Ammoniakemissionen) ansteigen und unter Umständen sogar die Einsparungen der direkten Lachgasemissionen aufwiegen könnten (Lam et al. 2017).

Abbildung 9-1: Entwicklung der Milchkuh- und Rinderbestände, Anzahl in 1.000 Stück bzw. 1.000 belegte Stallplätze



Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen

Entwicklung der Stickstoffeinträge

Bereits in der Referenz sinkt bis zum Jahr 2030 der Gesamtstickstoffeinsatz auf landwirtschaftlichen Böden, vor allem durch eine ambitionierte Umsetzung der Düngeverordnung und eine Ausweitung des Ökolandbaus. Allerdings steigt in der Referenz der Wirtschaftsdüngeranfall von Gülle und Gärresten ggü. 2015 an, weshalb für eine Minderung des Gesamtstickstoffeintrags der Mineraldüngereinsatz im Referenzszenario in allen Szenarien am deutlichsten zurück geht.⁷³ Die Erntereste bleiben in etwa auf dem Niveau der Jahre 2010-2014⁷⁴. Im Vergleich zum Jahr 2015 sinkt der Stickstoffeinsatz bis zum Jahr 2030 um 17 %. Inwieweit diese weitreichende Reduktion der Stickstoffeinträge im Referenzszenario erreicht werden kann ist unsicher. Mit der Konkretisierung und dem In-Kraft treten der Stoffstrombilanz am 01.01.2018 mehrten sich die

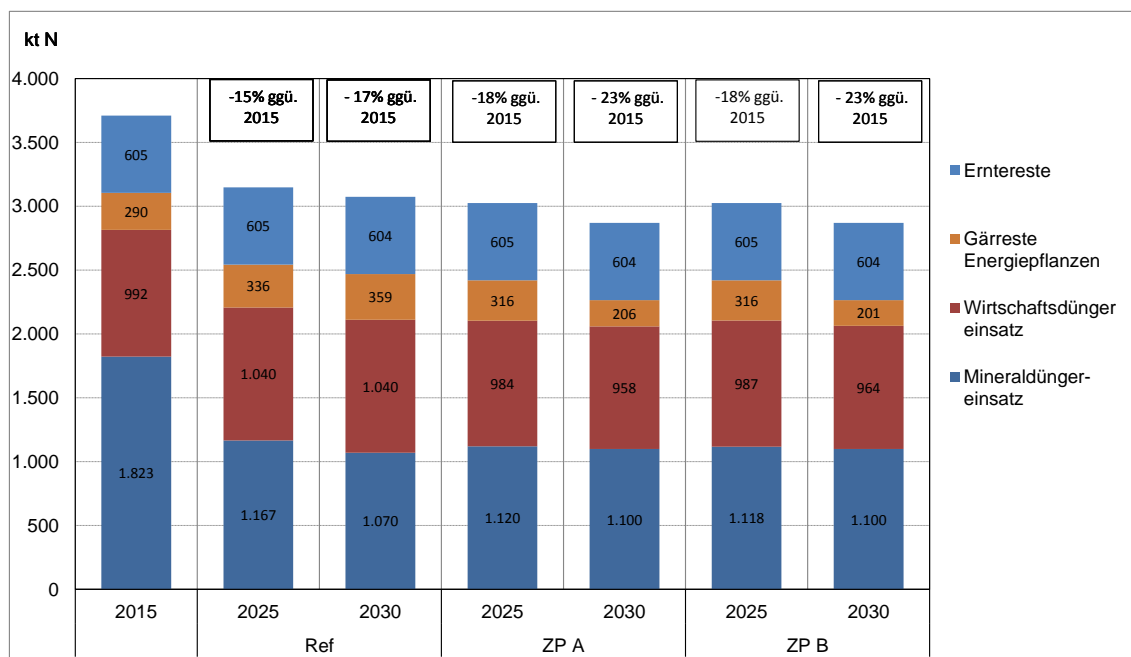
⁷³ Dies kann vor allem durch eine weitere Verbesserung der N-Effizienz von Wirtschaftsdüngern und Gärresten erfolgen und durch die überregionale Abfuhr von überschüssigem Wirtschaftsdünger aus den tierhaltenden Regionen in die Ackerbauregionen. Eine technische Lösung kann hier die Gülleaufbereitung liefern – vergleiche Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2015. Zudem kann auch in Ackerbauregionen durch eine schlagspezifische Düngebedarfsermittlung und angepasste Fruchtfolgen mit geringeren N-Überschüssen weiterer Mineraldünger eingespart werden.

⁷⁴ Die Erntereste entwickeln sich in Relation zu den Erträgen. Es wurden hier ab 2015 keine nennenswerten Ertragsveränderungen unterstellt. Aufgrund der leicht unterdurchschnittlichen Ernte im Jahr 2015 kommt es zu einer leichten Erhöhung der Erntereste im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2015. Der Rückgang der Erntereste bis zum Jahr 2030 entspricht dem Rückgang der Landwirtschaftsfläche bis zum Jahr 2030.

kritischen Stimmen die der neuen Düngeverordnung nur geringe bzw. keine Einsparungswirkungen bescheinigen. Eine Evaluierung der Stoffstrombilanz ist bis zum Jahr 2021 geplant. Die Reduktion der Stickstoffeinträge bis zum Jahr 2030 hängt damit neben der Umsetzung der Düngeverordnung in der Praxis, auch im Wesentlichen von den Ergebnissen und den Schlussfolgerungen der Evaluierung der Stoffstrombilanz im Jahr 2021 ab und ist zum jetzigen Zeitpunkt schwer abschätzbar.

Im Zielpfad A und B sinkt bis zum Jahr 2030 der Gesamtstickstoffeinsatz auf landwirtschaftlichen Böden im Vergleich zur Referenz weiter ab. Der Rückgang der Stickstoffeinträge pro Hektar im Zielszenario bis 2030 erfolgt hier überwiegend über den Rückgang der Tierbestände im Vergleich zum Referenzszenario und den Verzicht des Mineräldüngereinsatzes im Ökolandbau. Gleichzeitig sinkt der Stickstoffeintrag der Gärreste aus Energiepflanzen durch eine verringerte Nachfrage nach Biogas in den Zielpfaden. Da im Zielpfad B mehr Biogas aus Energiepflanzen nachgefragt wird als im Zielpfad A und auch geringere N-Einträge aus dem Wirtschaftsdünger entstehen, unterscheiden sich die Aktivitätsdaten der Stickstoffeinträge zwischen den Ziel-Szenarien. Im Vergleich zum Referenzszenario ist die Reduktion des Mineräldüngereinsatzes etwas geringer. Der gesamte N-Eintrag sinkt im Vergleich zum Jahr 2015 bis zum Jahr 2030 um 23 % und gegenüber dem Referenzszenario um knapp 7 %. Das entspricht einer Verringerung des Stickstoffsaldos um ca. 25 kg N/ha gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2015.

Abbildung 9-2: Entwicklung ausgewählter Aktivitätsdaten für landwirtschaftliche Böden in kt N / Jahr



Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen

Entwicklung der Emissionen

Im Jahr 2030 betragen die Gesamtemissionen aus der Landwirtschaft in der Referenz ca. 68 Mt CO₂-Äq. Damit liegen die Emissionen 6 – 9 Mt CO₂-Äq. über dem Ziel des Klimaschutzplans für das Jahr 2030. Die Gesamtemissionen aus der Landwirtschaft sind im Zielpfad A und B in der gleichen Größenordnung und erreichen den Zielkorridor von 58 bis 61 Mt CO₂-Äq. bei 59,9 Mt CO₂ Äq. (Abbildung 9-3).

Haupttreiber für die Entwicklung der Methanemissionen ist die Entwicklung der Milchkuh- und Rinderbestände, die Milchleistung und die Güllevergärung. Während die CH₄-Emissionen aus der Verdauung durch steigende Milchkuhbestände und eine höhere Milchleistung⁷⁵ bis zum Jahr 2030 in der Referenz ansteigen, sinken die CH₄-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management⁷⁶ durch eine höhere Güllevergärungsquote. Die CH₄-Emissionen aus der Vergärung und Lagerung von nachwachsenden Rohstoffen (Energiepflanzen) reduzieren sich trotz höherer Vergärungsraten, da bis zum Jahr 2030 überwiegend gasdichte Lager genutzt werden. Im Vergleich zur Referenz sinken die CH₄ Emissionen aus der Verdauung durch eine Reduktion der Milchkuh- und Rinderbestände im Zielpfad A und B. Gleichzeitig sinken die CH₄ Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management durch die reduzierten Tierbestände und eine höhere Güllevergärungsquote. Auf Grund der geringeren Reduktion der Milchkuh- und Rinderbestände sind die Methanemissionen im Zielpfad B geringfügig höher als im Zielpfad A (siehe Abbildung 9-3).

Durch eine ambitionierte Umsetzung der Düngeverordnung und die Ausweitung des Ökolandbaus gehen die Lachgasemissionen auf Grund der geringeren Stickstoffeinträge bereits in der Referenz bis 2030 gegenüber 2015 stark zurück. Die Reduktion der N₂O Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management ist auf den Ausbau der Vergärung des Wirtschaftsdüngers und die verbesserte Lagerung der Gärreste zurückzuführen. Im Zielpfad A sinken die Lachgas-Emissionen durch eine weitere Reduktion des Stickstoffeintrags, die Verringerung der Milchkuh und Rinderbestände und die Wiedervernässung der organischen Böden bis zum Jahr 2030 um 21 % ggü. 2015. Unter Berücksichtigung der Lachgasminderungswirkungen von – aus heutiger Sicht strittigen Einsatzes auf Grund ungeklärter Langfristfolgen und dauerhafter Minderungswirkungen- Nitrifikationshemmstoffen, lassen sich die N₂O-Emissionen im Zielpfad B stärker reduzieren als im Zielpfad A. Bis zum Jahr 2030 erfolgt eine Reduktion der N₂O-Emissionen um 23 % ggü. 2015.

Sonstige Emissionen in der Landwirtschaft entstehen in Form von CO₂-Emissionen durch Kalkung und Harnstoffanwendung und durch die Vergärung und Lagerung der

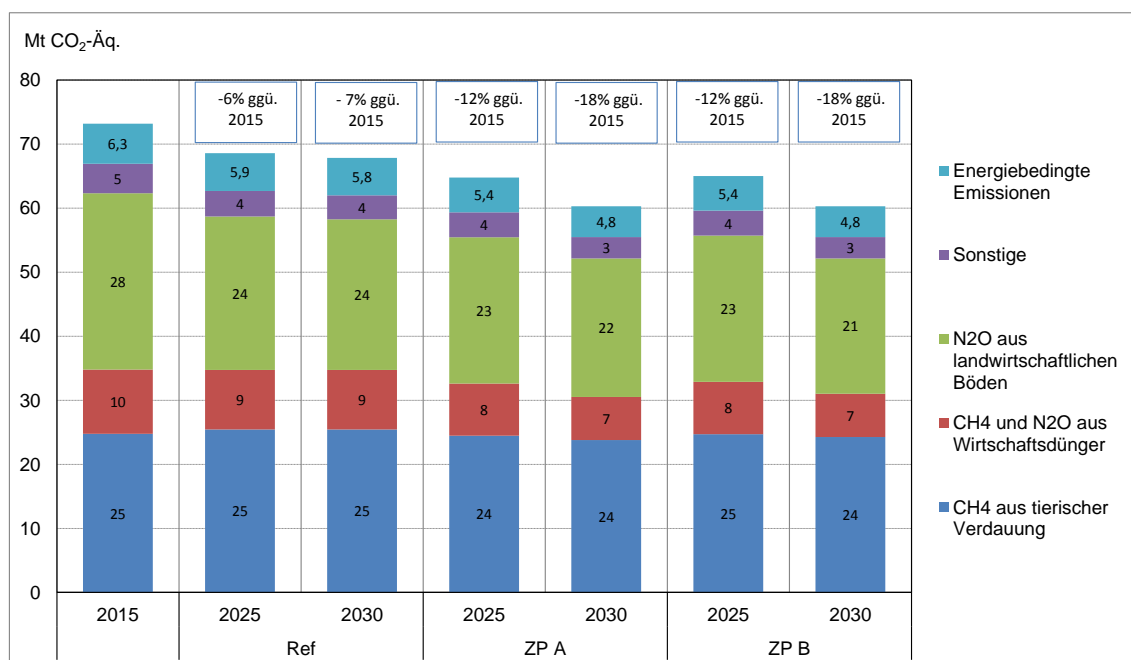
⁷⁵ Mit den Angaben der Milchleistung und VS-Emissionen (volatile organic solids) aus der nationalen Berichterstattung wurde eine Regressionsanalyse vorgenommen. Die Fortschreibung erfolgt nach linearem Trend ($R^2= 0,9895$).

⁷⁶ Umfasst das Lagern und Ausbringen der Wirtschaftsdünger Gülle und Festmist.

Energiepflanzen in der Landwirtschaft. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Kalkung und der Harnstoffanwendung wird aus dem Mit-Weiteren-Maßnahmen Szenario des Projektionsbericht 2017 übernommen. Die Kalkung stagniert⁷⁷ auf heutigem Niveau. Der Rückgang der Harnstoffanwendung basiert im Wesentlichen auf einem Rückgang des Mineräldüngereinsatzes. Die CH₄ und N₂O Emissionen aus der Vergärung und Lagerung von Energiepflanzen reduzieren sich im Zielpfad A und B durch die verringerte Nachfrage nach Biogas aus Energiepflanzen.

Die energiebedingten Emissionen aus landwirtschaftlichen Gebäuden (z.B. Gewächshäusern) und aus dem landwirtschaftlichen Verkehr reduzieren sich in der Referenz gegenüber 2015 bereits geringfügig. Weitere Emissionsreduktionen können im Zielpfad A und B durch einen verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen und Biomasse als auch durch eine Verbesserung der Energieeffizienz landwirtschaftlicher Gebäude erzielt werden.

Abbildung 9-3: Entwicklung der Methan-, Lachgas- und Kohlendioxidemissionen in der Landwirtschaft in Mt CO₂-Äqu.



Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen

⁷⁷ Im Modell ist die Kalkung an die Erträge gebunden. Da diese weitestgehend stagnieren, stagniert auch die Höhe der Kalkgabe. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Kalkung mindestens auf heutigem Niveau verbleibt, denn eine ausreichende Versorgung des Bodens mit Kalk ist vor dem Hintergrund der durch den Klimawandel (Starkregenereignisse) verursachten Erosionsanfälligkeit des Bodens sehr wichtig.

9.3. Sektorale ökonomische Aspekte

9.3.1. Investitionen und Einsparungen/Ausgaben

Nachfolgend werden für die getroffenen Annahmen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzplanes bis 2030 die Kosten für den Landwirtschaftssektor ermittelt. Diese Kosten werden als Differenzkosten ggü. dem Referenzszenario ausgewiesen. Im Folgenden werden für die getroffenen Annahmen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzplanes bis 2030 die Herleitung sowie die Veränderungen aufgeführt. Alle berechneten Kosten werden für den Zeitraum 2018 bis 2030 dargestellt.

9.3.1.1. Veränderungen in den Betriebskosten

Einsatz von mineralischem Stickstoffdünger

Eine direkte Auswirkung auf die Betriebskosten eines landwirtschaftlichen Betriebes und somit für den gesamten Sektor hat die Annahme zur Reduzierung des Stickstoffeinsatzes. Mit Berücksichtigung der theoretischen Wirkung der aktuell gültigen Düngeverordnung sowie dem schon beschriebenen Flächenrückgang durch allgemeinen Flächenverbrauch und lineare Steigerung des Ökolandbaus auf 20% (3,33 Mio. ha) ist eine Abnahme des Einsatzes von mineralischem Stickstoffdünger pro Hektar ggü. 2015 in den Zielpfaden zu verzeichnen. Die Reduktion des Mineraldüngereinsatzes ist in den Zielpfaden allerdings etwas geringer als in der Referenz, da die Stickstoffeinträge aus Gärresten⁷⁸ (geringere Biogasnachfrage und weniger Energiepflanzen durch mehr Gülle- und Reststoffvergärung) zurückgehen. Diese Entwicklungen verstärken sich erst nach 2025.⁷⁹

Für das Jahr 2016 lag der Durchschnittspreis für mineralischen Stickstoff bei 842 €/t, der als Grundlage für die weitere Berechnung dient. Bei gleichbleibenden Kosten und einem ständigen Rückgang der Verkaufsmenge von mineralischem Stickstoffdüngers im Referenzszenario von 1,481 Mio. t in 2018 auf 1,070 Mio. t im Jahre 2030 und in den Zielpfaden von 1,457 Mio. t in 2018 auf 1,100 Mio.t in 2030 ergibt sich in den Zielpfaden (A+B) ein Rückgang der Verkaufsmenge ggü. der Referenzentwicklung von 338.178 t bzw. einem Umsatzrückgang von 284,75 Mio. € für den gesamten Zeitraum 2018 -2030 (s. Tabelle 9-3).

⁷⁸ Kosten für den Zukauf von Gärresten aus Energiepflanzen wurden in der Referenz nicht berücksichtigt, da keine Annahmen für den Anteil verkaufter Gärreste verfügbar sind.

⁷⁹ Inwieweit eine Ausweitung der Gülleimporte den Mineraldünger ersetzen wurde im Rahmen dieses Projektes nicht berücksichtigt und ist grundsätzlich kostenseitig schwer abschätzbar, da je nach Region und Angebot und Nachfrage der Abnehmer oder auch der Anbieter zahlt.

Tabelle 9-3: Kosten für den Einsatz von mineralischem Stickstoffdünger

	2018	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2018 – 2030 gesamt
Verkaufsmenge Mineraldünger in t N Referenzszenario	1.481.351	1.265.145	1.166.667	1.070.239	
Verkaufsmenge Mineraldünger in t N Zielpfad	1.457.603	1.227.237	1.117.828	1.100.108	
Differenz Ziel – Re- ferenz in t	- 23.749	- 37.908	-48.839	29.869	- 338.178
Umsatz in Mio. € (842€/t N)	- 19.996	- 31.919	- 41.122	25.150	- 284.75

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

Einsatz von Inhibitoren (Zielpfad B)

Im Zielpfad B wurde als Annahme der Einsatz von Inhibitoren ab 2026 bis 2030 vorgesehen. Im Jahr 2030 soll der Einsatz dann auf 25% der konventionellen Fläche erfolgen. Es ist eine lineare Steigerung um jeweils 5 % pro Jahr zur Zielerreichung in 2030 vorgesehen ab dem Jahr 2026. Die Kosten für den Inhibitoreneinsatz pro ha sind auf Basis der zurzeit vier wichtigsten Produkte, Piadin, Entec, N-Lock und Vizura, bezogen auf die Kosten im Jahre 2016, als gewichteter Durchschnittswert pro ha errechnet worden. Als Durchschnittswert wird ein Kostenfaktor von 6,1 €/ha angenommen. Im Referenzszenario wurde der Einsatz von Inhibitoren nicht vorgesehen, so dass im Zielpfad B sämtliche Zukaufskosten in Höhe von 61,891 Mio. € für den Zeitraum von 2026 – 2030 anfallen (s. Tabelle 9-4).

Tabelle 9-4: Kosten für den Einsatz von Inhibitoren (Zielpfad B)

	2026	2027	2028	2029	2030	Für den Zeitraum 2026 – 2030 ge- samt
Einsatzfläche in ha Referenzszenario	0	0	0	0	0	
Einsatzfläche in ha Zielpfad	697.173	1378.767	2.044.783	2.695.221	3.330.080	
Zukauf Inhibitoren (6,1 €/ha) in Mio. €/a im Zielszenario	4,253	8,410	12,473	16,441	20,313	61.891

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

Die Umsatzrückgänge sowohl bei dem Einsatz von mineralischem Stickstoffdünger als auch bei den Inhibitoren gegenüber dem Referenzszenario gehen zu Lasten der Agrarchemie.

9.3.1.2. Veränderungen in den Investitionskosten

Investitionen in die gasdichte Lagerung der Gärreste von vergorener Gülle

Im Rahmen der Minderungsstrategie im landwirtschaftlichen Sektor wurde als Annahme das Ziel einer 50 % Vergärung der Wirtschaftsdünger gewählt. Auf Grund des höheren Lagervolumens von vergorener Gülle, im Vergleich zu vergorenen Energiepflanzen entsteht im Zielpfad im Vergleich zur Referenz zusätzlicher Mehraufwand für die gasdichte Lagerung der vergorenen Gülle, welche im Folgenden betrachtet werden. Kosten für den Neubau von Güllevergärungsanlagen im Vergleich zur Referenz werden dagegen nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass die Gülle in den bestehenden Biogasanlagen vergoren werden kann.

Die Abdichtung erfolgt ab dem Jahre 2018 mit einer jährlichen Abdichtungsrate von 3,11 % um im Jahre 2030 die Zielgröße von mindestens 50 % Abdeckung zu erreichen. Das notwendige Lagervolumen steht in direktem Zusammenhang mit der Anzahl der einzelnen Tierarten, Milchkühe, Rind und Schwein, im Betrachtungszeitraum. Grundlage für die Kalkulation der anfallenden Investitionskosten sind die Veränderung der Tierzahlen und damit der Anfall an Gülle pro Jahr. Der Gülleanfall wurde auf Basis von KTBL-Faustzahlen (KTBL-Betriebszahlen 15/16) berechnet. So wurde das Güllelagervolumen für eine Milchkuh mit 20 m³ pro Platz und Jahr, für die Rinderhaltung mit 9 m³ pro Platz und Jahr und bei Schweinen mit einem Durchschnitt von 1,8 m³ pro Platz und Jahr kalkuliert. Die notwendige Lagerkapazität wurde mit 9 Monaten (0,75

Jahre) mit berücksichtigt. Auf Basis des Thünen-Reportes zur Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990 – 2015 (RMD) wurde der Anteil von güllebasierten Systemen bei Milchkühen mit 63,05%, bei Rindern mit 33,18% und bei Schweinen mit 70,75% an der gesamten Tierhaltung angenommen und bei der Kalkulation des gesamten Lagervolumens für 9 Monate mit berücksichtigt. So beläuft sich das notwendige Lagervolumen im Referenzszenario auf 80,65 Mio. m³ im Jahre 2018 und beträgt im Jahre 2030 ein Lagervolumen von 81,18 Mio. m³. Der Anstieg des Lagervolumens in der Referenz beruht im Wesentlichen auf einer leichten Zunahme der Tierzahlen bei Milchkühen. Im Referenzszenario wurde eine Vergärung mit gasdichter Lagerung von 30% der anfallenden Gülle angenommen.

Damit liegt das Lagervolumen im Referenzszenario bei 24,36 Mio. m³, für die entsprechende Investitionskosten anfallen. Als Investitionskosten zur gasdichten Abdeckung werden 50 €/m³ Lagerfläche angenommen (top agrar: Das-Endlager-unter-dieHaube-bringen-848993). Im Referenzszenario betragen die kumulierten Investitionskosten für den gesamten Zeitraum von 2018 – 2030 1.217,75 Mio. €

In den Zielpfaden A nimmt das notwendige Gärrestlagervolumen aus vergorener Gülle von 80,65 Mio. m³ im Jahre 2018 auf 77,96 Mio. m³ im Jahre 2030 ab. Diese Abnahme beruht auf einer Reduzierung der Anzahl der Milchkühe und Rinder um 6 %, bezogen auf das Jahr 2014. Somit liegt bei einer 50 % Abdeckungsrate das Lagervolumen bei 38,98 Mio. m³ und entsprechend betragen die kumulierten Investitionskosten bis 2030 1.948,89 Mio. €. Gegenüber dem Referenzszenario müssen für den betrachteten Zeitraum insgesamt 731,1 Mio. € mehr investiert werden (s. Tabelle 9-5).

In den Zielpfaden B nimmt das notwendige Gärrestlagervolumen aus vergorener Gülle weniger stark ab auf dann 79,14 Mio. m³ im Jahre 2030. Diese Abnahme beruht auf der 3-prozentigen Abstockung der Milchkühe und Rinder, bezogen auf das Jahr 2014. Somit liegt bei einer 50 % Abdeckungsrate das Lagervolumen noch leicht erhöht gegenüber Zielpfad A bei 39,57 Mio. m³ und entsprechend betragen die kumulierten Investitionskosten bis 2030 1.978,53 Mio. €. Gegenüber dem Referenzszenario müssen für den betrachteten Zeitraum insgesamt 760,8 Mio. € zusätzlich investiert werden (s. Tabelle 9-5).

Während in den Jahren 2018 bis 2025 die jährlichen zusätzlichen Investitionskosten in beiden Zielpfaden gegenüber der Referenz sinken, beruht der leichte Anstieg der Investitionskosten ab 2025 bis 2030 durch eine Zunahme des Schweinmastbestandes und dem damit verbundenen Gülleanfall (s. Tabelle 9-5), analog der Referenzentwicklung.

Tabelle 9-5: Zusätzliche Investitionskosten bei einer 50% Abdeckungsquote von Güllelagern

	2018	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2018 – 2030 gesamt
30% abgedecktes Gärrestelagervolumen in Mio. m ³ Referenz- szenario	1,86	5,59	15,20	24,36	
50% abgedecktes Gärrestelagervolumen in Mio. m ³ Zielpfad A	3,23	9,70	24,34	38,98	
50% abgedecktes Gärrestelagervolumen in Mio. m ³ Zielpfad B	3,19	9,57	24,57	39,57	
Differenz Investitions- kosten in Mio. € zwi- schen Referenz und Zielpfad A	68,7	68,7	50,2	54,7	731,14
Differenz Investitions- kosten in Mio. € zwi- schen Referenz und Zielpfad B	66,4	66,4	53,8	58,5	760,8

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

Investitionen in die Energieeffizienz landwirtschaftlicher Gebäude

Nach der Zuordnung des Klimaschutzplans 2050 werden auch energiebedingte Emissionen aus landwirtschaftlichen Gebäuden als Emissionen des Landwirtschaftssektors berücksichtigt. Diese werden als Teil der Emissionen von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) berichtet und umfassen überwiegend den Heizenergieverbrauch. In der Referenz wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2030 10 % der Emissionsminderungen im Bereich der landwirtschaftlichen Gebäude und anderer stationärer Anlagen erreicht werden können. Im Jahr 2030 wird eine Emissionsminderung von 30 % angenommen.

Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) existiert das Bundesprogramm zur Förderung der Energieeffizienz in der Landwirtschaft und im Gartenbau. Gefördert werden z.B. Dämmmaßnahmen (Gewächshaus, Stall, Kühllager, Leitungen) oder Anlagen zur Wärmerückgewinnung (z.B. Wärmetauscher).

Es liegen erste Daten aus dem Programm zur bewilligten Fördersumme und zu den zu erwartenden THG-Minderungen des Projektträgers Bundesanstalt für Landwirtschaft

und Ernährung (BLE) im Rahmen der Quantifizierung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 vor. Daraus konnten näherungsweise Kosten pro eingesparter Tonne CO₂ ermittelt werden. Nach den Berechnungen müssen für eine eingesparte Tonne CO₂ Investitionskosten von 163,- € veranschlagt werden. Angesichts der Vorlaufzeit für Planung und Umsetzung wurden die Kosten ab dem Jahr 2020 ermittelt. Gegenüber dem Referenzszenario müssen für den betrachteten Zeitraum insgesamt 56,35 Mio. € mehr investiert werden (s. Tabelle 9-6). Auf Grund der schlechten Datenbasis der landwirtschaftlichen Energieeinsätze und damit verbundener Unsicherheiten stellt die Berechnung nur eine grobe Abschätzung dar. Welche konkreten Maßnahmen dahinterstehen konnte auf Grund fehlender Daten nicht genauer ermittelt werden. Demzufolge konnten die Einsparungen auf Betriebsebene durch einen geringeren Energieeinsatz nicht quantifiziert werden.

Tabelle 9-6: Investitionskosten zur Verbesserung der Energieeffizienz bei landwirtschaftlichen Gebäuden

	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2020 – 2030 gesamt
Referenzszenario kt CO ₂ -Äqu.	1.678	1.620	1.562	
Zielpfad kt CO ₂ - Äqu.	1.562	1.389	1.215	
Differenz Investiti- onskosten in Mio. € zwischen Refe- renz und Zielpfa- den	18,8	3,76	3,76	56,35

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2017)

9.3.1.3. Veränderungen bei Kosten für Förderprogramme

Abstockungsprämie für Rinder

Um die Klimaschutzziele für die Landwirtschaft zu erreichen sind neben dem Einsatz von technischen Optionen auch strukturelle Maßnahmen, wie die Ausweitung des ökologischen Landbaus, der Wiedervernässung von Moorstandorten oder eine Abstockung von Tierbeständen notwendig. Für Zielpfad A wurde eine Abstockung von 6% bei Milchkühen und Rindern gegenüber dem Jahr 2015 und in Zielpfad B von 3% der Milch- und Rinderbestände ab dem Jahre 2020 als Annahme getroffen⁸⁰. Um diese

⁸⁰ Die Annahmen der Veränderungen der Viehbestände sind gegenüber dem Referenzszenario zu sehen. Dieses geht auch für Schweine von einem verringerten Bestand aus. Basierend auf dem Thünen-

Abstockung zu erreichen, wird die Auflage eines Förderprogramms zur Reduzierung angenommen. Die angenommene Abstockungsprämie beträgt 1.200 €/pro Tier (entspricht dem durchschnittlichen Deckungsbeitrag einer Kuh mit einer Jahresleistung 7.500 kg (bundesweiter Durchschnitt 2016) bei einem Milchpreis von durchschnittlich 32 ct/kg). Diese Summe entspricht ebenfalls dem aktuellen Niederländischen Abstockungsprogramm zur Reduzierung des P-Überschusses 2017.

Für das Referenzszenario werden für das Jahr 2020 4,327 Mio. Milchkühe und 8,390 Mio. Rinder angenommen. Für das Jahr 2030 wird im Referenzszenario von 4,399 Mio. Milchkühen ausgegangen. Die Zunahme der Tierzahlen beruht auf einer erhöhten Nachfrage am Weltmarkt und ist an den Prognosen des Thünen-Institutes angelehnt.

Bei einer 6-prozentigen, linearen Abstockung im Zielpfad A wird mit einem Milchviehbestand von 4,056 Mio Tieren und einem Bestand von 7,855 Mio Rindern ausgegangen. Für die Abstockung in Zielpfad A von 756.000 Tiere fallen Prämien in Höhe von rund 907 Mio € bis 2030 an (Tabelle 9-7). Für die Abstockung in Zielpfad B mit einer 3-prozentigen Abstockung fallen bis Ende 2030 rund 524Mio. € an (Tabelle 9-8)

Tabelle 9-7: Programmkosten für die Abstockung von Milchkühen und Rindern (Zielpfad A)

	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2020 – 2030 gesamt
<hr/>				
Anzahl				
- Milchkühe in 1.000	4.327	4.399	4.399	
- Rinder in 1.000	8.390	8.271	8.271	
im Referenzszenario				
<hr/>				
Anzahl				
- Milchkühe in 1.000	4.327	4.193	4.059	
- Rinder in 1.000	8.390	8.123	7.855	
im Zielpfad A				
<hr/>				
Differenz bei				
- Milchkühe in 1.000		- 206	- 340	- 756
- Rinder in 1.000		- 148	- 416	
zwischen Referenz und Zielpfad				
<hr/>				
Abstockungsprämie (1.200 €/Tier) gesamt in Mio. €		907,2		
<hr/>				

Baseline-Szenario wird diese Entwicklung als marktbedingt angesehen, weshalb für die Schweinhaltung keinerlei weitere Programmkosten anfallen.

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

Tabelle 9-8: Programmkosten für die Abstockung von Milchkühen und Rindern (Zielpfad B)

	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2020 – 2030 gesamt
Anzahl				
- Milchkühe in 1.000	4.327	4.399	4.399	
- Rinder in 1.000	8.390	8.271	8.271	
im Referenzszenario				
Anzahl				
- Milchkühe in 1.000	4.327	4.226	4.124	
- Rinder in 1.000	8.390	8.250	8.109	
im Zielpfad				
Differenz bei				
- Milchkühe in 1.000		- 173	- 274	
- Rinder in 1.000		- 21	- 162	- 436
zwischen Referenz und Zielszenario				
Abstockungsprämie (1.200 €/Tier) gesamt in Mio. €		524,06		

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

Umstellung auf Ökolandbau

Das Ziel von 20% Flächenanteil für die ökologische Landwirtschaft im Jahre 2030 an der gesamten Landwirtschaftsfläche bedeutet, in den Zielpfaden insgesamt 3,330 Mio. ha ökologisch zu bewirtschaften. Dies bedeutet einen Zuwachs von 107.278 ha pro Jahr. Im Referenzszenario wird für das Jahr 2030 ein Flächenanteil von 11% bzw. 1,828 Mio. ha angenommen. Auf Basis des Thünen-Berichtes „Flächenbezogene Förderung der ökologischen Wirtschaftsweise und Kontrollkostenzuschuss nach Bundesländern im Jahre 2015“ wird von einer durchschnittlichen Umstellungsprämie von 250 €/ha für zwei Jahre sowie einer Beibehaltungsprämie von 210 €/ha pro Jahr ausgegangen. Zur Zielerreichung fallen so jedes Jahr die Umstellungsprämie pro ha für die neu umgestellten Flächen, bei einer linearen Steigerung von jährlich 107.278 ha, sowie die zusätzliche Umstellungsprämie des Vorjahres an. Dies sind 53,639 Mio. € ab dem

Jahr 2018. Zusätzlich wird die Beibehaltungsprämie in Höhe von 210 €/ha pro Jahr gezahlt, welche die Gesamtheit aller Flächen unter der ökologischen Bewirtschaftungsweise erhalten. So beträgt die Flächendifferenz zwischen dem Referenzszenario und dem Ziel im Jahr 2018 214.556 ha und im Jahre 2030 1,502 Mio. ha., auf die die Beibehaltungsprämie gezahlt werden muss.

Für den Zeitraum von 2018 bis 2030 würden demnach die zusätzlichen Kosten in den Zielpfaden für die Umstellung 697,306 Mio. € gegenüber dem Referenzszenario betragen und die zusätzlichen Beibehaltungskosten für den gesamten Zeitraum 2.342,948 Mio. €. Insgesamt entstehen zusätzliche Programmkosten gegenüber dem Referenzszenario in Höhe von 3,040 Mrd. € (s. Tabelle 9-9).

Tabelle 9-9: Programmkosten zur Umstellung auf 20 % Ökolandbau im Jahre 2030

	2015	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2015 – 2030 gesamt
Öko-Fläche in ha im Referenzszenario	1.088.838	1.416.140	1.622.165	1.828.190	
Öko-Fläche in ha im Zielpfad A+B	1.088.838	1.845.251	2.587.149	3.330.080	
Differenz in ha Refe- renz und Zielpfad A+B		429.111	965.501	1.501.890	
Umstellungsprämie bei jährlicher Umstel- lung von 107.278 ha/a in Mio. €		53,639	53,639	53,639	697,306
Zusätzliche Beibehal- tungsprämien gegen- über dem Referenz- szenario in Mio. €		90,113	202,755	315,396	2.342,948
Gesamtkosten aus Umstellungs- und Beibehaltungsprämie gegenüber dem Refe- renzszenario in Mio. €		143,752	256,394	369,035	3.040,254

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

Rückführung/Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorflächen

Laut Projektionsbericht betrug die Moorfläche unter landwirtschaftlicher Bewirtschaftung im Jahre 2015 insgesamt 1.243.518 ha. Davon wurden 379.682 ha als Ackerfläche genutzt und 863.836 ha als Grünland. Als Annahme in den Zielpfaden A+B wurde eine 20-prozentige Wiedervernässung der gesamten Fläche getroffen⁸¹, d.h. es werden jährlich jeweils 1,54 % der Acker- und Grünlandfläche auf Moorböden wiedervernässt. Dies bedeutet, dass bis zum Jahre 2030 insgesamt 75.936 ha Ackerland und 172.767 ha Grünland wiedervernässt werden.

Von dieser wiedervernässten Gesamtfläche werden 25% durch Aufkauf durch die öffentliche Hand als reine Naturschutzflächen ausgewiesen, die restlichen 75% bleiben in der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung. Bei einer Programmlaufzeit zur Wiedervernässung von 13 Jahren sind dies jährlich 4.381 ha Ackerland und 9.967 ha Grünland. Insgesamt werden so 4.783 ha pro Jahr wieder vernässt und als Naturschutzfläche aufgekauft sowie 14.348 ha LF pro Jahr wiedervernässt. Diese Flächen bleiben in der landwirtschaftlichen Produktion, es erfolgt nur eine andere Nutzung. Um diese Umstellung zu erreichen, wird für jede Umwandlung⁸² von Ackerland in Nasswiese, Schilf oder Erlenkultur (Nutzung der Flächen als Paludikultur) eine jährliche Flächenprämie in Höhe von 1.250 € und bei einer Umwandlung von Grünland jährlich 900 € Flächenprämie angenommen. Diese Förderprämien werden zurzeit im Förderprogramm des Landes Mecklenburg-Vorpommern zur Paludikultur gezahlt. Die Förderung ist an eine Mindestlaufzeit von 20 Jahren gebunden.

Da die Annahme der Wiedervernässung im Referenzszenario noch nicht vorgesehen war, entstehen zusätzliche Programmkosten für den gesamten Zeitraum in Höhe 2.701,18 Mio. €. Diese Summe setzt sich aus den Kosten für den Ankauf der 25% Naturschutzfläche in Höhe von 1.386,52 Mio € (22.300 €/ha durchschnittlicher Verkaufspreis in 2016) und 1.314,66 Mio € Fördersumme bei einer linearen Umstellung auf Paludikultur bis 2030 (siehe Tabelle 9-10).

Im Zuge der Modellierung wurde angenommen, dass die Umsetzung der Wiedervernässung ab dem Jahr 2018 linear verläuft. In der Praxis wird auf Grund fehlender Instrumente und Finanzierungen die Umsetzung langsamer erfolgen und es ist zu erwarten, dass ein Großteil der Flächen erst nach 2025 wiedervernässt wird.

Wasserbauliche Investitionskosten, die zur Anhebung des Wasserstandes erforderlich sind, werden im Handlungsfeld LULUCF betrachtet (siehe Kapitel 11).

⁸¹ Die dadurch erzielten THG-Einsparungen sind im Kapitel LULUCF aufgeführt. Ebenso Hinweise zur Berechnungsmethode.

⁸² Hier sind Nutzungsumwandlungen gewählt worden, für die keine Wasserspiegelabsenkung notwendig ist, da dieses Vorgehen mit Blick auf die THG-Emissionen besonders wirksam ist. Werden Prämien für eine temporäre Erhöhung des Wasserstands gezahlt, müssen diese standortspezifisch so gewählt werden, dass die Moorkörper vor Oxidation geschützt sind. Damit wird die derzeitige landwirtschaftliche Nutzung gleichermaßen stark eingeschränkt, so dass grundsätzlich keine anderen Programmkosten durch die Wahl dieser anderen Zielgröße erwartet werden.

Tabelle 9-10: Programmkosten zur Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorflächen

	2018	2020	2025	2030	Für den Zeitraum 2018 – 2030 gesamt
Ankaufprogramm: linearer Ankauf von 4.783 ha/a (22.300 €/ha Ø- Preis in 2016) in Mio. €	106,655	106,655	106,655	106,655	1.386,52
jährliche Förder- kosten (1.250,- €/ha) bei Um- wandlung von 4.3811 ha Acker- land pro Jahr in Mio. €	5,48	16,43	43,81	71,19	498,33
jährliche Förder- kosten (900,- €/ha) bei Um- wandlung von 9.967 ha Grün- land pro Jahr in Mio. €	8,97	26,91	71,76	116,62	816,33
Gesamtkosten pro Jahr in Mio. €	121,10	150,00	222,23	294,46	2.701,18

Quelle: Eigene Berechnungen (FiBL)

9.3.1.4. Zusammenfassung

Mit den getroffenen Annahmen im Zielszenario werden gegenüber dem Referenzszenario im Jahr 2030 insgesamt 7,9 Mt CO₂-Äqu. eingespart (s. Tabelle 9-11).

Tabelle 9-11: kt CO₂-Äqu.-Einsparungsmenge im Sektor Landwirtschaft

	2015	2020	2025	2030
Referenzszenario kt CO ₂ -Äqu.	73.206	69.212	68.595	67.844
Zielpfad A kt CO ₂ - Äqu.	73.206	68.628	64.413	59.947
Zielpfad B kt CO ₂ - Äqu.	73.206	68.628	64.663	59.930
Differenz zwischen Referenz und Zielpfad A in kt CO ₂ -Äqu.		-584	-4.183	-7.897
Differenz zwischen Referenz und Zielpfad B in kt CO ₂ -Äqu.	0	-584	-3.932	-7.914

Quelle: Eigene Berechnungen

Die in der Landwirtschaft anfallenden jährlichen Mehrkosten betreffen auf Betriebsebene vor allem den Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen im Zielpfad B (siehe Tabelle 9-13). Einsparungspotenzial auf Betriebsebene besteht vor allem im Hinblick auf den Mineräldüngereinsatz. Über den gesamten Zeitraum 2018 bis 2030 erfolgen hier wesentliche Einsparungen im Zielpfad ggü. dem Referenzszenario (siehe Tabelle 9-3). Durch den Rückgang von Energiepflanzengärresten kommt es allerdings im Jahr 2030 in den Zielpfaden zu einem geringeren Rückgang des Mineräldüngereinsatzes als im Referenzszenario.⁸³

Weitere Investitionen die für den Ausbau der Güllevergärung vor allem in die Abdeckung der Gärrestelager erforderlich sind, werden voraussichtlich nur bei zusätzlicher finanzieller staatlicher Förderung erfolgen. Die höchsten Kosten entstehen vor allem durch die Festsetzung von Förderprogrammen (siehe Tabelle 9-12 und Tabelle 9-13), die eine staatliche Subventionierung erfordern. Neben Klimaschutzeffekten bieten die-

⁸³ Inwieweit eine Ausweitung der Gülleimporte den Mineräldünger ersetzen wurde im Rahmen dieses Projektes nicht berücksichtigt und ist grundsätzlich kostenseitig schwer abschätzbar, da je nach Region und Angebot und Nachfrage der Abnehmer oder auch der Anbieter zahlt.

se Programme aber zahlreiche weitere ökologische Co-Benefits (siehe Kapitel 3.3.2.4, 3.5, 3.7.2)

Tabelle 9-12: Landwirtschaft/LULUCF – jährliche Mehrkosten im Zielpfad A

Kostentyp	Annahme	2025	2030
LW Betrieb	Ausgaben Mineraldünger	- 41 Mio. €/a	+ 25 Mio. €/a
	Ausgaben Nitrifikationshemmstoffe	0 Mio. €/a	0 Mio. €/a
LW Investitionen (Annuitäten)	Abdeckung der Gärrestlager vergorener Gülle	50 Mio. €/a	55 Mio. €/a
	Energieeffizienz landwirtsch. Gebäude	4 Mio. €/a	4 Mio. €/a
LW Programme	Förderung Ökolandbau, Abstockungsprämie für Rinder,	257 Mio. €/a 84 Mio. €/a	370 Mio. €/a 97 Mio. €/a
	Förderprogramm für Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Moore (Lachgas)	222 Mio. €/a	294 Mio. €/a

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9-13: Landwirtschaft/LULUCF – jährliche Mehrkosten im Zielpfad B

Kostentyp	Annahme	2025	2030
LW Betrieb	Ausgaben Mineraldünger	- 41 Mio. €/a	+ 25 Mio. €/a
	Ausgaben Nitrifikationshemmstoffe	0 Mio. €/a	20 Mio. €/a
LW Investitionen (Annuitäten)	Abdeckung der Gärrestlager vergorener Gülle	54 Mio. €/a	59 Mio. €/a
	Energieeffizienz landwirtsch. Gebäude	4 Mio. €/a	4 Mio. €/a
LW Programme	Förderung Ökolandbau, Abstockungsprämie für Rinder,	257 Mio. €/a 47 Mio. €/a	370 Mio. €/a 58 Mio. €/a
	Förderprogramm für Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Moore (Lachgas)	222 Mio. €/a	294 Mio. €/a

Quelle: Eigene Berechnung

9.3.2. Weitere ökonomische Aspekte

Die Ausweitung des Ökolandbaus auf 20 % der Fläche hat einen zusätzlichen Effekt auf die Beschäftigungsstruktur im ländlichen Raum. Auf Grund der anderen Produktionsweise, insbesondere beim ökologischen Acker- und Gemüseanbau durch einen höheren Grad der mechanischen Unkrautbekämpfung, besteht auch ein höherer Arbeitskräftebedarf. Lag der Arbeitskräfteeinsatz (AK) pro 100 ha im Wirtschaftsjahr 2013/2014 im konventionellen Landbau bei 1,6 AK/100 ha so lag er im ökologischen

Landbau bei 2,0 AK/100 ha (Sanders 2015). Daher bewirkt die Ausweitung des Ökolandbaus einen zusätzlichen positiven Effekt auf den Erhalt von Arbeitsplätzen im ländlichen Raum. Eine Quantifizierung der zukünftigen Beschäftigungsstruktur zum jetzigen Zeitpunkt ist aufgrund des technischen Fortschritts im Ökobereich bezüglich der mechanischen Unkrautbekämpfung und der zukünftigen Betriebsstruktur der Umstellungsbetriebe heute nicht möglich.

