

Endbericht

STATUS UND PERSPEKTIVEN FLÜSSIGER ENERGIETRÄGER IN DER ENERGIEWENDE

Eine Studie der Prognos AG, des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DBFZ



STATUS UND PERSPEKTIVEN FLÜSSIGER ENERGIETRÄGER IN DER ENERGIEWENDE

Eine Studie der Prognos AG, des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DBFZ

28456

Von

Jens Hobohm (Projektleitung)

Alex Auf der Maur

Hans Dambeck

Dr. Andreas Kemmler

Sylvie Koziel

Sven Kreidelmeyer

Dr. Alexander Piégsa

Paul Wendring

mit

Benedikt Meyer (UMSICHT)

Dr. rer. nat. Andreas Apfelbacher (UMSICHT)

Martin Dotzauer (DBFZ)

Dr. Konstantin Zech (DBFZ)

im Auftrag von

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWW)

Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO)

MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.

UNITI Bundesverband mittelständischer

Mineralölunternehmen e. V.

Abschlussdatum

Mai 2018

Das Unternehmen im Überblick

Prognos AG

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft.

Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen entwickeln wir praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber sowie internationale Organisationen.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Telefon +41 61 3273-310
Telefax +41 61 3273-300

Prognos AG
Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Telefon +49 421 517046-510
Telefax +49 421 517046-528

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
40213 Düsseldorf | Deutschland
Telefon +49 211 91316-110
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Telefon +49 89 9541586-710
Telefax +49 89 9541586-719

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Telefon +49 30 520059-210
Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG
Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Telefon +32 28089-947

Prognos AG
Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland
Telefon +49 761 7661164-810
Telefax +49 761 7661164-820

Prognos AG
Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Telefon +49 711 3209-610
Telefax +49 711 3209-609

Internet

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

INHALTSVERZEICHNIS

Vorbemerkung	18
1 Zusammenfassung	19
2 Einleitung	24
2.1 Hintergrund und Aufgabenstellung	24
2.1 Methodik	25
Untersuchungsteil A: Szenarien der Energieversorgung Deutschlands bis 2050	26
3 Heutige Bedeutung des Mineralöls für die deutsche Energie- und Rohstoffversorgung	26
3.1 Bedeutung von Mineralöl für die Energieversorgung	26
3.2 Bedeutung von Mineralöl für die Rohstoffversorgung (nicht-energetischer Verbrauch)	26
4 Szenariendesign und Definition der Rahmenbedingungen	30
4.1 Überblick und zentrale Annahmen	30
4.2 Energiepreise	34
4.3 Demografie und Wohnen	40
4.4 Wirtschaft und Erwerbstätigkeit	47
4.5 Verkehrsnachfrage	47
5 Ergebnisse Energie bis 2050	52
5.1 Endenergiebedarf	52
5.2 Stromsystem	54
5.3 Sonstige Umwandlungssektoren	62
5.3.1 Fernwärme	62
5.3.2 Raffinerien	62
5.3.3 Müllverbrennung	65
6 Nichtenergetischer Verbrauch – der künftige Einsatz von flüssigen Energieträgern als Rohstoff	66
7 Gesamtbilanz	68
7.1 Primärenergiebilanz	68
7.2 Verbrauch an Mineralölprodukten und PtX	70
7.3 THG Bilanz	73
7.4 Ökonomische Einordnung	78
7.4.1 Kosten des Energieverbrauchs	78
7.4.2 Erforderliche Investitionen in Deutschland	79
7.4.3 Investitionen und andere Effekte im Ausland	80
7.4.4 Gesamtkosten und Einordnung	83

8 Die Perspektive des Verbrauchers	84
8.1 Einleitung	84
8.2 Wirtschaftlichkeit	84
8.2.1 Wärmeversorgung in bestehenden Wohnungsbauten	84
8.2.2 Verkehr - Pkw	94
8.3 Nutzungsaspekte	104
8.3.1 Kriterienraster Verbraucherfreundlichkeit	104
8.3.2 Wärme	104
8.3.3 Verkehr	104
8.4 Umwelt	108
8.4.1 Wärme	108
8.4.2 Verkehr	108
8.5 Fazit aus Verbrauchersicht	109

9 Zwischenfazit zu den Szenarien	112
---	------------

Untersuchungsteil B: Beschreibung ausgewählter Technologiepfade	114
--	------------

10 Potenziale und Technologien erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung	115
10.1 Potenziale und Kosten in Deutschland	115
10.2 Potenziale und Kosten im Ausland	118

11 Potenziale und Technologien der Biomassenutzung in Deutschland	123
11.1 Biomassepotenziale	123
11.1.1 Exkurs internationale Biomassepotenziale	123
11.1.2 Nationale Biomassepotenziale	124
11.2 Übersicht zum Portfolio der Konversionstechnologien in Deutschland	127
11.3 Detailbetrachtungen für 3 Konversionstechnologien für Biokraftstoffe	127
11.3.1 Detailbetrachtung Biomass-to-Liquid	128
11.3.2 Detailbetrachtung Power-Biomass-to-Liquid	129
11.3.3 Detailbetrachtung Biomass-to-Gas (Biomethanpfad)	130
11.3.4 Sensitivität der Gestehungskosten vom WACC	131
11.4 Gewählte Biomasseallokation	131
11.5 Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Biomasse	134

12 Potenziale und Technologien von PtX	135
12.1 Technologiepfade PtL	135
12.1.1 Fischer-Tropsch-Synthese	135
12.1.2 Methanolsynthese	135
12.1.3 Polyoxymethylenethersynthese	137
12.2 Gestehungskosten der PtL	137
12.2.1 Investitionskosten	137
12.2.2 Gestehungskostenberechnung	137
12.2.3 Sensitivitätsanalyse	139
12.3 Technologie und Gestehungskosten Power-to-Gas	141

Untersuchungsteil C: Case Studies zu Raffinerien	141
13 Raffinerien in Deutschland	142
13.1 Effizienzsteigerungen	143
13.2 Einkopplung erneuerbarer Energie in die Prozesse	143
13.3 Veränderung der Rohstoffbasis	144
13.4 CO ₂ -Abscheidung in Raffinerien	145
14 Schlussfolgerungen und Handlungsoptionen	146
14.1 Allgemeines	146
14.2 Handlungsoptionen	146
14.3 Forschungsfragen	148
15 Literaturverzeichnis	150
16 Tabellenanhang	154
Impressum	160

ABBILDUNGEN UND TABELLEN

Abbildung 1	Einsatz flüssiger Energieträger in Deutschland im Jahr 2050 im Szenario PtX 80 in PJ	21
Abbildung 2	Einsatz flüssiger Energieträger in Deutschland im Jahr 2050 im Szenario PtX 95 in PJ	22
3		
Abbildung 3	Verwendung von Mineralöl in Deutschland 2016	27
Abbildung 4	Rohstoffbasis in der Chemie	28
Abbildung 5	Nichtenergetischer Verbrauch in der Energiebilanz Deutschland 2015	29
4		
Abbildung 6	Übersicht von Szenariotypen	31
Abbildung 7	Beimischungsanteile für synthetische Energieträger in den Szenarien PtX 80 und PtX 95	33
Abbildung 8	Grenzübergangspreise fossiler Energieträger in Deutschland 2015 – 2050 in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95, in € ₂₀₁₅ /MWh	36
Abbildung 9	Endverbraucherpreise fossiler Energieträger in Deutschland in den Szenarien Referenz und PtX 80, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	37
Abbildung 10	Endverbraucherpreise fossiler Energieträger in Deutschland im Szenario PtX 95, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	38
Abbildung 11	Kosten für PtL ab Raffinerie und PtG ab Grenze in Deutschland in zwei Preispfaden, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	39
Abbildung 12	Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (höhere Kosten)/fossil in Deutschland im Szenario PtX 80, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	41
Abbildung 13	Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (niedrige Kosten)/fossil in Deutschland im Szenario PtX 80, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	42
Abbildung 14	Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (höhere Kosten)/fossil in Deutschland im Szenario PtX 95, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	43
Abbildung 15	Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (niedrige Kosten)/fossil in Deutschland im Szenario PtX 95, Realpreise 2015 – 2050 in Cent ₂₀₁₅ /kWh (Erdgas) und € ₂₀₁₅ /l	44

Abbildung 16	Personenverkehrsleistung nach Verkehrszweig, Referenzentwicklung, Prognose bis 2050, in Mrd. Pkm	48
Abbildung 17	Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträger, Referenzentwicklung, Prognose bis 2050	48
Abbildung 18	Pkw-Neuzulassungen nach Antrieb, Referenz, bis 2050, in %	49
Abbildung 19	Pkw-Bestand nach Antrieb, Referenz, bis 2050, in Tsd. Pkw	50
Abbildung 20	LNF-Bestand nach Antrieb, Referenz, bis 2050, in Tsd. LNF	51
Abbildung 21	Bestand von schweren Lkw und Sattelzugmaschinen nach Antrieb, Referenz, bis 2050 in Tsd.	51
5		
Abbildung 22	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren, 2000 bis 2050, in PJ (Verkehrssektor inkl. internationale Verkehre)	55
Abbildung 23	Nettostromerzeugung in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95	56
Abbildung 24	Stromerzeugungskapazitäten (netto) in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95	57
Abbildung 25	Stromimporte und -exporte Deutschlands in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95	58
Abbildung 26	Zusammensetzung der heutigen mittleren Strompreise in Cent ₂₀₁₅ /kWh bei einer Bezugsmenge von 3.500 kWh pro Jahr	59
Abbildung 27	Entwicklung der Stromsystemkosten im Szenario PtX 80 in Mrd. € ₂₀₁₅	60
Abbildung 28	Entwicklung der Stromsystemkosten im Szenario PtX 95 in Mrd. € ₂₀₁₅	60
Abbildung 29	Endkundenstrompreise für private Haushalte für die Szenarien PtX 80 und PtX 95 in Cent ₂₀₁₅ /kWh	61
Abbildung 30	Fernwärmeerzeugung in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95 in TWh	63
Abbildung 31	Emissionsentwicklung der Raffinerien in den Szenarien (ohne Raffineriekraftwerke) Mio. t CO ₂ e	65
6		
Abbildung 32	Nichtenergetischer Verbrauch: Szenarien PtX 80 und PtX 95 in PJ	67
7		
Abbildung 33	Szenario PtX 80 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050, in PJ	72