Welche Auswirkungen eine moderate Abstockung der Milch- und Rindvieh-Bestände hat, lässt sich nicht eindeutig festlegen. Laut der Thünen-Baseline 2017-2027 (Thünen Institut 2018) wird Deutschland auch bis 2027 weiterhin ein Nettoexporteur für Milch und Rindfleisch-Produkte bleiben, und es ist davon auszugehen, dass dies auch bis 2030 so bleiben wird. Die Inlandsnachfrage nach tierischen Produkten ist stark abhängig von den Essgewohnheiten der Verbraucher. Hier ist mit einem weiteren Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs von Fleischprodukten, inklusive Rindfleisch, zu rechnen, sodass, unabhängig vom Export und den Weltmarktpreisen, eine leichte Reduzierung der Rindviehbestände zu einer möglichen Stabilisierung der Erzeugerpreise im Inland beiträgt.

Die Auswirkungen der Reduzierung im Bereich der Milcherzeugung können ebenfalls nur im Zusammenhang mit der zukünftigen Nachfrage von Milchprodukten gesehen werden. Laut Thünen-Baseline Report ist mit einer gleichbleibenden Verwendung von Milchprodukten wie Butter, Mager- und Vollmilchpulver zu rechnen. Eine leichte Steigerung der Nachfrage wird bei Käse erwartet. Bedingt durch die Abstockung des Milchviehbestandes und damit auch einer Reduzierung der Gesamtverarbeitungsmenge Milch, kann es zu einem leichten Anstieg der Erzeugerpreise kommen.

9.4. Kernbotschaften Landwirtschaft

Um das Sektorziel zur THG-Minderung aus dem Klimaschutzplan zu erreichen, reduziert die Landwirtschaft in den Zielpfaden die Emissionen im Jahr 2030 um weitere 8 Mt CO₂-Äqu. gegenüber dem Referenzszenario. Gegenüber dem Jahr 2015 wurden bereits in der Referenzminderungen von 5,3 Mio. t CO₂-Äqu. unterstellt. Diese resultieren vor allem aus den Annahmen einer ambitionierten Umsetzung der Düngeverordnung und des weiteren Ausbaus des Ökolandbaus. Beides führt zu einem geringeren Stickstoffeintrag auf die landwirtschaftlichen Böden und damit zu verringerten Lachgasemissionen. Zudem trägt die Steigerung der Güllevergärung auf 30 % schon in der Referenz zu einer Emissionsreduktion der THGs aus der Tierhaltung bei.

Um die erforderlichen Emissionsreduktionen im Zielpfad zu erzielen, sind umfangreiche und auch kostenintensive Maßnahmen nötig. Hierzu zählen beispielsweise emissionsarme Gärrestlager etc. Die Ziele für das Jahr 2030 sind jedoch nur ein Zwischenschritt. Für langfristig weitere Minderungen bis zum Jahr 2050 reichen eine Verbesserung des betrieblichen Managements und eine Ausweitung der technischen Maßnahmen allein nicht mehr aus. Dann müssen auch strukturelle Änderungen durch Auswei-

tung des Ökolandbaus, ein Abbau der Tierbestände und eine anteilige Wiedervernässung von Moorböden in die Minderungsstrategie einbezogen werden. Um gerade im Bereich der Tierhaltung keine Lock-In-Effekte⁸⁴ zu erzielen, wurden bereits für das Ziel bis 2030 strukturelle Maßnahmen für den Zielpfad einbezogen. Es handelt sich dabei um die Ausweitung des Ökolandbaus, einen moderaten Abbau der Tierbestände und eine anteilige Wiedervernässung von Moorböden. Diese drei Schritte/Entwicklungen führen auf einem Teil der Fläche zu einer Verringerung der Produktion. Dem sollten auf der Konsumseite langfristige Konsumänderungen und die Vermeidung von Lebensmittelabfällen gegenüber stehen und durch geeignete politische Maßnahmen (Bildung, Steuern) unterstützt werden.

Weiteres mögliches Reduktionspotenzial in Bezug auf technische Maßnahmen besteht im Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen im Zielpfad B. Obwohl bereits in der Praxis zugelassen, ist die Anwendung allerdings stark umstritten da große Unsicherheiten in Bezug auf die Umweltauswirkung z.B. auf Gewässer und Gewässerqualität bestehen. Weitere Unsicherheiten bestehen bezüglich der Minderungswirkung und Dauerhaftigkeit (Resistenzbildung) dieser Maßnahme. Für eine Auswahl von Maßnahmen mit gesicherter Datenbasis zur Erreichung der Klimaziele im Landwirtschaftssektor ist der Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen derzeit nicht geeignet.

Den zusätzlichen Investitionen und Kosten, die zur Zielerreichung im Landwirtschaftssektor notwendig sind, stehen kaum Einsparungen auf der Betriebsebene gegenüber. In anderen Sektoren wie dem Verkehr oder den Gebäuden werden Investitionen beispielweise in Dämmung oder in Elektroautos zumindest teilweise durch die Einsparung von Energiekosten kompensiert. Auf der landwirtschaftlichen Betriebsebene führt die gasdichte Abdeckung eines Gärrestlagers weder zu nennenswerten Einsparungen von Betriebskosten, noch können die Kosten beim Verkauf der Produkte eingepreist werden. Um den landwirtschaftlichen Strukturwandel („Höfesterben“) nicht durch Klimaschutzauflagen weiter zu beschleunigen sollten, zusätzliche Instrumente außerhalb des Ordnungsrechts entwickelt werden.

Neben der Reduktion von Treibhausgasen haben die Änderungen die zur Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030 in der Landwirtschaft notwendig sind, aber viele weitere Co-Benefits, die in Kapitel 3 betrachtet wurden. Dazu zählen geringere Ammoniakemissionen, geringere Stickstoffeinträge, weniger Pestizideinsätze, positive Auswirkungen auf die Biodiversität etc. und tragen dazu bei, die landwirtschaftliche Produktion nachhaltiger zu gestalten. Solange diese Co-Benefits nicht in die Produkte eingepreist werden können, wird erfolgreicher Klimaschutz in der Landwirtschaft nur über Förderprogramme und weitere finanzielle Transfers realisiert werden können.

⁸⁴ Investitionen für kostenintensive Maßnahmen wie der Austausch von Ställen zugunsten emissionsarmer Ställe stehen hier im Konflikt zur Abstockung der Viehbestände. Eine zum falschen Zeitpunkt getätigte Investition führt dann zum Festhalten an bestehenden Betriebsstrukturen und steht einem Strukturwandel im Wege.

In Bezug auf die Treibhausgase der Landwirtschaft wie auch in Bezug auf weitere Umweltgrößen wie Stickstoffüberschüsse, Ammoniakemissionen, Biodiversität etc. gehen langfristig die Ziele über das hinaus, was bis 2030 erreicht werden soll. Im Hinblick auf das bestehende Langfristziel im Jahr 2050 sind weitere Emissionsreduktionen vor allem im Bereich der Tierhaltung umzusetzen und eine Abstockung der Tierbestände zur Zielerreichung erscheint unvermeidbar. Weiterhin ist die Landwirtschaft – wenigstens regional – von der Wiedervernässung von Moorstandorten betroffen. Diese Schritte müssen frühzeitig vermittelt, diskutiert und vorbereitet werden – auf der Nachfrage- wie auf der Produzentenseite.

10. Handlungsfeld sonstige Emissionen (Abfallwirtschaft)

10.1. Vorgehen und Methode

Für die Berechnung des Referenz- und Zielpfads wurde das Abfallmodell des Öko-Instituts eingesetzt, welches zur Berechnung der Treibhausgasemissionen Deutschlands in den vorangegangenen Projektionsberichten der Bundesregierung verwendet wurde. Das Referenzszenario basiert zum Großteil auf den Rahmendaten und Annahmen des Mit-Maßnahmen-Szenarios des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017a). Im Vergleich zum Mit-Maßnahmen-Szenario wurden im Referenzszenario kleine Änderungen vorgenommen (s. 10.2).

Im Einzelnen wurden für die Szenarien folgende Annahmen getroffen:

- **Referenzszenario (REF):** Das Szenario entspricht den im Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichtes 2017 mit einigen Änderungen.
- **Zielpfad** Anpassung der Minderungsoptionen mit dem Ziel, das für den Abfallsektor angestrebte Emissionsziel von 5 MtCO₂ zu erreichen.

Die Entwicklung der Emissionen aus dem Abfallsektor in der Referenz folgt im Wesentlichen dem Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017a). Kleine Abweichungen bestehen durch eine Änderung des Basisjahres 2014 auf das Jahr 2015 und damit die aktuelle 2017 Inventar Berichterstattung (UBA 2017b).

Im Vergleich zum Projektionsbericht wurde bereits in der Referenz eine leichte Verschiebung des biogenen Abfalls von Kompostieranlagen zu Biogasanlagen angenommen. Zusätzlich wurden Verbesserungen im Behandlungsprozess und bei der Produktlagerung unterstellt und Emissionsfaktoren aus UBA Texte 39/2015 (Cuhls et al. 2015) für das Jahr 2030 abgeleitet.

Die folgende Tabelle 10-1 stellt einen Überblick der Umsetzung von CO₂-Vermeidungshebeln nach Kategorien im Referenz- und Zielpfad für den Abfallsektor dar.

Tabelle 10-1: Überblick der Umsetzung von CO₂-Vermeidungshebeln nach Kategorien im Referenz- und Zielpfad im Abfallsektor

	2015	Referenz	Zielpfad
Deponiebelüftung	Genehmigung von 4 Projekten	Genehmigung von 8 jährlich von 2019 bis 2025	Genehmigung von 12 Projekten jährlich ab 2019 und Verlängerung bis 2030
Erfassung von Bioabfällen inkl. Grünabfall aus Garten und Park	185 kg/Einwohner	195 kg/Einwohner	195 kg/Einwohner
Anteil Kompostierung von biogenen Abfällen	56 %	40 %	30 %
Anteil Vergärung von biogenen Abfällen	44 %	60 %	70 %

Quelle: Projektionsbericht Bundesregierung 2017, Eigene Annahmen

10.2. Folgen für THG-Emissionen

Basierend auf den oben genannten Annahmen werden die Projektionen für die Jahre 2020, 2025, 2030 abgeleitet.

Die starke Reduktion der Methanemissionen aus dem Abfallsektor ist auf eine verminderte Deponierung von organischen Abfällen ab dem Jahr 2005 zurückzuführen. Zusätzlich wurden wie im Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts die über die Nationale Klimaschutz Initiative (NKI) geförderten Maßnahmen zur Deponiebelüftung berücksichtigt. Die CH₄-Emissionen aus der Abwasserbehandlung sind nahezu konstant. Die CH₄-Emissionen aus der Kompostierung und der Abfallvergärung sinken bis zum Jahr 2030 durch eine Verbesserung der Behandlungs- und Lagerungsprozesse. Damit können die Methanemissionen schon in der Referenz bis zum Jahr 2030 um 87 % ggü. 1990 und um 77 % ggü. 2005 reduziert werden (Tabelle 10-2).

Tabelle 10-2: Entwicklung der Methanemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CH₄ in der Referenz

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CH ₄						
Abfalldeponierung	1.370	762	504	358	259	194	148
Bioabfallbehandlung - Kompostierung	1	12	12	12	10	7	5
Bioabfallbehandlung - Vergärung	NO	10	12	19	18	15	12
Abwasserbehandlung	108	32	28	25	25	25	25
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	NO	0	0	0	0	0	0
Gesamte Methanemissionen	1.479	817	557	414	312	242	191
ggü. 1990					-79%	-84%	-87%
ggü. 2005					-62%	-70%	-77%

Quelle:(UBA 2017b), Eigene Berechnungen in Anlehnung an den Projektionsbericht 2017

Analog zu den Methanemissionen sinken auch die Lachgasemissionen in der Referenz bis zum Jahr 2030, allerdings weniger stark. Gegenüber 1990 wird eine Reduktion von 30 % im Jahr 2030 erzielt, ggü. 2005 liegt der Rückgang der N₂O-Emissionen bei 17 % (Tabelle 10-3).

Tabelle 10-3: Entwicklung der Lachgasemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt N₂O in der Referenz

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt N ₂ O						
Bioabfallbehandlung - Kompostierung	0,1	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3
Bioabfallbehandlung - Vergärung	NO	0,2	0,3	0,5	0,4	0,3	0,3
Abwasserbehandlung	3,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung*	NO	0,4	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Gesamte Lachgasemissionen	3,3	2,8	2,6	2,9	2,7	2,5	2,3
ggü. 1990					-17%	-23%	-30%
ggü. 2005					-3%	-10%	-17%

*Die Emissionen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung entwickeln sich analog zur angenommenen Bevölkerungsentwicklung. Auf Grund der leicht steigenden Bevölkerungsentwicklung kommt es zu einem minimalen Anstieg der Emissionen.

Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen in Anlehnung an den Projektionsbericht 2017

Tabelle 10-4 zeigt die historische und die projizierte Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen des Abfallsektors für die Jahre 1990-2030 in der Referenz. Im Gegensatz zu allen anderen Sektoren gelingt dem Abfallsektor durch das rechtzeitige Steuern von Politikmaßnahmen und großen Synergien mit anderen Umweltzielen schon in der Referenz im Jahr 2030 eine Emissionsreduktion ggü. 1990 von 86 %. Zur Erreichung des Sektorziels des Klimaschutzplans von 5 Mio. t CO₂-Äqu. in 2030 sind jedoch noch weitere Emissionsreduktionen im Zielpfad notwendig.

Tabelle 10-4: Entwicklung der Methanemissionen und Lachgasemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CH₄ in der Referenz

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO ₂ -Äqu.						
CH ₄ Emissionen	36.981	20.420	13.922	10.358	7.794	6.051	4.763
N ₂ O Emissionen	974	831	788	853	807	749	686
Gesamtemissionen	37.955	21.251	14.710	11.210	8.601	6.799	5.449
ggü. 1990					-77%	-82%	-86%
ggü. 2005					-60%	-68%	-74%

Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen in Anlehnung an den Projektionsbericht 2017

Vor allem im Bereich der Abwasserbehandlung gibt es nur noch wenig Potenzial für weitere Emissionsminderungen. Weitere Reduktionspotenziale bestehen hingegen in der Ausweitung der Deponiebelüftung. Durch Optimierung und zeitliche Ausweitung der schon laufenden und bisher berücksichtigten Maßnahmen zur Belüftung von Deponien wird der Rückgang der Treibhausgasemissionen aus Altdeponien weiterhin beschleunigt werden.

In Anlehnung an den Klimaschutzplan wird im Zielpfad die verstärkte Nutzung von Bioenergie aus Abfallstoffen berücksichtigt, was nicht zwangsläufig zu Emissionsreduktionen im Abfallsektor führt, aber fossile Energieträger ersetzen kann.

Im Vergleich zur Referenzentwicklung steigen daher die CH₄-Emissionen aus der Abfallvergärung leicht an, während die CH₄-Emissionen aus der Deponierung durch zusätzliche Deponiebelüftung weiter sinken (siehe Tabelle 10-5).

Tabelle 10-5: Entwicklung der Methanemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CH₄ im Zielpfad

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CH ₄						
Abfalldeponierung	1.370	762	504	358	248	168	113
Bioabfallbehandlung - Kompostierung	1	12	12	12	9	6	4
Bioabfallbehandlung - Vergärung	NO	10	12	19	19	17	14
Abwasserbehandlung	108	32	28	25	25	25	25
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	NO	0	0	0	0	0	0
Gesamte Methanemissionen	1.479	817	557	414	302	217	156
ggü. 1990					-80%	-85%	-89%
ggü. 2005					-63%	-73%	-81%

Quelle:(UBA 2017b), Eigene Berechnungen

Die N₂O-Emissionen im Zielpfad sinken nur geringfügig ggü. der Referenzentwicklung, bedingt durch einen Rückgang in der Kompostierung. Damit reduzieren sich die Lachgasemissionen ggü. 1990 um 32 % (Tabelle 10-6).

Tabelle 10-6: Entwicklung der Lachgasemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt N₂O im Zielpfad

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt N ₂ O						
Bioabfallbehandlung - Kompostierung	0,1	0,7	0,6	0,6	0,5	0,3	0,20
Bioabfallbehandlung - Vergärung	NO	0,2	0,3	0,5	0,4	0,3	0,26
Abwasserbehandlung	3,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,53
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung*	NO	0,4	0,2	0,2	0,3	0,3	0,25
Gesamte Lachgasemissionen	3,3	2,8	2,6	2,9	2,7	2,5	2,2
ggü. 1990					-18%	-25%	-32%
ggü. 2005					-4%	-12%	-20%

*Die Emissionen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung entwickeln sich analog zur angenommenen Bevölkerungsentwicklung. Auf Grund der leicht steigenden Bevölkerungsentwicklung kommt es zu einem minimalen Anstieg der Emissionen.

Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen

Tabelle 10-7 zeigt die Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen des Abfallsektors im Zielpfad. Vor allem durch eine Ausweitung der Deponiebelüftung sinken die Gesamtemissionen ggü. 1990 um 88 %. Damit wird das Sektorziel des Klimaschutzplans von 5 Mt CO₂-Äqu. für das Jahr 2030 sogar übertroffen.

Tabelle 10-7: Entwicklung der Gesamtemissionen des Abfallsektors 1990-2030 in kt CO₂-Äqu. im Zielpfad

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	kt CO ₂ -Äqu.						
CH ₄ Emissionen	36.981	20.420	13.922	10.358	7.540	5.413	3.912
N ₂ O Emissionen	974	831	788	853	797	732	667
Gesamtemissionen	37.955	21.251	14.710	11.210	8.337	6.146	4.579
ggü. 1990			-61 %	-70 %	-78%	-84%	-88%
ggü. 2005			-31 %	-47 %	-61%	-71%	-78%

Quelle: (UBA 2017b), Eigene Berechnungen

10.3. Sektorale ökonomische Aspekte

Nachfolgend werden für die getroffenen Annahmen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzplanes bis 2030 die Kosten für den Abfallsektor ermittelt. Diese Kosten werden als Differenzkosten ggü. dem Referenzszenario ausgewiesen. Im Folgenden wird die Herleitung sowie die Veränderungen aufgeführt. Alle berechneten Kosten werden für den Zeitraum 2020 bis 2030 dargestellt.

Investitionskosten für Maßnahmen zur Deponiebelüftung

Zur Reduktion der Emissionen aus dem Abfallsektor wurden Investitionen in Projekte zur Deponiebelüftung berücksichtigt. Seit 2013 wird die direkte Deponiebelüftung zur Reduktion des Methanbildungspotenzials von Abfalldeponien im Rahmen der Kommunalrichtlinie der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) gefördert. Für die Erreichung der Klimaschutzziele des Abfallsektors wird angenommen, dass die Fördermaßnahmen zur Deponiebelüftung intensiviert werden. Es wird angenommen, dass zwischen 2019 und 2030 144 weitere Projekte mit der durchschnittlichen CO₂-Äqu.-Einsparung bewilligt werden.

Es liegen Daten aus der Quantifizierung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 Daten zur Vorhabensumme der bereits abgeschlossenen Maßnahmen vor. Daraus konnten durchschnittliche Investitionskosten pro Projekt ermittelt werden. Zur Umsetzung einer der Maßnahme auf einer Deponie wird mit Kosten von ca. 630.000 Euro gerechnet. In der folgenden Tabelle 10-8 werden die nicht annuisierten Kosten dargestellt, die sich aus der Differenz der umgesetzten Projekte im Referenz- und im Zielpfad ergeben.

Tabelle 10-8: Kosten der Deponiebelüftung im Vergleich zur Referenz

	2025	2030	Für den Zeitraum 2019 – 2030 gesamt
Anzahl Projekte zur Deponiebelüftung im Referenzszenario	8	0	56
Anzahl Projekte zur Deponiebelüftung im Zielpfad	12	12	144
Differenz Investitionskosten in Mio. € zwischen Referenz und Zielszenario	2,5	7,5	55,3

Quelle: Eigene Berechnungen

Investitionen in den Neubau von Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen

In Anlehnung an den Klimaschutzplan wird im Zielpfad die verstärkte Nutzung von Bioenergie aus Abfallstoffen berücksichtigt, was nicht zwangsläufig zu Emissionsreduktionen im Abfallsektor führt, aber weitere fossile Energieträger ersetzen kann. Dafür müssen die Vergärungskapazitäten für Bioabfälle erhöht werden. Im Zielpfad werden daher Investitionen in den Neubau von Biogasanlagen zur Abfallvergärung berücksichtigt. Andererseits kann die Vergärungskapazität für Bioabfälle auch durch die Umrüstung bestehender Kompostanlagen mit einer Vergärungsstufe gefördert werden.

Die Investitionskosten für die Errichtung einer Abfallvergärungsanlage liegen zwischen 400 und 500 €/Mg bei einer Vergärungskapazität von 40.000 Mg/a (Raussen & Sprick). Darin enthalten sind die Kosten für die Errichtung der Behandlungseinheiten, Anlieferungs- und Aufbereitungshalle, Fermenter, Gärrestlager, Versickerungseinrichtungen als auch die Gasnutzungseinheiten sowie der Maschinenteil. Ebenso wurden weitere Anschaffungen, Baunebenkosten und ein Puffer von unvorhergesehenen Kosten in Höhe von 5 % berücksichtigt.

Der Neubau einer Biogasanlage zur Abfallvergärung ist vor allem im Vergleich zu der Maßnahme der Deponiebelüftung mit hohen Investitionskosten verbunden (siehe Abbildung 10-1). Der Klimaschutzplan zielt auf eine Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale von Bioenergie aus Rest- und Abfallstoffen ab. Damit leistet der Abfallsektor einen Beitrag zur sektorübergreifenden Energieversorgung und führt zu Emissionsreduktionen im Energie- und Industriesektor durch die Verringerung des Einsatzes fossiler Energien. Insgesamt werden bis zum Jahr 2030 im Zielpfad bei einer Anlagengröße von ca. 40.000 Mg Bioabfall knapp 40 neue Abfallvergärungsanlagen mehr gebaut als

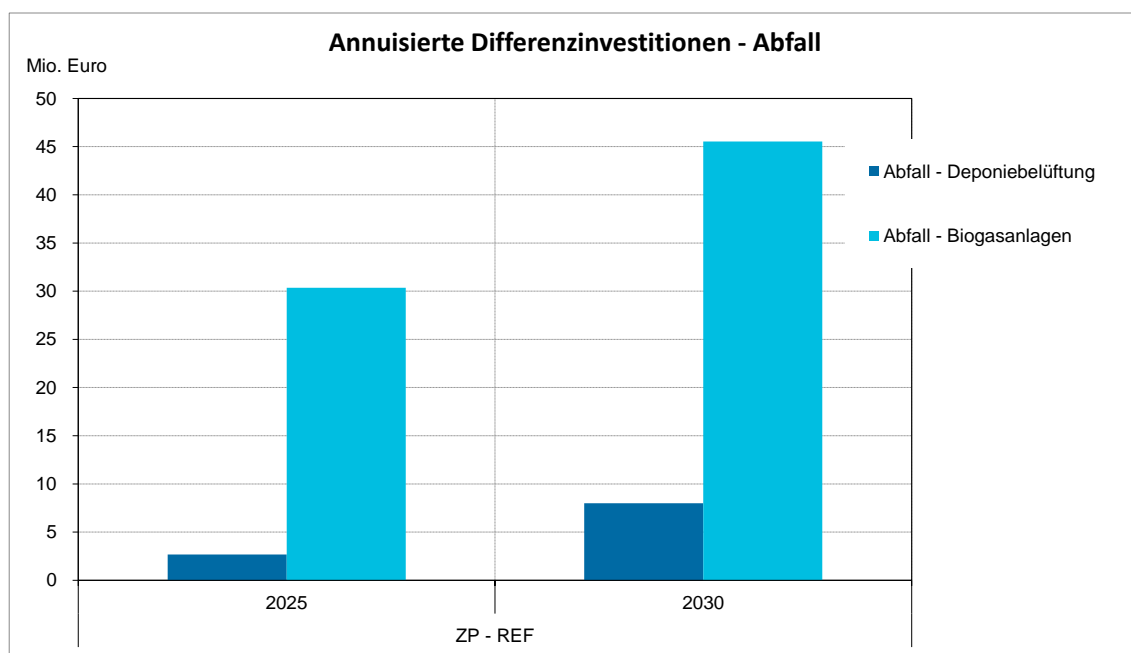
im Referenzpfad mit Investitionskosten von ca. 18,4 Mio. Euro pro Anlage. Für die Berechnungen der Kosten wurde mit einem Wert von 460 €/Mg Abfall gerechnet.

Tabelle 10-9: Investitionskosten Biogasanlagen zur Abfallvergärung

	2025	2030	Für den Zeitraum 2020 – 2030 gesamt	Anlagenzahl 2020- 2030
Referenzszenario Mio. t Bioabfall pro Jahr	8,7	9,7		74
Zielszenario Mio. t Bioabfall pro Jahr	9,8	11,3		114
Differenz Investiti- onskosten in Mio. € zwischen Refe- renz und Zielsze- nario	49,63	49,63	744,46	

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 10-1: Annuierte Differenzinvestitionen und Ausgaben im Vergleich - Abfall



Quelle: Eigene Berechnung

10.4. Kernbotschaften sonstige Emissionen

Unabhängig von Sektor Zuordnung und Bilanzierung der Emissionsreduktion, sind die höchsten Einsparpotenziale im Abfallbereich durch eine Abfallvermeidung zu erreichen. Hier besteht auch langfristig weiteres Potenzial, die Emissionen der gesamten Abfallkreislaufwirtschaft weiter zu reduzieren.

Die in dem abgegrenzten Bereich des Abfallsektors (CRF Kategorie 5) nach IPCC 2006 berichteten Emissionen der Abfalldeponierung, biologischen Abfallbehandlung und der Abwasserbehandlung zeigen wesentliche Emissionsreduktionen im Abfallsektor von derzeit -70 % ggü. 1990 (siehe Tabelle 10-7). Damit wurden im Vergleich zu allen anderen Sektoren wesentliche Emissionsreduktionen in diesem Sektor in den letzten 10 bis 20 Jahren durch konsequente Umweltschutzpolitik bereits erreicht. Weitere Emissionsreduktionen sind durch das Verbot der Abfalldeponierung von biogenen Abfällen im Jahr 2005 auch in Zukunft zu erwarten.

Größeres technisches Reduktionspotenzial im Abfallsektor besteht im Wesentlichen in einer Ausweitung der Deponiebelüftung. Im Zielfpad wurde eine Intensivierung der Deponiebelüftung berücksichtigt, allerdings besteht hier noch weiteres Reduktionspotenzial.

Die verstärkte Nutzung von Bioenergie aus Abfallstoffen führt nicht direkt zu Emissionsreduktionen im Abfallsektor, aber ersetzt zusammen mit anderen Reststoffen wie der Gülle den Einsatz von anderen fossilen Energieträgern und leistet damit einen Beitrag zu einer nachhaltigeren Energieversorgung. Die Ausschöpfung des Rest- und Abfallpotenzials zur Energieerzeugung ist allerdings mit weiteren Investitionskosten verbunden.

11. Handlungsfeld LULUCF

11.1. Vorgehen und Methode

Für die Modellierung des LULUCF-Sektors wurde ein hausinternes LULUCF-Modell des Öko-Instituts verwendet. Das LULUCF-Modell projiziert jährliche THG-Emissionen und Festlegungen von CO₂ durch Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft. Dies geschieht über die Verwendung von Flächenänderungsfaktoren, die Übergänge von einer Flächenkategorie⁸⁵ in eine andere bestimmen. Zudem werden flächenspezifische THG-Emissionen entweder über existierende Emissionsfaktoren abgebildet oder aus den sich jährlich ändernden Kohlenstoffvorräten errechnet (Stock-Change-Methode). Für die Jahre 1990 bis 2015 liegen sowohl die Flächendaten als auch die Flächenänderungs- und Emissionsfaktoren vor (CRF-Tabellen, Daten des Thünen-Instituts).

Aufbauend auf den Daten bis zum Jahr 2015 werden die Flächenänderungs- und Emissionsfaktoren als Mittelwert über die letzten 5 Jahre fortgeschrieben. Politische Maßnahmen werden in Änderungen dieser Faktoren übersetzt, die die Flächenkulisse und/oder die spezifischen THG-Emissionen beeinflussen können. Beispielsweise wird bei einer Wiedervernässung von Ackerland auf organischen Böden die entsprechende Flächengröße in die Kategorie wiedervernässte Moorflächen überführt. Bei einem Umbruchverbot von Grünland wird im Modell verhindert, dass Grünland in die Kategorie Ackerland übergeht. Das Ergebnis der Modellierung sind Flächenkulissen und die zugehörigen THG-Emissionen bis zum Jahr 2050.

Eine Sonderrolle nimmt die Modellierung der Emissionen aus der Waldbewirtschaftung (verbleibender Wald) ein. Die Emissionsfaktoren der Waldfläche sind stark von der Bestockung und der forstlichen Nutzung abhängig. Da diese Detailtiefe im LULUCF-Modell nicht abgebildet werden kann, werden die benötigten Emissionsfaktoren aus den Ergebnissen der WEHAM-Modellierung aus dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts und des Naturschutzpräferenzszenarios aus dem Projekt WEHAM-Szenarien⁸⁶ abgeleitet und in das LULUCF-Modell integriert.

Annahmen, die die Referenz- und Zielpfadentwicklung im LULUCF-Sektor charakterisieren, sind in Tabelle 11-1 zusammengestellt. Dabei unterscheidet sich der Zielpfad von der Referenz durch eine Wiedervernässung von Mooren, einer naturschutznäheren Waldbewirtschaftung und dem Einstellen des Torfabbaus.

⁸⁵ Flächenkategorien (vgl. CRF-Tabellen): Wald, Ackerland, Grünland (Wiesen, Weiden), Gehölze (Hecken, Feldgehölze und Strauchbestände), Feuchtgebiete (terrestrisch), Gewässer, Torfabbauflächen, Siedlung sowie Sonstiges Land (vegetationslose Flächen wie Felspartien und Eisflächen). Als weitere Flächenkategorie, die für zukünftige Klimaschutzmaßnahmen eine große Rolle spielen kann, sind wiedervernässte Moorflächen ins Modell integriert. Die zugehörigen Emissionsfaktoren wurden nach dem IPCC-Guidelines 2006 berechnet.

⁸⁶ Nachhaltigkeitsbewertung alternativer Waldbehandlungs- und Holzverwendungsszenarien unter besonderer Berücksichtigung von Klima- und Biodiversitätsschutz (WEHAM-Szenarien), www.weham-szenarien.de

Tabelle 11-1: Überblick der Umsetzung von CO₂-Vermeidungshebeln nach Kategorien zur Berechnung der Emissionen im Referenz- und Zielpfad für im LULUCF-Sektor

	Referenz 2030	Zielpfad 2030
Erhalt von Torfmoor	-	Wiedervernässung landwirtschaftlich genutzter Moore: 20 % Grünland, 20 % Ackerland mit Anbau von Paludikulturen auf 75 % der Fläche
Waldbewirtschaftung	Waldbewirtschaftung nach Annahmen des WEHAM Basisszenarios*	Naturschutz im Wald nach Annahmen des WEHAM Naturschutzpräferenzszenarios (bedeutende Annahmen: Entwicklung naturnäherer Baumbestände und höherer Laubholzanteile; Nutzung auf Flächen mit bereits bestehender Nutzungseinschränkung werden reduziert; eingeschränkte Nutzung im Altholz)*
Reduktion des Torfabbaus	-	100 % Reduktion des Torfabbaus
Erhalt von Grünland	100 % (Schutz oder Neueinsaat nach Umbruch)	100 % (Schutz oder Neueinsaat nach Umbruch)
Flächeninanspruchnahme durch Siedlungen	Abnahme auf 30 ha/Tag	Abnahme auf 30 ha/Tag

Quelle: Eigene Annahmen, *www.weham-szenarien.de

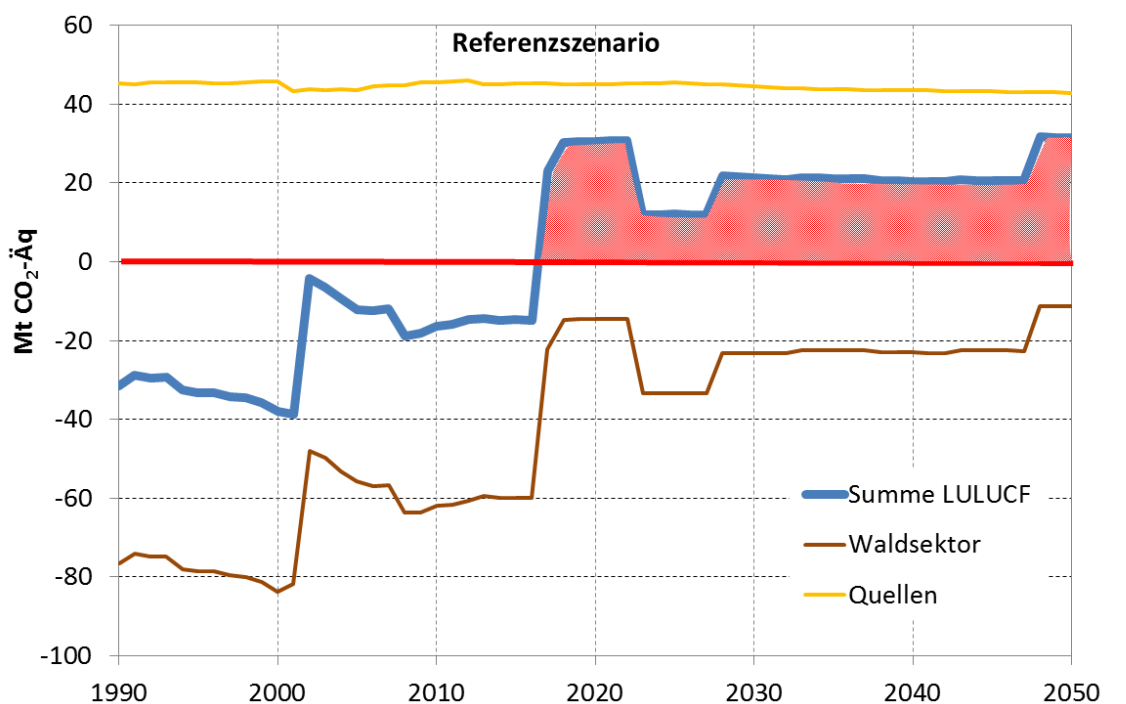
11.2. Folgen für nicht-energiebedingte THG-Emissionen

Der LULUCF-Sektor (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) wies im Jahr 2015 über alle Landnutzungen Netto-Kohlenstofffestlegungen in Höhe von ca. 15 Mio. t CO₂ auf. In den Kategorien Ackernutzung, Grünlandnutzung, Siedlungen und Feuchtgebiete entstanden Netto-Emissionen in Höhe von zusammen 45 Mio. t CO₂. Der größte Teil der Emissionen stammt aus landwirtschaftlich genutzten organischen Böden und der Umwandlung von Grünland in Ackerland. Gleichzeitig wurden in existierenden und neuen Wäldern und Holzprodukten dagegen zusammen gut 60 Mio. t CO₂ pro Jahr an eingelagert.

Die Referenzentwicklung im LULUCF-Sektor entspricht dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts der Bundesregierung 2017 (Bundesregierung 2017a). Dazu wurde das LULUCF-Modell entsprechend der Angaben im Projektionsbericht

parametrisiert und wie oben beschrieben Emissionsfaktoren zu Waldflächen aus dem MMS übernommen. Die berücksichtigten Maßnahmen beinhalten die Begrenzung der Inanspruchnahme zusätzlicher Flächen für Siedlungs- und Verkehrszwecke sowie den Erhalt von Dauergrünland wie im Projektionsbericht dargelegt. Die Waldbewirtschaftung und die Entwicklung des Holzproduktespeichers bestimmt das vom Thünen-Institut beschriebene Basisszenario. Im Referenzszenario wird der LULUCF-Sektor bereits ab Beginn der Projektion eine Netto-Quelle von durchschnittlich etwa 22 Mio. t CO₂ sein. Grund für die Änderung des Vorzeichens der projizierten Nettoemissionen im Vergleich zu den berichteten Zahlen ist eine starke Abnahme der Waldsenke um 50 % und die als relativ konstant prognostizierten Emissionen aus landwirtschaftlichen genutzten Böden.

Abbildung 11-1: Referenzentwicklung LULUCF



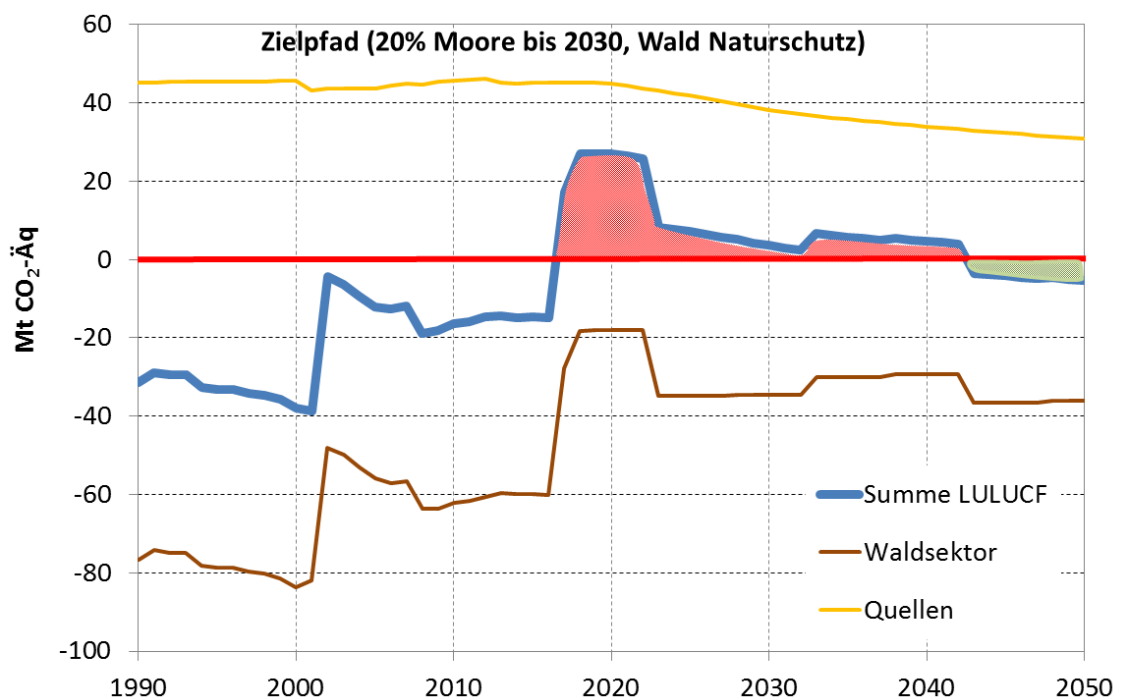
Emissionen (Mio. t/a)	1990	2015	2020	2030	2040	2050
LULUCF total	-31,4	-14,7	30,5	21,0	19,7	31,1
<i>Senken</i>						
Wald	-75,3	-57,8	-12,5	-23,2	-23,2	-11,4
Holzproduktspeicher	-1,3	-2,1	-2,0	0,0	0,0	0,0
<i>Quellen</i>						
Ackerland	12,9	14,9	15,0	15,4	15,2	15,0
Grünland	26,2	22,7	22,1	20,7	19,6	19,1
Feuchtgebiete	4,1	4,1	4,0	4,0	4,1	4,2
Siedlungen	2,0	3,5	3,9	4,1	4,0	4,1

Quelle: Eigene Berechnungen des Referenzszenarios in Anlehnung an MMS des Projektionsbericht 2017

Der Klimaschutzplan enthält die Vorgabe für den LULUCF-Sektor, dass die derzeit existierende Netto-Senke „mit weiteren Maßnahmen gesichert werden soll“. Neben Naturschutz im Wald, der Reduktion des Torfabbaus und dem Erhalt des Dauergrünland ist die Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorböden mit hohen THG-Minderungspotenzialen verbunden und wird für den Erhalt der Netto-Senke im LULUCF Sektor als entscheidend angesehen.

Die getroffenen Annahmen im Zielpfad (Tabelle 11-1) wurde deshalb so gewählt, dass die projizierte Netto-Quelle des LULUCF-Sektors im Zeitraum 2040-2045 wieder in eine Senke wechseln wird (Abbildung 11-2). Bis dahin würden im Durchschnitt jährlich Netto-Emissionen von etwa 10 Mio. t CO₂ entstehen.

Abbildung 11-2: Zielfadentwicklung LULUCF



Emissionen (Mio. t/a)	1990	2015	2020	2030	2040	2050
LULUCF total	-31,4	-14,7	27,0	3,6	4,7	-5,4
<i>Senken</i>						
Wald	-75,3	-57,8	-17,9	-36,7	-31,5	-38,6
Holzproduktspeicher	-1,3	-2,1	0,0	2,1	2,2	2,5
<i>Quellen</i>						
Ackerland	12,9	14,9	15,0	13,1	11,5	9,9
Grünland	26,2	22,7	22,1	16,0	11,2	7,1
Feuchtgebiete	4,1	4,1	4,0	5,0	7,3	9,7
Siedlungen	2,0	3,5	3,9	4,1	4,0	4,1

Quelle: Eigene Berechnungen, Thünen-Institut 2017 WEHAM Naturschutzpräferenzszenario

11.2.1. Torfabbau und Moore

Im Jahr 2015 betragen die Emissionen aus der Landnutzung, die als Quellen unter dem LULUCF Sektor bilanziert wurden, 45 Mio. t CO₂-Äqu., 80 % (36 Mio. t CO₂) davon stammten aus der landwirtschaftlichen Nutzung von organischen Böden. Treibhausgasemissionen aus dem Torfabbau beliefen sich dabei auf 2 Mio. t CO₂-Äqu. Damit liegt ein großes Einsparpotenzial, welches zum Erhalt der Nettosenke aus dem gesamten LULUCF Bereich erforderlich ist, im Bereich der Wiedervernässung von organischen Böden. Bei ca. 1,3 Mio. ha organischer Böden, die aktuell landwirtschaftlich als Grünland und Ackerland genutzt werden, würde eine Wiedervernässung von 20 %

der Fläche jährlich ca. 7 Mio. t CO₂ im LULUCF Sektor einsparen. Die unter Feuchtgebieten berichteten CH₄ Emissionen, die u.a. auch die CH₄ Emissionen aus dem Torfabbau mit berücksichtigen, steigen im Zielpfad im Jahr 2030 im Vergleich zur Referenz um ca. 1 Mio. t CO₂-Äqu.. Ohne eine Reduktion des Torfabbaus würden die Emissionen aus Feuchtgebieten im Zielpfad noch höher liegen.

Ein Anteil von 75% der wiedervernässten landwirtschaftlichen Fläche wird als Paludikultur genutzt. Durch die Nutzung ist aber mit einer erhöhten CO₂-Emission im Vergleich zu ungenutzten, wiedervernässten Flächen zu rechnen, weshalb in Anlehnung an (Osterburg et al. 2013) auf Flächen mit Paludikulturnutzung nur die Hälfte der THG-Minderungen im Vergleich zu den ungenutzten, , wiedervernässten Flächen angesetzt wird.

11.2.2. Naturschutz im Wald

Das Verbundprojekt der WEHAM Szenarien⁸⁷ liefert alternative Szenarien der Waldbewirtschaftung, in denen auch die Gesamt-THG-Bilanz ermittelt wurde. Diese schließt neben der Biomasse auch den Boden und Holzprodukte ein. Nach den Ergebnissen des WEHAM Modells ist das Szenario mit der größten Speicherwirkung im Wald und in Holzprodukten zusammen das „Naturschutzpräferenzszenario“ (NPS). Es ist dabei allerdings nicht als Klimaschutzszenario konzipiert. Vielmehr stehen der Erhalt und die Förderung der Biodiversität im Wald im Mittelpunkt. Es führt zu einem naturnäheren Baumbestand und höherem Laubholzanteil. Zudem gibt es eine Ausweitung der Dauerwaldbewirtschaftung und eine eingeschränkte Nutzung von alten Bäumen. Die Prozessschutzflächen werden erweitert, indem Flächen mit bereits bestehender starker Nutzungseinschränkung komplett aus der Holznutzung genommen werden. Insgesamt erhöhen sich dadurch die Holzvorräte (oberirdische Biomasse) und auch der Kohlenstoffspeicher im Wald. Im Jahr 2030 erreicht das NPS eine Speicherleistung von etwa 33 Mio. t CO₂ pro Jahr in Wald und Holzprodukten. 2050 liegt diese bei 34 Mio. t CO₂. Das Basisszenario verzeichnet 2030 zum gleichen Zeitpunkt 26 Mio. t CO₂, 2050 lediglich 15 Mio. t CO₂. Das vom Thünen-Institut ermittelte „Holzpräferenzszenario“ (HPS) führt im Gegensatz zum NPS über die ersten 20 Jahre der Simulation zu einer Quelle von CO₂ aus Wald und Holzprodukten.

Bei der Verwendung von Holz anstelle von anderen, energieintensiveren Materialien oder auch von fossilen Energieträgern wird häufig die Einbeziehung sich potenziell ergebender Substitutionseffekte in die THG-Bilanz gefordert. Als Substitutionseffekte werden die rechnerischen CO₂-Einsparungen ausgewiesen, die auftreten, wenn Holzprodukte, wie z.B. Holzfensterrahmen, funktionsgleiche Produkte aus Nichtholzmaterialien ersetzen, die höhere Emissionen bei der Produktion verursachen, als die entsprechenden Holzprodukte.

⁸⁷ Ergebnisse abrufbar unter <http://www.weham-szenarien.de>

In der Folgenabschätzung wurde auf die Berechnung potenzieller Substitutionseffekte verzichtet. Zum einen treten diese Effekte in anderen Sektoren als dem LULUCF-Sektor auf und werden dort auch bilanziert. Zum anderen müssten detaillierte Technologieentwicklungspfade beschrieben und mit den jeweils denkbaren Alternativen verglichen werden, um potenziell verringerte Emissionen berechnen und sinnvolle Aussagen daraus ableiten zu können.

Die Höhe von potenziellen Substitutionseffekten hängt ab von den THG-Bilanzen der zu vergleichenden Produkte. Die Erstellung von THG-Bilanzen benötigt eine Reihe von technischen Parametern, u.a. zu Emissionen aus Produktvorketten, Emissionen aus der Energieproduktion für die Produkte und Emissionen entstehend aus Verwendung und nach Nutzung der Produkte. Diese Parameter wiederum leiten sich ab aus einer konkreten technologischen Szenariowelt, in der Entwicklungspfade von Emissionen, Technologien, aber auch das Verhalten von Verbrauchern und andere Treiber, angenommen werden. Zu diesen Annahmen können auch Pfade zählen, die eine Ersetzung der Produkte durch andere, möglicherweise nicht funktionsgleiche Alternativen mit gleichem Nutzen annehmen. Methoden zur Beschreibung von potenziellen Substitutionseffekten schließen solche Pfadoptionen meist aus und nehmen den Status-quo als Referenz an. Durch diese Einschränkung wird ein möglicherweise vorhandenes Innovationspotenzial (z.B. Nutzung anderer nicht fossiler Energieerzeugungsoptionen), Einsparungen durch Effizienzsteigerungen (erhöhte Kaskadennutzung von Holz) oder Vermeidungsstrategien nicht berücksichtigt.

Eine für das Jahr 2030 zu entwickelnde Szenariowelt dürfte nicht mehr dem heutigen Status-quo entsprechen, da die weitere Umsetzung von Klimapolitik z.B. Emissionen der Energieproduktion verringern wird. Technologischer Fortschritt wird zudem die Möglichkeiten der Verwendung von Holz weiter ändern.

In den international vereinbarten Regeln zur Treibhausgasberichterstattung ist daher eine Ausweisung von Substitutionseffekten nicht vorgesehen. Treibhausgaseinsparungen werden in dem Sektor gutgeschrieben, in dem sie anfallen. Über dieses Vorgehen wird gewährleistet, dass für zukünftige Innovation innerhalb der jeweiligen Sektoren größtmögliche Technologieoffenheit gewährleistet ist. Auch für den Klimaschutzplan 2050 wurde ein solcher technologieoffener Ansatz gewählt.

Im Jahr 2030 liegt das potenzielle Holzaufkommen im NPS mit ca. 80 Mio. m³ leicht über dem Basisszenario (76 Mio. m³), über dem durch die BWI ermittelten Holzeinschlag zwischen 2002 und 2012 von 75 Mio. m³ und auch über dem Niveau des heutigen (2015) Holzeinschlags von 70 Mio. m³ 88. Das HPS stellt 2030 118 Mio. m³ zur Verfügung. Das zusätzlich im Vergleich zum Basisszenario (der Referenzentwicklung) zur Verfügung stehende Holz kann vor allem dann zum Klimaschutz beitragen, wenn es effizient für langlebige Holzprodukte verwendet wird, die das Potenzial haben, energieintensive Produkte zu ersetzen. Die Klimaschutzwirkung (und die dafür gegebenen-

⁸⁸ <https://www.thuenen.de/de/wf/zahlen-fakten/waldwirtschaft/holzeinschlag-und-rohholzverwendung/>

falls errechenbaren Substitutionseffekte) steigen zudem, wenn die heute starke Nutzung von Laubholz für die direkte energetische Nutzung stattdessen an das Ende einer Kaskade von Produkten gestellt wird.

11.3. Sektorale ökonomische Aspekte

11.3.1. Kosten der Wiedervernässung von Moorböden

Die Kosten zur Wiedervernässung von Moorböden wurden bereits ausführlich in Kap. 9.3 analysiert. Die dort beschriebenen Kosten berücksichtigen allerdings nur die Kosten, die als Ausgleichskosten für die Landwirte gezahlt werden, um eine „moorschonende“ Bewirtschaftung zu fördern. Die Kosten, die für die Wiedervernässung und damit für die Einsparung der CO₂ Emissionen aus organischen Böden anfallen, werden im LULUCF Sektor anfallen.

Hierzu gehören Förderkosten der Projektvorbereitung (Planung, hydrologische Gutachten, Prüfung der Machbarkeit) sowie wasserbauliche Investitions- und Betriebskosten für Schöpfwerke, Wehre, Pumpen u.a. Anlagen. In der Literatur (Drösler et al. 2012, 2013) werden hierfür Werte in einer Spannweite von 250 bis 1.050 € pro Hektar über 20 Jahre genannt – stark abhängig vom Standort. Für die Folgenabschätzung wird angenommen, dass 75 % der vernässten Flächen in Paludikulturen umgewandelt und damit weiterhin landwirtschaftlich genutzt werden. Somit entfallen Kosten, die bei einer Renaturierung für die naturschutzfachliche Wiederherstellung typischer Strukturen und die Wiederansiedlung von Arten anfallen würden. Aus diesem Grund wird ein eher geringer Wert für die jährlichen Kosten in Höhe von 400 € pro Hektar für die wasserbaulichen Folgekosten zugrunde gelegt. Mit den getroffenen Annahmen fallen bis ins Jahr 2030 Kosten in Höhe von knapp 2 Mrd. € an.

Im Zuge der Modellierung wurde angenommen, dass die Umsetzung der Wiedervernässung ab dem Jahr 2018 linear verläuft. In der Praxis wird auf Grund fehlender Instrumente und Finanzierungen die Umsetzung langsamer erfolgen und es ist zu erwarten, dass ein Großteil der Flächen erst nach 2025 wiedervernässt wird.

Tabelle 11-2: Investitions- und Betriebskosten für die Wiedervernässung organischer Böden

	2018	2020	2025	2030
Fläche Wiedervernässung organischer Böden Referenzszenario in ha	0	0	0	0
Fläche Wiedervernässung organischer Böden Zielszenario in ha	19.131	57.393	153.048	248.704
Investitions- und Betriebskosten im Zielszenario in Mio. €	153	153	153	153
Kosten 2018 – 2030 insgesamt in Mio. Euro			1.990	

Quelle: Eigene Berechnungen

11.3.2. Kosten der Einstellung des Torfabbaus

Im Jahr 2015 lag der Torfverbrauch in Deutschland bei ca. 7,3 Mio. m³. Davon wurden etwa 4,1 Mio. m³ importiert und ca. 3,2 Mio. m³ stammen aus deutschem Abbau.⁸⁹ Laut Bundesregierung nimmt der Torfeinsatz im Hobbygartenbau etwa 35% (Torfgehalt von 77%) und im Erwerbsanbau etwa 65% (Torfgehalt von 93%) ein.⁹⁰

In Deutschland wurden langfristige Abbaugenehmigungen an Torfwerke erteilt, die auch die Renaturierung der Abbauflächen nach Abschluss des Abbaus beinhalten. Diese Genehmigungen können nicht einfach ausgesetzt werden. Auch in Anbetracht der Pflicht zur Renaturierung nach Abbau erscheint eine Rücknahme der Genehmigung nicht sinnvoll, da in diesem Fall die öffentliche Hand die Renaturierung leisten müsste.⁹¹ Eine Reduktion des Abbaus ist dadurch erreichbar, dass keine weiteren Abbaugenehmigungen mehr erteilt werden. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass eine ausreichende Reduktion des Torfabbaus hierdurch erreicht werden kann. Eine detaillierte Analyse der bestehenden Torfabbaugenehmigungen und deren zeitlich Spanne kann in der vorliegenden Studie nicht geleistet werden.

⁸⁹ <https://www.warum-torf.info/zahlen-daten-fakten/daten-deutschland/deutschland-import>

⁹⁰ Weingarten P., Bauhus J., Arens-Azevedo U., Balmann A., Biesalski HK., Birner R., Bitter AW., Bokelmann W., Bolte A., Bösch M., Christen O., Dieter M., Entenmann S., Feindt M., Gaulty M., Grethe H., Haller P., Hüttl RF., Knierim U., Lang F., Larsen JB., Latacz-Lohmann U., Martinez J., Meier T., Möhring B., Neverla I., Nieberg H., Niekisch M., Osterburg B., Pischetsrieder M., Pröbstl-Haider U., Qaim M., Renner B., Richter K., Rock J., Rüter S., Spellmann H., Spiller A., Taube F., Voget-Kleschin L., Weiger H. (2016): Klimaschutz in der Land- und Forstwirtschaft sowie den nachgelagerten Bereichen Ernährung und Holzverwendung. Berichte über Landwirtschaft. Sonderheft 222, 2016. Zitat Seite 153. <http://buel.bmel.de/index.php/buel/article/view/153/pdf>; Zitat S. 152-153

⁹¹ Herstellerbefragung

Eingedenk dieser Unsicherheit wird für die Reduktion des Torfabbaus in Deutschland angenommen, dass ab dem Jahr 2021 eine lineare Abnahme des Torfabbaus bis auf Null im Jahr 2030 erfolgt. Diese bedeutet eine Abnahme von 320.000 m³ pro Jahr, die aber nicht durch zusätzliche Importe gedeckt wird. Vielmehr bleiben die Importmenge an Torf konstant auf dem Niveau von 2020.⁹²

Da mit dem Wechsel auf Ersatzsubstrate auch eine Abnahme der Erträge stattfinden kann, wird zudem angenommen, dass die Abnahme von 320.000 m³ Torfabbau zuerst im Hobbygartenbau erfolgt, da dort mit deutlich geringeren negativen ökonomischen Effekten im Vergleich zum Erwerbsanbau zu rechnen ist. Damit sinkt der Torfeinsatz im Hobbygartenbau von 2,25 Mio. m³ in 2020 linear auf null in 2028. Der Torfeinsatz bleibt im Erwerbsanbau bis 2027 konstant (ca. 5,0 Mio. m³) und sinkt bis 2030 auf 4,1 Mio. m³, was der erlaubten Importmenge entspricht.

Im Hinblick auf Mehrkosten ist aktuell damit zu rechnen, dass ein Ersatz von Torf etwa zu einer Verdoppelung der Kosten führt.⁹⁰ Bei Kosten von 20-50 €/m³ Torfsubstrat ab Torfwerk⁹³ in Deutschland wird mit Mehrkosten von etwa 35 €/m³ gerechnet.

Es wird angenommen, dass auf Bundesebene eine Torfersatzstrategie entwickelt wird, die von 2020 bis 2022 mit Forschungs- und Förderprogrammen flankiert wird, die eine kostengünstige und qualitativ hochwertige Produktion von Torfersatzstoffen anstreben. Durch diesen Impuls und die steigende Produktionsmenge an Torfersatzstoffen wird erwartet, dass sich die Mehrkosten von 2025 bis 2030 um die Hälfte reduzieren. Zudem wird erwartet, dass der Erwerbsanbau durch die verbesserte Qualität der Ersatzstoffe keine Ertragseinbußen nach 2025 hinnehmen muss.

In der Summe errechnet sich unter diesen Annahmen zu erwartende mittlere Mehrkosten von 43 Mio. €/Jahr im Hobbygartenbau und von 4 Mio. €/Jahr im Erwerbsgartenbau.

⁹² Torfimporte werden in der Logik der Berichterstattung nicht in Deutschland sondern im Herkunftsland bilanziert. Wenn z.B. in Baltischen Staaten eine Reduktion des Torfabbaus erfolgt, kann dies über steigende Kosten den Torfimport in Deutschland reduzieren.

⁹³ Herstellerbefragung.

Tabelle 11-3: Entwicklung des Torfabbaus, Torfeinsatzes und der Mehrkosten durch Torfersatz

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Fläche											
Torfabbaufläche in DE (ha)	19.857	17.871	15.886	13.900	11.914	9.929	7.943	5.957	3.971	1.986	0
Abnahme der Torfabbaufläche in DE (Anteil bezogen auf 2020)	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Torfmenge											
Torfabbau in DE (m³)	3.200.000	2.880.000	2.560.000	2.240.000	1.920.000	1.600.000	1.280.000	960.000	640.000	320.000	0
Abnahme Torfabbau DE (m³)	0	320.000	320.000	320.000	320.000	320.000	320.000	320.000	320.000	320.000	320.000
Torverbrauch in DE (m³)	7.300.000	6.980.000	6.660.000	6.340.000	6.020.000	5.700.000	5.380.000	5.060.000	4.740.000	4.420.000	4.100.000
Torf-Imort (m³)	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000	4.100.000
Torfeinsatz											
Torfeinsatz Hobby	2.250.973	1.930.973	1.610.973	1.290.973	970.973	650.973	330.973	10.973	0	0	0
Torfeinsatz Erwerb	5.049.027	5.049.027	5.049.027	5.049.027	5.049.027	5.049.027	5.049.027	5.049.027	4.740.000	4.420.000	4.100.000
Torfersatz Hobby	0	320.000	640.000	960.000	1.280.000	1.600.000	1.920.000	2.240.000	2.250.973	2.250.973	2.250.973
Torfersatz Erwerb	0	0	0	0	0	0	0	0	309.027	629.027	949.027
Kosten											
Förder-/Forschungsprogramme	1.000.000	1.000.000	1.000.000								
Torfkosten (20-50 €/m³ ab Werk)	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
Mehrkostenfaktor Ersatzsubstrat	2	2	2	2	2	2	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
Mehrkosten Ersatzsubstrat (€/m³)	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	31,50	28,00	24,50	21,00	17,50
Mehrkosten											
Mehrkosten Hobby (€)	0	11.200.000	22.400.000	33.600.000	44.800.000	56.000.000	60.480.000	62.720.000	55.148.827	47.270.423	39.392.019
Mehrkosten Erwerb (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	7.571.173	13.209.577	16.607.981
Mehrkosten Summe (€)	0	11.200.000	22.400.000	33.600.000	44.800.000	56.000.000	60.480.000	62.720.000	62.720.000	60.480.000	56.000.000

Quelle: Eigene Berechnungen

11.3.3. Kosten für Waldumbau und Naturschutz

Die Kosten für einen Waldumbau und Naturschutzmaßnahmen, wie sie im Naturschutzpräferenzszenario (NPS) umgesetzt wurden, können durch einen Vergleich ökonomischer Kennzahlen des Basisszenarios (Referenzentwicklung) und des NPS ermittelt werden. Dazu wurde auf Berechnungen des Thünen-Instituts im Rahmen des WEHAM-Szenarien Projekts zurückgegriffen.

Rosenkranz und Seintsch (2017) beschreiben die Methode zur Ermittlung des waldbaulichen Deckungsbeitrags, der als ein Indikator für die Bestimmung der Kosten des Zielpfades herangezogen wird. Der Deckungsbeitrag stellt den holzernte-kostenfreien Erlös dar, also die Einnahmen des Holzverkaufes abzüglich der Kultur- und Läuterungskosten. Dieser wurde für verschiedene Holzartengruppen bestimmt (Buche, Eiche, Fichte, Kiefer und Douglasie). Der Deckungsbeitrag wurde für alle Szenarien berechnet und kann so zwischen Referenz und Zielpfad verglichen werden. Die sich daraus ergebenden Abweichungen werden als Kosten interpretiert wenn es durch einen Wechsel zu einer Verringerung von Deckungsbeiträgen kommt. Mittels Förderprogrammen müssten diese Mindereinnahmen (hier als Kosten interpretiert), die bei Waldbesitzern auflaufen, durch Fördermittel und Ausgleichszahlungen neutralisiert werden.

Es ist wichtig festzuhalten, dass die Ermittlung des Deckungsbeitrags keine Diskontierung beinhaltet, d.h. eine „Nullverzinsung“ stattfindet. Diese entspricht nicht der Realität. Rosenkranz und Seintsch (2017) berechneten deshalb zusätzlich den Ertragswert der Szenarien. Dieser entspricht der Summe der auf das Simulationsstartjahr diskontierten Deckungsbeiträge (Kapitalwert) zuzüglich des diskontierten Abtriebswerts der letzten Simulationsperiode. Dabei wurde ein Zinssatz von 1,5 % verwendet und als Betrachtungszeitraum 200 Jahre zugrunde gelegt. Vergleicht man die Ertragswerte aus den Szenarien entspricht die Differenz vielmehr den Gesamtkosten, die sich bis zum Ende der 200 Jahre ergeben.

Aus den Berechnungen des Deckungsbeitrags ergeben sich jährliche Kosten durch die Verringerung von Deckungsbeiträgen bis 2030 von 100 Mio. EUR/Jahr. Später nach 2050 steigen diese Kosten stark an auf 300 Mio. EUR/Jahr für 2032-2051, bzw. 1.000 Mio. EUR/Jahr über den Zeitraum von 200 Jahren (siehe Tabelle 11-4).

Der Ertragswertvergleich dagegen ergibt, dass sich dieser im NPS im Vergleich zum Referenzszenario im Zeitraum 2017-2030 um 8.000 Mio. EUR erhöht. Das hängt mit einem verstärkten Einschlag für den forcierten Waldumbau bei der Fichte zusammen. Über einen Berechnungszeitraum von 200 Jahren fällt dieser dagegen um 8.000 Mio. EUR geringer aus (Tabelle 11-4). Verteilt man die Differenz überschlagsweise über 30 Jahre unter der Annahme eines Förderprogramms von 2021-2050, ergeben sich Minderungen des Deckungsbeitrags bzw. Kosten in Höhe von 266 Mio. EUR/Jahr.

Der Waldumbau in Deutschland wird bereits seit etwa zwei Jahrzehnten umgesetzt. Privat- und auch öffentlicher Wald profitieren dabei von Fördergeldern aus verschiedenen Quellen. So werden EU-, Bundes- und Landesmittel von zurzeit etwa 100 Mio. EUR jährlich dafür eingesetzt⁹⁴. Dieser Betrag kann als bereits eingeplante Fördermittel (Einnahmen) zum Decken der oben genannten Kosten gegengerechnet werden, sodass sich zusätzliche Kosten für die Umsetzung des Zielpfades im Wald je nach herangezogener Kenngröße auf 0 bis 170 Mio. EUR jährlich belaufen könnten. Aufbauend auf den angeführten Abschätzungen werden überschlagsweise Mindereinnahmen bzw.

⁹⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/fw-r-2-das-indikator>

Kosten in Höhe von 100 Mio. EUR/Jahr im Zielpfad (WEHAM- Naturschutzpräferenzszenario) im Vergleich zur Referenz (WEHAM-Basis-Szenario) veranschlagt.

Tabelle 11-4: Herleitung der Programmkosten für Umsetzung von Waldumbau und Waldnaturschutz

	2017-2031	2032-2051	Gesamter Zeitraum (200 Jahre)
Referenzszenario (WEHAM Basis-Szenario) Deckungsbeitrag in Mio. EUR/Jahr	3.000	2.800	3.100
Zielszenario (WEHAM Naturschutzpräferenzszenario). Deckungsbeitrag in Mio. EUR/Jahr	2.900	2.500	2.100
Differenz in Mio. EUR/Jahr	-100	-300	-1.000
Referenzszenario (WEHAM Basis-Szenario) Ertragswert in Mio. EUR	104.000	110.000	106.000
Zielszenario (WEHAM Naturschutzpräferenzszenario). Ertragswert in Mio. EUR/Jahr	112.000	104.000	98.000
Differenz in Mio. EUR	+8.000	-6.000	-8.000

Quelle: Rosenkranz und Seintsch, 2017

11.3.4. Zusammenfassung

In der folgenden Tabelle 11-5 sind die jährlichen Kosten, die LULUCF-Sektor zu erwarten sind, zusammenfassend zusammengestellt. In der Summe betragen die jährlichen Kosten 300 Mio. €/a.

Tabelle 11-5: Zusammenfassung der jährliche Mehrkosten im LULUCF-Sektor im Zielpfad

Kostentyp	Annahme	2025	2030
LULUCF Betrieb	Ausgaben Torfersatzmaterial	56 Mio. €/a	56 Mio. €/a
LULUCF Programme	Wasserbau/Technik zur Wiedervernässung von Mooren (Kohlendioxid)	153 Mio. €/a	153 Mio. €/a
	Waldumbau und extensivere Holzentnahme	100 Mio. €/a	100 Mio. €/a

Quelle: Eigene Berechnungen

11.4. Kernbotschaften LULUCF

Die LULUCF-Annahmen im Zielpfad zum Erhalt der Moorböden, Änderung der Waldbewirtschaftung und in geringerem Maße die Reduktion des Torfabbaus können im Jahr 2030 mit einem Um-

fang von 17 Mio. t CO₂-Äqu. zur Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland beitragen. Die zu erwartenden Kosten liegen bei etwa 300 Mio. €/Jahr.

Zudem sind durch diese Annahmen positive Effekte für den Naturschutz in Deutschland zu erwarten, da durch die Nutzungsänderungen mit einer positiven Veränderung von Habitatstrukturen (mehr Laubholz, mehr ältere Bäume, mehr Totholz, neue wiedervernässte Moorstandorte) zu rechnen ist.

Trotz extensiverer Holzentnahme kann im Zielpfad durch einen erhöhten Nadelbaumeinschlag im Zuge des Waldumbaus im Vergleich zur heutigen Holzentnahme mit einem leichten Anstieg des Holzaufkommens bis zum Jahr 2030 gerechnet werden. Auch aktuelle Studien⁹⁵ zeigen, dass trotz Änderung der Waldbewirtschaftung nicht mit einem Holzengpass zu rechnen ist.

⁹⁵ Nach dem aktuellen Rohstoffmonitoring Holz – Erwartungen und Möglichkeiten (Broschüre, Abb. 18; https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Rohstoffmonitoring_Holz_Web_neu.pdf) entspricht die aktuelle Holzverwendung von Nadelholz etwa dem mittleren Holzaufkommen (2013-2052) des Naturschutzpräferenzszenarios. Für Laubholz liegt die aktuelle Holzverwendung etwa 5 Mio. m³ unter dem mittleren Holzaufkommen (2013-2052) des Naturschutzpräferenzszenarios.

12. Weitere Folgewirkungen

12.1. Versorgungssicherheit

12.1.1. Vorgehen

Die Bewertung der Versorgungssicherheit im Kontext der hier vorgelegten Folgenabschätzung bedarf zunächst einer Spezifikation des Analysegegenstandes:

- Betrachtet wird zunächst nur die Versorgungssicherheit mit Blick auf das Stromsystem, da diese von besonderer ökonomischer und politischer Relevanz ist.
- Mit Blick auf die Versorgungssicherheit durch das Stromsystem wird speziell die Bedarfsgerechtigkeit der Stromerzeugung analysiert. Damit wird der Frage nachgegangen, ob die zur jederzeitigen Deckung des Strombedarfs notwendigen Ressourcen (Erzeugungs- bzw. Speicherkapazitäten, nachfrageseitige Flexibilität) mit einer hinreichenden (für ein Land wie Deutschland: sehr hohen) Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen. Es geht dabei um die Abdeckung der Residuallast (Last minus Erzeugung regenerativer Stromerzeugungsanlagen, die regulativ oder durch ihre Grenzkostensituation vorrangig einspeisen), die die große Bandbreite der Einspeisepprofile von Erzeugungsanlagen auf Basis variabler erneuerbarer Energien hinreichend berücksichtigt.
- Die Fragen von Versorgungszuverlässigkeit und Systemsicherheit, die im Wesentlichen den Bereich der Verteil- und Transportnetze betreffen, wurden im Rahmen der Folgenabschätzung nicht bearbeitet.

Jenseits dieser Abgrenzungsfragen ist die Einordnung der Versorgungssicherheit im o.g. Sinne von ökonomischen und politischen Grundüberzeugungen und damit letztlich von politischen Richtungsentscheidungen abhängig, die naturgemäß nicht Gegenstand der hier vorgelegten Folgenabschätzung sein können.

- Der deutsche Kraftwerkspark wird im Rahmen des stark integrierten europäischen Binnenmarktes für Elektrizität betrieben, wobei insbesondere dem zentral-westeuropäischen (Central Western European – CWE) Regionalmarkt eine besondere Bedeutung zukommt. Die Bedarfsgerechtigkeit der Stromerzeugung kann daher angesichts eines über einen gemeinsamen Markt grenzüberschreitend verkoppelten Stromerzeugung einerseits nicht rein national betrachtet werden und müsste letztlich immer den gesamten Marktverbund in den Blick nehmen (PLEF SG2 2018). Offen bzw. umstritten ist andererseits die Frage, ob sich ein einzelnes Land, z.B. aus Vorsorgegründen (u.a. mit Blick auf die Unsicherheiten bei den Kapazitätsentwicklungen in den Nachbarländern), dafür entscheidet, ein bestimmtes Mindestvolumen von Stromerzeugungskapazitäten im Inland zu sichern. Einige Nachbarländer Deutschlands (Frankreich, Polen etc.) haben Entscheidungen in diese Richtung gefällt, für andere Länder, und dazu gehört Deutschland, ist eine Entscheidung für oder gegen einen solchen Ansatz noch nicht abschließend gefällt.
- Für den Fall, dass bestimmte Niveaus einlastbarer Kraftwerkskapazitäten⁹⁶ zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Lande vorgehalten oder im Ausland kontrahiert werden sollen, stellt sich die Frage, wie ggf. erforderlich werdende Neuinvestitionen von

⁹⁶ Einlastbare Kraftwerkskapazitäten bezeichnen die Leistung derjenigen Anlagen, deren Erzeugung nicht vom variablen Wind- und Solarenergieangebot abhängig sind und deren Erzeugung (Einlastung) weitgehend von den Betreibern bestimmt werden kann. Für die Versorgungssicherheit im Sinne einer jederzeit bedarfsgerechten Stromerzeugung spielen diese Kraftwerke eine wichtige Rolle.

Kraftwerkskapazitäten (oder die entsprechende Äquivalente bei Speichern bzw. Nachfrageflexibilität) refinanziert werden können. Deutschland hat sich hier für das Konzept des Energy Only Markt 2.0 entschieden, nach dem ausreichende Refinanzierungspotenziale im Grundsatz aus Knappheitspreisen im Strommengenmarkt erwartet werden, nur ausgewählte Kapazitäten über spezielle Mechanismen (erneuerbare Energien über das EEG, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen über das KWKG, Nachfrageflexibilität über die AbLaV etc.) refinanziert werden und darüber hinaus aus Vorsorgegründen in bestimmtem Umfang Reserven vorgehalten werden, die jedoch nicht am Strommarkt teilnehmen können. Einige Staaten im CWE-Regionalmarkt haben sich für die explizite Bepreisung gesicherter Leistung über Kapazitätsmärkte entschieden.

Der gewählte methodische Ansatz für die Folgenabschätzung wurde so gewählt, dass die Einordnung der Modellierungsergebnisse einerseits weitgehend unabhängig von den o.g. Grundsatzfragen und andererseits auch mit den für das hier vorgelegte Projekt verfügbaren Ressourcen erfolgen konnte:

- In einem ersten Schritt wurden dabei die vorliegenden nationalen Leistungsbilanzen (50Hertz et al. 2018)) analysiert und der Anteil einlastbarer Netto-Kraftwerkskapazitäten identifiziert, die typischerweise zum Zeitpunkt der (residualen) Spitzenlast aus unterschiedlichen Gründen (Revisionen, ungeplante Ausfälle, Leistungsreduktion wegen KWK-Wärmerzeugung) nicht zur Verfügung stehen. Diese Größe wurde nicht für die verschiedenen Kraftwerkstypen ermittelt, da davon ausgegangen wird, dass sich die entsprechenden Einsatzweisen und -planungen durch das Marktumfeld bedingt in den nächsten Jahren verändern werden (z.B. hinsichtlich einer Flexibilisierung der KWK). Gleichzeitig können in einem zunehmend durch variable Erzeugung geprägten Stromsystem auch neue Herausforderungen entstehen (z.B. Materialbelastungen bei starkem Lastfolgebetrieb). Den folgenden Berechnungen zugrunde gelegt wird damit die Hypothese, dass sich die Einsatzbereitschaft in einzelnen Bereichen durchaus ändern kann, in Summe aber konstant bleibt. Weiterhin wurden für die Wind- und Solarstromerzeugung keine Beiträge zur (residualen) Spitzenlastdeckung in Ansatz gebracht. Dies ist für den Fall der Solaranlagen evident (Spitzenlastsituationen ergeben sich typischerweise in den Abendstunden), aber auch die entsprechenden Beiträge der Windenergie wären bei Berücksichtigung einer großen Zahl von Wetterjahren sehr gering. Im Ergebnis ergibt sich aus den historischen Leistungsbilanzen ein Anteil von 15% der Netto-Leistung einlastbarer Kraftwerke, der für die Bewertung der Versorgungssicherheit als durchschnittlich nicht verfügbar in Ansatz gebracht werden kann.
- In einem zweiten Analyseschritt wurde untersucht, wie sich die im unterstellten Marktumfeld und unter Berücksichtigung der in den verschiedenen Szenarien abgebildeten politischen Maßnahmen Netto-Gesamtleistung der einlastbaren Kraftwerkskapazitäten entwickelt.
- In einem dritten Analysegang wurde die relevante Spitzenlast errechnet. Hier wurde davon ausgegangen, dass die Spitzenlast sich etwa proportional zur Entwicklung des Stromverbrauchs in den traditionellen Stromanwendungen entwickelt. Hintergrund dieses Ansatzes ist die Hypothese, dass neue Stromanwendungen überwiegend als smarte Technologien in den Markt kommen, für die eine Stromdargebots- bzw. Kostenoptimierung unterstellt werden kann. Diesbezüglich ist darauf hinzuweisen, dass zwischen der Entwicklung des abzudeckenden residualen Spitzenlastbedarfs und den Potenzialen von Nachfrageflexibilität ein enger Zusammenhang berücksichtigt werden muss. Wenn der marktgetriebene Einsatz smarterer Neuanwendungen geringer veranschlagt wird, würde

sich komplementär dazu im Bereich der zusätzlich erschließbaren Nachfrageflexibilität eine entsprechende Erhöhung ergeben. Der o.g. Hypothese liegt damit die Annahme zugrunde, dass sich im Bereich der neuen Stromanwendungen ein großer Anteil von Flexibilität marktgetrieben durchsetzt.

- Im nachfolgenden vierten Analyseschritt wurde untersucht, welche zusätzlichen Ressourcen an gesicherter Leistung bzw. der entsprechenden Äquivalente im Bereich von (einlastbaren) Speichern und Nachfrageflexibilität in den nationalen Leistungsbilanzen typischerweise in Ansatz gebracht worden sind bzw. wie diese für den Szenariozeitraum fortgeschrieben werden kann.
- Im abschließenden fünften Analyseschritt wurde schließlich das Niveau an gesicherter Leistung (bzw. der entsprechende Äquivalent bei Speichern und Nachfrageflexibilität) aus dem Ausland verfügbar gemacht werden müsste oder bei einem auf nationale Leistungsbilanzdeckung ausgerichteten Ansatz über zusätzliche Mechanismen beschafft werden müssten.

In welcher Weise aus den entsprechenden Ergebnissen ein zusätzlicher energiepolitischer Handlungsbedarf abgeleitet werden kann und muss, hängt von den eingangs beschriebenen ökonomischen und politischen Grundüberzeugungen sowie den entsprechenden politischen Grundsatzentscheidungen ab, ist damit wiederum originär politischer Natur und so nicht Gegenstand der hier vorgelegten Analyse.

12.1.2. Ergebnisse

Die Tabelle 12-1 zeigt die Ergebnisse der Analysen im Überblick. Im Jahr 2017 betrug die Netto-Gesamtleistung der einlastbaren Kraftwerkskapazitäten knapp 107 GW, dem stand ein Spitzenlastbedarf (als Maximalwerte der Jahre 2015 bis 2017) von 84 GW gegenüber. Unter Annahme einer Nichtverfügbarkeit von 15% der einlastbaren Gesamtleistung ergab sich aus der rein nationalen Perspektive ein Leistungsbedarf von knapp 99 GW. Eine bedarfsgerechte Leistungsbereitstellung war damit aus Sicht des Gesamtsystems für Deutschland jederzeit und mit einer (noch) hohen Sicherheitsmarge möglich. Dies gilt umso mehr, wenn die aus Gründen der Systemsicherheit (Netzreserve), die nachfrageseitig und die aus dem Ausland verfügbare Leistung ebenfalls mit einbezogen wird.

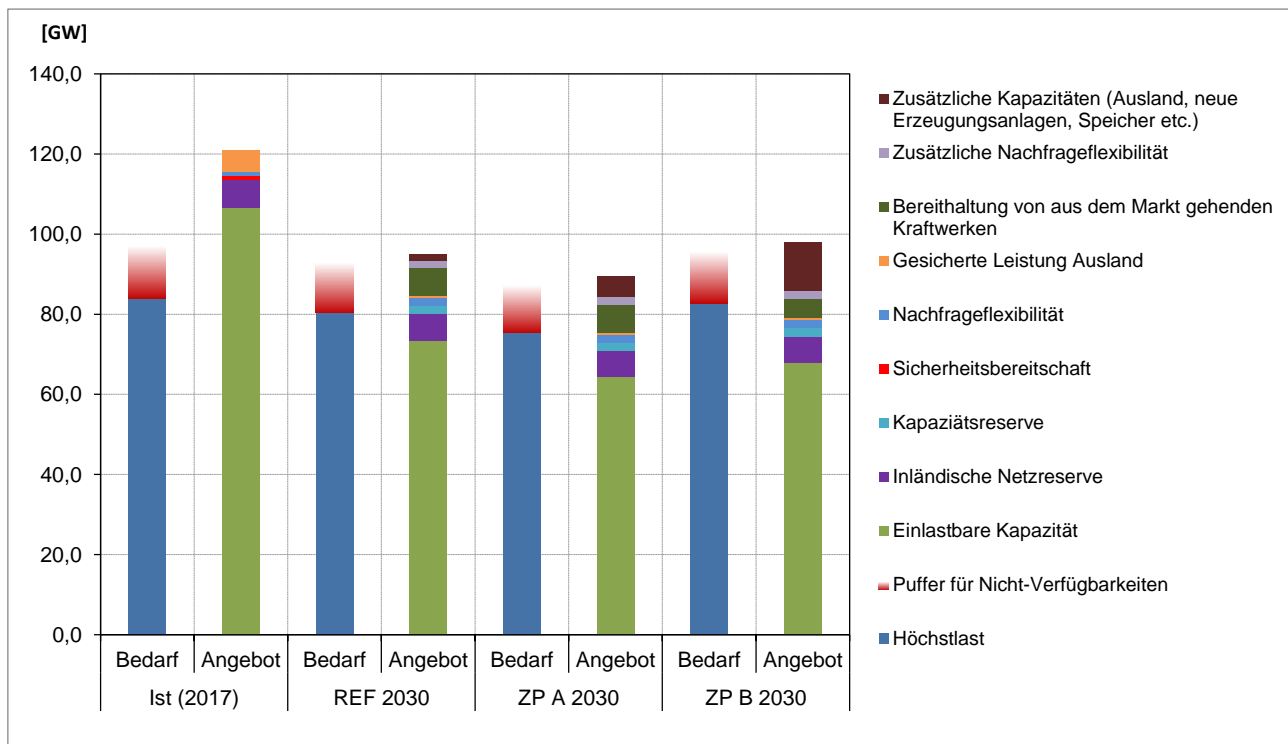
Tabelle 12-1: Leistungsbilanz des deutschen Stromsystems in den drei Szenarien, 2017-2030

	Ist- Stand 2017	Szenarien					
		Referenz		Zielpfad A		Zielpfad B	
		2025	2030	2025	2030	2025	2030
GW							
Kernenergie	9,5	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	20,0	17,7	15,5	13,0	9,0	13,0	9,0
Steinkohle	22,7	15,6	15,4	11,9	8,0	12,8	8,0
Erdgas	24,2	18,4	17,5	20,0	22,2	19,9	25,9
dav. Neubau	-	2,5	2,5	4,7	7,2	4,7	7,2
Sonstige fossile	8,1	5,5	5,2	5,5	5,2	5,5	5,2
Wasser	5,5	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomasse	7,4	8,6	6,7	8,6	6,7	8,6	6,7
Pumpspeicher	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Einlastbare Kapazität	106,7	79,0	73,5	72,2	64,3	73,0	67,9
Höchstlast ^a	84,0	82,9	80,4	78,7	75,5	85,3	82,8
Bedarf an einlastbarer Kapazität	98,8	97,5	94,6	92,6	88,8	100,4	97,4
Inländische Netzreserve ^b	6,9	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Kapazitätsreserve ^b	-	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Sicherheitsbereitschaft ^b	0,9	-	-	-	-	-	-
Nachfrageflexibilität ^b	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Gesicherte Leistung Ausland ^b	5,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Bereithaltung von aus dem Markt gehenden Kraftwerken ^c	-	6,3	6,8	6,7	6,8	6,8	4,7
Zusätzliche Nachfrageflexibilität ^c	-	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	2,0
Zusätzliche Kapazitäten (Ausland, neue Erzeugungsanlagen, Speicher etc.) ^c	-	0,6	1,7	2,1	5,1	9,0	12,2

Anmerkungen: ^a wenn neue Stromanwendungen nicht spitzenlastwirksam werden und Spitzenlast sich proportional zum sonstigen Stromverbrauch entwickelt. - ^b wie derzeit verbindlich beschlossen oder in aktuellen ÜNB-Projektionen unterstellt. - ^c Kapazitäts-potenzial nur mit zusätzlichen Instrumenten erschließbar bzw. abhängig von politischen Grundsatzentscheidungen (bzgl. hinreichend sicherer Beiträge des Auslands).

Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 12-1: Versorgungssicherheit in Referenz und Zielpfaden



Quelle: Eigene Berechnungen.

In den drei unterschiedlichen Szenarien verändert sich diese Situation jedoch teilweise deutlich (siehe auch Abbildung 12-1):

- Im Referenz-Szenario sinkt die verfügbare einlastbare Gesamtkapazität bis 2025 auf 79 GW und bis 2030 auf 73,5 GW. Ursache dafür ist vor allem die Beendigung der Kernenergienutzung bis 2022, der durch das Marktumfeld bedingte Marktaustritt von vor allem Steinkohle- und Erdgas-Kapazitäten sowie die Überführung von weiteren 2 GW Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft. Bereits mit berücksichtigt ist die Errichtung einiger Erdgaskapazitäten, die vor allem über das KWKG ermöglicht wird.
- Diese Situation verschärft sich für das auf Energieeffizienz fokussierte Zielpfad-Szenario A trotz eines annahmebedingt deutlich höheren Rückgangs des Spitzenlastbedarfs vor allem für die Zeithorizonte 2025 und 2030. Einer einlastbaren Gesamtkapazität von knapp 79 GW bzw. 75,5 GW steht unter Berücksichtigung einer Nichtverfügbarkeitsrate von 15% ein Absicherungsbedarf von knapp 93 im Jahr 2025 bzw. knapp 89 GW im Jahr 2030 gegenüber. Der Rückgang der einlastbaren Gesamtleistung ist vor allem dem deutlichen Rückgang der Kohlekapazitäten geschuldet, der durch den leicht höheren Zuwachs an Erdgas- (KWK-) Kapazitäten (unterstellt sind hier spezifische Regelungen zum Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen im Rahmen des KWKG) nur teilweise kompensiert wird. Auch hier müssen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit andere Potenziale von Spitzenlast-Bereitstellung erschlossen werden.
- Für das Zielpfad-Szenario mit einem im Vergleich zu 2015/2017 nahezu konstanten Spitzenlastbedarf von 83 bis 85 GW ergeben sich trotz eines weniger starken Rückgangs der einlastbaren Gesamtkapazität auf 73 GW in 2025 und knapp 68 GW in 2030 nochmals wesentlich stärkere Herausforderungen.

Jenseits der auf deutscher Seite im Strommarkt betriebenen Erzeugungsanlagen müssen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch Beiträge aus anderen Bereichen berücksichtigt werden:

- Im deutschen Strommarktdesign wurde eine Reihe von Reserven geschaffen. Es kann zunächst davon ausgegangen, dass die inländische Netzreserve in Höhe von 6,6 GW weiter bestehen bleibt, auch wenn sich deren Struktur, z.B. durch die als besondere netztechnische Betriebsmittel kontrahierten Zusatzleistungen in Süddeutschland, verändern wird. Für die unterschiedlichen Szenarien dürften sich diesbezüglich keine wesentlichen Unterschiede ergeben.
- Aktuell sieht das EnWG eine Beschaffung einer Kapazitätsreserve von 2 GW vor, hier kann davon ausgegangen werden, dass diese Reserve in ähnlicher Größenordnung über den gesamten Szenarienzeitraum und für alle Szenarien gleich verbleibt.
- Die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke trägt im Jahr 2020 zur Versorgungssicherheit bei, erbringt aber nach geltender Rechtslage im Jahr 2025 keinen Beitrag mehr.
- Die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aktivierbare Nachfrageflexibilität und die kontrahierten Beiträge des Auslands können nach den bisherigen Ansätzen der Übertragungsnetzbetreiber in allen Szenarien einen Beitrag von 1,5 bis 2,5 GW erbringen.

Darüber hinaus müssten sowohl im Referenzszenario wie auch in den beiden Zielpfad-Szenarien zusätzliche Kapazitätsbeiträge erschlossen werden:

- Ein Teil der aus dem Markt gehenden Kraftwerkskapazitäten könnte unter wirtschaftlich attraktiven Bedingungen in zusätzliche (oder im Bereich der Sicherheitsbereitschaft fortgeführte) Reserven überführt werden. Das Potenzial hierfür kann für die Zeithorizonte 2025 und 2030 mit mindestens 6 bis 7 GW veranschlagt werden. Die einzige Ausnahme ist hier das Zielpfad-Szenario B für den Szenariostützpunkt 2030, da hier die aus dem Markt gehenden Gaskraftwerks-Kapazitäten deutlich geringer ausfallen als im Referenz- und im Zielpfad-Szenario A.
- Erhebliche Potenziale können durch eine verstärkte Aktivierung von Nachfrageflexibilität erschlossen werden. In konservativer Schätzung werden hier zusätzliche 1 bis 2 GW als zu geringen Kosten kontrahierbar veranschlagt.
- In Ergänzung und in Teilen alternativ zu den vorgenannten Zusatzoptionen kommen zusätzlich Leistungsbeiträge aus dem Ausland, zusätzlich errichtete (und finanzierte) Erzeugungsanlagen im Inland, Kapazitätsbeiträge des Auslands bzw. aus Systemperspektive einlastbare Speicher in Betracht. Die diesbezüglich notwendige Bandbreite unterscheidet sich zwischen den Szenarien sehr stark. Im Referenzszenario müsste hier für die Zeithorizonte 2025 und 2030 ein Beitrag von 0,6 bis 1,7 GW erbracht werden, im Zielpfad-Szenario A von 2,1 bis 5,1 GW sowie im Zielpfad-Szenario von 2,1 bis 5,1 sowie im Zielpfad-Szenario B von 9 bis 12,2 GW.