Abbildung 34	Szenario PtX 95 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050 nach Sektoren, in PJ	74
Abbildung 35	Verkehrssektor Szenario PtX 80 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050 nach Verkehrsträgern, in PJ	74
Abbildung 36	Verkehrssektor Szenario PtX 95 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050 nach Verkehrsträgern, in PJ	75
Abbildung 37	THG-Emissionen nach Quellen, 1990 bis 2050 im Szenario PtX 80, in Mio. t CO ₂ e	78
Abbildung 38	Jährliche Energieträgerkosten, in Mrd. €, real 2015, bewertet mit Grenzübergangspreisen*, Basis höherer PtL-Preisfad	81
Abbildung 39	Kumulierte volkswirtschaftliche Energiekosten der Jahre 2015 – 2050, in Mrd. € (real 2015), Basis höherer PtL-Preisfad	81
8		
Abbildung 40	Kleine Gebäude – Reale Jahreskosten von Heizungssystemen nach Kostenart im höheren PtL-Preisfad (in € ₂₀₁₅)	89
Abbildung 41	Mittelgroße Gebäude – Reale Jahreskosten von Heizungssystemen nach Kostenart im höheren PtL-Preisfad (in € ₂₀₁₅)	89
Abbildung 42	Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten: Kleine Gebäude – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Energie- und Anlagenkosten (reale Preise 2015)	91
Abbildung 43	Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten: Mittelgroße Gebäude – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Energie- und Anlagenkosten (reale Preise 2015)	91
Abbildung 44	Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Energiepreise für Strom und PtL, im Jahr 2050	94
Abbildung 45	TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 1: Segment Kleinwagen	99
Abbildung 46	TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 1: Segment Kleinwagen	99
Abbildung 47	TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 2: Segment Kompaktklasse	100
Abbildung 48	TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 2: Segment Kompaktklasse	100
Abbildung 49	TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 3: Segment Mittelklasse	101

Abbildung 50	TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 3: Segment Mittelklasse	101
Abbildung 51	TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 4: Segment SUV	102
Abbildung 52	TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 4: Segment SUV	102
Abbildung 53	TCO Vergleich für das Pkw-Segment Kompaktwagen in Abhängigkeit der Batteriekapazität und der Jahresfahrleistung für das Jahr 2050	103
10		
Abbildung 54	Anteil der ausgewiesenen Windvorranggebiete an der Gesamtfläche der Bundesländer	115
Abbildung 55	In Deutschland realisierbare Leistung in GW und Stromerzeugungspotenzial in TWh erneuerbarer Energien	116
Abbildung 56	Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Kapitalkosten zwischen 2 % und 7 % (reale Preise 2015)	117
Abbildung 57	Kosten-Potenzial-Kurve für Onshore-Windenergie in der MENA-Region für das Jahr 2050	118
Abbildung 58	Kosten-Potenzial-Kurve für Solar-PV in der MENA-Region für das Jahr 2050	119
Abbildung 59	Mittlere erzielbare Volllaststunden für Onshore-Wind bei Ausschöpfung der notwendigen Potenziale in der MENA-Region	120
Abbildung 60	Mittlere erzielbare Volllaststunden für Solar-PV bei Ausschöpfung der notwendigen Potenziale in der MENA-Region	121
Abbildung 61	Beispielhaftes Einspeiseprofil der Stromerzeugungsanlagen über 10 Tage	121
11		
Abbildung 62	Vergleich des globalen Primärenergieverbrauchs, des Bioenergiepotenzials und der möglichen Deckungsanteile der Biomasse	124
Abbildung 63	Technische Biomassepotenziale für Rest- und Abfallstoffe in Deutschland (2015)	125
Abbildung 64	Spezifische Flächenerträge und Potenziale für energetisch nutzbare Trockenmasse	126
Abbildung 65	Technisches Primärenergiepotenzial aus Biomasse, inkl. Mobilisierungsquote für Rest- und Abfallstoffe (75 %) und pauschalem Verlustabschlag für Anbaubiomasse (10 %)	127

Abbildung 66	Gestehungskosten und Sensitivitätsanalyse für die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoff über den Konversionspfad „Biomass-to-Liquid“	129
Abbildung 67	Gestehungskosten und Sensitivitätsanalyse für den Konversionspfad Biomass-to-Gas (Biomethanpfad)	130
Abbildung 68	Darstellung der Ergebnisse der Biomasseallokation in 6 Varianten	133
Abbildung 69	Darstellung der technisch maximal möglichen Beiträge zur Deckung des deutschen Primärenergiebedarfs in PJ (ohne Ernte- und Lagerverluste über die betrachteten Prozessketten) in Bezug auf den Gesamtverbrauch und den Anteil für Mineralöl für das Jahr 2016	133
12		
Abbildung 70	Schematische Darstellung des Fischer-Tropsch-Verfahrens	136
Abbildung 71	Schematische Darstellung der Methanolsynthese	136
Abbildung 72	Schematische Darstellung der Polyoxymethylenethersynthese	137
Abbildung 73	Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten von PtL-Syncrude auf Basis der FTS 2050	139
Abbildung 74	Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes auf die PtL-Syncrude Gestehungskosten auf Basis der FTS 2050	140
Abbildung 75	Bandbreite der Erzeugungskosten von PtL 2030 und 2050 in € ₂₀₁₅ /Liter (Fischer-Tropsch-Verfahren)	140
13		
Abbildung 76	Kuppelproduktion in einer typischen europäischen Musterraffinerie	142
1		
Tabelle 1	Charakterisierung und Parametrisierung in den Szenarien (Input)	32
Tabelle 2	Internationale Energiepreise in den Szenarien 2015 – 2050, Realpreise in \$ ₂₀₁₅	35
Tabelle 3	Inflations- und Wechselkursentwicklung 2015 – 2050	35
Tabelle 4	Bevölkerung und Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2000 – 2050, in Tsd.	45
Tabelle 5	Beheizte Wohnfläche, nach Energieträgern, 2000 – 2050, in Mio. m ²	46
Tabelle 6	Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen, 2000 – 2050, in Tsd.	46
Tabelle 7	Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt 2000 – 2050, real in Preisen von 2010, in Mrd. €	47