Die Größenordnung der über zusätzliche Maßnahmen zu erschließenden Beiträge für die Gewährleistung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit verdeutlicht, dass es in jedem Fall Handlungsalternativen gibt:

- Der „integrationsintensive“ Pfad: Für den Fall einer politischen Grundsatzentscheidung zu Gunsten erheblicher Beiträge des Auslands zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland veranschlagt PLEF SG2 (2018) für den Zeithorizont (implizit) einen

Beitrag von mindestens 10 GW.⁹⁷ Damit könnte der Zubaubedarf neuer Kraftwerkskapazitäten und der Reservebedarf deutlich begrenzt (Zielpfadszenario A) bzw. in Teilen vermieden werden (Zielpfad-Szenario B).

- Der „reserveintensive“ Pfad: Falls eine politische Grundsatzentscheidung gefällt wird, die ein Mindestmaß inländischer Leistungsabsicherung vorsieht, könnte zumindest für das Zielpfadszenario A eine Aufstockung der Reserven die Notwendigkeit einer Errichtung signifikanter Neuanlagenkapazitäten ganz oder in Teilen unnötig machen.
- Der Pfad umfassender Kapazitätsanreize: Für diesen Pfad könnte vor allem mit Blick auf das Zielpfadszenario B eine Änderung des Marktdesigns erfolgen, in dem das Produkt „gesicherte Leistung“ ausgeschrieben würde und sich ein kostenorientierter Mix aus Auslandsbeiträgen, Neuanlagen und Weiterbetrieb wenig CO₂-intensiver Bestandsanlagen einstellen würde (und gleichzeitig die Notwendigkeit spezifischer Finanzierungsmechanismen für z.B. die KWK weniger relevant werden könnte).

Diese Pfade sind dabei als prototypische Ausprägungen zu verstehen, die z.B. im Zeitverlauf auch in Kombinationsvarianten zum Tragen kommen können. Die numerische Analyse zeigt aber auch, dass die Freiheitsgrade für das Zielpfadszenario A größer sein können, wenn es – annahmegermäÙ – gelingt, die Marktdurchdringung neuer Stromanwendungen smart und damit weniger spitzenlastwirksam zu gestalten. Je mehr die Entwicklung in Richtung der durch das Zielpfadszenario B charakterisierten Ausprägung geht, umso größer wird sich die Notwendigkeit erweisen, robuste Finanzierungsmechanismen für Neuanlagen (Kraftwerke, Nachfrageflexibilität, Speicher) in größerem Umfang umzusetzen.

⁹⁷ Zum Vergleich: Kapazitätsmärkte wie in Frankreich kontrahieren typischerweise bis zu ca. 5% der benötigten gesicherten Leistung im Ausland. Für Deutschland läge die entsprechende Vergleichsgröße damit bei ca. 5 GW.

12.2. Importabhängigkeit

Deutschland importiert einen Großteil seiner Energie, vor allem fossile Energieträger, aus dem Ausland. In 2015 wurden netto deutlich über 9 EJ importiert. Ungefähr die Hälfte der Importe fielen auf Mineralöl, gefolgt von fossilen Gasen, Steinkohle und Energieträgern für Kernenergie (AGEB 2018). In den Zielpfaden wird der Primärenergieverbrauch bis 2030, insbesondere von fossilen Energien, deutlich gesenkt. Damit reduziert sich auch der Importbedarf und die damit zusammenhängenden Energieausgaben und Devisenabflüsse.

12.2.1. Vorgehen

Für das Referenzszenario, sowie für die Zielpfade A und B, wurden die Jahre bis 2030 modelliert. Hieraus ergeben sich, je nach Zielpfad und Energieträger, unterschiedliche Primärenergieverbräuche. Der Importbedarf für die Referenz und die Zielpfade wurde auf Basis fortgeschriebener Importquoten (vgl. Tabelle 12-2) berechnet. .

Tabelle 12-2: Importquoten nach Energieträger

Energieträger	2015	2025	2030
Steinkohle	89%	100%	100%
Mineralöl	97%	98%	98%
Erdgas	90%	91%	91%
PtX	Kein PtX vorhanden		100%

Quelle: errechnet aus AGEB (2013) Auswertung Energiebilanzen 1990-2016

Dabei wurde angenommen, dass mit Auslaufen der Steinkohleförderung in Deutschland im Jahr 2018 die Importquote für Steinkohle auf 100% steigt. Die Quoten für Mineralöl und Erdgas verbleiben auf ähnlichem Niveau und entsprechen den Importanteilen von 2016. Stromgenerierte Kraftstoffe (PtX) kommen in den Zielpfaden erst im Jahr 2030 zum Einsatz. Es wird angenommen, dass diese vollständig importiert werden.

Neben den energieträgerbasierten Importen wird noch der direkte Nettostromimport der Importabhängigkeit zugerechnet.

Aus Basis der Primärenergieverbräuche in der Referenz und den Zielpfaden und den Importquoten werden die Energieimporteinsparungen errechnet und anschließend mithilfe der Energiepreisprojektionen in monetären Einsparungen ausgedrückt.

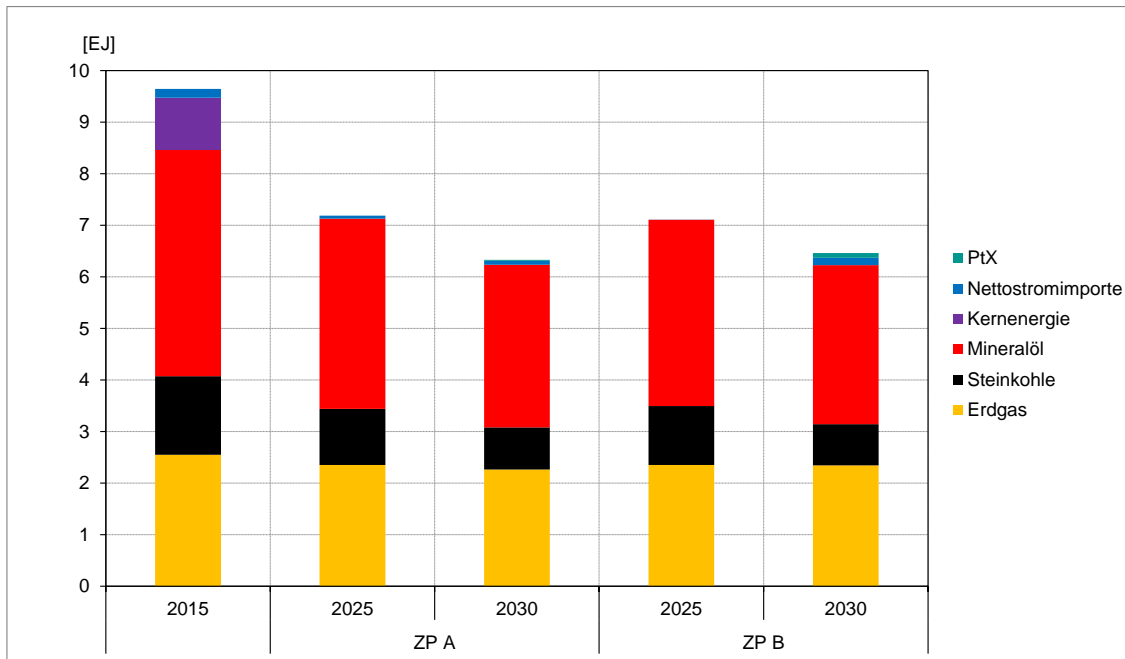
12.2.2. Ergebnisse

Abbildung 12-2 zeigt die Energieimporte 2015, sowie die Importe in 2025 und 2030 in den beiden Zielpfaden in EJ. Im Saldo sinken die Energieimporte bis zum Jahr 2030 im Zielpfad A auf 75% (2025) und 66%. Die Projektion des Zielpfad B ergibt eine ähnliche Reduktion bis 2030, auf 74% im Zielpfad A und auf 67% im Zielpfad B. Mit zunehmender Effizienz und zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien dürfte die Importabhängigkeit auch über 2030 hinaus weiter abnehmen.

Die höchsten absoluten Importeinsparungen sind im Bereich der Mineralöle zu verzeichnen. Prozentual verringert sich der Import im Jahr 2030 von Steinkohle um 46% in ZP A und um 48% in ZP B gegenüber dem Jahr 2015, von Mineralöl um 28% in Zielpfad A und 30% in Zielpfad B, von Erd-

gas um 11% in ZP A und 19% in ZP B. Kernenergieelemente werden nach Ausstieg aus der Atomkraft nicht mehr importiert. Strombasierte Kraftstoffe werden annahmegemäß bis zum Jahr 2030 komplett importiert.

Abbildung 12-2: Energieimporte der Zielpfade in den Jahren 2025 und 2030

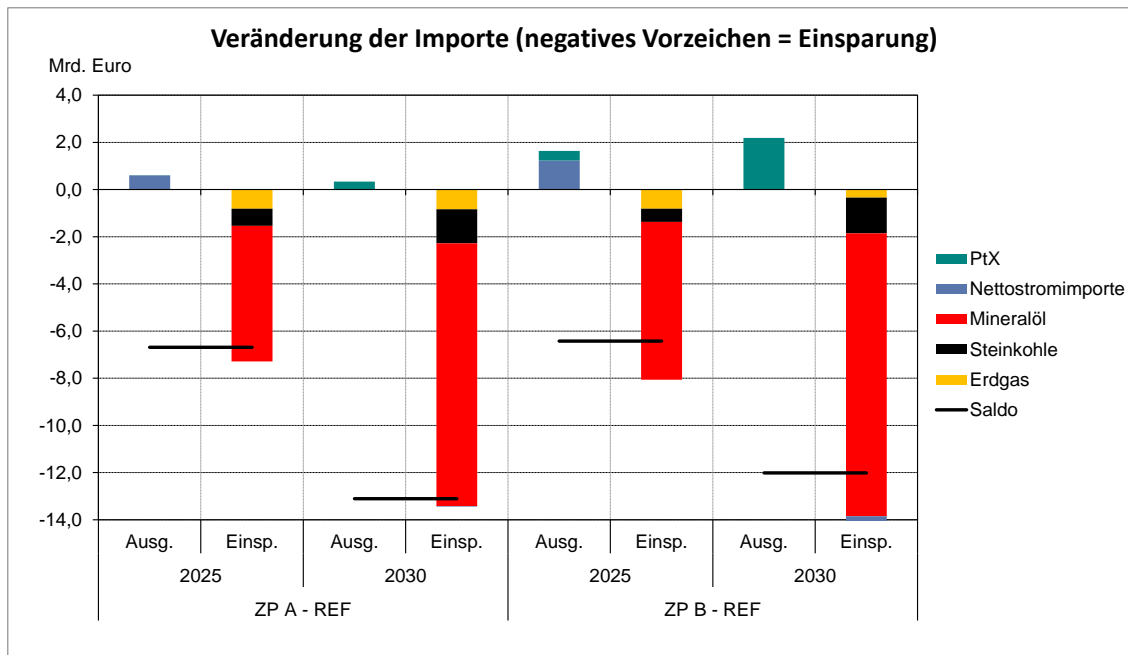


Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

Aus ökonomischer Sicht sind die Zahlungsströme von Bedeutung, die durch den Handel ins Ausland gehen. Abbildung 12-3 stellt daher die Veränderungen der monetär bewerteten Energieimporte gegenüber der Referenzentwicklung dar. Den geringfügigen zusätzlichen Ausgaben für PtX und Importstrom stehen deutlich größere Einsparungen im Bereich der fossilen Energieträger, vor allem für Mineralöl, gegenüber. Die Nettoeinsparungen an Importen betragen im Jahr 2030 13 Mrd. Euro in Zielpfad A und 12 Mrd. Euro in Zielpfad B gegenüber der Referenz.

Die Zielpfade bewirken eine deutliche Verringerung des Importbedarfs und folglich der Energieabhängigkeit vom Ausland. Durch die eingesparten Importausgaben stehen mehr Mittel für Investitionen (im Inland) zur Verfügung, die sich positiv auf die Wirtschaft auswirken.

Abbildung 12-3: Änderung von Energieimporten im Zielpfad A und B gegenüber dem Referenzszenario



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut

12.3. Andere Wechselwirkungen

12.3.1. Projektion der Emissionen der Effort-Sharing-Sektoren

12.3.1.1. Grundsätzliche Methodik

Im Rahmen der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan wurde eine Aufteilung der Emissionen auf den ETS⁹⁸ und die Effort-Sharing-Sektoren⁹⁹ berechnet. In einem ersten Schritt wird die grundsätzliche Methodik dargestellt. In einem zweiten Schritt wird beschrieben, wie sich die Emissionen von ETS und den Effort-Sharing-Sektoren in der Energiewirtschaft und in der Industrie entwickeln.

Zunächst werden die Emissionen von ausgewählten CRF-Kategorien¹⁰⁰ dem ETS zugeordnet. Die übrigen Emissionen werden automatisch den Effort-Sharing-Sektoren zugeordnet. Tabelle 12-3 zeigt, zu welchen Anteilen die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen der CRF-Kategorie 1A dem ETS zugeordnet werden. Die verbrennungsbedingten CH₄- und N₂O-Emissionen der CRF-Kategorie 1A werden immer den Effort-Sharing-Sektoren zugeordnet, da sie nicht vom ETS erfasst

⁹⁸ Der EU-ETS (Europäischer Emissionshandel) findet Anwendung auf große Emittenten in den Sektoren Energie und Industrie, die ihre THG-Emissionen bis 2030 um 43 Prozent gegenüber 2005 senken müssen (beziehungsweise um 21 Prozent bis 2020).

⁹⁹ Die Effort-Sharing-Entscheidung enthält ein Ziel für Sektoren, die nicht vom europäischen Emissionshandel erfasst sind, insbesondere Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, kleinere Industrieanlagen und Abfall. Diese müssen ihre Emissionen bis 2030 um 30 Prozent im Vergleich zu 2005 verringern.

¹⁰⁰ CRF ist ein standardisiertes Tabellenformat, um Treibhausgasemissionen für unterschiedliche Emissionsquellen zu berichten. Dieses System wurde vom Weltklimarat (IPCCC) entwickelt und ist ein verbindliches Format, in denen Treibhausgasemissionen unter der Klimarahmenkonvention (UNVCCC) und dem Kyoto-Protokoll berichtet werden.

werden. Im Sinne einer einfachen und transparenten Aufteilung werden die einzelnen CRF-Kategorien dabei entweder zunächst zu 100% dem ETS oder den Effort-Sharing-Sektoren zugeordnet. Folgende Teilsektoren wurden differenzier abgebildet:

- Emissionen der Industriewärmeerzeuger und die Prozessfeuerungen (zu 80% im ETS)¹⁰¹,
- Emissionen der Kraftwerke der Energiewirtschaft (im Jahr 2015 zu 94% im ETS);
- Emissionen der Industriekraftwerke (im Jahr 2015 zu 76% im ETS);
- Im Sektor Gebäude werden z.B. die Heizwerke von Universitäten oder Krankenhäusern vom ETS erfasst, wenn die Feuerungswärmeleistung > 20MW_{th} ist (GHD-Sektor). Der Anteil der Emissionen des GHD-Sektors, der vom ETS erfasst wird, wurde mit 1% abgeschätzt.

Tabelle 12-3: Zuordnung der verbrennungsbedingten Emissionen (nach CRF-Kategorien), aggregiert nach Sektoren des Klimaschutzplans

Sektor	CRF	Anteil im ETS
Energiewirtschaft		
Kraftwerke der Energiewirtschaft *	1A1	94%
Öffentliche Heizwerke	1A1a	100%
Raffineriewärmeerzeuger	1A1b	100%
Übrige Wärmeerzeuger im Umwandlungssektor	1A1c	100%
Sonderverkehr Pipelinetransport	1A3e	100%
Industrie		
Industriekraftwerke*	1A2	76%
Industriewärmeerzeuger und Prozessfeuerungen	1A2	80%
Bauwirtschaftlicher Sonderverkehr	1A2	0%
Gebäude		
GHD	1A4a	1%
Private Haushalte	1A4b	0%
Sonstige	1A5	0%
Verkehr		
Flugverkehr	1A3a	100%
Straßenverkehr	1A3b	0%
Schienenverkehr	1A3c	0%
Binnen- und Küstenschifffahrt	1A3d	0%

Anmerkung: * Über die Zeit abnehmend

Quelle: Öko-Institut

¹⁰¹ Es wird also unterstellt, dass 80% der Wärmeproduktion in der Industrie in Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von > 20 MW thermisch erfolgt und somit vom ETS erfasst wird.

Methodisch werden die Emissionen der Kraftwerke wie folgt aufgeteilt:

- Die Emissionen aus Steinkohlen, Braunkohlen, Gichtgasen, etc. werden zu 100% dem ETS zugeordnet.
- Die Emissionen aus der Abfallverbrennung werden zu 100% den Effort-Sharing-Sektoren zugeordnet (Abfallverbrennungsanlagen unterliegen nicht dem Anwendungsbereich des ETS).
- Die Emissionen der Erdgaskraftwerke in der Energiewirtschaft werden differenziert betrachtet. Der Schwellenwert einer Feuerungswärmeleistung von $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ kann nicht exakt abgebildet werden. Durch die BHKW-Umfrage wird vom Öko-Institut die Summe der installierten Leistung der BHKW kleiner 2 MW_{el} und deren Emissionen erfasst. Für die Historie (hier 2005 bis 2015 dargestellt) ist ein Anstieg der Emissionen von 1,4 Mio. t CO_2 in 2005 auf 4,4 Mio. t CO_2 in 2015 zu beobachten. Im Strommarktmodell wird ein Anstieg der Emissionen der kleinen BHKW auf etwa 10 Mio. t CO_2 ab dem Jahr 2020 berechnet. Diese Emissionen werden dem Effort-Sharing-Sektor zugeordnet. Die übrigen CO_2 -Emissionen der Erdgaskraftwerke der Energiewirtschaft entfallen dann auf den ETS.
- Bei den Industriekraftwerken werden die Emissionen der Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung $< 20 \text{ MW}_{\text{th}}$ mit 5,4 Mio. t CO_2 abgeschätzt (bis 2030 wird ein konstantes Niveau angenommen). Dabei handelt es sich insbesondere um Erdgaskessel, aber auch Braunkohlenstaubfeuerungen mit einer installierten Leistung $< 20 \text{ MW}_{\text{th}}$.

Damit verändert sich nur bei den Emissionen der Kraftwerke der Anteil der Emissionen, der dem ETS zugeordnet wird, über die Zeit. Hintergrund ist die beobachtete Strukturveränderung in diesem Sektor. Die Emissionen aus der Abfallverbrennung bleiben tendenziell konstant und die Emissionen der BHKW steigen sogar an. Auf der anderen Seite gehen die CO_2 -Emissionen aus der Kohleverstromung in den Szenarien zurück. In der Folge sinkt der Anteil der ETS-Emissionen in der Energiewirtschaft.

Neben den verbrennungsbedingten Emissionen aus dem CRF-Sektor 1.A werden auch noch prozessbedingte Emissionen aus dem CRF-Sektor 2 vom ETS erfasst (Tabelle 12-4). Dabei handelt es sich z.B. um die prozessbedingten CO_2 -Emissionen der Zementherstellung (2A1), der Ammoniakherstellung (2B1) und aus dem Hochofenprozess für die Stahlherstellung (2C1). Der ETS erfasst nur bei wenigen, ausgewählten Prozessen die N_2O - und FKW-Emissionen. Bei der Salpetersäure und Adipinsäureproduktion werden die N_2O -Emissionen erfasst, bei der Aluminiumproduktion auch die FKW-Emissionen. Diese werden dem Industriesektor zugeordnet.

Tabelle 12-4: Annahmen zu prozessbedingten Emissionen im ETS

Sektor	CRF	Treibhausgas	Anteil im ETS
Zement	2A1	CO ₂	100%
Kalkstein	2A2	CO ₂	100%
Glass	2A3	CO ₂	100%
Übrige	2A4	CO ₂	100%
Chemische Industrie	2B	CO ₂	100%
Metallproduktion	2C	CO ₂	100%
Salpetersäure und Adipinsäure	2B	N ₂ O	100%
Aluminium	2C3	FKW	100%

Quelle: Öko-Institut

Im CRF Sektor 1.B werden z.B. Emissionen aus Fackeln der Erdgasförderung und CO₂-Emissionen aus der Erdgasaufbereitung berichtet (2,6 Mio. t CO₂ im Jahr 2015). Für die Berechnung wurde ein ETS-Anteil von ~50% für die CO₂-Emissionen dieses Sektors angesetzt.

Insgesamt entfallen im Jahr 2015 32 Mio. t CO₂ der Energiewirtschaft auf den Effort-Sharing-Sektor und 49 Mio. t CO₂ auf die Industrie (Tabelle 12-5). Nachrichtlich seien kurz die bisher nicht diskutierten Emissionsquellen genannt, die in der Energiewirtschaft dem Effort-Sharing-Sektor zugerechnet werden:

- Verbrennungsbedingte CH₄ und N₂O-Emissionen (5,4 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2015)
- Diffuse Emissionen aus Brennstoffen (CRF 1.B mit THG-Emissionen in einem Umfang von 8,2 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2015)¹⁰².

Nachrichtlich seien kurz die bisher nicht diskutierten Emissionsquellen in der Industrie genannt, die dem Effort-Sharing-Sektor zugerechnet werden:

- Verbrennungsbedingte CH₄ und N₂O-Emissionen (1,1 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2015)
- F-Gase (z.B. aus Klimaanlage) (15 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2015)¹⁰³
- Der bauwirtschaftliche Verkehr (3 Mio. t CO₂ im Jahr 2015)

¹⁰² Z.B. CH₄-Emissionen aus dem Kohlenbergbau oder aus der Erdgasförderung und Verteilung

¹⁰³ Die F-Gas-Emissionen der Primäraluminiumproduktion, die vom ETS erfasst werden, betragen nur 0,1 Mio. t CO₂-Äqu. Insgesamt betragen die Emissionen aus F-Gasen im Jahr 2015 15,2 Mio. t CO₂-Äqu.

12.3.1.2. Emissionen des ETS & der Effort-Sharing-Sektoren in der Referenz

Tabelle 12-5 zeigt die Modellierungsergebnisse in der sektoralen Abgrenzung des Klimaschutzplans.

Tabelle 12-5: Emissionsentwicklung in den Sektoren des Klimaschutzplans differenziert nach ETS und den Effort-Sharing-Sektoren in der Referenz, Mio. t CO₂-Äqu.

	2005	2010	2015	2025	2030
Energiewirtschaft	397	369	347	282	259
davon ETS	370	341	316	246	223
davon Effort-Sharing-Sektor	27	27	32	36	36
Industrie	191	188	188	168	157
davon ETS	149	137	139	127	121
davon Effort-Sharing-Sektor	42	51	49	41	37
Gebäude	154	149	122	105	94
davon ETS	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
davon Effort-Sharing-Sektor	153	148	122	105	94
Verkehr	160	153	160	156	148
davon ETS ^a	2,5	2,5	2,2	2,2	2,1
davon Effort-Sharing-Sektor	157	150	157	154	146
Landwirtschaft	69	69	73	69	68
davon ETS	0	0	0	0	0
davon Effort-Sharing-Sektor	69	69	73	69	68
Sonstige	21	15	11	7	5
davon ETS	0	0	0	0	0
davon Effort-Sharing-Sektor	21	15	11	7	5
Summe	992	942	902	787	732
davon stationärer ETS	519	479	456	374	344
davon Flugverkehr im ETS ^a	2,5	2,5	2,2	2,2	2,1
davon Effort-Sharing-Sektoren	470	460	444	411	386

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom ETS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In Tabelle 12-6 ist dargestellt, welcher Emissionsanteil in den beiden Sektoren jeweils auf den ETS und welcher auf die Effort-Sharing-Sektoren entfällt. Dabei sind zwei gegenläufige Trends zu beobachten:

- In der Energiewirtschaft beträgt der Anteil, der dem ETS unterliegt, 91% im Jahr 2015. Bis 2030 sinkt der Anteil der Energiewirtschaft, der vom ETS erfasst wird, auf 86%. Hintergrund ist, dass die Emissionen aus den BHKW im Effort-Sharing-Sektor deutlich ansteigen, während die Emissionen aus den Kohlekraftwerken zurückgehen (im ETS). Dadurch sinkt der Anteil der Energiewirtschaft, der vom Emissionshandel erfasst wird.
- In der Industrie beträgt der Anteil, der dem ETS unterliegt, 74% im Jahr 2015. Bis 2030 steigt der Anteil der Industrie, der vom ETS erfasst wird, leicht 76%. Hintergrund ist unter anderem der bis 2030 unterstellte Rückgang der Emissionen von F-Gasen. Die Emissionen aus F-Gasen sinken von 15 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2015 auf nur noch 5 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2030. Diese Emissionen werden größtenteils durch Effort-Sharing-Sektoren erfasst. Wegen des starken Rückgangs in dieser Quellgruppe, steigt auch der Anteil der Emissionen im Sektor Industrie, die vom ETS erfasst werden.

Tabelle 12-6: ETS-Anteile in der Referenzentwicklung, %

	2005	2010	2015	2025	2030
Energiewirtschaft	93%	93%	91%	87%	86%
Industrie	78%	73%	74%	75%	77%
Gebäude	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Verkehr	1,6%	1,7%	1,4%	1,4%	1,4%
Landwirtschaft	0%	0%	0%	0%	0%
Sonstige	0%	0%	0%	0%	0%
Summe	52%	51%	51%	47%	47%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

12.3.1.3. Emissionen des ETS & der Effort-Sharing-Sektoren in den Zielszenarien

Tabelle 12-7 und Tabelle 12-9 zeigt die Modellierungsergebnisse im ZP A in der sektoralen Abgrenzung des Klimaschutzplans. Welche Strukturveränderungen ergeben sich, wenn die Sektorziele im Jahr 2030 erreicht werden? Es zeigt sich, dass der ETS-Anteil in der Energiewirtschaft bei Sektorzielerreichung im Jahr 2030 auf 81% absinkt (in der Referenzentwicklung betrug dieser Anteil noch 86%).

Hintergrund ist, dass in der Energiewirtschaft zusätzliche Emissionsminderungspotenziale insbesondere in Bereichen realisiert werden, die vom ETS erfasst werden (z.B. durch einen weiteren Rückgang der Kohleverstromung, die komplett vom ETS erfasst wird). Dadurch sinkt der ETS-Anteil in der Energiewirtschaft.

Die Ergebnisse für den ZP B sind in Tabelle 12-8 und Tabelle 12-10 dargestellt. Der Rückgang des ETS-Anteils in der Energiewirtschaft ist mit dem Rückgang im ZP A vergleichbar.

In der Industrie unterscheidet sich der Anteil der Emissionen, der vom ETS erfasst wird, nicht zwischen den Zielszenarien (76%) und der Referenz (77%).

Tabelle 12-7: Emissionsentwicklung in den Sektoren des Klimaschutzplans differenziert nach ETS und den Effort-Sharing-Sektoren im ZP A, Mio. t CO₂-Äqu.

	2005	2010	2015	2025	2030
Energiewirtschaft	397	369	347	226	175
davon ETS	370	341	316	193	143
davon Effort-Sharing-Sektor	27	27	32	33	33
Industrie	191	188	188	157	140
davon ETS	149	137	139	118	107
davon Effort-Sharing-Sektor	42	51	49	39	34
Gebäude	154	149	122	89	72
davon ETS	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
davon Effort-Sharing-Sektor	153	148	122	88	71
Verkehr	160	153	160	129	98
davon ETS ^a	2,5	2,5	2,2	2,2	2,0
davon Effort-Sharing-Sektor	157	150	157	127	96
Landwirtschaft	69	69	73	64	60
davon ETS	0	0	0	0	0
davon Effort-Sharing-Sektor	69	69	73	64	60
Sonstige	21	15	11	6	5
davon ETS	0	0	0	0	0
davon Effort-Sharing-Sektor	21	15	11	6	5
Summe	992	942	902	672	550
davon stationärer ETS	519	479	456	312	250
davon Flugverkehr im ETS ^a	2,5	2,5	2,2	2,2	2,0
davon Effort-Sharing-Sektoren	470	460	444	358	298

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom ETS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 12-8: Emissionsentwicklung in den Sektoren des Klimaschutzplans differenziert nach ETS und den Effort-Sharing-Sektoren im ZP B, Mio. t CO₂-Äqu.

	2005	2010	2015	2025	2030
Energiewirtschaft	397	369	347	234	179
davon ETS	370	341	316	201	145
davon Effort-Sharing-Sektor	27	27	32	34	34
Industrie	191	188	188	158	141
davon ETS	149	137	139	118	107
davon Effort-Sharing-Sektor	42	51	49	39	34
Gebäude	154	149	122	83	65
davon ETS	0,5	0,5	0,4	0,2	0,2
davon Effort-Sharing-Sektor	153	148	122	82	65
Verkehr	160	153	160	127	98
davon ETS ^a	2,5	2,5	2,2	2,2	1,9
davon Effort-Sharing-Sektor	157	150	157	125	96
Landwirtschaft	69	69	73	65	60
davon ETS	0	0	0	0	0
davon Effort-Sharing-Sektor	69	69	73	65	60
Sonstige	21	15	11	6	5
davon ETS	0	0	0	0	0
davon Effort-Sharing-Sektor	21	15	11	6	5
Summe	992	942	902	672	546
davon stationärer ETS	519	479	456	319	252
davon Flugverkehr im ETS ^a	2,5	2,5	2,2	2,2	1,9
davon Effort-Sharing-Sektoren	470	460	444	351	293

Anmerkung: ^a Bezieht sich lediglich auf vom Inventar erfassten nationalen Flugverkehr. Der ebenfalls vom ETS erfasste internationale Flugverkehr ist nicht dargestellt.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 12-9: ETS-Anteile im Zielpfad A

	2005	2010	2015	2025	2030
Energiewirtschaft	93%	93%	91%	85%	81%
Industrie	78%	73%	74%	75%	76%
Gebäude	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Verkehr	1,6%	1,7%	1,4%	1,7%	2,1%
Landwirtschaft	0%	0%	0%	0%	0%
Sonstige	0%	0%	0%	0%	0%
Summe	52%	51%	51%	46%	45%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Tabelle 12-10: ETS-Anteile im Zielpfad B

	2005	2010	2015	2025	2030
Energiewirtschaft	93%	93%	91%	86%	81%
Industrie	78%	73%	74%	75%	76%
Gebäude	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
Verkehr	1,6%	1,7%	1,4%	1,7%	2,0%
Landwirtschaft	0%	0%	0%	0%	0%
Sonstige	0%	0%	0%	0%	0%
Summe	52%	51%	51%	48%	46%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

12.3.1.4. Vergleich der Emissionen aus den Effort-Sharing-Sektoren in den Szenarien mit den Effort-Sharing-Zielen

Im Rahmen der Effort-Sharing-Decision wurden für Deutschland für die nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren absolute Emissionsminderungsziele festgelegt. Für das Jahr 2030 beträgt das Ziel 296 Mio. t CO₂-Äqu. (38% unter dem Niveau des Jahres 2005).¹⁰⁴

¹⁰⁴ Anhang 1 der Effort-Sharing-Regulation. COM(2016) 482 final. Das Gesetzgebungsverfahren wurde am 14 Mai 2018 abgeschlossen.

Die Modellergebnisse für die Berechnungen der Folgenabschätzung Klimaschutzplan zeigen, dass in der Referenz die Emissionen der Effort-Sharing-Sektoren bis 2030 nur moderat auf 386 Mio. t CO₂-Äqu. zurückgehen (Tabelle 12-11). Das Effort-Sharing-Ziel von 296 Mio. t CO₂-Äqu. wird damit in der Referenz deutlich verfehlt. In den Zielszenarien wird aber das Effort-Sharing-Ziel im Jahr 2030 im Durchschnitt eingehalten. Im Zielpfad A betragen die Emissionen der Effort-Sharing-Sektoren im Jahr 2030 noch 298 Mio. t CO₂-Äqu. und im Zielpfad B noch 293 Mio. t CO₂-Äqu. Die Unterschiede zwischen dem Zielpfad A und Zielpfad B sind also klein.

Tabelle 12-11: Vergleich der Emissionen der Effort-Sharing-Sektoren mit dem Ziel im Jahr 2030, Mio. t CO₂-Äqu.

	Projektion	Ziel	Differenz
Referenz	386	296	-90
ZP A	298	296	-2
ZP B	293	296	3

Quelle: Eigene Berechnungen

12.3.2. Weitere Wechselwirkungen auf EU-Ziele

Die Verordnung über das Governance-System der Energieunion wurde in 2018 durch Parlament und Rat nach mehrjährigen Verhandlungen beschlossen. In der Governance-Verordnung sind neben den Zielen zur THG-Minderung u.a. die folgenden Ziele für das Jahr 2030 für die EU enthalten (EU 2018):

- **Ausbau der erneuerbaren Energien:** ein Anteil von mindestens 32% am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV). Dies umfasst alle Sektoren, d.h. nicht nur Stromerzeugung, sondern auch Transport und Wärme.
- **Energieeffizienz:** Eine Effizienzsteigerung von mind. 32,5%. Die Verbesserung kann sich auf Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch, Energieeinsparung oder Energieintensität beziehen und wird ggü. der Primes 2007 Baseline (EC 2008) gemessen. Unabhängig von der verwendeten Basis muss das Ziel von den Ländern auch in absoluten Mengen für den Primär- und Endenergieverbrauch angegeben werden.

Derzeit gibt es keine einheitliche Methodik, über die das EU-weite Ziel für erneuerbare Energien und Energieeffizienz auf die Mitgliedsländer aufgeteilt werden soll. Mitgliedsländer müssen in einem bottom-up Verfahren im Rahmen ihrer Nationalen Energie- und Klimapläne ein Ziel festlegen, das damit verbindlich wird.

Im Energiekonzept 2010 wurde für Deutschland für 2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien am BEEV von 30% sowie von 50% am Bruttostromverbrauch (BSV) festgelegt. Im aktuellen Koalitionsvertrag wurde das zweite Ziel auf 65% am BSV gesteigert.

Hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs wird im Energiekonzept 2010 eine Senkung von 20% bis 2020 und um 50% bis 2050 ggü. dem Basisjahr 2008 als Ziel gesetzt. Auch wenn für die Zwischenjahre keine Ziele definiert sind, kann über einen linearen Pfad ein indikatives nationales Ziel von 30% für das Jahr 2030 berechnet werden.

Tabelle 12-12 gibt einen Überblick zur Zielerreichung in der Referenzentwicklung sowie in den Zielpfaden A und B. Wird für die Zielerreichung das Ambitionsniveau der EU auch für Deutschland angenommen, wird das Effizienzziel in beiden Zielpfaden erreicht bzw. im Zielpfad A deutlich übertroffen. Anders sieht es für den Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) aus. Im Zielpfad A liegt der Anteil bei 28,4 %, welcher nicht nur hinter dem Energiekonzept 2010 zurückbleibt, sondern auch 3,6 Prozentpunkte unter dem Zielniveau der EU liegt und damit keinen ausreichenden Beitrag Deutschlands zum EU-2030-Ziel darstellen würde. Grund dafür sind die Annahmen zur Ausgestaltung dieses Pfades, der seinen Fokus auf Energieeffizienz setzt. Zwar wird das Ziel von 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch erreicht (siehe Tabelle 8-14). Allerdings ist aufgrund der im Zielpfad A angenommenen sehr ambitionierten Effizienzverbesserungen nur ein deutlich geringerer Einsatz von Erneuerbaren in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie zur Zielerreichung notwendig als im Zielpfades B. Eine robuste Strategie der Bundesregierung hinsichtlich des nationalen EE-Anteils in 2030 sollte sich am EU-Ziel von mindestens 32 % der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch orientieren (d.h. an einem nationalen EE-Anteil zwischen den Niveaus der Zielpfade A und B), um auch bei weniger ausgeprägten Effizienzfortschritten als im Zielpfad A insgesamt auf Zielkurs hinsichtlich der Treibhausgasemissionen zu liegen

Tabelle 12-12: EU-EE-Ziel und EU-Effizienzzielerreichung in der Referenz sowie den Zielpfaden A und B

	EU-Ziel	REF	ZP A	ZP B
	2030			
EE an BEEV	32,0%	21,4%	28,4%	32,4%
Effizienz	32,5%	21,9%	34,6%	32,7%

Quelle: Eigene Berechnungen

12.4. Energetische Biomassepotenziale

Im Rahmen dieser Folgenabschätzung des Klimaschutzplans wird die Nachfrage nach Biomasse für die Referenzentwicklung sowie die für die Zielpfade der heutigen Verwendung von Biomasse gegenübergestellt. Nachfrage und Potenziale werden jeweils für feste, flüssige und gasförmige Biomasse in Primärenergieäquivalenten¹⁰⁵ angegeben. Die Bandbreite der Nachfrage zwischen den einzelnen Pfaden im Zieljahr ist ebenso von Interesse wie Veränderungen gegenüber der heutigen Nutzung. Die Gegenüberstellung von Nachfrage und heimischen Potenzialen ermöglicht eine Aussage über den zukünftigen Biomasseimportbedarf.

Im Projektverbund gab es für die energienachfragenden Sektoren die Handlungsanweisung Biomasse grundsätzlich nur restriktiv einzusetzen und zuerst andere erneuerbare Optionen zu prüfen. Auf diese Weise sind Szenarien entstanden, die bezüglich der Biomassenachfrage auf vergleichsweise¹⁰⁶ wenig Biomasse zurückgreifen. Im Jahr 2030 werden zwischen 101 % und 112 % der

¹⁰⁵ Bei Biomasse wird hierzu der Energieinhalt (Heizwert) von Energiepflanzen bzw. Reststoffen (z.B. Holzhackschnitzel, Stroh) bilanziert.

¹⁰⁶ Eine Metaanalyse verschiedener Energieszenarien (Pieprzyk 2016) zeigt, dass die Bioenergienutzung in den meisten der untersuchten Zielszenarien bis 2050 steigt. Die Schwankungsbreite ist dabei jedoch erheblich und reicht von der Stagnation auf dem Niveau von 2015 (u.a. Klimaschutzszenario KS95 von Öko-Institut/Fraunhofer ISI) bis zu einer Verdopplung (Zielszenario von Prognos, EWI, GWS 2014).

Biomassenutzung aus Jahr 2015 (als Endenergie) eingesetzt, wobei im Zielpfad B die Nachfrage am größten ist. Über den gesamten Szenariozeitraum betrachtet, liegt das Maximum der Bioenergienachfrage im Jahr 2025, danach sinkt die Nachfrage wieder, da andere erneuerbare Optionen in größerer Menge zur Verfügung stehen.

Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung wurden in den letzten Jahren im Rahmen diverser Studien auf nationaler, europäischer und globaler Ebene als Ist-Werte sowie mit Hilfe von Szenarien bis ins Jahr 2050 erhoben. Die Ergebnisse sind relativ heterogen, da die Studien z.T. nur Teilströme erfassen, in unterschiedlichen Einheiten arbeiten, Umwandlungsverluste verschieden dargestellt haben und sich auf unterschiedliche Zeitpunkte beziehen. Zunächst wurde daher mit Hilfe der Metaauswertung, die im Rahmen eines laufenden UBA Vorhabens¹⁰⁷ (FZK 3716 43 102 0) erstellt wurde, eine Auswahl der relevanten Studien getroffen. Weiterhin hat ein Abgleich mit den Annahmen des BMWi-Vorhabens zu den energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgenabschätzungen 2030 / 2050 stattgefunden.

Mangels Daten werden hier die Potenziale nicht zeitlich aufgelöst dargestellt, sondern werden nur für das Zieljahr 2030 ermittelt.

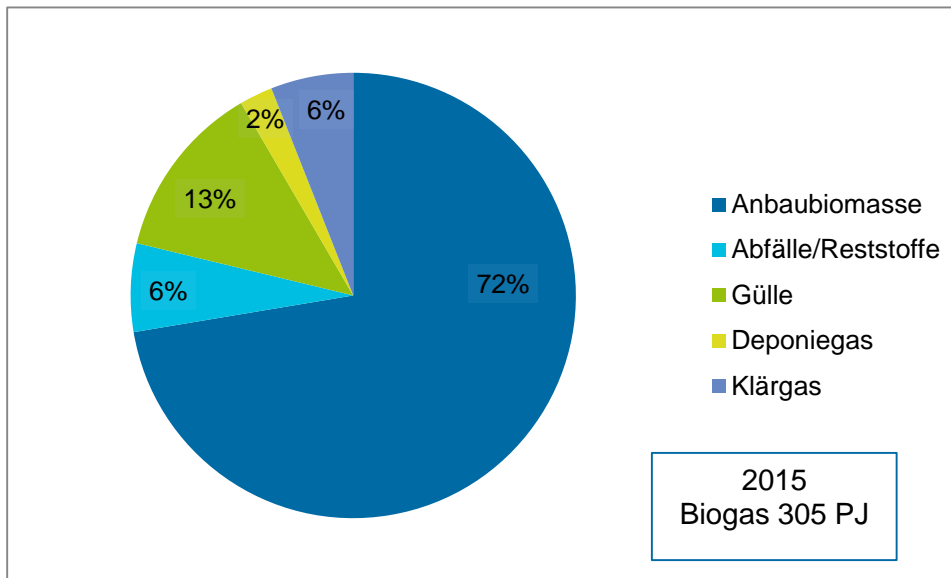
12.4.1. Aktuelle Bereitstellung und Nutzung von Biomasse und Verfügbarkeit im Jahr 2030

Biogas aktuelle Nutzung

Im Jahr 2015 wurden ca. 305 PJ Biogas genutzt (UBA 2017b), das auf der Basis unterschiedlicher Biomassen erzeugt wurde (Thrän et al. 2015 ; Abbildung 12-4): Mehr als 70 % der gesamten Biogasmenge wird derzeit aus Ackerkulturen (v.a. Mais) erzeugt, die auf 1,4 Mio. ha Ackerland angebaut werden. Die Nutzung von Deponie- und Klärgas nimmt den geringsten Anteil ein und wird auch zukünftig keine größeren Potenziale bieten. Größere Potenziale sind vor allem aus der Güllevergärung und der Erhöhung der Vergärung von Siedlungsabfällen und biogenen Reststoffen zu erwarten. Im Jahr 2015 lag der Anteil der vergorenen Gülle bei 17 % am gesamten Gülleaufkommen. Die Vergärungsrate für biogene Abfälle lag im Jahr 2015 bei ca. 82 kg/Einwohner pro Jahr, das entspricht in etwa 44 % des biogenen Abfallaufkommens ((UBA 2017b).

¹⁰⁷ Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor) BioRest – unter Beteiligung des Öko-Instituts.

Abbildung 12-4: Biogas



Quelle: ZSE 2017, DBFZ 2016

Verfügbarkeit von Biogas im Jahr 2030

Die verfügbaren Potenziale für Biogas sind stark abhängig von den Annahmen zur Flächenverfügbarkeit von Energiepflanzen. In den Zielszenarien A und B wird eine Abnahme von 1,3 Mio. ha auf 1,1 Mio. ha angenommen. Durch eine Erhöhung der Güllevergärung und eine verstärkte Nutzung von Siedlungsabfällen ist ein derzeit noch ungenutztes Biogaspotenzial erschließbar, was die Reduzierung der Anbaubiomasse zu Teilen ausgleichen kann. Die folgende Potenzialdarstellung in Abbildung 12-5 beruht auf den folgenden Annahmen:

- Erhöhung der Güllevergärung auf 50 % der anfallenden Gülle bis zum Jahr 2030 (nach einer Studie der FNR (2015) zu biogenen Reststoffpotentialen werden die technisch verfügbaren Anteile an Wirtschaftsdünger unter Berücksichtigung technischer und anderer Hemmnisse auf 66 % (Rinder), 88 % (Schweine) und 97 % (Hühner) geschätzt). Allerdings sollte hinsichtlich der notwendigen Tierbestandsreduktionen bis zum Jahr 2050¹⁰⁸ der Ausbau der Infrastruktur nicht auf die derzeitigen Tierbestände angepasst werden)
- Erhöhung der Vergärung von Siedlungs- und Grünabfällen auf 136 kg/Einwohner pro Jahr (die Erhöhung der Vergärung erfolgt zum einen über eine Ausweitung der Erfassung von biologischen Abfällen und eine Verschiebung von biogenen Abfällen aus der Kompostierung in die Vergärung).