5

Tabelle 8	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2000 bis 2050, in PJ	52
Tabelle 9	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2000 bis 2050, in PJ. Werte inkl. internationalem Flug- und Seeverkehr	53
Tabelle 10	Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren, 2000 bis 2050, in PJ. Verkehrssektor inkl. internationale Verkehre	54
Tabelle 11	Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß flüssiger Energieträger und PtX im Szenario PtX 80 in Deutschland	64

7

Tabelle 12	Primärenergieverbrauch nach Energieträgergruppen 2000 bis 2050, in PJ, nach Szenarien	69
Tabelle 13	Referenzszenario: Energetischer und nichtenergetischer Verbrauch an Mineralölprodukten in PJ	70
Tabelle 14	Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050, nach Szenarien, in PJ	71
Tabelle 15	Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050 in den Sektoren, nach Szenarien, in PJ	73
Tabelle 16	Einsatz synthetischer Energieträger im Verkehrssektor, 2020 – 2050, nach Verkehrsträgern, in PJ	76
Tabelle 17	THG-Emissionen nach Quellen, 1990 bis 2050, in Mio. t CO ₂ e, nach Szenarien, ohne internationale Verkehre	77
Tabelle 18	CCS in Szenario PtX 95 – jährlich abgeschiedene THG-Mengen nach Bereichen, in Mio. t CO ₂ e und induzierter Stromverbrauch in TWh	80
Tabelle 19	Geschätzte Mehrinvestitionen in Deutschland gegenüber der Referenz kumuliert bis 2050	82
Tabelle 20	Geschätzte Investitionen infolge deutscher PtX-Nachfrage im Ausland nach Szenarien kumuliert bis 2050	82
Tabelle 21	Geschätzter Flächenbedarf zur Erzeugung des deutschen PtX-Bedarfs nach Szenarien	83

8

Tabelle 22	Ausgewählte Gebäudetypen und deren Bedeutung im deutschen Wohnungsbestand	85
Tabelle 23	Beschreibung der ausgewählten Mustergebäude, Dimensionierung und Verbrauch	86

Tabelle 24	Kenngößen der berücksichtigten Ölheizkessel, nach Mustergebäude	86
Tabelle 25	Entwicklung der Jahresarbeitszahlen für Luftwärmepumpen nach energetischem Zustand der Gebäude und Betrachtungszeitpunkt	87
Tabelle 26	Kenngößen der berücksichtigten Wärmepumpen, nach Mustergebäude, Anlagenkosten ohne Anteil Wärmeverteilung, Annuität inkl. Kosten für die Wärmeverteilung	87
Tabelle 27	Endverbraucherpreise für Heizöl, PtL und Strom, in Cent/kWh, reale Preise 2015, Basis höherer PtL-Preisfad, Strompreis basierend auf Szenario PtX 80	88
Tabelle 28	Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Mustergebäude (reale Preise 2015), Basis höherer PtL-Preisfad	88
Tabelle 29	Endverbraucherpreise für Heizöl, PtL und Strom, in Cent/kWh bei tieferen PtL-Erzeugungskosten, Strompreis basierend auf Szenario PtX 80, reale Preise 2015	90
Tabelle 30	Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Mustergebäude (reale Preise 2015)	90
Tabelle 31	Endverbraucherpreise für Heizöl, PtL und Strom, in Cent/kWh, ohne Heizölsteuer, respektive ohne Stromsteuer, reale Preise 2015	92
Tabelle 32	Sensitivität Berechnung ohne Energiesteuern – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Mustergebäude (reale Preise 2015), Basis höherer PtL-Preisfad	93
Tabelle 33	Falldefinition der Musterrechnungen bei Pkw	95
Tabelle 34	Übersicht der Anschaffungskosten für die untersuchten Pkw-Segmente	96
Tabelle 35	Spezifische Energieverbräuche nach Pkw-Segment für das Basisjahr 2015	97
Tabelle 36	Endverbraucherpreise im Szenario PtX 80 für Benzin, Diesel, PtL und Strom, in €/l bzw. in Cent/kWh, reale Preise (Preisbasis 2015)	98
Tabelle 37	Ergebnis der Kriterienbewertung aus Verbrauchersicht – Wärme	107
Tabelle 38	Ergebnis der Kriterienbewertung aus Verbrauchersicht – Mobilität	110
10		
Tabelle 39	Stromkosten für die Elektrolyse an besonders günstigen Standorten in der MENA-Region bis rund 400 TWh jährlicher Stromerzeugung	122
Tabelle 40	Stromkosten für die Elektrolyse an mittleren Standorten in der MENA-Region bis rund 18.800 TWh jährlicher Stromerzeugung	122

11

Tabelle 41	Übersicht der betrachteten Technologien im Technologieportfolio für die Bioenergiebereitstellung	128
Tabelle 42	Abhängigkeit der Gestehungskosten für BtL, PBtL und BtG in Abhängigkeit des Zinsniveaus für Fremd- und Eigenkapital (Mischzinssatz)	131
Tabelle 43	Übersicht der 6 Varianten zur Biomasseallokation	132

12

Tabelle 44	Spezifische Investitionskosten und Annahmen der einzelnen Baugruppen	138
Tabelle 45	Spez. Energiebedarf der einzelnen Prozessschritte der FTS	138
Tabelle 46	Lebensdauer und fixe betriebsgebundene Kosten der Baugruppen der FTS	139
Tabelle 47	Annahmen zu Kosten und Effizienzen der Methanisierung (PtG)	141

Tabellenanhang

Tabelle 48	Grenzübergangspreise*, € Cent/kWh, real 2015, Basis höherer PtL-Preisfad	155
Tabelle 49	Grenzübergangspreise*, € Cent/kWh, real 2015, Basis niedriger PtL-Preisfad	155
Tabelle 50	Investitionskosten nach Inbetriebnahmezeitpunkt in € ₂₀₁₅ /kW	156
Tabelle 51	Fixe Betriebskosten nach Inbetriebnahmezeitpunkt in € ₂₀₁₅ /kW	156
Tabelle 52	Technische Lebensdauer in Jahren	157
Tabelle 53	Mittlere Handelskapazität in GW	157
Tabelle 54	Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland	158
Tabelle 55	Annahmen und Teilergebnisse der Berechnung der Stromkosten für die Erzeugung flüssiger Energieträger in der MENA-Region	159
Tabelle 56	Installierbare Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland in zwei Varianten	159

ABKÜRZUNGEN UND GLOSSAR

ASTM	Internationale Standardisierungsorganisation (ursprünglich engl. American Society for Testing and Materials)
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (engl. Batteryelectric vehicle)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BtL	Biomass-to-Liquid
BtX	Konversion von Biomasse zu gasförmigen oder flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Biomass-to-X)
BWS	Bruttowertschöpfung
CAPEX	Investitionsausgaben (engl. Capital expenditure)
CCS	CO ₂ -Abscheidung und dauerhafte Lagerung (engl. Carbon Capture and Storage)
CNG	Verdichtetes Erdgas (engl. Compressed natural gas)
DAC	CO ₂ Abscheidung aus Luft (engl. Direct Air Capture)
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
FCV	Brennstoffzellenfahrzeug (engl. Fuel cell vehicle)
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
FT-Syncrude	Fischer-Tropsch-Syncrude: Kohlenwasserstoffgemisch als Produkt der FTS
GHD, HH, IND, VER	Verbrauchssektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen Haushalte, Industrie, Verkehr
Hi	Unterer Heizwert (i von engl. inferior)
Hs	Oberer Heizwert (s von engl. superior)
HS, MS, NS	Netzebenen des Stromnetzes: Hoch-, Mittel und Niederspannungsnetz
ICEV	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (engl. Internal combustion engine vehicle)
IMO	Internationale Seeschifffahrts-Organisation (engl. International Maritime Organization)
KBA	Kraftfahrtbundesamt

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
LPG	Autogas/Flüssiggas (engl. Liquefied petroleum gas)
MENA	Region Mittlerer Osten Nordafrika (engl. Middle east north africa)
MeOH	Methanol
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MWE	Meerwasserentsalzung
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
OME	Oxymethylenether
OPEX	Betriebskosten (engl. operational expenditure)
PBtL	Power-Biomass-to-Liquid
PEM	Protonen-Austausch-Membran (engl. polymer electrolyte membrane)
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Hybridfahrzeug (engl. Plug-in hybrid electric vehicle)
Pkm	Personenkilometer
POME	Polyoxymethylenether
PBtX	Konversion von Biomasse und Strom zu gasförmigen oder flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power and Biomass-to-X)
PtG	Konversion von Strom zu gasförmigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Gas)
PtH₂	Konversion von Strom zu Wasserstoff (engl. Power-to-Hydrogen)
PtL	Konversion von Strom zu flüssigen Sekundärenergieträgern (engl. Power-to-Liquids)
PtL-Syncrude	Kohlenwasserstoffgemisch als Produkt der PtL
PtX	Konversion von Strom zu flüssigen oder gasförmigen Sekundärenergieträgern, (engl. power-to-X)
RED	EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (engl. Renewable Energy Directive)
RWGS	Reverse Wassergas-Shift-Reaktion
SNF	Schweres Nutzfahrzeug
SOEC	Festoxid-Elektrolysezelle (engl. solid oxide electrolyser cell)

THG	Treibhausgase
Tkm	Tonnenkilometer
TRL	Technologie-Reifegrad (engl. Technological Readiness Level)
UMSICHT	Fraunhofer-Institut für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik
vbh	Vollbenutzungsstunden
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital)
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion
η	Wirkungsgrad

VORBEMERKUNG

Die Prognos AG, Berlin/Basel sowie das Deutsche Biomasse Forschungszentrum DBFZ und das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT erhielten im April des Jahres 2017 von den deutschen Verbänden der Mineralölwirtschaft den Auftrag, eine Studie zu den **Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende** zu erarbeiten.