Ohne die Verwendung von Anbaubiomasse könnten bis zum Jahr 2030 ca. 163 PJ Biogas aus Reststoffen erzeugt werden. Angesichts der Diskussionen zur Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) zur Reduktion der Anbaubiomasse für flüssige Kraftstoffe sollte analog auch der Anteil der Anbaubiomasse für die Erzeugung von Biogas reduziert werden. Da allerdings

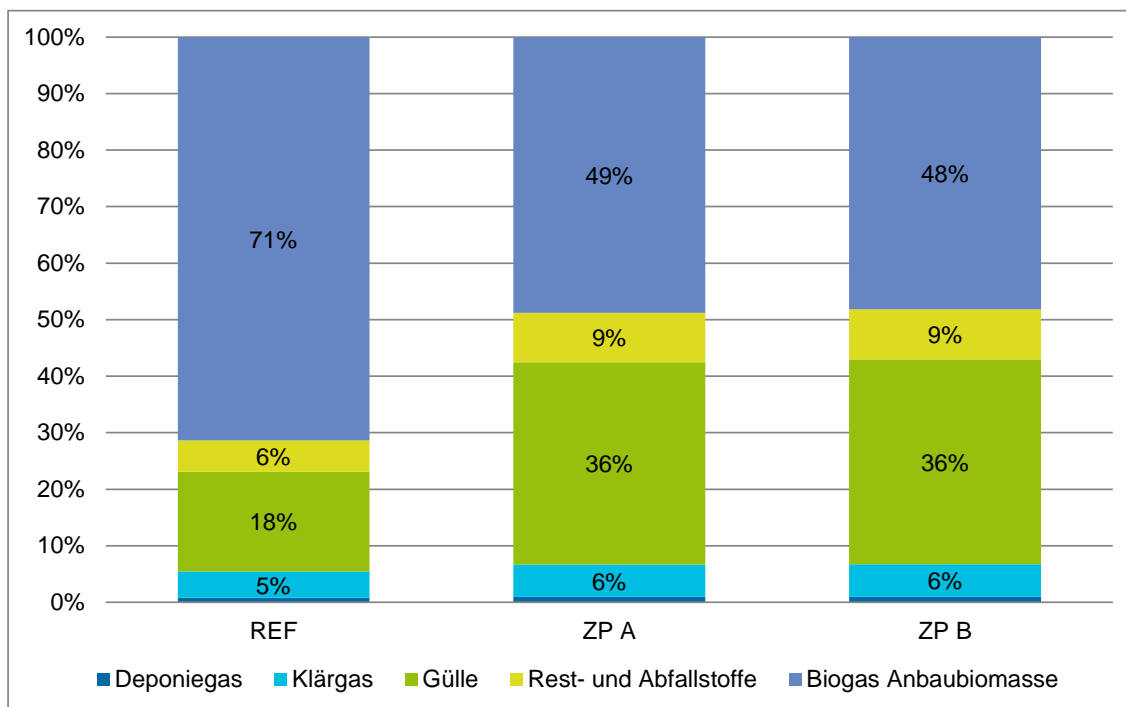
¹⁰⁸ Verschiedene Studien gehen von einer Reduktion des Nutztierbestands bis ins Jahr 2050 aus. Die Zahlen variieren von einer Verringerung um 20% (UBA 2014) bis hin zu einer Halbierung (KS-95 in Öko-Institut und Fraunhofer-ISI (2015) - vergl. Übersicht hierzu unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2519/2016-049-de.pdf>.

nicht zu erwarten ist, dass bis 2030 die Nachfrage nach Biogas stark abnimmt, wird auch im Zielpfad im Jahr 2030 noch Anbaufläche für Biogas zur Deckung der Nachfrage benötigt werden.

Im Referenzszenario liegt die Fläche zum Anbau von Nawaros zur Biogaserzeugung bei ca. 1,7 Mio. ha. Gleichzeitig wird ein Biogaspotenzial von 165 GJ pro Hektar¹⁰⁹ angenommen, um die Nachfrage aus den Sektoren zu decken. Damit wird im Referenzszenario von einem Biogaspotenzial von 388 PJ ausgegangen - 111 PJ Biogas aus Reststoffen und 277 PJ aus nachwachsenden Rohstoffen.

Im Zielpfad A und B reduziert sich die Anbaufläche für Nawaros zur Biogaserzeugung durch den verstärkten Einsatz von Reststoffen auf 1,1 Mio. ha. Gleichzeitig wird angenommen, dass weniger ertragsreiche Pflanzen zur Biogaserzeugung genutzt werden und z.B. auch Blümmischungen und Grünschnitt vergoren werden. Der erwartete Energieertrag pro Hektar liegt in den beiden Zielszenarien daher nur bei 144 GJ/ha. Damit werden zusätzlich zu den 163 PJ Biogas aus Abfällen und Reststoffen im Zielpfad A 155 PJ aus Nawaros und im Zielpfad B 152 PJ aus Nawaros erzeugt (siehe Tabelle 12-14).

Abbildung 12-5: Entwicklung der Biogassubstrate in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2030



Quelle: Eigene Berechnungen

Die Entwicklung der bestehenden Biogasanlagen ist unsicher. Bis zum Jahr 2035 laufen die bestehenden Anlagen aus der derzeitigen EEG Förderung, können allerdings über Ausschreibungen eine weitere Förderung bekommen. Allerdings erhöhen sich mit der In-Kraft getretenen Düngever-

¹⁰⁹ Oberer Wert der Ertragsspannweite von 40 – 60 t Frischmasseertrag. Umrechnung nach FNR-Faustzahlen, vergl. <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

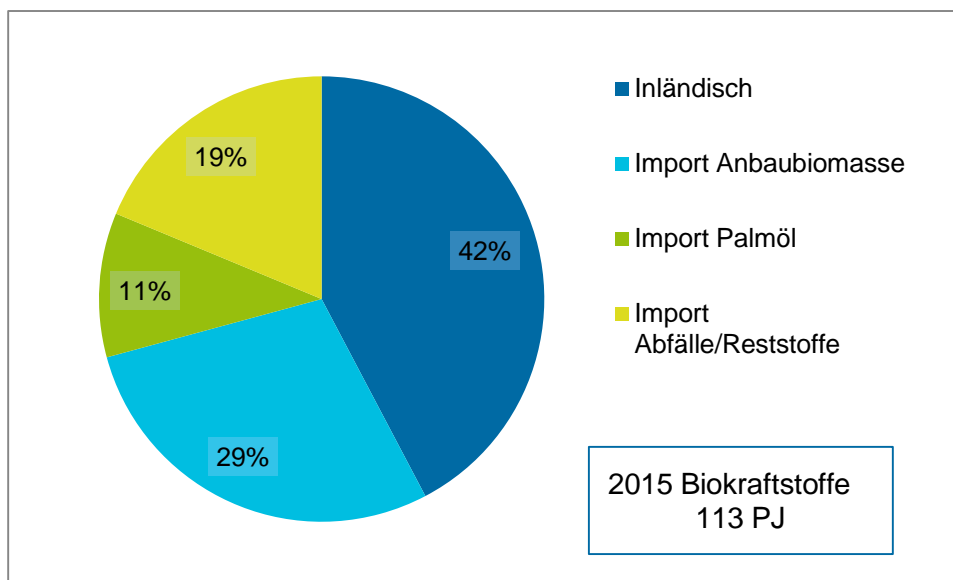
ordnung, der Verordnung über wassergefährdende Stoffe und der TA Luft die Ansprüche an die Lagerung von Gärresten, womit Investitionen verbunden sind, die ggf. nicht rentabel sind.

Flüssige Biokraftstoffe aktuelle Nutzung

Im Jahr 2015 wurden ca. 113 PJ des Biomasseeinsatzes in Form flüssiger Biokraftstoffe verwendet (UBA 2017b). Angaben über deren Herkunft und Rohstoffbasis stammen aus der Berichterstattung zur Biokraftstoff- und Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BLE 2016a) (Abbildung 12-6). Knapp 60 % der eingesetzten Biokraftstoffe wurden aus dem Ausland importiert, nur 42 % wurden inländisch erzeugt. Für die Erzeugung der inländischen Biokraftstoffe wurde eine Fläche von 1 Mio. ha Ackerfläche im Jahr 2015 benötigt. Auch die importierten Biokraftstoffe wurden überwiegend aus Anbaubiomasse erzeugt, nur knapp 20 % stammen aus Reststoffen. 72 % der importierten Kraftstoffe kamen aus Europa. 28 % (18 PJ) wurden aus Nicht-Europäischen Ländern importiert, wovon Palmölimporte aus Asien 67 % (12 PJ) ausmachten.

Mit der aktuellen Diskussion zur Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) wird der Einsatz von Palmöl und Anbaubiomasse in Frage gestellt. Zudem wird der hohe Importanteil der Biokraftstoffe zunehmend skeptisch gesehen, da die Verfolgung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für die Biomasseherkunft aufwändig und teilweise intransparent ist und die Importabhängigkeit bei Kraftstoffen somit weiterhin hoch bleibt. D.h. es wird angestrebt die Herstellung von Biokraftstoffen zukünftig verstärkt inländisch und über Rest- und Abfallstoffe zu erreichen.

Abbildung 12-6: Biokraftstoffe



Quelle: ZSE 2017, BLE 2016

Verfügbarkeit flüssiger Biokraftstoffe im Jahr 2030

Die Verfügbarkeit der flüssigen Biokraftstoffe ergibt sich vor allem aus der Verfügbarkeit nach Reststoffen und Anbauflächen. Umfangreiche Potenzialanalysen sind hier nicht extra erstellt wor-

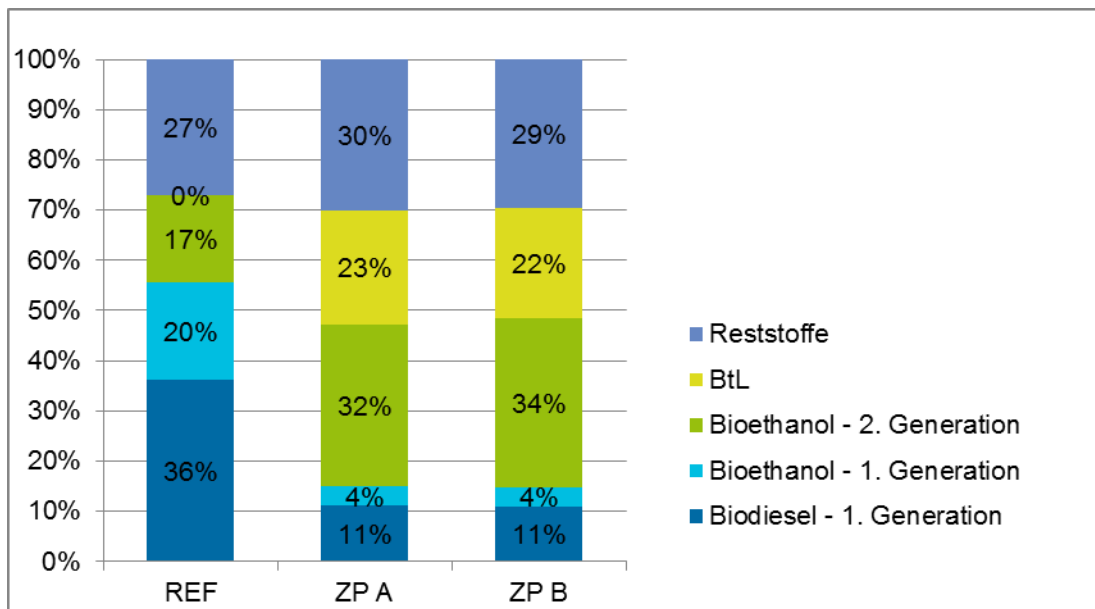
den. Die Flächenverfügbarkeit zur Herstellung der nachgefragten Flüssigkraftstoffe konnte im Rahmen der Szenarien realisiert werden (vergleiche die Kapitel 12 – Unterkapitel Flächenverfügbarkeit und 12.4.3 Allokation auf die Sektoren).

Der Einsatz von Reststoffen ist hier auf Altfette (Used Cooking Oil) beschränkt worden. Gegenüber heute nimmt das Angebot aus reststoffbasierten Kraftstoffen angesichts der steigenden Nachfrage zu, wobei dieser Nachfrageanstieg vor allem aus den Anrechnungsregeln der RED resultiert, die zur Aktivierung und auch zu Veränderungen von Reststoffströmen führt. Für die Kraftstoffe aus Reststoffen wurde keine eigene Potenzialanalyse vorgenommen. Statt dessen sind die Annahmen zum Kraftstoffmix und den Verfügbarkeiten aus (Öko-Institut et al. 2017) übernommen worden. Der Importanteil dieser Kraftstoffe steigt in der Referenz auf 30 %, im Zielpfad angesichts der etwas größeren Nachfrage auf 40%, der übrige Anteil von UCO-Dieseln kann demnach inländisch erzeugt werden.

Der Flächenbedarf für flüssige Kraftstoffe liegt in der Referenz bei 1,1 Mio. ha und damit in einer ähnlichen Größenordnung wie heute. Im Zielpfad liegt er für beide Szenarien bei knapp 600.000 ha. Der Unterschied in der Flächennachfrage liegt vor allem am Einsatz strohbasierter Ethanol-Kraftstoffe im Zielpfad (ohne zusätzliche Flächennachfrage) und am weiterhin hohen Einsatz der ineffizienten und damit ILUC-Risiko behafteten Kraftstoffe erster Generation¹¹⁰. Je nach Pfad ist die Flächenbelegung durch die Kraftstoffarten sehr unterschiedlich: Dominieren in der Referenz noch die Kraftstoffe erster Generation (56%), sind es im Zielpfad nur noch 15 %. Für BtL wird davon ausgegangen, dass aus Kurzumtriebsholz von Ackerflächen hergestellt wird. In der Referenz kommt diese Option gar nicht vor, im Zielpfad wird dagegen davon ausgegangen, dass BtL über 20% der flüssigen Biokraftstoffe ausmacht.

¹¹⁰ Landbedarf für verschiedene Biokraftstoffe: 1.Gen-Biodiesel 1.500 Liter pro Hektar (plus Nebenprodukte), 1.Gen-Bioethanol 2.800 Liter pro Hektar (plus Nebenprodukte) und BtL 4.000 Liter pro Hektar (plus Nebenprodukte). Stroh-Ethanol 2.300 Liter pro Hektar (aus Nebenprodukt) – siehe <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/biodiesel/> sowie <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/biodiesel/> bzw. ... [/btl-biomass-to-liquid/](#) und ... [/bioethanol/](#). Angesichts des hohen und zusätzlichen Flächenbedarfs für die Produktion der Rohstoffe, sind diese Biokraftstoffe stärker als andere mit dem Risiko behaftet, indirekte Landnutzungsveränderungen (indirect land use change – ILUC) zu verursachen. Diese können im schlimmsten Falle mehr Treibhausgase freisetzen als fossile Kraftstoffe – nämlich wenn es zur Entwaldung und/oder zur Oxidation von Mooren kommt. Aber auch beim Grünlandumbruch entstehen bereits so viele CO₂-Emissionen, dass die angestrebte THG-Minderung nicht eingelöst werden kann. Mit dem Verlust natürlicher Habitate wird zusätzlich die Artenvielfalt bedroht (vergl. European Commission 2018)

Abbildung 12-7: Mix flüssiger Biokraftstoffe in den jeweiligen Szenarien

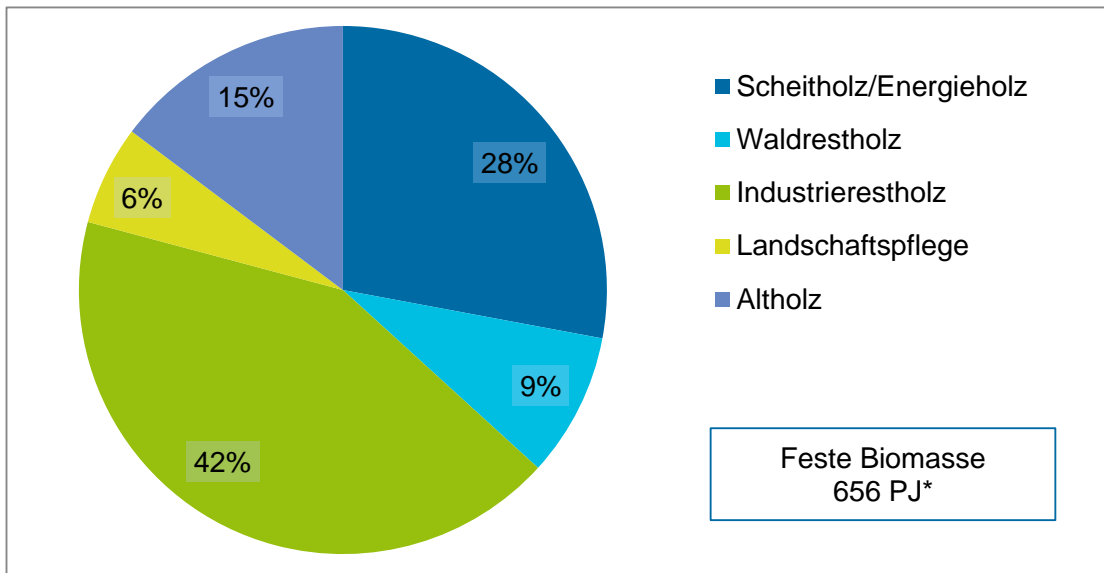


Quelle: Eigene Darstellung

Feste Biomasse aktuelle Nutzung

Mit ca. 656 PJ stellt der Einsatz von fester Biomasse den größten Anteil des heutigen energetischen Biomasseeinsatzes dar (Abbildung 12-8). Davon stammen 243 PJ (37 %) direkt aus dem Wald (Scheitholz/Energieholz- und Waldrestholz). Der größte Anteil der festen Biomasse entfällt auf den Einsatz von Industrierestholz (42 %, 276 PJ), welches Rinde, Sägenebenprodukte, Hobel-späne, Schwarzlauge und sonstiges Industrierestholz umfasst. Hinzu kommen weitere 40 PJ (6 %) aus Landschaftspflegeholz und 97 PJ (9 %) Altholz.

Holz aus Kurzumtriebsplantagen und Energiegräser spielen heute mengenmäßig keine Rolle.

Abbildung 12-8: Feste Biomasse

Quelle: Eigene Rechnung auf Basis Destatis 2016, Mantau et al. 2016 und Brosowski et al. 2015

Für die Ermittlung der heutigen Nutzung von fester Biomasse wurden verschiedene Datenquellen kombiniert: Im Jahr 2015 wurde ein Holzeinschlag von 55 Mio. m³ Erntefestmeter registriert (Destatis 2016). Mantau et al. 2016 gehen davon aus, dass dieser Menge etwa 25% als unregistrierter Holzeinschlag hinzuzurechnen ist. Damit wurden in Deutschland insgesamt etwa 70 Mio. m³ Erntefestmeter Holz eingeschlagen. Hinzu kommt eine Nutzung von Waldrestholz, die laut Mantau et al. (2016) 14% der Gesamteinschlagmenge entspricht (9,8 Mio. m³). So summiert sich die aus dem Wald entnommene Holzmenge auf etwa 80 Mio. m³ Holz.

Die tatsächliche energetische Nutzung der heutigen Waldbiomassennutzung wird nur für die statistisch erfassten Erntemengen angegeben. Dieses Sortiment dürfte aber weitaus größer sein, da von der unregistrierten Holzernntemenge ein Großteil dem Energieholz zuzuordnen ist. Es kann außerdem davon ausgegangen werden, dass das dem Wald entnommene Waldrestholz ausschließlich energetisch genutzt wird. Dazu kommen Anteile des für die stoffliche Verwendung entnommenen Holzes, das als Industriierestholz ebenfalls energetisch genutzt wird.

Überschlagsweise werden heute so insgesamt 35-40 % der entnommenen Waldbiomasse direkt energetisch genutzt.

Verfügbarkeit von fester Biomasse im Jahr 2030

Feste Biomasse stammt direkt aus dem Wald (Stammholz, Restholz), vom Acker (Kurzumtriebsholz und Energiegräser), sowie aus Reststoffen wie Industriierestholz, Altholz oder aus der Landschaftspflege. Das Reststoffaufkommen im Jahr 2030 wurde auf Basis von Literaturangaben und Trends in der Nachfrageentwicklung abgeschätzt.

Die Erschließung weiterer Potenziale von Altholz und Industriierestholz welches Rinde, Sägenebenprodukte, Hobelspäne, Schwarzlauge und sonstiges Industriierestholz umfasst, ist nicht zu erwarten. Vielmehr ist anzunehmen, dass bei einer Verschiebung zu verstärkter stofflicher Nutzung, die Verweildauer von Holz in der stofflichen Verwendung sich erhöht und dadurch (zunächst)

weniger Biomasse aus diesen Kategorien bereit stehen wird. Abhängig ist die Menge an Industriestholz auch von den realisierten Einschlagsmengen.

Das Waldholzaufkommen für das Zieljahr basiert auf Werten der WEHAM-Modellierung des Thünen Instituts. Das WEHAM Modell projiziert das Holzaufkommen in Deutschland bis 2052. Für die Darstellung der Biomasseverfügbarkeit im Referenzszenario wurde das WEHAM Basisszenario verwendet. Das WEHAM Basisszenario beschreibt die Fortschreibung der aktuellen Waldbewirtschaftung. Dieses prognostiziert das Holzaufkommen, das heißt die nachhaltig nutzbare Holzerntemenge, auf 76 Mm³ Erntefestmeter im Jahr 2030 (ohne Waldrestholz). Diese liegt damit leicht über dem heutigen Niveau von 70 Mm³, wobei um das Jahr 2020 der Einschlag laut Modell 10% höher liegen könnte. Dies könnte die Verfügbarkeit von Industriestholz leicht erhöhen, wird aber aufgrund der Unsicherheiten und geringen Menge hier nicht angenommen, auch da dieser Trend im Szenario dem Trend der möglicherweise erhöhten stofflichen Verwendung des Holzes entgegen läuft.

Das WEHAM Naturschutzpräferenzszenario, das als Zielszenario angenommen wird, geht dagegen von einer Extensivierung aus, d.h. höhere Zieldurchmesser und weniger häufige und starke Eingriffe im Laubholz, verstärkte Nutzung im Nadelholz und die Unterschutzstellung von etwa 5% der Waldfläche. Insgesamt erreicht das Naturschutzpräferenzszenario 2030 ein leicht höheres Holzaufkommen als das Basisszenario, durch die verstärkte Nutzung von Nadelholz. Hier werden 80 Mm³ erreicht. Das heißt für die hier vorgenommene Potenzialbetrachtung, dass trotz Waldumbau und extensivere Holzentnahme im Zielpfad mit einem leichten Anstieg des Holzaufkommens gerechnet werden kann. Aus naturschutzfachlicher Sicht verbessert das zugrunde liegende WEHAM Naturschutzpräferenzszenarios gegenüber dem WEHAM Basisszenario verschiedene Aspekte wie z.B. die Größe der Nullnutzungsflächen (Schutzflächen), Baumartenzusammensetzung und Naturverjüngung oder der Zieldurchmesser. Ob diese ausreichen, um die Biodiversitätsziele in Deutschland zu erreichen, wird an dieser Stelle nicht bewertet.

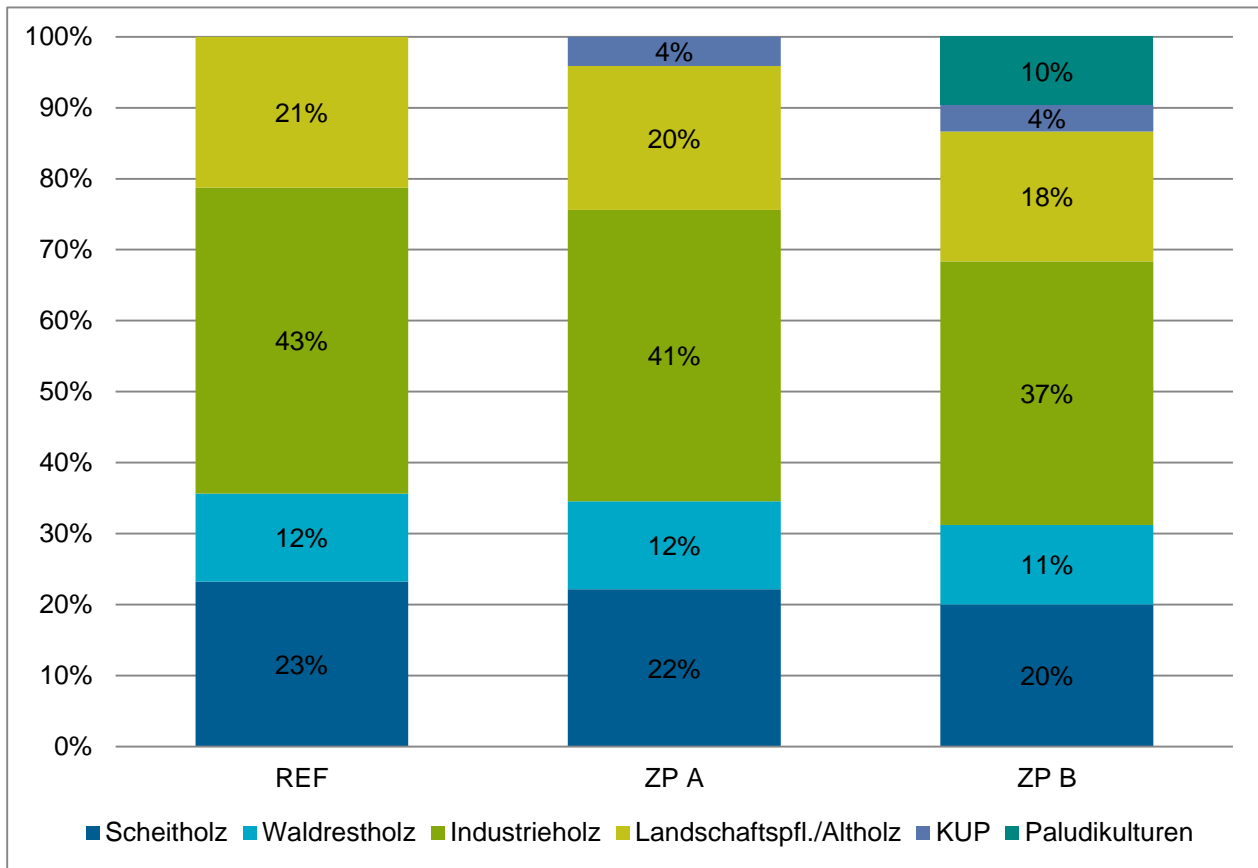
Es wird davon ausgegangen, dass im Referenzszenario, wie auch im Zielszenario ähnliche Scheitholz mengen¹¹¹ wie heute aus dem Wald entnommen werden können. Dabei handelt es sich häufig Holz, das direkt aus dem Wald an Privatläute verkauft wird. Diese Holz mengen entgehen damit der möglichen und sinnvollen stofflichen Nutzung¹¹².

Ebenfalls die Biomasse, die aus der Landschaftspflege stammt und der relative Anteil an Waldrestholz werden als konstant angenommen. Leichte Änderungen in 2030 ergeben sich deshalb nur durch die veränderten Mengen des Holzaufkommens. Ähnlich wie im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass sich durch die leicht erhöhten Erntemengen keine Änderungen der Industriestholzmengen ergeben (siehe Abbildung 12-9 und Tabelle 12-13).

¹¹¹ Bei den Scheitholz mengen handelt es sich um nicht registrierten Einschlag, weshalb das Sortiment nicht näher in der Statistik beschrieben wird.

¹¹² Hier fehlen neben der Förderung zur stofflichen Nutzung noch weitere politische Instrumente zur ökologisch sinnvollen Lenkung der Stoffströme – beispielsweise die Vergabe eines Emissionsmalus bei der energetischen Nutzung von Stammholz, um Kostenvorteile für die stoffliche Nutzung zu generieren.

Abbildung 12-9: Holzanteile in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2030



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 12-13: Übersicht über Verfügbarkeit fester Biomasse im Jahr 2030

	Nutzung heute	REF (WEHAM B)	ZP A (WEHAM N)	ZP B (WEHAM N)	Quellen
Scheitholz/ Energieholz	183	150	150	150	DESTATIS/ WEHAM
Waldrestholz	58	80	84	84	DESTATIS/ WEHAM
Industrierestholz	278	278	278	278	DESTATIS
Landschaftspflege	40	40	40	40	DBFZ
Altholz	97	97	97	97	DBFZ
Paludikulturen	-	-	28	28	Eigene Berechnung
Kurzumtriebsplantagen	-	-	-	72	Eigene Berechnungen
GESAMT	656	644	676	748	

Quelle: siehe Tabelle

In beiden Zielpfaden wird im Jahr 2030 von einer 20 %-igen Wiedervernässung der heute landwirtschaftlich genutzten Moorböden ausgegangen, wobei drei Viertel dieser Flächen als Paludikulturen bewirtschaftet werden (rund 186.000 ha) – näheres zu diesen Angaben siehe Kapitel 11. Für diese Wirtschaftsformen werden Hektarerträge von 6 bis mehr als 20 Tonnen Trockenmasse angegeben¹¹³, was einem Energieertrag von etwa 110 bis 400 GJ entspricht. Unter der Annahme des Mittelwertes der Ertragsspanne können auf der Fläche Festbrennstoffe mit einem Energieäquivalent von 28 PJ geerntet werden.

Im Zielpfad B wird durch eine erhöhte Nachfrage aus dem Gebäudesektor mehr feste Biomasse benötigt als in der Referenz und im Zielpfad A. Dieser Bedarf wird durch den Anbau von fester Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) gedeckt. Da durch den erhöhten Einsatz von Reststoffen bei der Biogaserzeugung Flächen „frei“ werden, die heute für den Anbau von Energiepflanzen verwendet werden, können auf 400.000 ha Kurzumtriebsplantagen angelegt werden. Unter der Annahme dass pro Hektar ein Energieertrag von 180 GJ erzeugt werden kann, werden so weitere 72 TJ feste Biomasse erzeugt.

Flächenverfügbarkeit im Jahr 2030

Die Szenarien beinhalten Annahmen, die auf die Flächennutzung abzielen. Hierzu gehören Annahmen, die eine Änderung der Flächenverfügbarkeit haben können (z.B. Flächenversiegelung) oder solche, die Vorgaben zur Flächenbelegung/-nutzung beinhalten (z.B. Ausweitung des Öko-

¹¹³ http://www.anl.bayern.de/publikationen/anliegen/doc/an36204gaudig_et_al_2014_paludikultur.pdf

landbaus). In Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse stellt sich in Folge die Frage, ob und in welcher Höhe Anbaufläche für den Energiepflanzenanbau zukünftig zur Verfügung steht.

Insgesamt wird in allen Sektoren mehr Biomasse nachgefragt als im Jahr 2015 (vgl. Kapitel 12.4.2). Trotzdem wurde vorab die Anbaufläche für Energiepflanzen in allen Szenarien auf den heutigen Wert von 2,4 Mio. ha begrenzt (bei gleichzeitiger Begrenzung der Bioenergieimporte). Dieses Vorgehen ist gewählt worden, um die indirekten Effekte (insbesondere indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC)) durch den Anbau von Bioenergie zu begrenzen. Entsprechend wird verstärkt auf Rest- und Abfallstoffe im Sinne der Biomassekaskadennutzung zurückgegriffen.

In den Szenarien wurden folgende Veränderungen und Restriktionen zur Flächennutzung bis zum Jahr 2030 angenommen:

- In den hier ausarbeiteten Szenarien zum Klimaschutz geht die höchste Flächennachfrage von der Annahme der **Ausweitung des ökologischen Landbaus** aus. Für eine Ausdehnung auf 20 % werden gegenüber heute zusätzliche 2,2 Mio. ha in der Nutzung umgestellt.
- Für den Schutz des Kohlenstoffs in organischen Böden werden 20 % der landwirtschaftlich genutzten organischen Böden der **förderfähigen Landwirtschaftsfläche wiedervernässt**¹¹⁴. Das hat jedoch eine deutlich geringere Flächenrelevanz – nämlich knapp 250.000 ha. Das entspricht knapp 1,6 % der gesamten landwirtschaftlich genutzten Fläche Deutschlands.
- Einige Regionen (vor allem in Norddeutschland) sind von der Wiedervernässung jedoch deutlich betroffen. Um der Landwirtschaft in solchen Regionen trotzdem Einkommenschancen erhalten zu können, wurde davon ausgegangen, dass 75 % der wiedervernässten Flächen mit **Paludikulturen** bewirtschaftet werden können. Das sind etwa 187.000 ha, die hier vollständig dem Flächenpotenzial für die Energiegewinnung zugeschlagen werden, um die inländische Nachfrage der Sektoren nach Bioenergie zu bedienen¹¹⁵.
- Für die **Flächenversiegelung** sind für alle Szenarien die Annahmen aus dem Projektionsbericht 2017 (Bundesregierung 2017a) übernommen worden. Demnach wird das Ziel von 30 ha/Tag ab dem Jahr 2020 erreicht. Ab 2020 wird der Rückgang der Landwirtschaftsfläche (LF) in Anlehnung an das 30 Hektar-Ziel angenommen. Dabei entfallen von den 30 ha 20 ha auf die förderfähige LF, während die restlichen 10 ha auf nicht förderfähiger Fläche (z.B. verbuschtem Grünland) oder im Wald stattfinden. Auf diese Weise nimmt die landwirtschaftliche Nutzfläche bis 2030 um 87.600 ha ab.

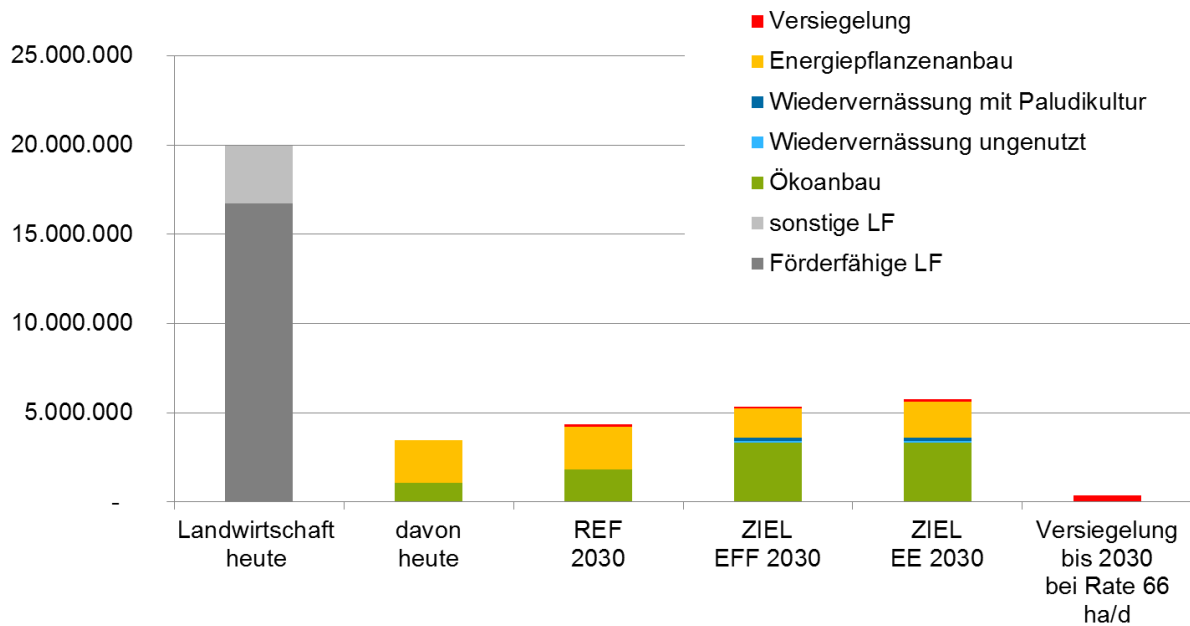
Tatsächlich steht die reale Entwicklung dem nach, auch wenn in den letzten Jahren bereits eine Abnahme von 129 ha pro Tag (1997-2000) auf 66 ha pro Tag (2012-2015) stattgefunden hat¹¹⁶.

¹¹⁴ Um das Netto-Senkenziel aus dem Klimaschutzplan für LULUCF im Jahr 2050 zu erreichen, ist nach unseren Annahmen bis 2050 eine Wiedervernässung von 50 % der organischen Böden notwendig. Kombiniert mit einer Fortschreibung des Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, das eine Wiedervernässung von 5-10 % der organischen Böden vorsieht, ergeben sich die 20 % als Zwischenziel für 2030. Ein linearer Pfad würde einen höheren Wert erfordern ist aber angesichts der Frage wie schnell eine Umsetzung passieren kann, weniger realistisch.

¹¹⁵ Im Rahmen dieses Vorhabens ist die Entwicklung der Biomassenachfrage für stoffliche Nutzungen nicht quantitativ erfasst worden, weshalb keine weitere Abwägung zur Allokation der Biomasse in diesen Bereich stattfinden konnte.

¹¹⁶ Nach Angabe des UBA – siehe unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/flaeche/siedlungs-verkehrsflaeche#textpart-1>

Abbildung 12-10: Landwirtschaftliche Flächen in den Szenarien im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung

Die Verluste durch Versiegelung und Moorwiedervernässung betreffen nur einen relativ kleinen Teil der Fläche, so dass die Fläche für den Energiepflanzenanbau in den Szenarien gegenüber heute nicht grundsätzlich verringert werden musste. Das Flächenpotenzial beträgt jeweils 2,4 Mio. ha plus 185.000 ha aus Paludikulturen im Zielpfad. Die 2,4 Mio. ha werden nur im Referenzszenario in voller Höhe nachgefragt. Die geringste Flächennachfrage nach Nawaro besteht im Effizienz-szenario mit knapp 1,8 Mio. ha.

Die Ertragsannahmen sind in den jeweiligen Kapiteln der Nachfrage nach gasförmiger, flüssiger und fester Bioenergien beschrieben.

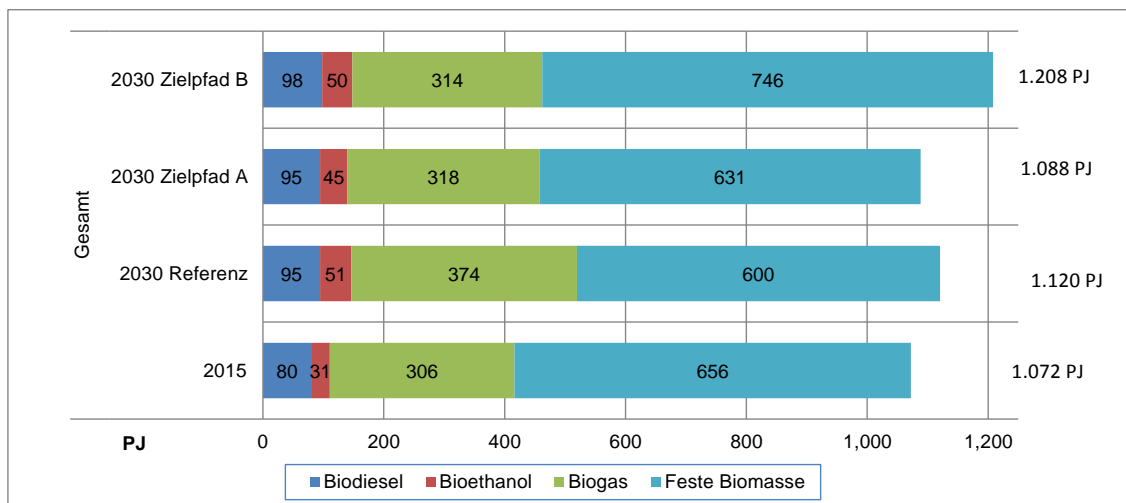
12.4.2. Erwartete Nachfrage aus den Sektoren

Es wird davon ausgegangen, dass sich zukünftig die ressourceneffizientere Kaskadennutzung von Biomasse verstärken wird, mit dem Ziel den Nutzungsdruck auf die Biomasse in Grenzen zu halten und durch eine nachhaltige Biomasseproduktion Raubbau an natürlichen Habitaten und den natürlichen Systemen zu verhindern. Für die Energienutzung stehen also langfristig Biomassereststoffe zur Verfügung, während die stoffliche Nutzung auf die höherwertigen Rohbiomassen zugreifen kann. Im Bereich von Biogas und den Kraftstoffen wird diese Entwicklung auch in den Szenarien abgebildet. Bei den Festbrennstoffen weniger, da vor allem im Bereich der Raumwärme weiterhin in hohem Maße auf Holz zurückgegriffen wird. Hier zeigt sich, dass im Zeitraum bis 2030 Biomasse als Übergangstechnologie in der Energienutzung weiterhin stark nachgefragt wird (v.a. im In-

dustriesektor und für Gebäude). Insgesamt zeigen die aktuellen Berechnungen der einzelnen Sektoren in allen Szenarien eine erhöhte Nachfrage nach Biomasse im Vergleich zum Ausgangsjahr 2015 (siehe Abbildung 12-11; s. die eingangs genannten Grundsätze zur Bioenergienutzung in den Zielpfaden in Kapitel 12.4).

Im Vergleich zum Jahr 2015 steigen bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien die Gasnachfrage und die Nachfrage nach Biokraftstoffen an. Im Referenzszenario sinkt die Nachfrage nach fester Biomasse, da der Einsatz in der Energiewirtschaft abnimmt. Die hohe Nachfrage nach fester Biomasse im Zielpfad B ist auf den gestiegenen Einsatz von fester Biomasse im Gebäudesektor zurückzuführen.

Abbildung 12-11: Nachfrage nach verschiedenen Bioenergieträgern



Quelle: Eigene Berechnungen

12.4.3. Allokation auf die Sektoren

Im ersten Schritt wird der Biomasseeinsatz in den einzelnen Sektoren berechnet und der gesamte Biomasseeinsatz aufgeteilt in Biogas, feste Biomasse, Biodiesel und Bioethanol für die einzelnen Szenarien ermittelt. Im zweiten Schritt erfolgt der Abgleich wieviel des energetischen Biomassebedarfs inländisch bereitgestellt werden kann. Annahmen zum Technologieeinsatz z.B. für den Kraftstoffmix (1. Generation vs. 2. Generation, BtL) werden direkt in den Sektoren getroffen und bei der Biomassebereitstellung berücksichtigt.

Die Nachfrage nach Biogas und Biokraftstoffen wird im ersten Schritt durch die zur Verfügung stehenden Reststoffe gedeckt. Dabei werden die Annahmen zum Kraftstoffmix und Technologieeinsatz aus den Sektoren (z.B. Stroh für Bioethanol, Gülle und Siedlungsabfälle für Biogas) berücksichtigt. Da bis zum Jahr 2030 die Nachfrage nach Biokraftstoffen und Biogas höher ist, als durch Reststoffe abgedeckt werden kann, wird weiterhin landwirtschaftliche Fläche zum Anbau von Energiepflanzen benötigt. Durch die Erschließung des Reststoffpotenzials steht trotz steigender Nachfrage und einer Begrenzung der Anbauflächen auf das heutige Niveau in allen Szenarien ausreichend Biomasse zur Verfügung um den Großteil des Bedarfs inländisch zu decken. Konversionsverluste sind für alle Bioenergieträger berücksichtigt.

Feste Biomasse stammt überwiegend direkt aus dem Wald, bzw. gelangt als Industriestoffe wieder in die energetische Verwertung im Gebäudesektor, in der Energiewirtschaft und in der In-

industrie. Lediglich im Zielpfad B muss die erhöhte Nachfrage des Gebäudesektors zusätzlich durch Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) gedeckt werden (400.000 ha). Von dieser Flächennachfrage durch feste Biomasse abgesehen, konkurrieren in den Szenarien nur flüssige und gasförmige Biomasse um Reststoffe und Ackerfläche.

Durch den restriktiven Biomasseinsatz der einzelnen Sektoren in allen Szenarien konnte die benötigte Biomasse ohne Verteilungskonflikte allen Sektoren in allen Szenarien in ausreichender Menge zur Verfügung gestellt werden. Allokationskonflikte zwischen den Sektoren traten nicht auf.

Die Importrate ist mit 4,4 % in der Referenz am höchsten, aber immer noch geringer als heute (6,3 %). In beiden Zielpfaden liegt sie nur knapp über einem Prozent.