Die Studie vollzog sich in zwei **Phasen**: zunächst wurden **technologische Grundlagen** erarbeitet und die Kosten und Potenziale für die PtL Erzeugung, Biomasse und andere erneuerbare Energien näher untersucht. Nach Phase I (im September 2017) wurde ein Zwischenbericht veröffentlicht.

In Phase II erstellte Prognos **Szenarien**, wie die Energiewende unter besonderer Berücksichtigung von PtX gestaltet werden könnte. Die Studie legt einen Schwerpunkt auf flüssige Energieträger, viele Aussagen gelten aber auch für synthetische Gase (PtG). Daher wurden Gase in den Szenarien ebenso behandelt wie die flüssigen Energieträger.

Trotz mehrfacher, sorgfältiger Qualitätskontrollen übernehmen Prognos, DBFZ und UMSICHT keine Gewährleistung für die in diesem Bericht getroffenen Aussagen und Ergebnisse.

Jegliche Haftung ist hiermit ausdrücklich ausgeschlossen.

1

ZUSAMMENFASSUNG

Flüssige Energieträger und Rohstoffe haben heute eine erhebliche Bedeutung

- Flüssige Energieträger und Rohstoffe sind gut speicher- und transportierbar. Ihre chemischen Eigenschaften machen sie sehr vielseitig. Sie bilden daher die Grundlage für wichtige industrielle Wertschöpfungsketten in Deutschland.
- Ca. 98 % der Antriebsenergie im Verkehrssektor und 22 % der Heizenergie stammen aktuell aus flüssigen Energieträgern.
- In Deutschland existieren rund 5,6 Mio. Ölheizungen. Ca. 20 Mio. Menschen wohnen in ölbeheizten Gebäuden.
- 16% des Mineralölaufkommens wird in der Chemie verwendet, die damit 75% ihres organischen Rohstoffbedarfs deckt.
- Die enge Vernetzung und der Energie- sowie der Produkt-austausch der in Deutschland wichtigen Industriesektoren Raffination, Petrochemie, Chemie und Kunststoffverarbeitung führen zu Verbundeffekten und tragen zur internationalen Wettbewerbsfähigkeit der genannten Branchen bei.

Aus erneuerbarem Strom oder aus Biomasse können zukünftig THG-neutrale flüssige Energieträger gewonnen werden

- Strom aus erneuerbaren Energien kann mit Hilfe von Elektrolyse-Wasserstoff und einer Synthese mit Kohlenstoff in **flüssige Energieträger** umgewandelt werden.
- Wenn der hierfür benötigte Kohlenstoff aus der Luft oder aus Biomasse gewonnen wird, entsteht ein nahezu **treibhausgasneutraler** Brenn- bzw. Kraftstoff, das **PtL** (Power-to-liquid) bzw. **BtL** (Biomass-to-liquid). Sofern unvermeidliche konzentrierte Abgasströme existieren, können auch diese genutzt werden.
- Energieträger und Rohstoffe auf Basis von **Biomasse** sind vielfältig einsetzbar und können eine wichtige Er-

gänzungsfunktion einnehmen, um die THG-Emissionen zu reduzieren. Zudem können sie auch mit der PtL-Technologie kombiniert werden (PBtL).

Wichtige Wirtschaftsbereiche und Verbraucher werden auch zukünftig flüssige Energieträger benötigen

- Vor allem in Teilen des **Verkehrssektors** (z. B. Flugverkehr, Schifffahrt, Straßengüterfernverkehr) sowie in der **chemischen Industrie** sind flüssige Energieträger und Rohstoffe **nicht oder nur schwer zu ersetzen**.
- In anderen Bereichen, die gegenwärtig zu großen Teilen mit flüssigen Energieträgern versorgt werden, wie etwa im Pkw-Verkehr und im Wärmesektor, wird sich ein **Wettbewerb** zwischen THG-neutralen flüssigen Energieträgern und anderen, z. B. strombasierten Systemen einstellen.
- Da flüssige Energieträger weiter benötigt werden, ist die Entwicklung des Technologiepfads Power-to-Liquid unter Klimaschutzaspekten eine **No-Regret-Maßnahme und daher dringend zu empfehlen**.

Die Infrastruktur und die Anwendungstechnologien für flüssige Energieträger können weiter genutzt werden

- THG-neutrale flüssige Energieträger und Rohstoffe sind technisch in allen Verbrauchssektoren einsetzbar, es entfallen aufwändige Umrüstungen.
- PtL-Energieträger und Rohstoffe können genauso verarbeitet, gespeichert, transportiert und verwendet werden wie heutige flüssige Energieträger.
- Die deutschen Raffineriestandorte können nach gewissen Anpassungsinvestitionen PtL-„Rohöl“ zu Endprodukten verarbeiten. Sie stehen dabei – wie heute – in Konkurrenz zu Standorten in den Erzeugerländern.
- Der Infrastrukturbedarf im Inland ist deutlich geringer als in Szenarien mit höheren Elektrifizierungsgraden. Dafür sind erhebliche Investitionen im Ausland nötig.