Tabelle 12-14: Energetisches Biomassepotenzial vs. Nachfrage

[TJ]	POTENZIALE			NACHFRAGE				Quelle
	Potenzial 2030 - Szenarioabhängig			Nachfrage in den Szenarien 2030				
	REF	ZP A	ZP B	REF	ZP A	ZP B	heute (Nachfrage)	
Gesamtbedarf				1.120.235	1.088.267	1.208.010	1.076.514	Summe
Netto-Importquote				4,4%	1,3%	1,2%	6,3%	
Importiere Kraftstoffe				46.959	14.180	14.728	66.172	BLE
sonstiger Importbedarf (Festbrennstoffe)				-	-	-	1.920	FAO, Eurostat
INSGESAMT o. Importe	1.183.831	1.198.950	1.280.424	1.078.960	1.074.087	1.193.282	1.008.422	BLE, FNR
Festbrennstoffe Summe (TJ)	644.473	676.320	748.320	600.412	630.662	745.707	656.056	Öko et al.
Holz / Festbrennstoffe (TJ)	644.473	648.320	648.320	k.A.	k.A.	k.A.		
Festbrennstoffe Paludikultur (38.000 bis 75.000) (TJ)		28.000	28.000	k.A.	k.A.	k.A.		
Festbrennstoffe Acker (TJ)		-	72.000					
Festbrennstoffe Acker - Fläche (ha)	-	-	400.000				10.500	FNR
Paludikultur - Fläche (ha)	-	186.667	186.667					
Kraftstoffe Summe (TJ)	104.877	125.532	133.304	104.877	125.532	133.304	113.000	BLE, mit Importen
Diesel 1. Generation (TJ)	37.895	14.180	14.728	37.895	14.180	14.728		
EtOH-1. Generation (TJ)	20.566	4.518	4.985	20.566	4.518	4.985		
Flächenbedarf Diesel - 1. Gen. Flächenbedarf EtOH - 1. Gen.				731.563	273.753	284.326		
notwendige Ackerfläche [ha] 1. Generation Fuels	1.116.694	358.353	377.669	1.116.694	358.353	377.669	1.000.000	FNR
EtOH-2. Generation (Stroh)	45.600	40.659	44.861	17.995	40.659	44.861	-	
BTL/Diesel 2. Generation		28.361	29.456	-	28.361	29.456		
(Acker)Fläche für BtL	-	211.964	220.151	-	211.964	220.151		
Diesel aus Reststoffen (Used Cooking Oil)		k.A. - in vergärbaren Resten inkl.	37.814	39.275	28.421	37.814	39.275	
Biogas Summe (TJ) (Reste & Nawaro)	388.881	318.625	314.665	373.671	317.893	314.271	305.538	Öko et al.
--> Biogas aus Nawaro ergibt sich aus Flächenpotenzial	277.746	155.474	151.514	k.A.	k.A.	k.A.	1.353.000	
Gas aus Reststoffen	111.135	163.151	163.151	k.A.	k.A.	k.A.		
Ackerfläche für Biogas (Nawaro) (ha) =Residualfläche (o. Paludikultur)	1.683.306	1.079.682	1.052.181				1.353.000	FNR
Summe Fläche ohne Paludikulturen	2.800.000	1.650.000	2.050.000				2.363.500	FNR
Summe Fläche mit Paludikulturen	2.800.000	1.836.667	2.236.667					

Quelle: Eigene Berechnung für die Szenarien, heute – siehe Tabelle

12.4.4. Kernbotschaften energetische Biomassepotenziale

Gegenüber 2015 steigt der Bedarf nach energetischer Biomasse zur Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030 nur leicht an. Allerdings war ein restriktiverer Biomasseeinsatz auch Voraussetzung bei der Modellierung.

Die leicht erhöhte Nachfrage nach Bioenergie¹¹⁷ der Sektoren kann in den Zielpfaden durch die folgenden Entwicklungen bedient werden:

- Erschließung des Potenzials von Rest- und Abfallstoffen in der Biogaserzeugung (Gülle und Siedlungsabfälle)
- Verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen der zweiten Generation im Zielpfad (Bioethanol aus Stroh, Einsatz von Altfett (Used Cooking Oil) etc.)
- Nutzung von wiedervernässten Mooren als Paludikulturen zur Erfüllung der Nachfrage nach fester Biomasse zur energetischen Verwertung
- Anbau von Holz auf Ackerflächen in Kurzumtriebsplantagen zur Erfüllung der Nachfrage nach fester Biomasse zur energetischen Verwertung.

Zudem konnte bei den oben angenommenen Entwicklungen der Anteil der importierten Biomasse (vor allem im Verkehrssektor) im Vergleich zum Jahr 2015, aber auch im Vergleich zur Referenz weiter verringert werden (siehe Tabelle 12-14). Gleichzeitig sinkt durch den verstärkten Einsatz von Rest- und Abfallstoffen die Anbaufläche zur Energiepflanzenproduktion in den Zielpfaden. Der Einsatz verschiedener Pflanzen (Zweikulturen, auch Blümmischungen und Grasschnitt) als Alternative zu Mais kann trotz geringerer Erträge die Nachfrage nach Biogas decken.

Zur Erschließung des verfügbaren Potenzials an Rest- und Abfallstoffen sind vielfältige Anstrengungen erforderlich. So erfordert z.B. das Einsammeln und die Umwandlung verfügbarer Altfette oder auch die Bergung und Umwandlung des Strohs zur Nutzung als Biokraftstoff einer kompletten Logistik und Infrastruktur. Ebenso muss der Anbau von Holz in Kurzumtriebsplantagen auf Ackerflächen frühzeitig eingeplant werden, da die Umtriebszeit von Pflanzung bis Ernte auch sieben bis zehn Jahren beträgt.

Die Analyse zeigt, dass bei einem restriktiven Biomasseeinsatz und der Erschließung des Potenzials an vorhandenen Rest- und Abfallstoffen ausreichend heimische Biomasse aus nachhaltiger Produktion zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung steht. Die Kernfrage lautet daher, wie kann eine politische Lenkung zur Begrenzung der Biomassenachfrage gelingen, damit indirekte Effekte durch einen hohen Biomasseeinsatz verhindert werden können.

¹¹⁷ In den Szenarien wurden Nachfrage und Potenzial stofflich genutzter Biomasse nicht näher betrachtet. Frei werdende Flächen aus der Energiepflanzenproduktion kann theoretisch in den Zielszenarien für den Anbau stofflicher Biomasse genutzt werden. Allerdings wird durch die Ausweitung des Ökolandbaus und die Wiedervernässung der Moore der Flächendruck weiter steigen. Nach den Annahmen in den betrachteten Szenarien kann damit eine stark erhöhte Nachfrage nach stofflicher Biomasse nur bedingt über heimische Rohstoffe gedeckt werden.

13. Bewertung der Pfade und Schlussfolgerung

In der Gesamtbewertung der Zielpfade lässt sich festhalten, dass beide insgesamt positive wirtschaftliche Effekte aufweisen. Unterschiede zeigen sich zwischen den Zielpfaden, teilweise aber auch im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus. Die Zielpfade weisen Handlungsspielräume auf und dienen als Anker und Orientierung für die politische Diskussion.

Einordnung Zielpfad A

Zielpfad A ist auf eine effizienzorientierte Modernisierung der Wirtschaft in allen Sektoren ausgelegt. Dadurch werden Innovationen und Investitionen angestoßen, die technologischen Fortschritt stimulieren und Lerneffekte erlauben. Gleichzeitig können mit den Innovationen Märkte frühzeitig erschlossen oder Marktpositionen verbessert werden, mit positiven Effekten für die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen. Zielpfad A verringert durch die Effizienzorientierung die Endenergienachfrage deutlich. Dies erhöht die Klimaschutzwirkung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf Basis von Windkraft und Photovoltaik und begrenzt die Notwendigkeit zusätzliche Biomassepotenziale verfügbar zu machen. Dem Investitionsbedarf in Zielpfad A stehen deutliche Einsparungen gegenüber, die über die Zeit eine Rendite abwerfen. Zielpfad A stellt sich sowohl in den einzelnen Sektoren als auch in ihrer Interaktion in der Gesamtwirtschaft positiver dar als Zielpfad B, erfordert in einigen Handlungsfeldern aber auch deutlich höhere Investitionen.

Einordnung Zielpfad B

Zielpfad B ist auf eine Wirtschaftsstruktur mit hohem Strom- und Biomassebedarf ausgerichtet. In allen Sektoren werden Investitionen in strombasierte Technologien oder treibhausgasarme Brennstoffe durchgeführt. Effizienzpotentiale werden weniger stark als in ZP A genutzt oder werden nur zweitrangig zur Erreichung der Sektorziele berührt. Dadurch konzentrieren sich die Investitionen auf die Energiewirtschaft, weitere Innovationspotentiale in anderen Sektoren bleiben teilweise ungenutzt, so dass auch entsprechende Märkte nicht erschlossen werden. Auch wenn der inländische Investitionsbedarf leicht unter dem des effizienzorientierten Zielpfads A bleibt, stehen den Investitionen geringere Einsparungen von Brennstoff- bzw. Betriebskosten gegenüber, so dass im Saldo eine geringere Rendite erzielt werden kann. Dies spiegelt sich auch in den gesamtwirtschaftlichen Effekten sowie den Beschäftigungseffekten wider, die im Zielpfad B hinter denen des Zielpfads A zurückbleiben. Darüber hinaus wird durch den verstärkten Einsatz von PtX die Importabhängigkeit von anderen Ländern erhöht. Ebenso erhöht der Einsatz (und Import) von PtX den Strombedarf im Ausland mit möglichen ökologischen Folgen.

Klimaschutz erfordert entschlossene Mobilisierung von Innovationen und Investitionen

Selbstverständlich stellen sich für die Umsetzung beider Zielpfade Herausforderungen, die nicht übergangen werden dürfen und Hinweise für ein mögliches Maßnahmenprogramm liefern können. Im Vordergrund steht für beide Zielpfadkombinationen, dass eine deutliche Mobilisierung bzw. Stimulation von zusätzlichen Innovationen und Investitionen nötig ist, um die Pfade zu begehen. Gerade im Bereich der Gebäudesanierung und Infrastruktur für Elektromobilität fallen Investitionen anfangs an, denen erwartete Einsparungen erst über die Zeit gegenüberstehen und eine Rendite versprechen. Mögliche Hemmnisse, die diesen nötigen (Anfangs-)Investitionsaktivitäten entgegenstehen, unterscheiden sich zwischen den Sektoren und bedürfen unterschiedlicher Stimulationsstrategien. Impulse der aktuellen Politik reichen hier nicht aus, um die klimapolitische Zielsetzung zu erreichen. Daher sind zusätzliche Politikmaßnahmen zwingend erforderlich.

Langfristige Perspektive in den Vordergrund rücken: Ziele für 2030 müssen im Einklang mit Langfristzielen sein

Herausforderungen ergeben sich auch im Hinblick auf eine längerfristige Perspektive. Ein Blick oder Hinwirken alleine auf das Zieljahr 2030 für die Sektorziele reicht nicht aus, um das langfristige Treibhausgasminderungsziel der Bundesregierung oder die Treibhausgasminderungsziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen. Dies bedeutet, dass auf das Jahr 2030 ausgerichtete Strategien zu Lock-in Effekten führen können, die kurzfristig zwar günstiger scheinen, aber langfristig höhere Kosten mit sich bringen. Um langfristig effektiv und effizient Klimaschutz zu stimulieren, müssen daher Gelegenheitsfenster, wie Ohnehin-Erneuerungen, und Dynamiken von teilweise sehr langen Investitionszyklen optimal genutzt werden. Parallel muss Forschung und Entwicklung kontinuierlich vorangetrieben werden, um für die Zeit nach 2030 vorbereitet zu sein.

Den Übergang bewältigen: Strukturwandel/Beschäftigung/Soziales

Um den Übergang in eine treibhausgasneutrale Ökonomie zu ermöglichen, sind neue emissionsarme Technologien ebenso nötig, wie Veränderungen in Wirtschaftsstrukturen, in Berufsspektren und in Routinen des alltäglichen Lebens. All diese Veränderungen stellen Herausforderungen an Akteure auf allen Ebenen dar und erfordern Strategien und Ideen, diese zu bewältigen. Neue Technologien erfordern den Aufbau neuer (oder die Anpassung bestehender) inländischer Wertschöpfungsstrukturen. Als prominentes Beispiel sei hier die Elektromobilität genannt. Für den Übergang sind verstärkt Fachkräfte und Experten gefragt, deren Ausbildung und gezielte Beschäftigung sichergestellt werden muss. Schon heute übersteigt die Nachfrage nach Fachkräften für bspw. Gebäudesanierung die bestehenden Kapazitäten. Auch regionale oder strukturelle Veränderungen müssen bewältigt werden. Der Wegfall von Beschäftigungsfeldern mit regionalen Auswirkungen erfordert die Schaffung neuer Perspektiven für betroffene Regionen und Branchen (Braunkohle, Fahrzeugbau). Soziale Aspekte müssen berücksichtigt und Verzerrungen vermieden werden.

Sektorübergreifend denken

Auch auf der Ebene von Ressourcen oder begrenzter Verfügbarkeit von Vorleistungen und Produkten stellen sich Herausforderungen, die sektorübergreifend angegangen werden müssen. Prominente Beispiele stellen eine begrenzte Verfügbarkeit an Biomasse als treibhausgasneutraler Brennstoff in verschiedenen Darreichungsformen oder Strom aus erneuerbaren Energien als klimafreundliche Alternative dar. Ein systemischer Ansatz muss gewählt werden, um konkurrierende Bedarfe zu erfüllen und alternative Ansätze und Investitionen zu befördern.

Schlussfolgerungen für ein umfassendes Maßnahmenprogramm 2030

Einige dieser Herausforderung können durch den Markt selbst gelöst werden. Viele Unternehmen warten aber auf ein verlässliches Signal der Bundesregierung und stehen bereit, in klimaschutzfreundliche Technologien oder Ansätze zu investieren oder sind hier bereits aktiv darin. Andere Herausforderungen benötigen Stimulation und Planungssicherheit, um Handeln zu induzieren. Daraus ergeben sich Schlussfolgerungen für die Erarbeitung eines Maßnahmenprogramms für die Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans mit Perspektive in das Jahr 2050. Die Folgenabschätzung hebt hervor, dass sich eine Strategie mit Betonung auf Energieeffizienz volkswirtschaftlich vorteilhaft darstellt. Sie hebt auch hervor, dass frühzeitiges Handeln notwendig ist, insbesondere hinsichtlich Infrastruktur mit langen Planungszeiträumen und Lebensdauern. Zur Überwindung von Investitions- und Umsetzungshemmnissen können und sollten Maßnahmen konzipiert werden, die

entsprechende Anreize setzen. Diese Maßnahmen müssen auch sektorübergreifend ausgerichtet sein, um Konkurrenzen in Biomassenutzung, Stromeinsatz, Infrastrukturentwicklung aufzulösen oder zumindest gering zu halten. Hier kommt der im Klimaschutzplan vorgesehenen Umgestaltung von Abgaben und Umlagen sowie Maßnahmen zur Bepreisung von Treibhausgasemissionen eine große Bedeutung zu. Als besonders wichtig wird erachtet, dass Politiken und Maßnahmen für alle Akteure transparent und glaubhaft sind und Planungssicherheit bieten, um ihre Lenkungswirkung zu entfalten. Dazu gehört auch, dass sie effektiv und effizient ausgestaltet sind und soziale und Verteilungseffekte berücksichtigt werden. Da Verteilungseffekte erst auf Instrumentenebene wirklich zum Tragen kommen, müssen sie ein unabdingbarer Bestandteil der Folgenabschätzungen der Maßnahmen sein. Eine besondere Aufgabe für die Maßnahmengestaltung ist auch, dass sie die Attraktivität von Investitionen und Aktivitäten steuern. Gelegentlich sind klimafreundliche Wege unbequemer oder weniger attraktiv, dies trifft bspw. auf Effizienzmaßnahmen oder Einsparmaßnahmen zu, die hohe Investitionen benötigen oder alltägliche Routinen betreffen. Eine besondere Aufmerksamkeit bei der Ausgestaltung und eine kommunikative Begleitung mit entsprechendem (ggf. zielgruppenspezifischen) Framing kann die Umsetzungsbereitschaft und –wahrscheinlichkeit deutlich erhöhen.

14. Literaturübersicht

Literaturverzeichnis

- AGEB (2015): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2013. Online verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz13d.xlsx, zuletzt geprüft am 24.07.2015.
- AGEB (2018): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017. Unter Mitarbeit von DIW Berlin und EEFA. Hg. v. AG Energiebilanzen. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 03.12.2018.
- Bertelsmann Stiftung (2015): Kommunale Sozialausgaben – Wie der Bund sinnvoll helfen kann. Online verfügbar unter <https://www.wegweiser-kommune.de/documents/10184/17495/Kommunale+Sozialausgaben.pdf/9e61d5ce-3321-4dcf-ab71-a4b38fbod5a2>, zuletzt geprüft am 11.10.2018.
- Beuth HS; IFEU (2017): Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. Beuth Hochschule für Technik Berlin (Beuth HS); ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU). Online verfügbar unter https://prof.beuth-hochschule.de/fileadmin/prof/jochum/Downloads/Anlagenpotenzial_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- BfN (2015): Windenergieanlagen auf Waldstandorten. Naturschutzfachliche Aspekte in Deutschland, Österreich und der Schweiz. Hg. v. Gaugitsch H., Schwarz B., Weiss M. BfN (BfN-Skript, 428). Online verfügbar unter <https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript428.pdf>, zuletzt geprüft am 05.07.2018.
- Bloomberg New Energy Finance (2017): Lithium-ion battery costs & market. Online verfügbar unter <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2017.
- BMWi (2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). (Stand: Februar 2018). Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt geprüft am 26.06.2018.
- Breitschopf, Barbara; Nathani, Carsten; Resch, Gustav (2013): Employment Impact Assessment Studies-Is There a Best Approach to Assess Employment Impacts of RET Deployment. In: *Renewable Energy L. & Pol'y Rev.*, S. 93.
- Brosowski, André; Adler, Philipp; Erdmann, Georgia; Stinner, Walter; Thrän, Daniela; Mantau, Udo (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status Quo in Deutschland. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe, 36), zuletzt geprüft am 19.04.2018.
- Bundesregierung (2007): Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt. Kabinettsbeschluss vom 7. November 2007. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/biologischevielfalt/Dokumente/broschuere_biolog_vielfalt_strategie_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

- Bundesregierung (2017a): Projektionsbericht 2017 für Deutschland. gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2017/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=217, zuletzt geprüft am 08.09.2017.
- Bundesregierung (2017b): Stickstoffeintrag in die Biosphäre. Erster Stickstoff-Bericht der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/stickstoffbericht_2017_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2018.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU. Berlin.
- Cuhls, C.; Mähl, B.; Clemens, J. (2015): Ermittlung der Emissionssituation bei der Verwertung von Bioabfällen, UBA Texte 39/2015, FKZ 206 33 326 & 3709 44 320. Umweltbundesamt.
- dena (2010): dena-Sanierungsstudie. Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/bau/9122_dena-Sanierungsstudie_Teil_1.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2018.
- dena (2011): dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/bau/9120_dena-Sanierungsstudie_Einfamilienhaeuser_Teil_2.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2018.
- Destatis (2016): Holznutzungsstatistik. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/WaldundHolz/Tabellen/HolzeinschlagDeutschland.html>, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- Deutsche Windguard GmbH (2017): Installierte Windenergieleistung in Deutschland. Stand 31.Dezember 2017. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland>, zuletzt geprüft am 26.06.2018.
- Deutscher Bundestag (2016): Auswirkungen des Einsatzes von Nitrifikations - Auswirkungen des Einsatzes von Nitrifikations- und Ureasehemmern in der Landwirtschaft. Sachstand. Hg. v. Deutscher Bundestag. WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/blob/492262/a8c531e50113e5aco8b3b5988f3dc595/wd-8-079-16-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 05.07.2018.
- Diekmann, Jochen; Eichhammer, W.; Rieke, H.; Schломann, B.; & Ziesing, H. J. (1999): Energie-Effizienz-Indikatoren. Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis. Heidelberg: Physica.
- Doll, Claus; Eichhammer, W.; Fleiter, T.; Ragwitz, Mario; Schade, Wolfgang; Schleich, Joachim et al. (2008): Wirtschaftlicher Nutzen des Klimaschutzes. Kostenbetrachtung ausgewählter Einzelmaßnahmen der Meseberger Beschlüsse zum Klimaschutz. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau (Climate Change, 14/08), zuletzt geprüft am 03.05.2018.

- Drösler et al. (2012): Beitrag ausgewählter Schutzgebiete zum Klimaschutz und dessen monetäre Bewertung (BfN-Skript 328).
- Drösler et al. (2013): Klimaschutz durch Moorschutz. Schlussbericht des Vorhabens „Klimaschutz-Moornutzungsstrategien“ 2006- 2010. Online verfügbar unter https://www.wiso.boku.ac.at/fileadmin/data/H03000/H73000/H73300/pub/2011/2011_Forschungsbericht_Moorschutz.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2018.
- Europäische Kommission (Hg.) (2017): Inception Impact Assessment: Revision of the Shipping MRV Regulation. Ref. Ares(2017)3112662. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2017-3112662_en, zuletzt geprüft am 18.09.2017.
- FiBL (2017): Ökologisierung der Landwirtschaft in Deutschland - 2050. Materialband.
- Flessa, H.; Greef, J. M.; Hofmeier, M.; Dittert, K.; Ruser, R.; Osterburg, B. et al. (2014): Minderung von Stickstoff-Emissionen aus der Landwirtschaft. Nitrifikationsinhibitoren, eine Option zur Minderung der N₂O-Emission? Hg. v. BMEL (Forschung Themenheft 1/2014).
- Fraunhofer IEE (IEE) (2018): Zwischenbericht Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Unter Mitarbeit von Uwe Hoffstede, Manuel Stelzer, Dr. Henning Hahn, Michael Beil, Dr.-Ing Bernd Krautkremer, Julia Kasten et al. Fraunhofer IEE (IEE). Kassel, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Consentec; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU) (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 4: Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 29.07.2018.
- Fraunhofer ISI (2016): Energiespeicher-Monitoring 2016. Online verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/Energiespeicher-Monitoring-2016_Web.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2017.
- Fürst, Peter; Kühne, Rainer (2010): Straßenverkehrslärm. Eine Hilfestellung für Betroffene. Arbeitsring Lärm der DEGA (ALD). Online verfügbar unter <http://www.ald-laerm.de/fileadmin/ald-laerm.de/Publikationen/Druckschriften/Strassenverkehrslaerm.pdf>, zuletzt geprüft am 14.06.2017.
- Gornig, Martin; Kaiser, Christian; Michelsen, Claus (2015): Bauwirtschaft: Sanierungsmaßnahmen ohne Schwung, Wohnungsneubau mit zweiter Luft. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (DIW Wochenbericht, 49.2015).
- Holzhey, Michael (2010): Schienennetz 2025/2030. Ausbaukonzeption für einen leistungsfähigen Schienengüterverkehr in Deutschland. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4005.pdf>, zuletzt geprüft am 10.04.2018.
- IWU (2014a): Häuser sparsamer als verlangt - Investive Mehrkosten bei Neubau und Sanierung - Einfamilienhäuser. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Online verfügbar unter https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/flyer/Mehrkosten_geg_EnEV_EFH_End.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2018.

- IWU (2014b): Häuser sparsamer als verlangt - Investive Mehrkosten bei Neubau und Sanierung - Mehrfamilienhäuser. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Online verfügbar unter https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/flyer/Mehrkosten_geg_EnEV_MFH_End.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2018.
- Kasten, Peter; Mottschall, Moritz; Köppel, Wolfgang; Degünther, Charlotte; Schmied, Martin; Wüthrich, Philipp (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.
- Keuneke, Rita; Dumont, Ulrich; Anderer, Pia; Massmann, Edith; Moser, Albert; Kasper, Ulf et al (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ild Wasserkraft. Wissenschaftlicher Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Ingenieurbüro Flöckmühle; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen; Hydrotech Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt mbH; Fichtner Water & Transportation GmbH.
- Konstantin, Panos (Hg.) (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (VDI-Buch).
- Lam, Shu Kee; Suter, Helen; Mosier, Arvin; Chen, Deli (2017): Using nitrification inhibitors to mitigate agricultural N₂O emission: A double-edged sword? In: *Global Change Biology* 2017, February 2017 (Volume 23, Issue 2), S. 485–489.
- Mantau, Udo; Gschwantner, Thomas; Paletto, Alessandro; Mayr, Marian L.; Blanke, Christian; Strukova, Evgeniya et al. (2016): From inventory to consumer biomass availability—the ITOC model. In: *Annals of Forest Science* 73 (4), S. 885–894. DOI: 10.1007/s13595-016-0582-1.
- Matthes, Felix Chr.; Flachsbarth, Franziska; Loreck, Charlotte; Hermann, Hauke; Falkenberg, Hanno; Cook, Vanessa (2018): Zukunft Stromsystem. Teil2: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Studie für WWF Deutschland. Hg. v. WWF Deutschland. Öko-Institut; Prognos. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-II-Regionalisierung-der-erneuerbaren-Stromerzeugung.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2018.
- Meo Carbon Solutions (2014): Marktanalyse nachwachsende Rohstoffe. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow, Köln. Online verfügbar unter <https://fnr.de/marktanalyse/marktanalyse.pdf>, zuletzt geprüft am 05.07.2018.
- Miller, Joshua (2016): Reducing CO₂ emissions from road transport in the European Union: An evaluation of policy options. Online verfügbar unter http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EU-CO2-policies_201606.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2016.
- Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten (2014): Flächenversiegelung durch Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz. Antwort auf eine kleine Anfrage der Abgeordneten Christine Schneider, Christian Baldauf und Martin Brandl (CDU). Landtag Rheinland-Pfalz (Drucksache, 16/4316). Online verfügbar unter <https://www.landtag.rlp.de/landtag/drucksachen/4316-16.pdf>, zuletzt geprüft am 27.06.2018.
- Oehmichen, Katja; Klatt, Susanne; Gerber, Kristin; Polley, Heino; Röhling, Stefi; Dunger, Karsten (2018): Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutzpräferenz und Trendfortschreibung.

- Szenariientwicklung, Ergebnisse und Analyse. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen Report, 59).
- Öko-Institut (2017a): Dokumentation des TCO-Kostenrechner Elektromobilität im Forschungsvorhaben ePoweredFleets. Online verfügbar unter <http://elektromobilitaethamburg.de/laufende-projekte/flottenprojekte/epowered-fleets-hamburg/dokumentation/>, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- Öko-Institut (2017b): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 - Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter https://www.agora-energien.de.de/fileadmin2/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2018.
- Öko-Institut (2017c): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energien.de.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- Öko-Institut (2018): Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie: Status quo und Projektion. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Hauke Hermann, Katja Schumacher, Hannah Förster (Climate Change 18/2018).
- Öko-Institut; DLR; infras; IFEU; tipping points (2017): Renewbility. Online verfügbar unter <http://www.renewbility.de/renewbility-3/ergebnisse/>, zuletzt geprüft am 17.07.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 29.07.2018.
- Osterburg, Bernhard; Rüter, Sebastian; Freibauer, Annette; Witte, Thomas de; Elsasser, Peter; Kätsch, Stephanie et al. (2013): Handlungsoptionen für den Klimaschutz in der deutschen Agrar- und Forstwirtschaft. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig (Thünen Report, 11).
- Pentalateral Energy Forum Support Group 2 (PLEF SG2) (2018): Generation Adequacy Assessment 2018. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 02.08.2018.
- Perner, Jens; Unteutsch, Michaela; Lövenich, Andrea (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics. Berlin.
- Peters, Jürgen (2011): Erneuerbare Energien - Flächenbedarf und Landschaftsentwicklung. Hochschule für nachhaltige Entwicklung Eberswalde. Bayerische Akademie Ländlicher Raum, 2011. Online verfügbar unter http://www.akademie-bayern.de/imgspdfs/events/2011/20110716_folien_peters.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2018.
- Pfennig, Maximilian; Gerhardt, Norman; Pape, Carsten; Böttger, Diana (2017): Mittel- und Langfristige Potenziale von PtL und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenver-

kehrts unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

- Pfluger, Benjamin; Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda; Elsland, Rainer; Fleiter, Tobias et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 2: Modelle und Modellverbund. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Technische Universität Wien; M-Five; TEP Energy GmbH. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-2-modelle-und-modellverbund.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- Porsch, Lukas; Sutter, Daniel; Maibach, Markus; Preiss, Philipp; Müller, Wolf (2014): Leitfaden zur Nutzen-Kosten-Abschätzung umweltrelevanter Effekte in der Gesetzesfolgenabschätzung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Ecologic; infras; IER. Dessau (Texte, 01/2015). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/leitfaden-zur-nutzen-kosten-abschaetzung>, zuletzt geprüft am 27.06.2018.
- Prognos; IFEU; IWU (2015): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Erstellt im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitforschung zur ESG. Unter Mitarbeit von N. Thamling, M. Pehnt und J. Kirchner. Hg. v. Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE).
- Prognos; UMSICHT; DBFZ (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Berlin, Basel, Leipzig, Oberhausen. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Prognos-Endbericht_Fluessige_Energietraeger_Webfinal.pdf, zuletzt geprüft am 04.12.2018.
- Prognos AG; Ecofys; dena; PricewaterhouseCoopers (PWC) (2017): Gesamtwirtschaftliche Einordnung der ESG. Studie im Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. BMWi-Projekt-Nr.: 102/16-01-1. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/gesamtwirtschaftliche-einordnung-esg.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- Prognos AG; Fichtner GmbH & Co. KG (2017): Wissenschaftlicher Zwischenbericht - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II: Windenergie auf See. Unter Mitarbeit von Marcus Koepp, Leonard Krampe, Frank Peter, Paul Wendring, Christin Herber, Maik Richter et al. Prognos AG, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- Prognos AG, energynautics GmbH, GWS mbH (2014): Impactanalyse für den Klimaschutzplan NRW. Unter Mitarbeit von Marcus Koepp und et. al. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140926_Prognos_LandNRW_Bericht_Impactanalyse_NRW.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- Prognos AG, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 24.07.2015.

- Reise, Judith; Hennenberg, Klaus; Winter, Susanne; Winger, Christian; Höltermann, Anke (2017a): Analyse und Diskussion naturschutzfachlich bedeutsamer Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur. Bonn: Bundesamt für Naturschutz (BfN-Skript, 427).
- Reise, Judith; Wenz, Elena; Kukulka, Florian; Linde, Andreas; Winter, Susanne (2017b): Bewertung der Waldbiodiversität der WEHAM-Szenarien. In: *AFZ-DerWald* (13), 32-24.
- Ricardo Energy & Environment (2017): European heavy-duty vehicles efficiency technology potential and cost. Hg. v. International Council on Clean Transportation (ICCT), zuletzt geprüft am 31.05.2017.
- Rosenkranz, Lydia; Seintsch, Björn (2017): Ökonomische Analysen der Szenarien. In: *AFZ-DerWald* (13), S. 24-26.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2015): Stickstoff. Lösungsstrategien für ein dringendes Umweltproblem. Sondergutachten.
- Sanders, J. (2015): Analyse der wirtschaftlichen Lage ökologisch wirtschaftender Betriebe im Wirtschaftsjahr 2013/14. Hg. v. Thünen-Institut für Betriebswirtschaft. Braunschweig. Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/institute/bw/Downloads/Bericht_Oeko_WJ1314.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2018.
- Schade, Wolfgang; Zanker, Christoph; Kühn, André; Hettesheimer, Tim (2014): Sieben Herausforderungen für die deutsche Automobilindustrie. Strategische Antworten im Spannungsfeld von Globalisierung, Produkt- und Dienstleistungsinnovationen bis 2030. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG (Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung, 40).
- Scheftelowitz, Mattes; Daniel-Gromke, Jaqueline; Denysenko, Velina; Hillebrand, Konrad; Krautz, Alexander; Lenz, Volker et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse. Wissenschaftlicher Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH; Bosch & Partner GmbH; Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ; INL - Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Scheurer, Marco; Sacher, Frank; Brauch, Heiz-Jürgen (2014): Abschlussbericht: Studie zur Bedeutung von Nitrifikations- und Ureaseinhibitoren für die Roh- und Trinkwasserbeschaffenheit in Deutschland. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn.
- Schmied, Martin; Wüthrich, Philipp; Zah, Rainer; Althaus, Hans-Jörg; Friedl, Christa (2014): Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). *infras; Quantis*. Dessau-Roßlau (Texte, 20/2015).
- Schubert, Markus; Kluth, Tobias; Nebauer, Gregor; Ratzenberger, Ralf; Kotzagiorgis, Stefanos; Butz, Bernd et al. (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht. Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Intraplan Consult (Intraplan); Beratergruppe Verkehr + Umwelt (BVU); Ingenieurgruppe IVV (IVV); Planco Consulting (Planco). Freiburg, München, Aachen, Essen.
- Schukraft, Christoph (2018): Beschäftigungseffekte in der Automobilindustrie durch die Elektrifizierung des Antriebsstrangs. Masterarbeit. Karlsruher Institut für Technologie (KIT); Fraunhofer ISI.

- Schwepe-Kraft, B. (1998): Monetäre Bewertung von Biotopen. Bundesamt für Naturschutz. Bonn-Bad Godesberg.
- Smart, Gavin; Smith, Aaron; Warner, Ethan; Sperstad, Iver Bakken; Prinsen, Bob; Lacal-Arantequi, Roberto (2016): IEA Wind Task 26: Offshore Wind Farm Baseline Documentation. National Renewable Energy Lab. (NREL); United States (Golden, CO). Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66262.pdf>, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- SSP Consult (2017): Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr. Mittelfristprognose 2016/2017. BMVI. Online verfügbar unter https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Verkehrsprognose/Verkehrsprognose_winter_2016_2017.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.07.2017.
- Statista (2018): Installierte Offshore-Windenergieleistung in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/270822/umfrage/installierte-windenergieleistung-auf-see-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 07.05.2018.
- Statistisches Bundesamt (2018): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung - Arbeitsunterlage Investitionen – 2. Vierteljahr 2018. Wiesbaden (Artikelnummer: 5811108183224). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/Inlandsprodukt/InvestitionenPDF_5811108.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 27.11.2018.
- Statistisches Bundesamt (StBA) (2018): Verbraucherpreisindizes für Deutschland- Eilbericht - Fachserie 17 Reihe 7 - Mai 2018. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/VerbraucherpreiseMEPDF/VerbraucherpreiseME2170700182054.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 29.06.2018.
- TEEB DE (2016): Naturkapital Deutschland. Ökosystemleistungen in ländlichen Räumen. Grundlage für menschliches Wohlergehen und nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung. Hg. v. Haaren, Christina von und Albert, Christian. Leibniz Universität Hannover, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ. Hannover, Leipzig.
- The Boston Consulting Group (BCG); Prognos AG (2018): Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI). Unter Mitarbeit von Philipp Gerbert, Patrick Herhold, Jens Buchhardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner et al. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI). Online verfügbar unter <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>, zuletzt geprüft am 06.07.2018.
- Thrän, D. et al. (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). DBFZ (20.04.2018). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/01_Monitoring_ZB_Mai_2015.pdf, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- Thünen Institut (2018): Thünen-Baseline 2017 - 2027. Agrarökonomische Projektionen für Deutschland. Unter Mitarbeit von Offermann F, Banse M, Freund F, Haß M, Kreins P, Laquai V, Osterburg B, Pelikan J, Rösemann C, Salamon P. Thünen Institut. Braunschweig (Thünen Report, 56). Online verfügbar unter https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen-Report_56.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2018.

- Trapp, Jan Hendrik; Schneider, Stefan; Arndt, Wulf-Holger; Libbe, Jens; Mottschall, Moritz; Bergmann, Thomas (2017): Ressourcenleichte zukunftsfähige Infrastrukturen (RELIS). umweltschonend, robust, demografiefest.
- Tuck, Sean L.; Winqvist, Camilla; Mota, Flávia; Ahnström, Johan; Turnbull, Lindsay A.; Bengtsson, Janne (2014): Land-use intensity and the effects of organic farming on biodiversity. A hierarchical meta-analysis. In: *The Journal of applied ecology* 51 (3), S. 746–755. DOI: 10.1111/1365-2664.12219.
- Umweltbundesamt (UBA) (2018): Methodenkonvention 3.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Kostensätze. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-19_methodenkonvention-3-0_methodische-kostensaetze.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2018.
- Wietschel, Martin; Gnann, Till; Kühn, André; Plötz, Patrick; Moll, Cornelius; Speth, Daniel et al. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik (ISI); Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik (IML); PTV Transport Consult; TU Hamburg-Harburg; M-Five. Karlsruhe.
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben lic Solare Strahlungsenergie. Online verfügbar unter <https://www.clearingstelle-eeg.de/files/zwischenbericht-vorhaben-2c.pdf>, zuletzt geprüft am 23.10.2017.
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg; Bosch & Partner GmbH (2018): Zwischenbericht Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Unter Mitarbeit von Tobias Kelm, Jochen Metzger, Henning Jachmann, Dieter Günnewig, Michael Püschel, Sven Schicketanz et al.

15. Anhang 1 Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050 (Stand 17.4.2018)

15.1. Demographische und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

15.1.1. Bevölkerungsentwicklung

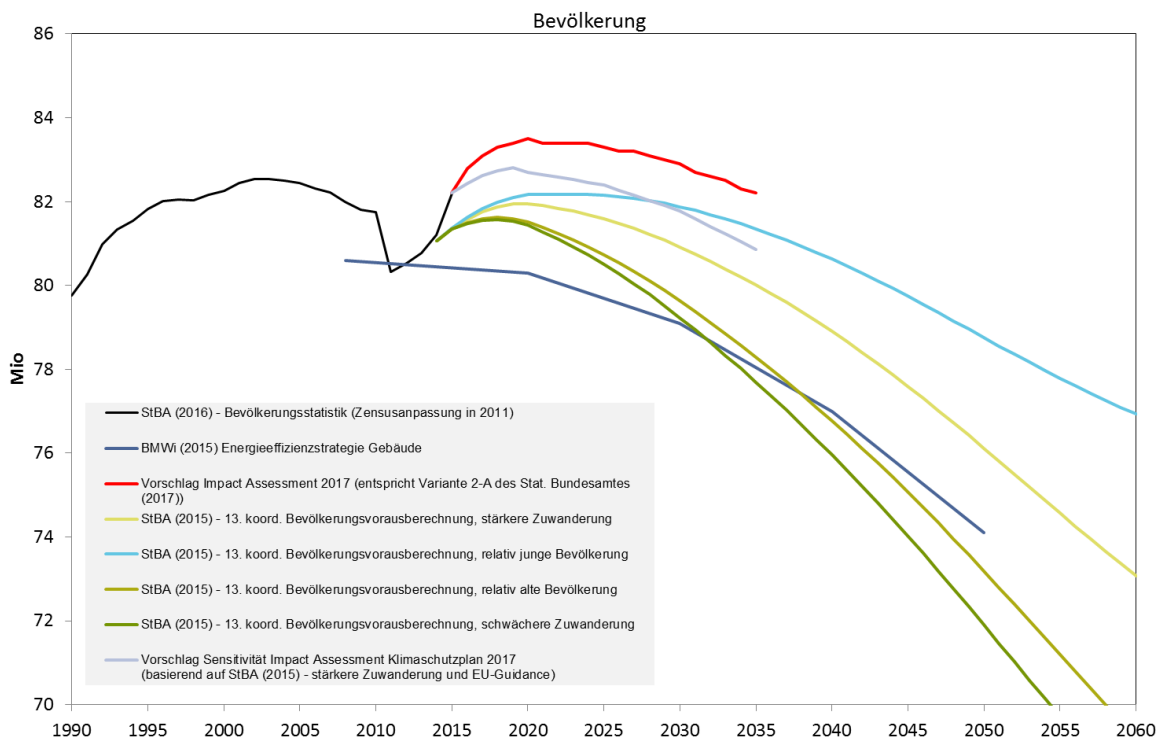
Die Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 leiten sich aus den aktuellen Angaben und der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes – stärkere Zuwanderung (StBA 2009, 2015, 2016 a, 2017) ab. Eine ausführlichere Beschreibung der Projektionen und ihrer Annahmen ist im Rahmendatenkapitel des Projektionsberichts 2017 (Bundesregierung 2017) gegeben. Abweichend vom Projektionsbericht 2017 wird für das Impact Assessment vorgeschlagen, den aktuellen Entwicklungen Rechnung zu tragen und das Wachstum zwischen 2015 und 2020 stärker zu berücksichtigen. Die Fortschreibung baut auf der Aktualisierung der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Basis 2015, Variante 2-A. stärkere Zuwanderung auf. Die Bevölkerungsentwicklung ist für die Entwicklung der Wohnflächen sowie den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte von Bedeutung.

Einen Überblick über verschiedene Projektionen enthält die Abbildung 15-1. Als Hintergrundinformation sei vermerkt: Die dargestellten fünf verschiedenen Varianten der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes unterscheiden sich in den Annahmen zur Geburtenrate, Lebenserwartung und zum Wanderungssaldo in der Zukunft: Die Variante „Kontinuität bei schwächerer Zuwanderung“ geht von einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 130.000 Personen pro Jahr aus, die Variante „Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“ geht von einem höheren durchschnittlichen Zuwanderungssaldo von 230.000 Personen pro Jahr aus. Die Variante „Relativ junge Bevölkerung“ nimmt eine höhere Geburtenhäufigkeit mit einem Anstieg von 1,4 auf 1,6 Kinder pro Frau bis zum Jahr 2028 an bei einer durchschnittlichen stärkeren Nettozuwanderung von 230.000 Personen pro Jahr. Die Variante „Relativ alte Bevölkerung“ basiert auf der Annahme einer gleichbleibenden Geburtenhäufigkeit von 1,4 Kindern pro Frau, einem Anstieg der Lebenserwartung für Frauen und Männer und einer schwächeren Zuwanderung (Variante „Schwächere Zuwanderung“). Die Variante mit stärkerer Zuwanderung wurde Anfang 2017 aktualisiert. Sie geht von einer höheren Geburtenrate von 1,5 Kindern je Frau aus, der Wanderungssaldo sinkt von 750.000 im Jahr 2016 auf 200.000 im Jahr 2021 und bleibt danach konstant.

Die Annahmen in der EU-Guidance zu den Kerngrößen der Bevölkerungsmodellierung sind von der Europäischen Kommission im Ageing Report (EC 2015) für jedes EU-Land dargelegt und entsprechen in etwa denen der 13. Bevölkerungsvorausberechnung. Für Deutschland wird im Ageing Report eine Geburtenrate angenommen, die kontinuierlich bis auf 1,6 Kinder pro Frau ansteigt, die Lebenserwartung steigt auf 89,1 Jahren für Mädchen bei Geburt in 2060 (85,2 für Jungen) und die Nettozuwanderung liegt bei knapp 230.000 Personen in 2020, bleibt auf hohem Niveau über 200.000 bis 2030 und sinkt anschließend bis zum Jahr 2060 auf knapp unter 100.000 ab.

Die in der Energieeffizienzstrategie Gebäude des BMWi aus dem Jahr 2015 (Prognos et al. 2015) angenommenen Bevölkerungsprojektionen basieren noch auf der 12. Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes vor der Zensusanpassung und liegen daher kontinuierlich niedriger.

Abbildung 15-1: Aktuelle Bevölkerungsprojektionen im Vergleich



Quelle Eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (StBA) (2009, 2015, 2016 a, 2017a), EC (EU-Guidance 2016)

Die für das Hauptszenario des Impact Assessments vorgeschlagenen Datenpunkte sind damit die folgenden:

- ▶ **2015:** 82,2 Mio. Einwohner
- ▶ **2020:** 83,5 Mio. Einwohner
- ▶ **2025:** 83,3 Mio. Einwohner
- ▶ **2030:** 82,9 Mio. Einwohner

Es wird zusätzlich noch ein Sensitivitätsszenario vorgeschlagen, welches den Trend der EU-Guidance ab 2020 fortschreibt. In den Jahren 2015 bis 2020 wird das nicht korrigierte jährliche Wachstum der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes bei stärkerer Zuwanderung herangezogen.

Die Datenpunkte des Sensitivitätsszenarios sind damit wie folgt:

- ▶ **2015:** 82,2 Mio. Einwohner
- ▶ **2020:** 82,7 Mio. Einwohner
- ▶ **2025:** 82,4 Mio. Einwohner
- ▶ **2030:** 81,8 Mio. Einwohner

Die Wachstumsraten der oben gezeigten Projektionen sind in unten stehender Tabelle zusammengefasst, der Vorschlag für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 ist hervorgehoben.

Tabelle 15-1: Projizierte Wachstumsraten der Bevölkerung in % im Vergleich

	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035
	durchschnittlich jährliches Wachstum			
StBA (2015) - 13. koord. Bevölkerungsvorausberechnung, ...				
... <i>schwächere Zuwanderung</i>	0,02%	-0,23%	-0,32%	-0,39%
... <i>stärkere Zuwanderung</i>	0,15%	-0,09%	-0,16%	-0,23%
... <i>relativ junge Bevölkerung</i>	0,19%	0,00%	-0,07%	-0,13%
... <i>relativ alte Bevölkerung</i>	0,04%	-0,19%	-0,27%	-0,34%
EU-Guidance (2014)	-0,02%	-0,07%	-0,12%	-0,23%
StBA (2017) - 13. koord. Bevölkerungsvorausberechnung				
... <i>stärkere Zuwanderung, aktualisiert (Variante 2A)</i>	0,31%	-0,05%	-0,10%	-0,17%
EU-Guidance (2016)	-0,12%	-0,08%	-0,15%	-0,21%
BMWi (2015) Energieeffizienzstrategie Gebäude		-0,15%	-0,15%	-0,27%
Projektionsbericht 2017 (basierend auf EU-Guidance 2016)	-0,12%	-0,08%	-0,15%	-0,21%
Vorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2017 (basierend auf StBA (2017) - aktualisierte stärkere Zuwanderung)	0,31%	-0,05%	-0,10%	-0,17%
Vorschlag Sensitivität Impact Assessment Klimaschutzplan 2017 (basierend auf StBA (2015) - stärkere Zuwanderung und EU-Guidance)	0,15%	-0,08%	-0,15%	-0,21%

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

15.1.2. Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

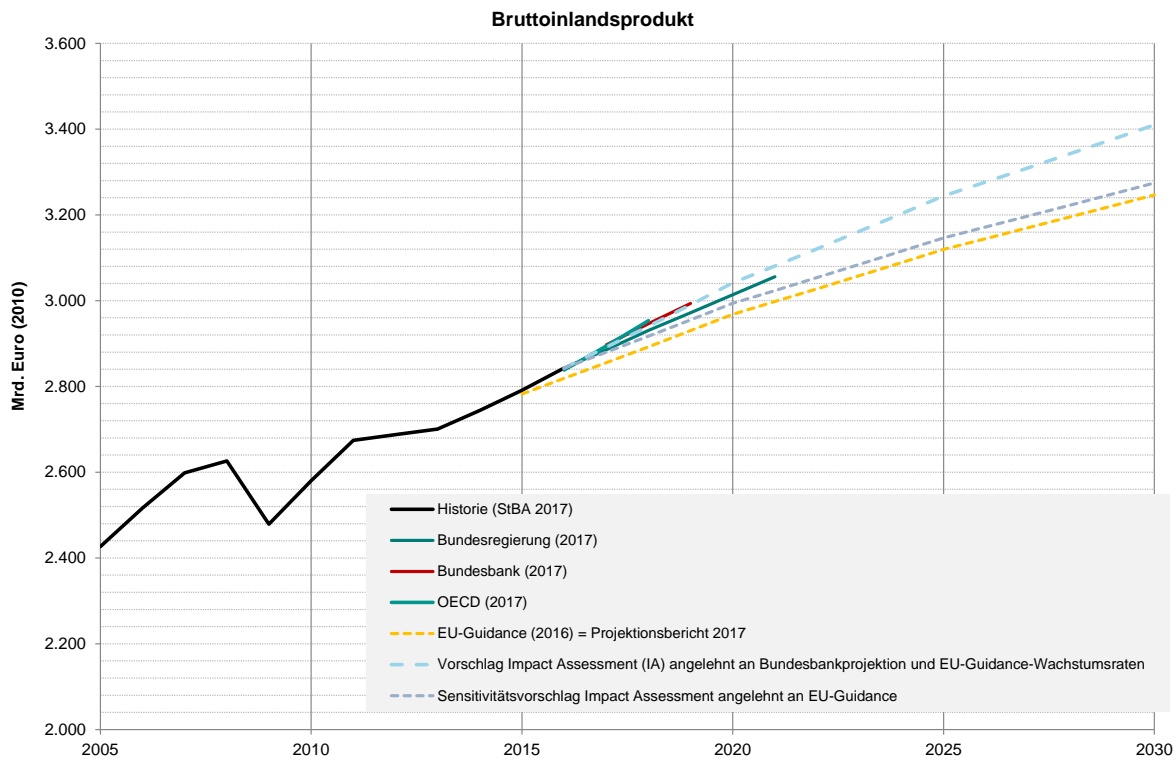
Für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung wurden die neuesten Frühjahrsprojektionen verschiedener Organisationen (Frühjahrsprojektion der Bundesregierung (BMWi/BMF 2017), Deutsche Bundesbank (2017), OECD (2017)) hinzugezogen und im Vergleich zu den Annahmen im Projektionsbericht 2017 betrachtet.

Bei der Betrachtung der EU-Guidance, die Grundlage für den Projektionsbericht 2017 war, wird deutlich, dass sich aktuell ein leicht höheres Wachstum realisiert hat, als in der EU-Guidance gegeben (1,5% p.a. aktuell versus 1,3% p.a. EU-Guidance). Daher wird für das Impact Assessment vorgeschlagen, der Projektion der Bundesbank bis zum Jahr 2019 zu folgen und die in der EU-Guidance vorgegebenen Wachstumsraten (zeitlich verschoben) anzuschließen. Damit wird ein deutlich positiveres Wirtschaftswachstum als im Projektionsbericht 2017 angenommen.

Die vorgeschlagene Sensitivitätsprojektion nimmt hingegen an, dass das Wirtschaftswachstum ab sofort (d.h. ab 2017) auf dem EU-Guidance-Pfad liegen wird. Der Unterschied zwischen der Hauptvariante für das Impact Assessment und der Sensitivitätsvariante liegt also darin, zu welchem Zeitpunkt auf den EU-Guidance-Pfad geschwenkt wird.

Die zugehörigen Wachstumsraten sind in Abbildung 15-2 dargelegt. Die Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 sind farblich hervorgehoben.

Abbildung 15-2: Vergleich aktueller und vergangener Projektionen des Bruttoinlandsproduktes



Quelle: Eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (StBA2017b), Projektionsbericht (2017), EC (EU-Guidance 2016), Bundesbank (2017), OECD (2017).

Die zugehörigen Wachstumsraten sind in Tabelle 15-1 dargelegt. Die Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050 sind farblich hervorgehoben.

Tabelle 15-1: Durchschnittliche, jährliche Wachstumsraten des realen Bruttoinlandsproduktes für Deutschland in verschiedenen Projektionen, sowie Vorschläge für das Impact Assessment des Klimaschutzplans 2050

	2016-2018	2015-2020	2020-2025	2025-2030
Bundesregierung (2017)	1,5%	1,6%		
Deutsche Bundesbank (2017)	1,7%			
OECD (2017)	2,0%			
EU-Guidance (2016) = Projektionsbericht (2017)	1,3%	1,3%	1,0%	0,8%
Vorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2050 (angelehnt an Bundesbankprojektion und die EU-Guidance-Wachstumsraten – zeitlich verzögert)	1,7%	1,7%	1,3%	1,0%
Sensitivitätsvorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2050 (angelehnt an EU-Guidance)	1,3%	1,3%	1,0%	0,8%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der oben angegebenen Quellen

15.1.3. Diskontrate

Die Diskontrate wird benötigt, um Zahlungsströme (auch Kosten und Einsparungen), die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, zu vergleichen. Konkret wird durch Diskontierung ein Gegenwartswert zukünftiger Zahlungsströme erzeugt. Aufgrund einer allgemein angenommenen Gegenwartspräferenz, welche Ausdruck in einer positiven Diskontrate findet, werden weiter in der Zukunft liegende Zahlungsströme niedriger gewichtet (d.h. Zahlungsströme in der Gegenwart werden gegenüber zukünftigen Zahlungsströmen bevorzugt).

Anhaltspunkte für die Festlegung eines geeigneten Zinssatzes bieten die folgenden Empfehlungen oder Studien:

- i. Die Europäische Kommission spricht Empfehlungen für Diskontsätze in der Durchführung von Impact Assessments aus, die in der Better Regulation Toolbox [1] bzw. in den Better Regulation Guidelines [2] dargelegt sind. Dort wird als soziale Diskontrate, also die Diskontrate aus der gesellschaftlichen Perspektive, ein Wert von 4% real pro Jahr (zur Anwendung auf Kosten und Erlöse in konstanten Preisen) empfohlen.
- ii. In der UBA-Methodenkonvention werden ebenfalls Konventionen zur Diskontrate festgelegt.¹¹⁸ Hier wird zwischen kurzfristigen Zeiträumen (bis ca. 20 Jahre) und generationenübergreifenden, weiter in der Zukunft liegenden Zeiträumen unterschieden. Für den Zeitraum bis ca. 20 Jahre ist mit einer Diskontrate von 3% p.a. zu rechnen, für weiter in Zukunft reichende Zeiträume mit 1,5% p.a.¹¹⁹
- iii. Für die Bewertungen des Bundesverkehrswegeplan 2030 des Bundesministeriums für Verkehr wurde eine Diskontrate in Höhe von real 1,7% (auf Basis der sozialen Zeitpräferenzrate) verwendet. Auch bei Verwendung eines alternativen Diskontierungsmotivs (Opportunitätskostenansatz) ergibt sich ein Wert nahe 2 % p.a. (real)¹²⁰.
- iv. Eine weitere Orientierung für langfristige Diskontraten bietet die Gutachtliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich (Oktober 2015).¹²¹ Diese erachtet methodische Grundlage des EIOPA-Stresstests (Europäische Aufsichtsbehörde für das Versicherungswesen) als „die bestmögliche Zinsschätzung“ zur Abdiskontierung von künftigen Zahlungsströmen. Diese kommt zu dem Ergebnis, dass sich der Zinssatz in der langen Frist einem (nominalen) Zinssatz von 4,2 % annähert. Dieser setzt sich aus einer Inflationserwartung von 2 % und einem Realzinssatz von 2,2 % zusammen.

[1] EC (2015): Better Regulation "Toolbox"; http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/br_toolbox_en.pdf

[2] EC (2015): Better Regulation Guidelines; http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/swd_br_guidelines_en.pdf

¹¹⁸ UBA (2012) Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf

¹¹⁹ Zusätzlich ist geboten, bei generationenübergreifenden Betrachtung eine Sensitivitätsrechnung mit einer Diskontrate in Höhe von 0% durchzuführen. Der wichtigste Unterscheidungsgesichtspunkt beim UBA liegt in der individuellen und der intergenerationellen Nutzendiskontierung. Aus individueller Perspektive werden die künftigen Einnahmen oder Ausgaben geringer bewertet und eine Diskontierung ist sinnvoll. Aus intergenerationeller Sicht, die den Nutzen der künftig lebenden Generation mit der heute lebenden Generation vergleicht, gibt es keinen Anhaltspunkt, warum der Nutzen künftiger Generationen geringer bewertet werden sollte.

¹²⁰ Informationen zur Herleitung befinden sich im FE-Bericht zur Weiterentwicklung der BVWP-Methodik: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/BVWP/bvwp-2015-ueberpruefung-nka-endbericht.pdf?__blob=publicationFile

¹²¹ http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stresstestkernenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=3 bieten

Bei der Diskontierung sind die gesellschaftliche und die private Perspektive zu unterscheiden. Private Akteure stellen in ihren Investitionsentscheidungen in der Regel höhere Verzinsungsansprüche als die Gesellschaft als Ganzes, da sie das Risiko individuell tragen müssen, woraus andere Diskontierungsfaktoren resultieren.¹²² Bei privaten Akteuren (Unternehmen, Haushalte) spielen individuelle Entscheidungs-, Finanz- und Risikosituationen eine bestimmende Rolle. Die Europäische Kommission merkt daher an, für die Betrachtung/Modellierung von Investitionsentscheidungen privater Akteure eine höhere Diskontrate anzulegen als für die Betrachtung der sozialen Kosten, die aus der gesellschaftlichen Perspektive erfolgt. Für Unternehmen kann dafür die Capital Asset Pricing Method (CAPM) verwendet werden, die die Kapitalkosten mit dem Investitionsrisiko verknüpft. Auch ein sog. Weighted Average Cost of Capital (WACC - *gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten*) kann verwendet werden, der von KPMG in der Kapitalkostenstudie 2016 mit 7,1% berichtet wird¹²³.

Für das **Impact Assessment** der Sektorziele 2030 steht die gesellschaftliche Perspektive im Vordergrund mit dem Ziel, die Nettokosten zu bewerten, die für die Gesellschaft zur Erfüllung der Zielpfade entstehen können. Dafür soll in der *Hauptvariante* als ein Näherungsmittelwert der vom UBA vorgeschlagenen Diskontsätze für die kurze und lange Perspektive eine reale Diskontrate von 2% p.a. angesetzt werden. Diese spiegelt auch die Annahmen in anderen Studien wider und reflektiert das derzeit geringe Zinsniveau. Als *Sensitivitätsvariante* wird vorgeschlagen, die gesellschaftliche Perspektive auf Basis der Better Regulation Guidelines der Europäischen Kommission mit einer Diskontrate von 4% zu verfolgen. Diese Diskontrate wurde auch in Studien angewendet, die dem Impact Assessment als Informationsbasis dienen können (bspw. Klimaschutzszenario 2050, Projektionsbericht 2017), und erlaubt daher Konsistenz und Vergleichsmöglichkeiten.

Hervorzuheben ist noch einmal, dass diese sozialen Diskontraten nicht die Perspektive privater Akteure widerspiegeln, die in Entscheidungen über Investitionen zum Tragen kommt und durch individuelle Entscheidungskalküle und unterschiedliche Hemmnisse geprägt ist, bspw. Risikoaversion, hyperbolisches Diskontieren, Notwendigkeit kurzer Amortisationszeiten, beschränkter Zugang zu Finanzmitteln, Informationsasymmetrien etc..

¹²² EC (2015): Better Regulation "Toolbox"; http://ec.europa.eu/smart-regulation/guidelines/docs/br_toolbox_en.pdf

¹²³ Quelle: <https://home.kpmg.com/de/de/home/newsroom/press-releases/2016/11/kapitalkostenstudie-2016.html>. Im Jahr 2014 berichtete KPMG: „Der durchschnittliche WACC (Weighted Average Cost of Capital, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) war weitgehend stabil und lag bei 7,8 Prozent (im Vorjahr 7,7 Prozent). Er variierte je nach Branche zwischen 7,2 und 8,2 Prozent“ (<https://audit-committee-institute.de/24793.htm>). Auch andere Unternehmensberatungen oder Institute berichten regelmäßig WACCs, bspw. PwC in ihren Kapitalmarktdatentools (<http://pwc-tools.de/kapitalkosten/>).

15.2. Projektion der Entwicklung der Primärenergiepreise und der Treibhausgas-Emissionsberechtigungen

15.2.1. Annahme zur Entwicklung des USD-Wechselkurses

Der USD-Wechselkurs ist eine zentrale Annahme, da Steinkohle und Rohöl auf den Weltmärkten in dieser Währung gehandelt werden. Die vorgeschlagenen Rahmendaten übernehmen die Wechselkursannahme aus dem EU-Referenzszenario 2016 (dort auf S. 47):

- 2015: 1,12 USD/EUR, linear ansteigend bis 2025
- 2025: 1,20 USD/EUR, danach konstant

Tabelle 15-2: Annahme zum USD-Wechselkurs bis 2035

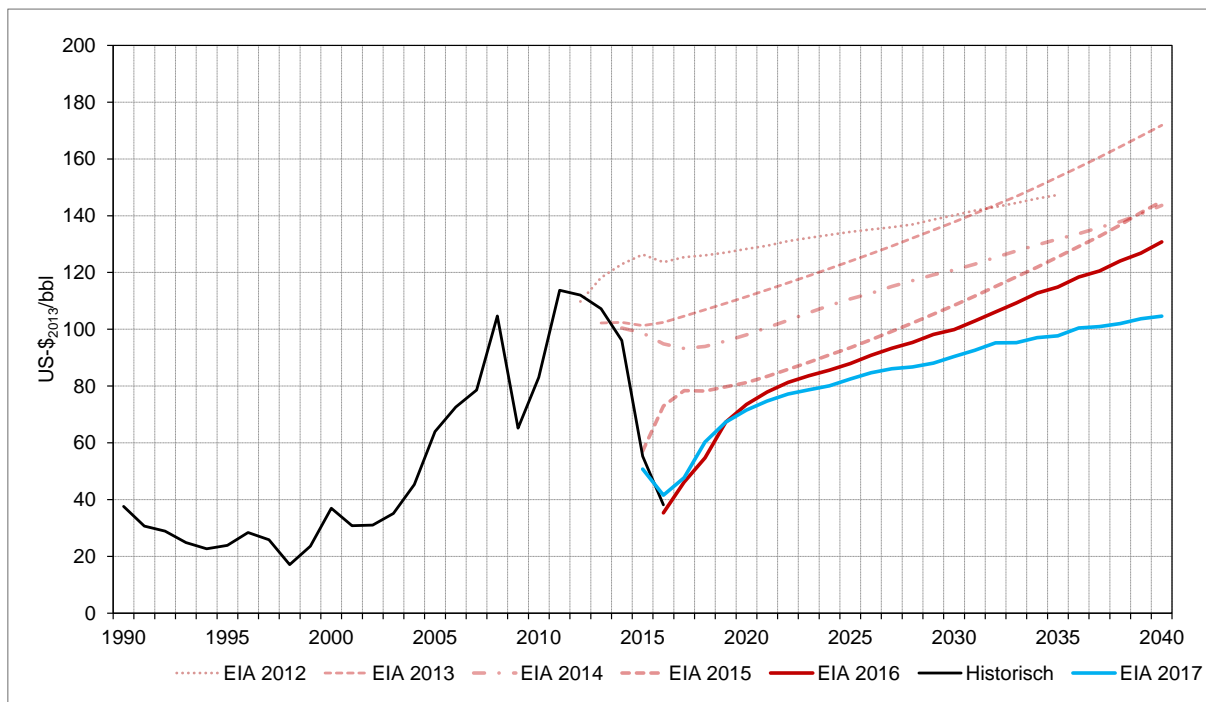
2015	2020	2025	2030	2035
1,12	1,16	1,20	1,20	1,20

Quelle: EU Reference Scenario 2016

15.2.2. Preisprojektionen für Rohöl, Steinkohle und Erdgas

Die aktuellen Weltmarktpreise für Rohöl liegen weiterhin auf niedrigem Niveau (etwa 50\$/Barrel) und deutlich unter den Projektionen, die noch vor wenigen Jahren von den gängigen Institutionen wie U.S. Energy Information Administration (EIA) und International Energy Agency (IEA) angesetzt wurden. Abbildung 15-3 zeigt, wie die Ölpreisprojektionen der EIA in den letzten Jahren deutlich abgesenkt wurden. Die aktuelle Projektion der EIA (in blau) geht nach wie vor von einer Erholung der Rohölpreise aus (auf rund 80 \$ / Barrel bis 2025).

Abbildung 15-3: Ölpreisprojektionen der EIA, 2012–2017



Quelle: EIA Annual Energy Outlooks 2012–2017

Der Preis für Rohöl im internationalen Markt (hier derjenige für die Rohölsorte Brent als internationaler Marker-Preis) zeigt schon länger als erwartet einen fallenden Trend. In der Vergangenheit wurde im Allgemeinen damit gerechnet, dass auf Grund der global wachsenden Brennstoffnachfrage die teurere, unkonventionelle Förderung (vorrangig in den USA) in naher Zukunft wieder preissetzend sein wird. Angenommen wird zur Kostendeckung dort i. d. R. ein Mindestniveau von 60 \$ / Barrel (ausführliche Argumentation z. B. im World Energy Outlook der IEA). Dieser Wert ist seit 2015 unterschritten. Unterschätzt wurden allerdings sowohl Kostensenkungspotentiale als auch die Beständigkeit und die Flexibilität der US-Förderung bei geringen Ölpreisen.

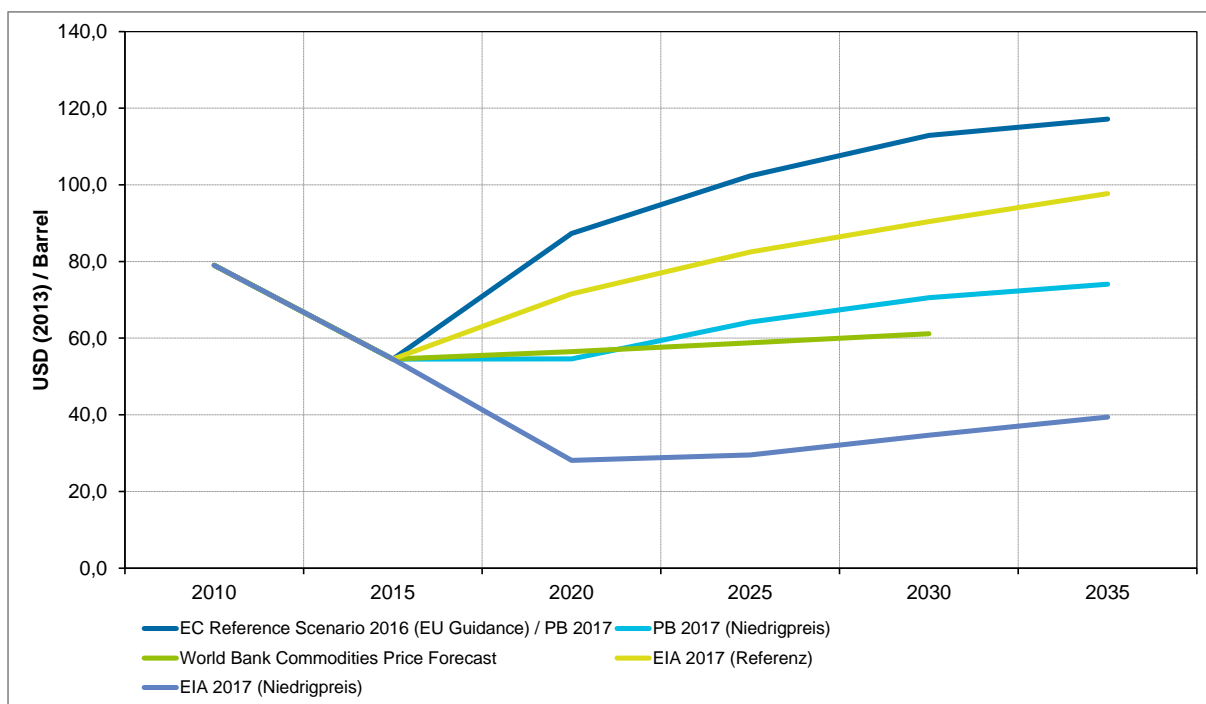
Auf den Brennstoffmärkten besteht damit Unsicherheit über die weitere Preisentwicklung: Einerseits wird in den USA trotz geringer Preise stärker gefördert als erwartet, andererseits haben die geringen Preise durchaus zu einem Rückgang der Investitionen in den USA und einer Drosselung der OPEC-Förderung geführt. Grundsätzlich ist ein mittelfristiger Preisanstieg damit nach wie vor wahrscheinlich. Wann dieser kommt, wie lange er anhalten wird und ob darauf ein weiterer Preisverfall folgt, ist schwer einzuschätzen. Als sicher kann nur gelten, dass sich in der jeweils kurzen Frist deutlich volatilere Ölpreistrends ergeben können.

Dementsprechend gehen die Einschätzungen der verschiedenen Prognoseinstitute stark auseinander. Die folgenden Tabellen und Abbildungen vergleichen die Rahmendaten des Referenzszenarios der Europäischen Kommission („EU Guidance 2016“), die im Projektionsbericht 2017 wie empfohlen als Grundlage verwendet wurde, das Niedrigpreisszenario aus dem Projektionsbericht 2017 sowie die gegenwärtigen Einschätzungen der Weltbank und der U. S. Energy Information

Administration.¹²⁴ Abbildung 15-4 zeigt zunächst die Preisprojektionen für Rohöl (für die Sorte Brent).

Die Weltbank geht von dauerhaft nahezu konstant niedrigen Preisen aus, dies entspricht bis 2020 etwa dem Niedrigpreisszenario des Projektionsberichts, welches danach im Gegensatz zur Weltbank wieder ansteigt. Die EIA geht im Referenzszenario ihres Annual Energy Outlook 2017 wieder von steigenden Preisen aus. Das Niedrigpreis-Szenario der EIA setzt noch 2017 einen Einbruch des Ölpreises auf 25 \$/Barrel an, der sich erst gegen 2040 wieder auf das heutige Niveau erholt. Deutlich sichtbar ist der Preisfad der EU Guidance 2016 bzw. des Projektionsberichts 2017 mit den höchsten Preisen.

Abbildung 15-4: Vergleich der Preisprojektionen für Rohöl



Quelle: EIA AEO 2017, Projektionsbericht 2017, World Bank Commodities Price Forecast Januar 2017, EC 2016

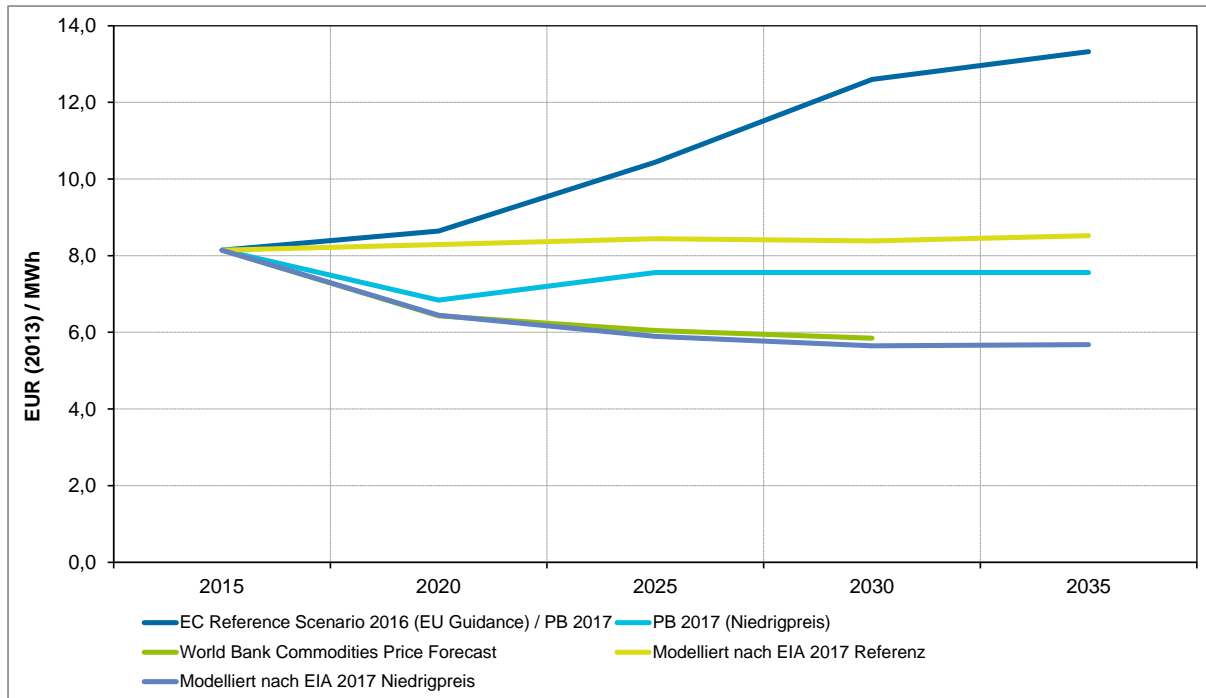
Erfahrungsgemäß bewegen sich die Weltmarktpreise für Erdgas und Steinkohle mit einer gewissen Reaktionszeit gemeinsam mit dem Ölpreis. Dementsprechend ist das Verhältnis der Projektionen für diese Energiepreise mit dem der Ölpreise vergleichbar (siehe folgende Abbildungen für Kohle und Gas). Die EIA stellt keine Projektion für europäische Kohle- und Gaslieferungen zur Verfügung, die dargestellten Gas- und Kohlepreise werden mit Hilfe einer langjährigen Regressionsanalyse (1980 bis 2016) aus der Ölpreisprojektion der EIA modelliert.¹²⁵

¹²⁴ Zur Umrechnung wurde der untere Heizwert von 5,88 GJ/boe, eine Inflationsrate von 1,0 % für den EUR und 1,7 % für USD, ein Wechselkurs entsprechend dem EU Reference Szenario 2016 von 1,12 \$/€ in 2012, in der Projektion dann ansteigend auf 1,2 \$/€ in 2025 (danach konstant) angesetzt.

¹²⁵ Eingesetzt wird ein lineares Modell, das aus einer Regressionsanalyse historischer Gas- bzw. Kohlepreise (Grenzübergang D) jeweils mit 1 bzw. 2 Quartalen Verzögerung gegen den Rohölpreis erzeugt wird. Zusätzlich wird wie in den Projektionen des IEA World Energy Outlook angenommen, dass sich Gas- und Kohlepreis von diesem langjähri-

Die Steinkohlepreise (Abbildung 15-5) zeigen eine ähnliche Charakteristik. Der Preisfad der Weltbank (mit einem Transportaufschlag von 1,1 € / MWh, da dort Bezugspreise frei australischer Häfen angegeben sind) deckt sich fast exakt mit dem Modellierungsergebnis nach EIA 2017 (Niedrigpreis). Beide Preispfade zeigen eine fallende Tendenz. Wie beim Ölpreis liegt die Modellierung nach EIA 2017 (Referenz) nahe am Niedrigpreisszenario des Projektionsberichts 2017, das nach EIA 2015 (Niedrigpreis) modelliert worden war.

Abbildung 15-5: Vergleich der Preisprojektionen für Steinkohle

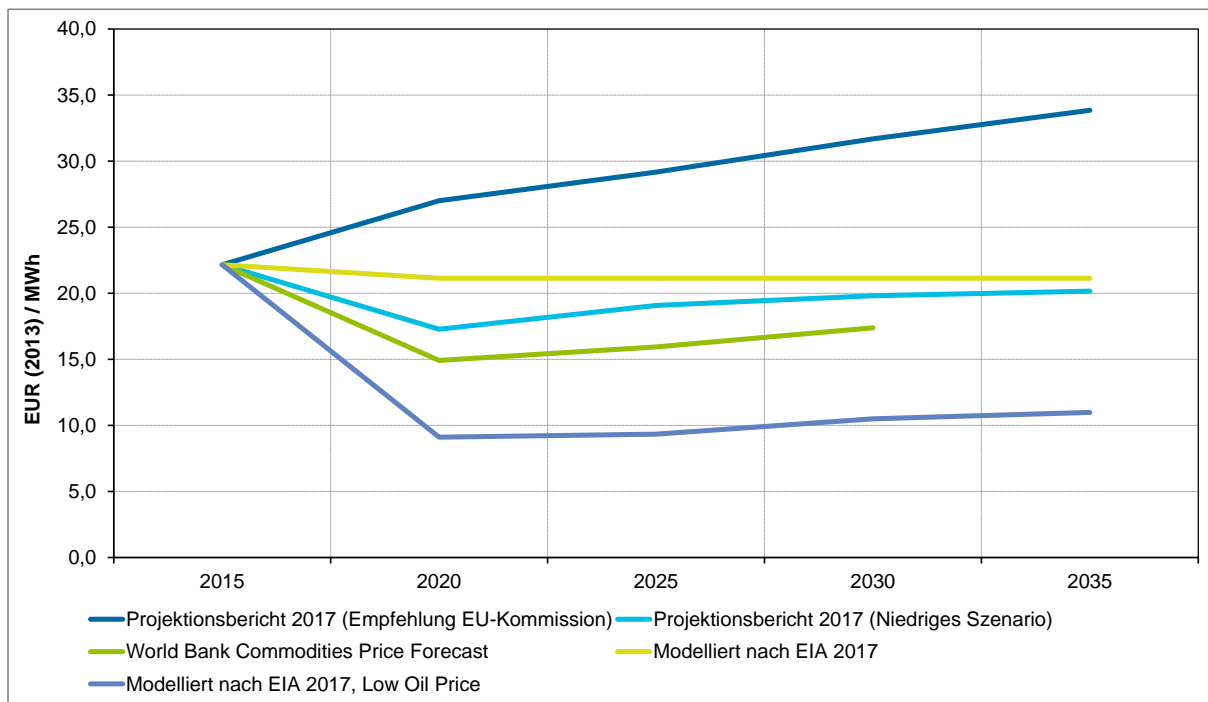


Quelle: EIA AEO 2017, Projektionsbericht 2017, World Bank Commodities Price Forecast Januar 2017, EC 2016b

Bei den Gaspreisen (Abbildung 15-6) zeigt sich eine ähnliche Entwicklung wie bei Steinkohle, deutlich erkennbar an der Nähe von Projektionsbericht 2017 (Niedrigpreisszenario nach EIA 2015) und EIA 2017 (Referenz). Die Projektion der Weltbank liegt allerdings deutlich über dem Modellierungsergebnis nach EIA 2017 (Niedrigpreis), wieder zeigen beide Preispfade eine leicht steigende Tendenz.

gen Verhältnis im Lauf der Zeit nach unten abkoppeln; dies wird abgebildet durch einen sukzessive ansteigenden Dämpfungsfaktor (Gas: auf 25% bis 2035, Kohle: auf 40 % bis 2035).

Abbildung 15-6: Vergleich der Preisprojektionen für Erdgas



Quelle: EIA AEO 2017, Projektionsbericht 2017, World Bank Commodities Price Forecast Januar 2017

15.2.3. Rahmendaten der Preise für Steinkohle, Erdgas und Rohöl

Bei der Auswahl der Rahmendaten muss ein Kompromiss zwischen praktischen Erwägungen und Plausibilität gefunden werden. Grundsätzlich erleichtert es die Vergleichbarkeit mit den Projektionsberichten, wenn auf die empfohlenen Rahmendaten der EU-Kommission abgestellt wird. Auch für die Ausarbeitung der nationalen Energie- und Klimapläne wird die Kommission voraussichtlich Rahmendaten vorgeben, die möglicherweise eher in der Größenordnung des letzten Projektionsberichts liegen.

Durch zu hohe Preisannahmen kann jedoch die Modellierung erheblich verfälscht werden. In einer Modellierung mit zu hohen Energiepreisen erscheint ein technologischer Wandel hin zu erneuerbaren Energien ohne weitere Maßnahmen wirtschaftlich darstellbar, während er in der Realität mit geringen Preisen noch nicht zu erwarten ist. Andererseits besteht das Spezifikum in der deutschen Stromerzeugung, dass hohe Weltmarktpreise für Steinkohle und Erdgas kurz- bis mittelfristig zu höheren Emissionen führen, weil der Preisabstand zur Braunkohle größer wird.

Als Kompromiss wird vorgeschlagen, als Standardfall auf den Preispfad der EIA 2017 abzustellen, der im Vergleich zum Projektionsbericht niedriger ist. Hierzu wird für das Rohöl die EIA-Referenzprognose (2017) übernommen, die Preise für Steinkohle und Erdgas werden darauf aufbauend modelliert unter der Maßgabe, dass Kohle- und Gaspreis nicht fallen können, wenn der Ölpreis steigt.

Zusätzlich sollte mit einem Hochpreisszenario gearbeitet werden, um einen Korridor für die Analysen aufzuspannen und die Vergleichbarkeit zum Projektionsbericht herzustellen. Die vorgeschlagenen Preispfade sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 15-3: Vergleich der vorgeschlagenen Energiepreisprojektionen

		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Historische Preise €2013/MWh Hi	Rohöl Brent	36,5	29,8				
	Steinkohle	10,4	8,1				
	Erdgas	22,7	22,2				
Rohöl EIA 2017 (\$2013/bbl)	<i>Rohöl Brent</i>	<i>79,0</i>	<i>54,5</i>	<i>71,6</i>	<i>82,5</i>	<i>90,4</i>	<i>97,7</i>
Referenzszenario EIA 2017 €2013/MWh Hi	Rohöl Brent	EIA 2017		37,8	42,1	46,1	49,9
	Steinkohle	Modell		10,9	10,9	10,9	10,9
	Erdgas	Modell		21,1	21,1	21,1	21,1
Hochpreisszenario Projektionsbericht 2017 €2013/MWh Hi	Rohöl Brent			46,1	52,2	57,6	59,8
	Steinkohle			8,6	10,4	12,6	13,3
	Erdgas			27,0	29,2	31,7	33,8

Quelle: EIA Annual Energy Outlook 2017; Projektionsbericht 2017

Modellierung der Steinkohle- und Erdgaspreise nach dem im AEO 2017 projizierten Rohölpreis

15.2.4. Preisprojektionen für Braunkohle

Tabelle 15-4: Kostenannahmen der Braunkohleförderung für den Projektionsbericht 2017

	2015	2020	2025	2030	2035
Kurzfristige variable Kosten	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Versunkene Kosten	3,2	3,2	0,6	0,6	0,6
Langfristige Betriebskosten	1,5	1,5	4,1	4,1	4,1
Summe	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2

Quelle: Öko-Institut 2017

Für die Braunkohle wird dieselbe Preisstruktur wie im Projektionsbericht 2017 vorgeschlagen, bei der die Vollkosten der Förderung inflationsbereinigt konstant bei 6,2 EUR/MWh bzw. 1,7 EUR/GJ und die Grenzkosten der Förderung ebenfalls konstant bei 1,5 EUR / MWh bzw. 0,6 EUR/GJ liegen. Gleichzeitig sinkt mit Blick auf Jahre, die weiter in der Zukunft liegen, der Anteil der versunkenen Kosten. Der Ansatz beruht auf einer ausführlichen Analyse der wirtschaftlichen Strukturen der Braunkohlenförderung (Öko-Institut 2017).

15.2.5. Preise für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen

Die Preise für THG-Emissionsberechtigungen im EU-ETS (EUA) lagen in den letzten Jahren deutlich unter den Erwartungen. Im Projektionsbericht 2017 wurde die Empfehlung der EU-Kommission übernommen, die einen deutlich steigenden Preispfad vorsah. Von einem Niveau von gegenwärtig etwa 5-7 € an der EEX (für Termingeschäfte für das Folgejahr) geht der Projektionsbericht 2017 von 15 € im Jahr 2020 und über 30 € im Jahr 2030 aus. Zwischenzeitlich (April 2018) liegt der Preis bei 13 €.

Für die Szenarien der Folgenabschätzung wird angenommen, dass Energie- und CO₂-Preise gemeinsam hoch oder niedrig liegen können. Ausschlaggebend ist wie sich der Abbau der Überschüsse an Emissionszertifikaten mit der Marktstabilitätsreserve entwickeln wird. Für das Impact Assessment wird vorgeschlagen, dass für den Zertifikatepreis sowohl ein niedriger Pfad untersucht wird, bei dem sich die EUA-Preise im Einklang mit den Energiepreisen nur moderat erhöhen, als auch ein mit der Energiepreisentwicklung deutlich steigender Preispfad entsprechend PB 2017.

Tabelle 15-5: Vorschlag für Projektion der Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen

		2017	2020	2025	2030
€/EUA	Niedriger Preispfad Niedrigpreisszenario (geringer Reformeffekt)	5	7	10	15
	Hoher Preispfad EU- Referenzszenario 2016 / PB 2017	5	15	22,5	33,5

Quelle: Projektionsbericht 2017, EEX; alle Angaben in konstanten Preisen (2013)

15.3. Projektion der Verkehrsnachfrage

Im Projektionsbericht 2017 sowie zur Bewertung des Aktionsprogramms Klimaschutz wurden die Daten der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (VP 2030) verwendet. (Schubert et al. 2014). Die VP 2030 wird unter anderem für die Infrastrukturplanung im Rahmen des Bundesverkehrswegeplans verwendet. Allerdings gilt es zu beachten, dass die Verkehrsnachfrage der Verkehrsprognose aktuell kein Trendszenario mehr darstellt. Beispielsweise wird in der Verkehrsprognose eine Erhöhung der Kraftstoffsteuern um rd. 2% p.a. angenommen.

Wesentliche Determinanten der Verkehrsnachfrage sind unter anderem Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftsentwicklung und Außenhandel, Ölpreis, sowie politische Rahmenbedingungen (z.B. Steuern). Bei diesen Parametern gibt es Unterschiede zwischen den Annahmen der Verkehrsprognose und den für das Impact Assessment vorgeschlagenen Rahmendaten.

- Für die Bevölkerung wird in der VP 2030 im Zeitraum 2010-2030 ein Rückgang um 2,5% angenommen. In den in Abschnitt 15.1.1 vorgeschlagenen Rahmendaten ergibt sich dagegen ein Anstieg um 1,4%, vor allem durch die höhere Zuwanderung. Nicht die gesamte Zuwanderung ist verkehrsrelevant; vor allem der öffentliche Verkehr profitiert davon.
- Bei der Wirtschaftsentwicklung geht die VP 2030 im Zeitraum 2010-2030 von jährlich durchschnittlich 1,14% aus. Bei den im Abschnitt 15.1.2 vorgeschlagenen Rahmendaten

ergibt sich im selben Zeitraum eine Steigerung von durchschnittlich 1,4% p.a (wobei die zunächst höheren Wachstumsraten langfristig zurückgehen).

- Beim Ölpreis hinterlegt die VP einen Anstieg von 79 \$/bbl auf 120 \$/bbl im Jahr 2030. Aktuelle Prognosen (siehe Abschnitt 15.2.1) gehen von teilweise deutlich niedrigeren Ölpreisen aus.
- Bei den politischen Rahmenbedingungen ist insbesondere der in der VP 2030 hinterlegte Anstieg der Kraftstoffpreise um jährlich rd. 2% (real) hervorzuheben (u.a. durch Anstieg der Energiesteuern), welche bisher noch nicht durch entsprechende politische Maßnahmen hinterlegt ist.

Veränderungen der genannten Parameter können wesentliche Auswirkungen auf die Verkehrsnachfrage haben.

Aus diesem Grund werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Hierbei wird dieselbe Methodik wie im Projektionsbericht 2015 (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2015) verwendet. Neben der Verkehrsnachfrage der VP werden folgende Sensitivitäten dargestellt:

- Sensitivität Kraftstoffpreis bei einem Rohölpreis von 61,1 \$/bbl sowie konstanten statt steigenden Energiesteuern auf Kraftstoffe (diese Sensitivität entspricht also der niedrigsten von den in Abschnitt 15.1.2 dargestellten Varianten),
- Sensitivität BIP und Bevölkerung mit einer Anpassung an die oben vorgeschlagenen Rahmendaten.

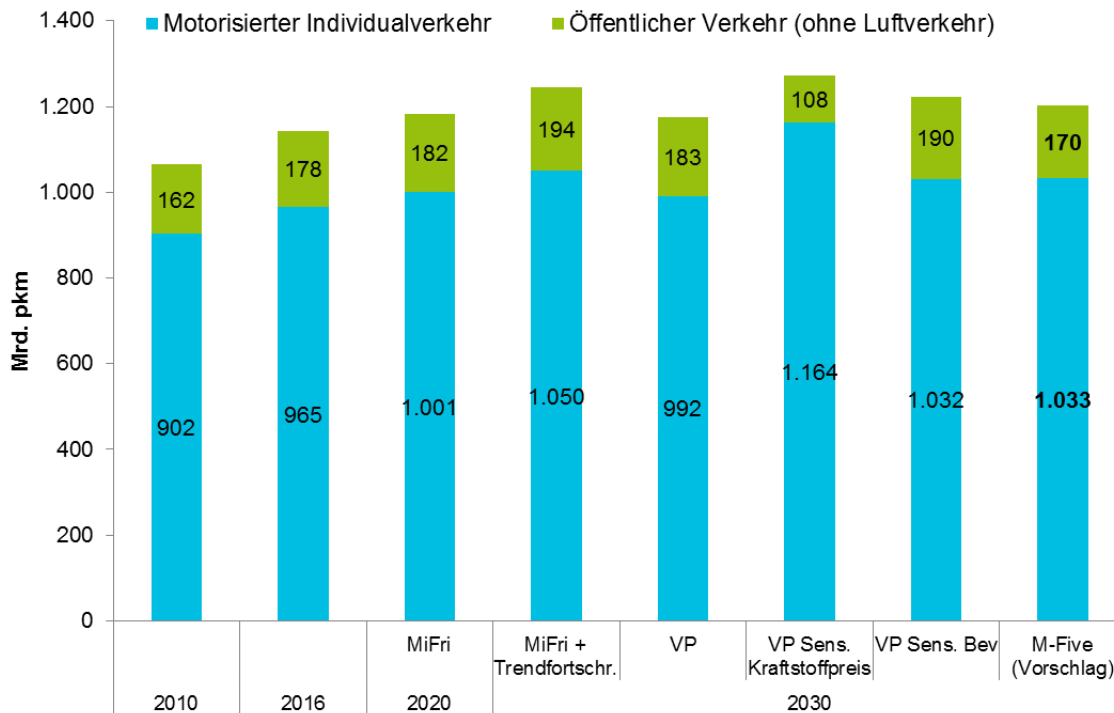
Im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) wurde von M-Five für das BMVI eine aktualisierte Referenzentwicklung mit dem Modell ASTRA erstellt, die auf der Verkehrsprognose 2030 aufsetzt (Basisjahr 2015). Dabei wurde von einzelnen Annahmen der VP 2030 abgewichen, wenn dieser Teil der Maßnahmenbewertung für den Klimaschutzplan sind (beispielsweise in den Bereichen Steuern und Kraftstoffeffizienz). Dies erklärt leichte Abweichungen der Ergebnisse von Referenzentwicklung und VP 2030. Berücksichtigt wurde zudem die höhere Bevölkerungsentwicklung.