Verbraucher legen bei ihren Investitionsentscheidungen vielfältige Kriterien an

- In dieser Studie werden Stromlösungen mit flüssigen Energieträgern (mit wachsenden PtL-Anteilen) aus Sicht von **Verbrauchern** verglichen. Dabei werden die Kriterien Wirtschaftlichkeit, Nutzung und Umweltaspekte zugrunde gelegt.
- Beim Kriterium **Wirtschaftlichkeit** ergibt sich ein differenziertes Bild. Kurz- und mittelfristig (2030) ergeben sich bei noch niedrigen PtL-Anteilen in den meisten Fällen wirtschaftliche Vorteile für flüssige Energieträger. Langfristig überwiegen in unseren Analysen die Vorteile für Stromlösungen im höheren Preisfad für PtL und bei etwa auf dem Niveau von 2015 verbleibenden Endverbraucherstrompreisen. Je nach PtL- und Stromkostenniveau sowie Nutzungskonstellation können sich aber auch langfristig Vorteile für flüssige Energieträger ergeben. Grundsätzlich hängt die Bewertung der Wirtschaftlichkeit aus Verbrauchersicht zudem von der Höhe der Steuerbelastung ab. Heute sind flüssige Energieträger in der Mobilität je Energieeinheit mit höheren Steuern belegt als Strom.
- Hinsichtlich der **Nutzung** ergeben sich Unterschiede vor allem bei der Mobilität. Aufgrund der besseren Speicherebarkeit flüssiger Energieträger sehen wir dauerhaft Nutzungsvorteile bei flüssigen Energieträgern.
- Aus **Umweltsicht** haben elektrische Lösungen in Beheizung und Mobilität vor allem kurz und mittelfristig Vorteile gegenüber flüssigen Energieträgern. Unter anderem werden mit den Stromlösungen weniger Luftschadstoffe und THG-Emissionen verursacht. Dabei ist zu beachten, dass eine Lebenszyklus-Analyse zur Untersuchung von Vorketten-Emissionen in dieser Studie nicht durchgeführt wurde. PtL-Brennstoffe können geringere Luftschadstoffe als fossile Energieträger verursachen. Hinsichtlich der Treibhausgase ergibt sich langfristig – wenn sowohl der Anteil der erneuerbaren Energien im Strommix wie auch der PtL-Beimischungsanteil gegen 100% konvergieren – eine neutrale Bewertung.

PtX ergänzt andere Lösungsoptionen wie erneuerbare Energien und Effizienz. Ambitionierte THG Minderung ist durch den Einsatz von PtL robuster erreichbar

- Die Szenarien PtX 80 und PtX 95 dieser Studie zeigen, dass eine Erreichung der THG-Minderungsziele auch dann möglich ist, wenn die Energieeffizienz nur wie bisher zunimmt, der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und die zunehmende Elektrifizierung von Anwendungen bei Verbrauchern an Grenzen stoßen.

- Ursachen hierfür könnten unzureichende Sanierungsgeschwindigkeiten oder Verzögerungen beim Stromnetzausbau sein.