Eine aktuelle Prognose, allerdings mit kürzerem Prognosehorizont bis 2020, ist die gleitende Mittelfristprognose 2020 des BMVI (SSP Consult 2017). Welche Verkehrsnachfrage sich bei einer Trendfortschreibung der Mittelfristprognose bis 2030 ergibt, wird ebenfalls betrachtet. Insgesamt wird empfohlen, die von M-Five für das BMVI erstellte Referenzentwicklung zu verwenden.

15.3.1. Personenverkehr

Die folgende Abbildung zeigt die aktuelle Entwicklung der Personenverkehrsnachfrage (2010-2016) sowie Prognosen und Sensitivitäten bis 2030.

Abbildung 15-7: Prognosen und Sensitivitäten zur Personenverkehrsnachfrage bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung (Erläuterungen siehe Text)

Der öffentliche Verkehr hat im Zeitraum 2010-2016 um rund 88% zugenommen. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes wurde die stärkere Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel u.a. durch die gestiegenen Einwohner-, Erwerbstätigen-, Schüler- sowie Studierendenzahlen begünstigt. Von der Zuwanderung profitiert der öffentliche Verkehr deutlich stärker als der MIV.

Besonders starkes Wachstum verzeichnete der Schienenpersonennahverkehr, welcher bereits in 2016 schon nahezu den für 2030 in der VP 2030 prognostizierten Wert erreicht. Beim Schienenpersonenfernverkehr war die Entwicklung bis 2015 zunächst unterdurchschnittlich, konnte aber im Jahr 2016 um rund 3 Mrd. pkm zulegen. Beim Linienfernbus war im Zeitraum 2013-2015 ein starkes Wachstum zu verzeichnen, hier ist jedoch von einer Abflachung der Wachstumsraten auszugehen. Beim motorisierten Individualverkehr (MIV) war im Zeitraum 2010-2016 eine Zunahme von fast 7% zu verzeichnen.¹²⁶

Die Mittelfristprognose des BMVI („MiFri“) geht bis 2020 von einem weiteren Wachstum des Personenverkehrs aus, wobei dies einerseits auf einen leichten Anstieg der Bevölkerung und andererseits auf eine Zunahme der pro Person zurückgelegten Distanzen zurückzuführen ist. Eine Fortschreibung dieser Wachstumsraten (in Höhe von 0,6% p.a. beim MIV und 0,4% p.a. beim ÖV) bis 2030 in Kombination mit der in Abschnitt 15.1.1 vorgeschlagenen Bevölkerungsentwicklung ergibt für das Jahr 2030 einen weiteren Anstieg des Personenverkehrs auf 1.055 Mrd. pkm im MIV und 195 Mrd. pkm im ÖV („MiFri + Trendfortschreibung“). Noch höher liegt der MIV im Jahr 2030, wenn man die Verkehrsprognose in Kombination mit niedrigen Kraftstoffpreisen („VP Sensitivität Kraft-

126

stoffpreise“) zu Grunde legt. Diese Sensitivität berücksichtigt allerdings nicht den im Zeitraum 2010-2016 erfolgten deutlichen Anstieg beim öffentlichen Verkehr, welcher auf die oben genannten Faktoren zurückzuführen ist.

Die Relevanz der Bevölkerungsentwicklung für die Verkehrsnachfrage wird anhand der „Sensitivität Bevölkerungsentwicklung“ deutlich. Während in der Verkehrsprognose zwischen 2010 und 2030 ein Rückgang der Bevölkerung um 2,5% hinterlegt wurde, geht die aktuelle Bevölkerungsvorausberechnung des statistischen Bundesamtes (Variante 2-A) von einem Anstieg um 1,4% aus, so dass insgesamt die Bevölkerung rund 4% höher liegen würde als in der VP. Insgesamt zeigt sich: Sowohl bei einer Trendfortschreibung auf Basis der Wachstumsraten der Mittelfristprognose („MiFri + Trendfortschreibung“) als auch bei Sensitivitätsanalysen unter Berücksichtigung aktualisierter Rahmendaten zur Bevölkerung („VP Sensitivität Bevölkerung“) liegt die Personenverkehrsnachfrage im Jahr 2030 höher als in der Verkehrsverflechtungsprognose. Dies erklärt sich vor allem aus den veränderten Erwartungen zur Bevölkerungsentwicklung sowie den niedrigen Kraftstoffpreisen. Beide Varianten bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung.

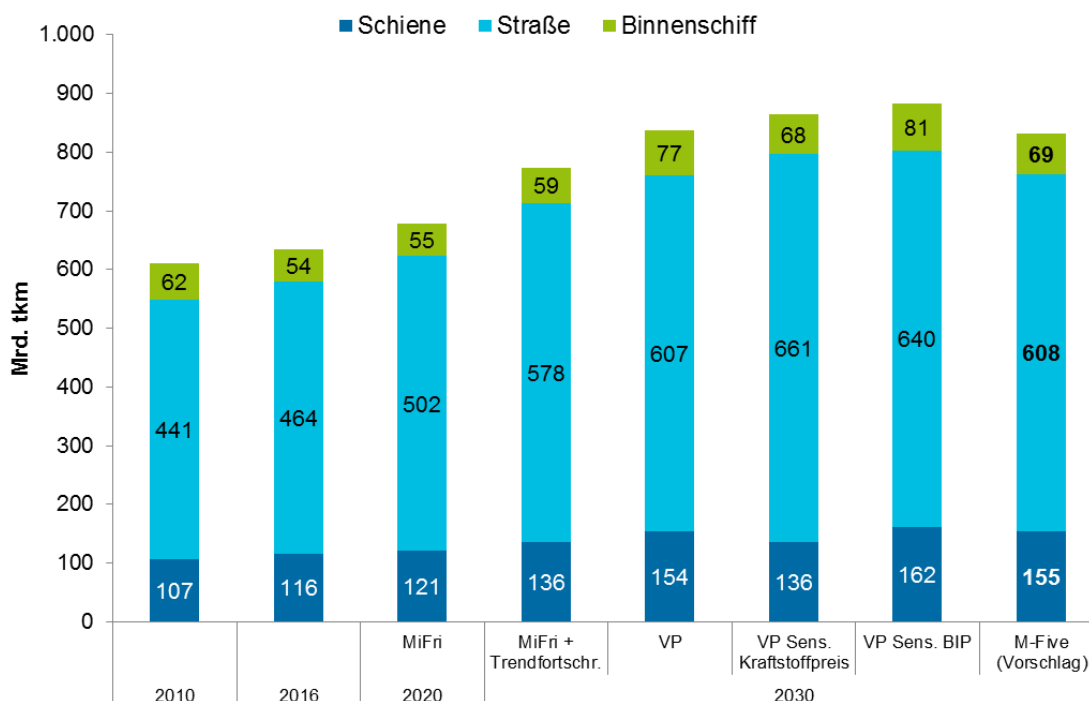
Die von M-Five berechnete aktualisierte Referenzentwicklung ergibt ähnliche Werte wie die Bevölkerungssensitivität, wobei der öffentliche Verkehr deutlich niedriger liegt.

Es wird vorgeschlagen, als Rahmendaten für den Personenverkehr die.

15.3.2. Güterverkehr

Die folgende Abbildung zeigt die aktuelle Entwicklung der Güterverkehrsleistung (2010-2016) sowie Prognosen und Sensitivitäten bis 2030.

Abbildung 15-8: Prognosen und Sensitivitäten zur Güterverkehrsnachfrage bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt haben das Güterverkehrsaufkommen und die Güterverkehrsleistung¹²⁷ in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen. Die Verkehrsleistung von Straßen- und Schienenverkehr nahmen im Zeitraum 2010-2016 um 5% bzw. 8% zu. Die Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt ging allerdings im gleichen Zeitraum zurück. Bei der Straße lag die mittlere Wachstumsrate der Verkehrsleistung zwischen 2010 und 2016 bei 0,9% und damit unterhalb der mittleren Wachstumsrate der Verkehrsprognose von 1,6% p.a.

Auch wenn die Wachstumsraten der Güterverkehrsleistungen aktuell niedriger liegen als die mittlere Wachstumsrate der VP, muss dies nicht in gleichem Maß für die Lkw-Fahrleistungen gelten. Die Verkehrsprognose nimmt eine Auslastungserhöhung an, welche dazu führt, dass die Fahrleistungen im Straßengüterverkehr (mit durchschnittlich 1,3% p.a.) weniger stark steigen als die Verkehrsleistungen.

Die Mittelfristprognose erwartet bis 2020 eine weitere Zunahme des Güterverkehrs, allerdings - trotz Zunahme des BIP von 1,5% p.a. und des Außenhandels von über 4% p.a. - bei einer Abschwächung der Wachstumsraten. Für den Zeitraum 2017-2020 wird eine Wachstumsrate von 1,4% im Straßengüterverkehr erwartet. Eine Fortschreibung dieser Wachstumsraten bis 2030 ergibt eine Güterverkehrsnachfrage, welche unterhalb der Verkehrsprognose liegt („MiFri + Trendfortschreibung“).

In der Verkehrsprognose wird für 2030 ein steigender Anteil des Schienengüterverkehrs von 17,7% (2010) auf 18,5% (2030) prognostiziert. Sowohl eine Fortschreibung der Mittelfristprognose als auch die Sensitivität unter Berücksichtigung der niedrigen Kraftstoffpreise ergeben dagegen einen niedrigeren Anteil des Schienenverkehrs in Höhe von 17,5% („MiFri Trendfortschreibung“ bzw. 16,1% („VP Sensitivität Kraftstoffpreis“). Ob die in der Verkehrsprognose angenommene Erhöhung des Modal Split von Schiene und Binnenschiff bei den derzeitigen Rahmenbedingungen erreicht werden kann, ist unklar.

Die von M-Five berechnete Entwicklung liegt bezüglich der Verkehrsleistung in ähnlicher Größenordnung wie die VP 2030. Die niedrigeren Verkehrsleistungen des Binnenschiffs sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass in der Referenzentwicklung niedrigere Nutzerkosten bei der Straße angenommen werden als in der VP 2030.

Es ist zu beachten, dass die von M-Five berechneten Lkw-Fahrleistungen (welche für Endenergiebedarf und Emissionen ausschlaggebend sind) deutlich höher liegen als in der Verkehrsprognose, da keine in der Referenz keine Auslastungsverbesserung angenommen wird (Mögliche Verbesserungen der Auslastung werden bei der Maßnahmenbewertung betrachtet).

Insbesondere bei der Fahrleistung der leichten Nutzfahrzeuge weisen Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA 2016) darauf hin, dass die Wachstumsraten deutlich höher liegen als in der Verkehrsprognose angenommen (rd. 5% p.a. gegenüber 1,4% p.a.). Vor dem Hintergrund des zunehmenden E-Commerce scheint es wahrscheinlich, dass sich dieses höhere Wachstum auch in Zukunft fortsetzen könnte.

Es wird vorgeschlagen, die von M-Five berechnete Referenzentwicklung für das Impact Assessment zu verwenden.

¹²⁷ ohne Seeverkehr, Luftverkehr und Rohöl in Rohrleitungen

15.4. Projektion des Wohnraumbedarfs

Die Entwicklung des Wohnraumbedarfs wird durch mehrere Faktoren beeinflusst, insbesondere die Entwicklung der Bevölkerung sowie der Anzahl an Haushalten, die Binnenmigration, die durchschnittliche Haushaltsgröße, die durchschnittlichen Wohnkosten, das Einkommen sowie die Komfortansprüche. Die Annahmen zur Entwicklung des Wohnraumbedarfs für das Impact Assessment des Klimaschutzplans leiten sich aus der in Kapitel 15.1.1 dargestellten Bevölkerungsentwicklung sowie der im Rahmen der BBSR-Wohnungsmarktprognose (BBSR 2015) unterstellten spezifischen Wohnfläche (pro-Kopf-Wohnfläche) ab.¹²⁸ Der dabei dargestellte Wohnraumbedarf erfasst alle bewohnten (und damit regelbeheizten) Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Im Vergleich zur BBSR-Wohnungsmarktprognose weicht der Vorschlag zur zukünftigen Gesamtwohnflächennachfrage nach oben ab. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die BBSR-Wohnungsmarktprognose die Flüchtlingszuwanderung der letzten beiden Jahre nicht erfassen konnte.¹²⁹

Tabelle 15-6: Entwicklung des Wohnraumbedarfs

	2020	2025	2030
Bevölkerungsentwicklung (Vorschlag Impact Assessment Klimaschutzplan 2017) (Mio.)	83,5	83,3	82,9
spez. Wohnfläche in Wohn- und Nichtwohngebäuden, bewohnt (m ² /Kopf)	45,6	47,2	48,5
Wohnfläche in Wohn- und Nichtwohngebäuden, bewohnt, gesamt (Mio. m²)	3.810	3.930	4.020

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

¹²⁸ Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. 2015) wird eine Entwicklung der pro Kopf-Wohnfläche von 46,9 m²/Kopf in 2020 auf 49,3 m²/Kopf in 2030 unterstellt. In Hinblick auf den für das Jahr 2014 empirisch erhobenen / hochgerechneten Wert von 44,6 m²/Kopf (StBA 2016 b) und angesichts der aktuellen Wohnungsknappheit und der durch Flüchtlingszuwanderung induzierten Nachfrage nach tendenziell eher geringen spezifischen Pro-Kopf-Wohnflächen erscheint der Ansatz für 2020 aus Prognos et al. (2015) aus heutiger Perspektive als zu hoch gegriffen.

¹²⁹ Der Effekt der Zuwanderung in den letzten Jahren aufgrund des höheren Flüchtlingszuzugs mit zunächst geringerem spezifischen Wohnflächenbedarf ist marginal und wird daher quantitativ nicht berücksichtigt.

15.5. Zusammenspiel der Rahmendaten

Durch die verschiedenen Annahmen zu Wirtschafts-, Bevölkerungs- und Energiepreisentwicklung (Rohöl, Steinkohle und Erdgas) ergibt sich eine Vielzahl möglicher Kombinationen.

Für die Szenarien wird angenommen, dass Energie- und CO₂-Preise gemeinsam hoch oder niedrig liegen können. Im theoretischen Grundsatz gilt zwar, dass niedrige Energiepreise hohe CO₂-Preise nach sich ziehen müssten, weil die Nachfrage nach Zertifikaten dadurch stark ansteigt. Gegenwärtig ist für die Preisentwicklung eher die Frage ausschlaggebend, wie sich der Abbau der Überschüsse im ETS auf den Zertifikatpreis auswirkt. Wie lange der Überschuss im Markt auch nach der Reform noch bestehen bleiben wird, hängt insbesondere von der angenommenen Emissionsentwicklung in Europa ab: Sinken die Emissionen im gleichem Maße wie zurzeit wird auch noch in der zweiten Hälfte der 20iger Jahre ein Überschuss bestehen bleiben und der CO₂-Preis entsprechend moderat ansteigen. Die hohen CO₂-Preise hingegen entsprechen einem Szenario, in dem ein schnellerer Abbau der Überschüsse erfolgt. Aufgrund der Unsicherheiten wird für die Analyse angenommen, dass Energie- und CO₂-Preis sich ähnlich entwickeln werden und darauf aufbauend eher idealtypische Szenarien zu Grunde gelegt, in denen Energie entweder allgemein teuer (hohe Energie- und CO₂-Preise) oder allgemein billig (bei niedrigen CO₂-Preisen) ist.

Für die Analyse werden die einzelnen, in den entsprechenden Abschnitten detailliert gezeigten Entwicklungslinien zu vier Hauptszenarien kombiniert:

		Energie- + CO ₂ -Preise	
		niedrig	hoch
Ökonomie (BIP und Bevölkerung)	stark	Hauptszenario 1: Starke Wirtschaft bei niedrigen Energiepreisen Bevölkerung hoch BIP hoch Energiepreise niedrig CO ₂ -Preise niedrig	Hauptszenario 2: Starke Wirtschaft trotz hoher Energiepreise Bevölkerung hoch BIP hoch Energiepreise hoch CO ₂ -Preise hoch
	schwach	Hauptszenario 3: Schwache Wirtschaft bei niedrigen Energiepreisen Bevölkerung niedrig BIP niedrig Energiepreise niedrig CO ₂ -Preise niedrig	Hauptszenario 4: Schwache Wirtschaft bei hohen Energiepreisen Bevölkerung niedrig BIP niedrig Energiepreise hoch CO ₂ -Preise hoch
		Hauptszenario 1: Modellgestützte Analysen in allen Sektoren (komplette Integration) Hauptszenario 2: Modellgestützte Partialanalysen für die Stromerzeugung und den Sektor Industrie (ohne Integration) Hauptszenario 3 und 4: Analysen in Form von Komponentenzerlegungen	

15.6. Quellenverzeichnis

- Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2015): Wohnungsmarktprognose 2030
- BMWi/BMF (2017) Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial Frühjahrsprojektion
http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Abt_1/1110171a5002.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesbank (2017): Perspektiven der deutschen Wirtschaft – Gesamtwirtschaftliche Vorausschätzungen für die Jahre 2017 und 2018 mit einem Ausblick auf das Jahr 2019
https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/BBK/2017/2017_06_09_prognose.html
- Bundesregierung (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung 525/2013/EU. Berlin.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (BReg) (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU. Berlin.
- EC (2015) „The 2015 Ageing Report“. http://europa.eu/epc/pdf/ageing_report_2015_en.pdf Begleitet wird der Bericht von einer Arbeits-gruppe, die aus überwiegend aus Vertretern der Ministerien der Mitgliedsstaaten besteht (für Deutschland sind dies Vertreter aus dem Finanzministerium und dem Ministerium für Arbeit und Soziales).
- EC (2016): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2017 Final, 14/06/2016.
- EIA (2012-2017) Annual Energy Outlook
- Kraffahrt-Bundesamt (KBA), 21.6.2016: Gesamtfahrleistung im Jahr 2015 nach Fahrzeugarten. Online verfügbar:
https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/2015/2015_verkehr_in_kilometern_node.html,
 zuletzt geprüft am 25.9.2017.
- OECD (2017): Economic Outlook No 101- June 2017
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.
- Prognos/ifeu/IWU (2015) Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude
- Schubert, Markus; Kluth, Tobias; Nebauer, Gregor; Ratzenberger, Ralf; Kotzagiorgis, Stefanos; Butz, Bernd et al. (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht. Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Intraplan Consult; Beratergruppe Verkehr + Umwelt; Ingenieurgruppe IVV; Planco Consulting (Planco). Freiburg, München, Aachen, Essen.
- SSP Consult (2017): Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr. Mittelfristprognose 2016/2017. BMVI. Online verfügbar unter
https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Verkehrsprognose/Verkehrsprognose_winter_2016_2017.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 05.07.2017.
- StBA 2009 Bevölkerung Deutschlands bis 2060, 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung.
- StBA 2015 Bevölkerung Deutschlands bis 2060, Ergebnisse der 13. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.
- StBA 2016 a Bevölkerungsfortschreibung Deutschland Stichtag, Tabelle 12411-0001; Fachserie 1 Reihe 1.3.
- StBA 2016 b Bauen und Wohnen; Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014: Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte; Fachserie 5, Heft 1
- StBA 2017a Aktualisierung der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung - Basis 2015:
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/AktualisierungBevoelkerungsvorausberechnung.html>
- StBA 2017b Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Bruttoinlandsprodukt
- StBA 2017 c Entwicklung der Privathaushalte bis 2035 – Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2017

16. Anhang 2 **Zusätzliche Rahmenannahmen in der Referenzentwicklung und den Sensitivitäten für die Folgenabschätzung**

Die Referenzentwicklung bildet die entscheidende Grundlage für die Wirkungsanalysen der Sektorziele 2030 des Klimaschutzplans 2050. Diese Entwicklung wird als Szenario mit möglichst hohem prognostischem Erklärungswert verstanden, das die zentralen Annahmen für die Treiber- und Umfeldbedingungen sowie die Wirkungen der möglichen energie- und klimapolitischen Zielerreichungspfade umfassend abbildet.

Für die Analysen liegen die zentral ressortabgestimmten Rahmenannahmen zur demographischen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung sowie Projektionen der Entwicklung der Primärenergiepreise und CO₂-Preise, der Verkehrsnachfrage und des Wohnraumbedarfs vor. Darüber hinaus gibt es weitere Rahmenannahmen, die einen Einfluss auf die Projektion der Referenz haben. Diese werden in diesem Papier dargestellt.

Darüber hinaus werden für die Referenzentwicklung bzw. die nachgelagerten Wirkungsanalysen insgesamt sechs Sensitivitäten vorgenommen. Drei Sensitivitäten sind im ressortabgestimmten Rahmendatenpapier bereits vorgegeben. Darüber hinaus werden folgende Sensitivitätsentwicklungen erstellt:

- Variation der Bruttowertschöpfung
- Schnellere Durchdringung des Pkw-Marktes mit Elektrofahrzeugen durch stärkere Kostendegression bei Batterien
- Schneller Durchdringung des Strommarktes mit eher dezentralen PV-Lösungen

16.1. **Sozioökonomische Rahmenannahmen**

16.2. **Erwerbstätige**

Die Entwicklung der Zahl an Erwerbstätigen wird hauptsächlich bestimmt durch die Bevölkerung im Erwerbsalter (Grundpotenzial) und der Wirtschaftsentwicklung (Nachfrage nach Arbeit). Dabei bestehen starke Wechselwirkungen, da die Verfügbarkeit an Arbeitskräften und deren Qualifikation auch die Wirtschaftsentwicklung beeinflusst.

Die Entwicklung der Erwerbstätigen basiert auf dem weltwirtschaftlichen Prognose- und Simulationsmodell VIEW der Prognos. Die Entwicklung der Branchen wird in einem dynamischen Input-Output basierendem Modul des VIEW-Modells bestimmt. Die Entwicklung der einzelnen Branchen hängt hierbei maßgeblich von der Dynamik der Verwendungskomponenten, der relativen preislichen Wettbewerbsfähigkeit der Branchen sowie mittel- und langfristigen (u.a. technologischen) Trends ab. Die unterstellte Bevölkerungsentwicklung ist identisch mit der in diesem Vorhaben verwendeten Entwicklung (aktualisierte 13. Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes).

Für das vorliegende Projekt wurde die gesamtwirtschaftliche Entwicklung der aktuellen mit VIEW erstellten Basisprognose an die Vorgaben bezüglich der Wachstumsdynamik des Bruttoinlandpro-

duktes angepasst. Alle weiteren in VIEW vorliegenden Größen folgen dieser neuen Wachstumsvorgabe, darunter die Erwerbstätigen nach Branchen und die Verwendungskomponenten.

Die Entwicklung der Erwerbstätigen nach Branchen ist in Tabelle 16-1 beschrieben. Bis zum Jahr 2020 nimmt die Zahl der Erwerbstätigen zu. Nach 2020 ist die Zahl rückläufig, unter anderem aufgrund der abnehmenden und älter werdenden Bevölkerung (Anteil der Personen im Erwerbsalter geht zurück).

Tabelle 16-1: Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2015 (in Tsd.) und Veränderungen in den Jahre 2015 bis 2050 (in Prozent pro Jahr)

	2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2050
A Land-/Forstwirtschaft, Fischerei	637	-1,2%	-1,5%	-2,0%	-1,7%
B Bergbau	58	-4,9%	-4,8%	-5,0%	-3,8%
C10-C12 Nahrungsmittel, Getränke	930	-0,1%	-0,6%	-1,2%	-0,9%
C13-C15 Textilien, Bekleidung, Leder	155	-2,5%	-2,7%	-3,2%	-2,6%
C16-C18 Holz, Papier, Druck	446	-1,5%	-1,7%	-2,3%	-2,0%
C19 Kokerei, Mineralölverarbeitung	18	-3,1%	-4,5%	-4,8%	-3,7%
C20-C21 Chemie, Pharmazie	480	-0,4%	-0,6%	-1,2%	-1,0%
C22 Gummi, Kunststoffe	434	-0,1%	-0,4%	-1,1%	-0,9%
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	242	-1,9%	-2,1%	-2,6%	-2,1%
C24-C25 Metallerzeugung/-nisse	1.162	-0,6%	-0,7%	-1,3%	-1,0%
C26-C27 Elektroindustrie	847	-0,7%	-0,7%	-1,3%	-1,0%
C28 Maschinenbau	1.146	0,2%	0,0%	-0,7%	-0,6%
C29-C30 Fahrzeugbau	1.008	-0,2%	-0,6%	-1,2%	-0,9%
C31-C33 sonst. verarb. Gewerbe	650	-0,4%	-0,7%	-1,3%	-1,1%
D-E Energie, Wasser, Abfall	516	-0,6%	-1,0%	-1,6%	-1,4%
F Baugewerbe	2.427	-0,2%	-0,8%	-1,4%	-1,4%
G-I Handel, Verkehr, Gastgewerbe	9.846	0,3%	-0,4%	-1,0%	-0,9%
J Information, Kommunikation	1.218	1,1%	0,6%	-0,2%	-0,5%
K Finanz-/Versicherungs-DL	1.187	-0,7%	-1,2%	-1,8%	-1,6%
L Grundstücks-/Wohnungswesen	467	0,1%	-0,4%	-1,1%	-1,0%
M-N unternehmensnahe Dienstleistungen	5.769	1,1%	0,3%	-0,5%	-0,6%
O-Q Staat, Gesundheits-/Sozialwesen	10.486	1,0%	0,0%	-0,5%	-0,3%
R-U Private Haushalte, sonst. DL	2.940	0,4%	-0,2%	-0,8%	-0,7%
Insgesamt	43.069	0,4%	-0,3%	-0,9%	-0,7%

Quelle: Prognos 2017

Es wurde das aktuelle Herbstgutachten des Sachverständigenrates hinsichtlich der kurzfristigen Entwicklung der Erwerbstätigen nicht berücksichtigt. Der Vergleich der Quellen zeigt nur geringfügige Unterschiede bei der BIP-Entwicklung. In seiner Fortschreibung der Erwerbstätigen unterstellt der Sachverständigenrat einen deutlichen Anstieg der Partizipationsrate und einen deutlichen Rückgang der Erwerbslosen. Dadurch ergibt sich gegenüber den Rahmendaten kurzfristig ein stärkerer Anstieg der Erwerbstätigen, aber auch eine vergleichsweise schwache Zunahme der Erwerbstätigenproduktivität.

16.3. Haushaltsentwicklung

Die Annahmen zur Entwicklung der Haushalte für die Folgenabschätzung der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 leiten sich aus den Vorgaben zur Bevölkerungsentwicklung (basierend auf der aktualisierten 13. Bevölkerungsvorausberechnung) und der aktuellsten Haushaltsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes (StBA 2017) ab.

Die aktuelle Haushaltsvorausberechnung liegt in zwei Varianten mit unterschiedlichen Annahmen bezüglich der künftigen Entwicklung der mittleren Haushaltsgröße vor. Die Basisvariante geht von einer Fortsetzung des Trends zu kleineren Haushalten aus. Die Anteile der Ein- und Zweipersonenhaushalte nehmen zu. Begründet wird diese Entwicklung mit der weiter steigenden Anzahl der Menschen im Seniorenalter, der Zunahme der Partnerschaften mit separater Haushaltsführung sowie die hohe berufliche Mobilität. Der in den Jahren 2000 bis 2015 beobachtete Trend wird sich jedoch verlangsamen, unter anderem aufgrund von neueren Tendenzen zu mehr Eheschließungen und Geburten.

In einer alternativen Variante wird vom heutigen Status Quo ausgegangen. Dabei werden die Ausgangsverhältnisse im Haushaltsbildungsverhalten konstant gehalten, die mittlere Haushaltsgröße bleibt bei 2,0 Personen je Haushalt.

Es werden die Annahmen der Trendvariante verwendet. Die aktuelle Haushaltsvorausberechnung beinhaltet Werte bis 2035. Für die Jahre 2036 bis 2050 basieren die Werte auf einer Trendfortschreibung durch Prognos. Dabei wird die Entwicklung hin zu kleineren Haushalten mit abnehmendem Tempo fortgeschrieben.

Tabelle 16-2: Haushaltsstruktur nach Haushaltsgröße (in Prozent) und mittlere Haushaltsgröße, Jahre 2015 bis 2050, basierend auf der Variante Trend

	2015	2020	2025	2030	2050
1-Person	41,4%	41,8%	42,2%	42,9%	45,2%
2-Personen	34,2%	34,8%	35,5%	35,8%	36,8%
3-Personen	12,1%	11,7%	11,2%	10,6%	9,1%
4-Personen	9,0%	8,7%	8,3%	8,0%	6,9%
5+ Personen	3,2%	3,0%	2,8%	2,7%	2,1%
mittlere Haushaltsgröße	2,00	1,97	1,95	1,93	1,85

Quelle: Statistisches Bundesamt (2017) und eigene Fortschreibung für Jahre 2036-2050

Die Zahl der Haushalte ergibt sich aus der vorgegebenen Bevölkerungsentwicklung und der mittleren Haushaltsgröße. Im Ergebnis steigt die Zahl der Haushalte bis 2030 gegenüber 2015 um rund 4,5 %.

- ▶ **2015:** 41,1 Mio. Haushalte
- ▶ **2020:** 42,4 Mio. Haushalte
- ▶ **2025:** 42,8 Mio. Haushalte
- ▶ **2030:** 42,9 Mio. Haushalte
- ▶ **2050:** 42,8 Mio. Haushalte

16.4. Wertschöpfungsentwicklung

Die Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Branchen basiert wie auch die Entwicklung der Erwerbstätigen auf dem weltwirtschaftlichen Prognose- und Simulationsmodell VIEW der Prognos (vgl. Kapitel 1.1 und untenstehende Box). Für das vorliegende Projekt wurde die gesamtwirtschaft-

liche Entwicklung der aktuellen mit VIEW erstellten Basisprognose an die Vorgaben bezüglich der Wachstumsdynamik des Bruttoinlandproduktes angepasst. Dadurch ergibt sich ein konsistenter Zusammenhang zwischen Bevölkerung, Erwerbstätigen, BIP und Bruttowertschöpfung. Quelle für die historischen Branchendaten bildet die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamtes (veröffentlicht im August 2017).

VIEW

Das Prognose- und Simulationsmodell VIEW deckt in der aktuellen Version 42 Länder der Welt und damit über 90 % der aktuellen globalen Wirtschaftsleistung ab. VIEW ermöglicht eine detaillierte und konsistente Darstellung der zukünftigen Entwicklung der Weltwirtschaft. Interaktionen und Rückkopplungen zwischen den einzelnen Ländern werden in VIEW explizit erfasst und modelliert. Die analytische Aussagekraft des Modells geht daher weit über diejenige isolierter Ländermodelle mit exogen gegebenen weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinaus. Ausgehend von zentralen exogen gesetzten Parametern wie etwa der Demografie, der zukünftigen Entwicklung des internationalen Ölpreises oder der Konsolidierungsvorgaben für die staatlichen Haushalte werden mit VIEW Prognosen für die Weltwirtschaft und die einzelnen Länder erstellt.

Die Entwicklung der Wirtschaftsbereiche hinsichtlich Bruttowertschöpfung und Beschäftigung wird unter Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Vorgaben mittels dynamischer Input-Output-Tabellen abgeleitet. Hierdurch wird die Konsistenz zwischen der Verwendungs- und der Entstehung des Bruttoinlandproduktes sichergestellt. Die Produktionsstruktur des jeweiligen Wirtschaftsbereiches und die Güterstruktur der jeweiligen Verwendungskomponenten werden im Simulationszeitraum konservativ in Abhängigkeit von Kostenrelationen und autonomen technischen Trends fortgeschrieben. Bezüglich der für die Wirtschaftsbereiche relevanten rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen ist die Fortdauer ihrer aktuellen Form unterstellt (e.g. kein expliziter Kohleausstieg).

16.4.1. Referenzentwicklung

Die Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Branchen ist in Tabelle 16-3 beschrieben. Entsprechend der übergeordneten BIP-Vorgabe steigt die gesamte Bruttowertschöpfung in den Jahren 2015-2020 um 1,7 %/Jahr. Bis zum Jahr 2030 schwächt sich das Wachstum auf +1,0 %/Jahr ab. Zwischen den einzelnen Branchen zeigen sich teilweise deutlich Unterschiede. Diese Annahmen stellen keine Prognose dar. Es sind für die Modellierung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen notwendige Annahmen und die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund dieser Annahmen zu bewerten. Weiterhin wird eine Sensitivität mit einer anderen BIP-Entwicklung sowie eine Sensitivität zu Strukturverschiebungen (siehe unten) gerechnet, um diese hohen Unsicherheiten in den Annahmen zu adressieren.

Tabelle 16-3: Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2015 (in Mrd EUR, verkettete Volumenangaben) und Veränderungsraten in den Jahre 2015 bis 2050 (in Prozent)

	2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2050
A Land-/Forstwirtschaft, Fischerei	16	0,4%	0,1%	0,0%	0,2%
B Bergbau	5	-4,4%	-4,4%	-4,2%	-2,8%
C10-C12 Nahrungsmittel, Getränke	48	0,3%	0,2%	0,0%	0,3%
C13-C15 Textilien, Bekleidung, Leder	7	-1,1%	-0,9%	-1,0%	-0,5%
C16-C18 Holz, Papier, Druck	25	0,3%	0,1%	-0,1%	0,1%
C19 Kokerei, Mineralölverarbeitung	4	-5,4%	-5,5%	-5,1%	-3,5%

C20-C21 Chemie, Pharmazie	63	1,2%	1,2%	0,9%	0,9%
C22 Gummi, Kunststoffe	27	1,4%	1,4%	1,0%	1,0%
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	15	0,1%	-0,1%	-0,4%	-0,1%
C24-C25 Metallerzeugung/-nisse	71	0,6%	0,7%	0,4%	0,6%
C26-C27 Elektroindustrie	81	1,8%	1,9%	1,5%	1,4%
C28 Maschinenbau	83	1,9%	2,0%	1,5%	1,5%
C29-C30 Fahrzeugbau	130	1,5%	1,4%	1,1%	1,1%
C31-C33 sonst. verarb. Gewerbe	36	1,3%	1,1%	0,8%	0,9%
D-E Energie, Wasser, Abfall	82	1,1%	0,8%	0,5%	0,5%
F Baugewerbe	103	1,2%	0,6%	0,3%	0,1%
G-I Handel, Verkehr, Gastgewerbe	402	1,7%	1,1%	0,8%	0,7%
J Information, Kommunikation	133	3,8%	3,1%	2,6%	1,9%
K Finanz-/Versicherungs-DL	111	0,9%	0,4%	0,2%	0,2%
L Grundstücks-/Wohnungswesen	276	1,7%	1,3%	1,0%	0,7%
M-N unternehmensnahe Dienstleistungen	266	2,6%	2,1%	1,7%	1,4%
O-Q Staat, Gesundheits-/Sozialwesen	436	2,0%	1,0%	1,0%	1,0%
R-U Private Haushalte, sonst. DL	96	1,4%	0,8%	0,7%	0,6%
Insgesamt	2515	1,7%	1,2%	1,0%	0,9%

Quelle: Prognos 2017

16.4.2. Sensitivität Bruttowertschöpfung und Erwerbstätige

In einer Sensitivität wird angenommen, dass eine stärkere Strukturverschiebung von der energieintensiven Grundstoffindustrie hin zu weniger energieintensiven Branchen stattfindet. Dabei bleibt das jährliche Wachstum der Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes wie in den Hauptszenarien. Dies wird auch bei den Erwerbstätigen berücksichtigt: Die Veränderung des Strukturwandels wird bei der Projektion der Erwerbstätigen berücksichtigt, wobei die Arbeitsproduktivität sich weiterhin wie im Referenzszenario verändert.

Im Folgenden ist die Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Branche als jährliche Wachstumsraten aufgeführt. Die Grundstoffindustrien C16-C18, C19, C20, C23 und C24 haben ein um etwa 1.5 Prozentpunkte reduziertes jährliches Wachstum gegenüber den Hauptszenarien. Das mittlere jährliche Wachstum der Sensitivität beträgt für die Grundstoffindustrie in Summe demnach -1.1% von 2015 bis 2030, während es in der Referenz bei 0,2% lag. Entsprechend steigt das Wachstum der übrigen Branchen leicht.

Es ist zu beachten, dass es sich hierbei um eine Annahme handelt, die helfen soll, die Sensitivität der Modellergebnisse auf Strukturverschiebungen zu verstehen. Die Sensitivität stellt keinen konsistenten makroökonomischen Rahmen dar.

Tabelle 16-4: Annahmen zur Bruttowertschöpfungsentwicklung des Verarbeitenden Gewerbes für die Sensitivität (in Mrd EUR, verkettete Volumenangaben und in Prozent jährliche Veränderung)

	2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
C10-C12 Nahrungsmittel, Getränke	48	0.5%	0.4%	0.3%
C13-C15 Textilien, Bekleidung, Leder	7	-0.9%	-0.7%	-0.8%
C16-C18 Holz, Papier, Druck	25	-0.6%	-1.4%	-1.6%
C19 Kokerei, Mineralölverarbeitung	4	-6.3%	-7.0%	-6.6%
C20-C21 Chemie, Pharmazie	63	0.6%	0.4%	0.0%
C20 Chemie	42	0.0%	-0.4%	-0.9%

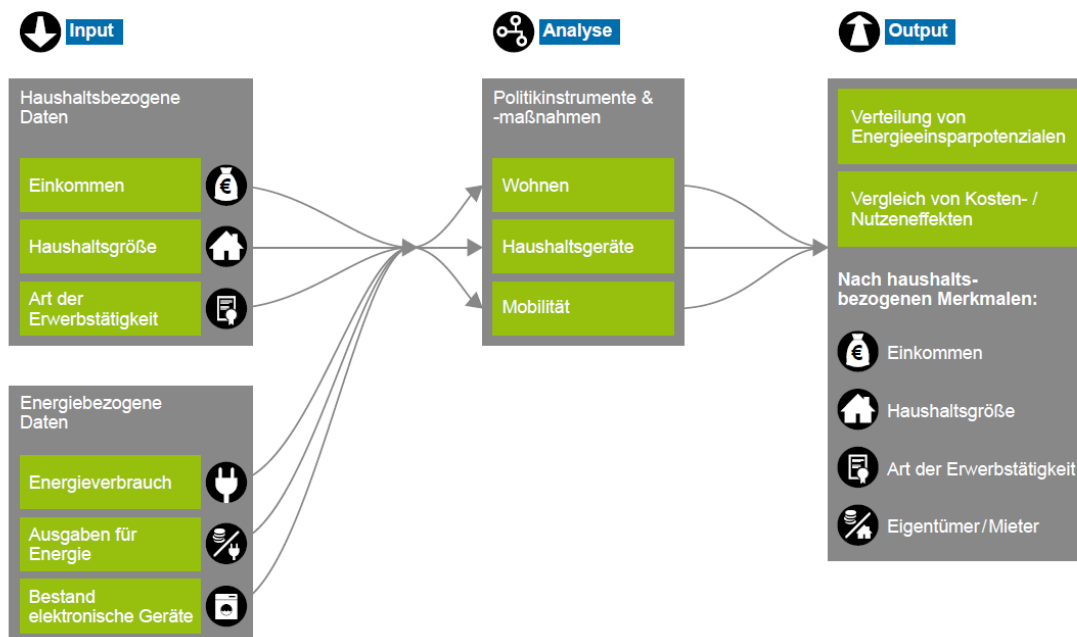
C21 Pharmazie	21	1.8%	1.8%	1.4%
C22 Gummi, Kunststoffe	27	1.6%	1.7%	1.2%
C23 Glas, Keramik, Steine u. Erden	15	-0.8%	-1.6%	-1.9%
C24-C25 Metallerzeugung/-nisse	71	0.4%	0.4%	0.2%
C24 Metallerzeugung	20	-1.3%	-1.5%	-1.7%
C25 Metallerzeugnisse	51	1.0%	1.1%	0.7%
C26-C27 Elektroindustrie	81	2.0%	2.2%	1.7%
C28 Maschinenbau	83	2.1%	2.2%	1.7%
C29-C30 Fahrzeugbau	130	1.7%	1.7%	1.3%
C31-C33 sonst. verarb. Gewerbe	36	1.5%	1.4%	1.0%

Quelle: Prognos und Fraunhofer ISI 2017

17. Anhang 3 Vorgehen bei der Bewertung der sozialen Folgewirkungen

Die sozialen Folgewirkungen werden auf Ebene der privaten Haushalte betrachtet. Sektoren, in denen direkte Auswirkungen auf private Haushalte gegeben sind, umfassen den Gebäudesektor, den Verkehrssektor und den Stromverbrauch in Haushalten. Kern der Analyse ist das Mikrosimulationsmodell des Öko-Instituts (Abbildung 17-1), welches auf Daten der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2013 beruht.

Abbildung 17-1: Mikrosimulationstool des Öko-Instituts zur Berechnung der Verteilungseffekte von energie- und klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen



Quelle: Darstellung Öko-Institut

Die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) ist eine administrative Datenquelle und enthält detaillierte Informationen über Einkommens- und Verbrauchsmuster von Haushalten sowie Infor-

mationen über weitere Haushaltsmerkmale wie sozialer Status, Haushaltstyp, Alter, Wohnsituation, etc. Die Befragung ist die größte ihrer Art in Deutschland und erfasst rund 60.000 Haushalte. Teilnehmende Haushalte dokumentieren ein Quartal lang ihre individuellen Einkommen und Ausgaben auf Personen- und Haushaltsebene. Die EVS ist statistisch repräsentativ für ganz Deutschland und wird alle fünf Jahre erstellt. Für das vorliegende Projekt wird die letzte verfügbare Welle der EVS aus dem Jahr 2013 verwendet.

In der EVS sind lediglich Ausgaben für die von Haushalten konsumierten Güter verfügbar. Diese werden mit Hilfe von Preisen für das Jahr 2013 in konsumierte Mengen umgerechnet. Dabei werden Preise aus offiziellen Quellen verwendet (u.a. Eurostat, Mineralölwirtschaftsverband, Bund der Energieverbraucher, ADAC) und die resultierenden Gesamtmengen mit den in den Energiebilanzen (AGEB 2015) bzw. vom Kraftfahrtbundesamt¹³⁰ ausgewiesenen Mengen verglichen. Im Falle von Kraftstoffen muss in einem ersten Schritt die Variable Ausgaben für „Kraftstoffe, Autogas, Strom für Elektroauto, Schmiermittel“ nach unterschiedlichen Kraftstoffen differenziert werden. Diese Differenzierung wird mit Hilfe von Informationen der Mobilität in Deutschland (MiD) 2008 zu Benzin- und Dieselnutzung bestimmter Haushaltstypen durchgeführt.

Es wird jeweils dargestellt, wie sich die Energieverbräuche der privaten Haushalte im Zieljahr 2030 zwischen der Referenzentwicklung und den beiden Zielpfaden unterscheiden, welche zusätzlichen Be- oder Entlastungen mit diesen Entwicklungen verbunden sind und was die für die finanzielle Situation der Haushalte bedeutet. Im Sektor Gebäude werden zusätzlich Veränderungen in den Transferleistungen dargestellt. Alle Preise und Ausgaben werden real in €2013 angegeben, genauso wie das Einkommen der Haushalte, so dass diese vergleichbar sind. Die Analyse der sozialen Folgewirkungen fokussiert auf das Jahr 2030.

¹³⁰ http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2013/2013_b_umwelt_dusl_absolut.html?nn=793894