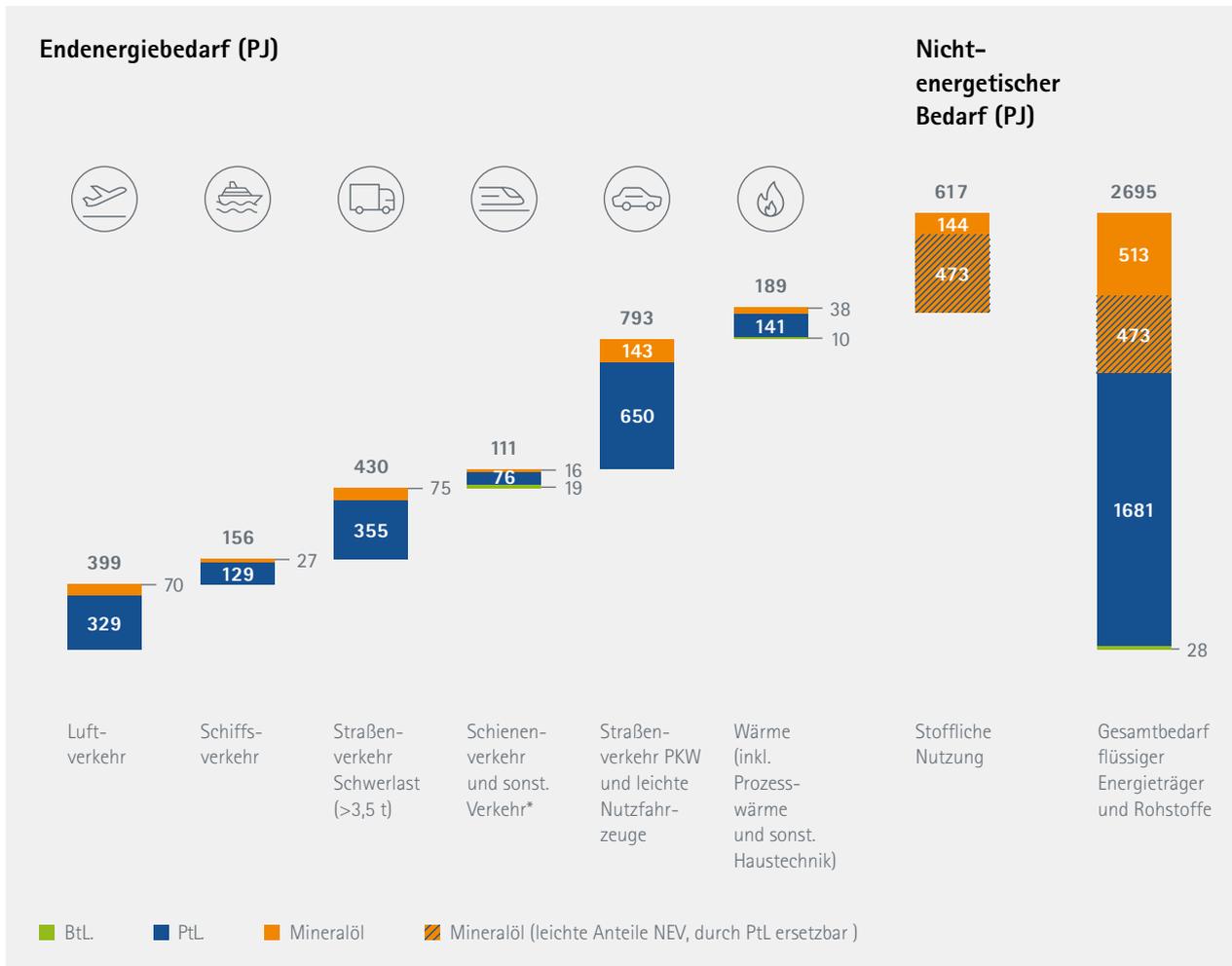
In unseren Szenarien liegt der PtL-Bedarf im Jahr 2050 zwischen 555 und 2.000 PJ

- Bei ambitioniertem Klimaschutz (95% THG-Reduktion) liegt der **PtL-Mindestbedarf**, hier gleichgesetzt mit dem Bedarf des Flug- und Schiffsverkehrs bei 555 PJ. Soll auf eine Elektrifizierung der Autobahnen in Deutschland verzichtet werden, ergibt sich ein PtL-Mindestbedarf von ca. **985 PJ** (jeweils im Jahr 2050, vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2).
- Wird PtL als Lösungsstrategie anteilig in allen Sektoren eingesetzt, ergibt sich ein PtL Bedarf von rd. **1.700 PJ** (entspricht 39,5 Mio. t im Szenario PtX 80, vgl. Abbildung 1) bzw. rd. **2.000 PJ** (46,5 Mio. t im Szenario PtX 95), vgl. Abbildung 2) im Jahr 2050. Hinzu kommen je nach Szenario rd. 1.000 PJ (26 Mrd. m³) bzw. rd. 1.600 PJ (41 Mrd. m³) an PtG und PtH₂. Zum Vergleich: Der heutige Ölbedarf Deutschlands liegt bei rd. 104 Mio. t.
- Es wurde davon ausgegangen, dass in Teilen der Industrie und in der Müllverbrennung im PtX 95 Szenario Kohlendioxidabscheidung /-speicherung mit **CCS** zum Einsatz kommt. Um den **CCS-Einsatz** zu reduzieren, könnten fossile Rohstoffe auch in der Petrochemie teilweise **durch PtL ersetzt werden**. In diesem Fall läge der PtL-Bedarf noch um ca. 470 PJ höher (vgl. Abbildung 2).

Energieimporte bieten Chancen

- Für die Reduktion der THG-Emissionen wird die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** eine immer wichtigere Rolle spielen. Die technischen Potenziale für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sind groß, jedoch ist das realisierbare Potenzial wegen möglicher Flächenrestriktionen unklar.
- Viele Länder der Welt verfügen über (erheblich) größere Potenziale und günstigere Erzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien als Deutschland. Auch deshalb liegt es nahe, **Importe** erneuerbarer Energien als Option zu entwickeln, um die Energie- und Rohstoffversorgung in Deutschland sicherzustellen.
- In dieser Studie wurden die Länder Nordafrikas und des Nahen Ostens („MENA“) sowie Kasachstan betrachtet. Eine weltweite Suche nach optimalen Standorten für PtL erfolgte nicht.

Abbildung 1: Einsatz flüssiger Energieträger in Deutschland im Jahr 2050 im Szenario PtX 80 in PJ



Quelle: Eigene Darstellung, * Landwirtschaft, Baugewerbe, öffentliche Verwaltung, Militär, NEV: Nichtenergetischer Bedarf

- Flüssige Energieträger können kostengünstig gelagert und weltweit transportiert werden. Dies bietet einen Vorteil gegenüber gasförmigen Energieträgern oder Strom. Damit ist eine hohe Flexibilität in der Wahl der PtL Bezugsregionen gegeben, die über den Suchraum dieser Studie hinausreicht.

PtLs können im Jahr 2050 bei 7% Zins zu Kosten von 0,7 bis 1,3 €₂₀₁₅/Liter erzeugt werden

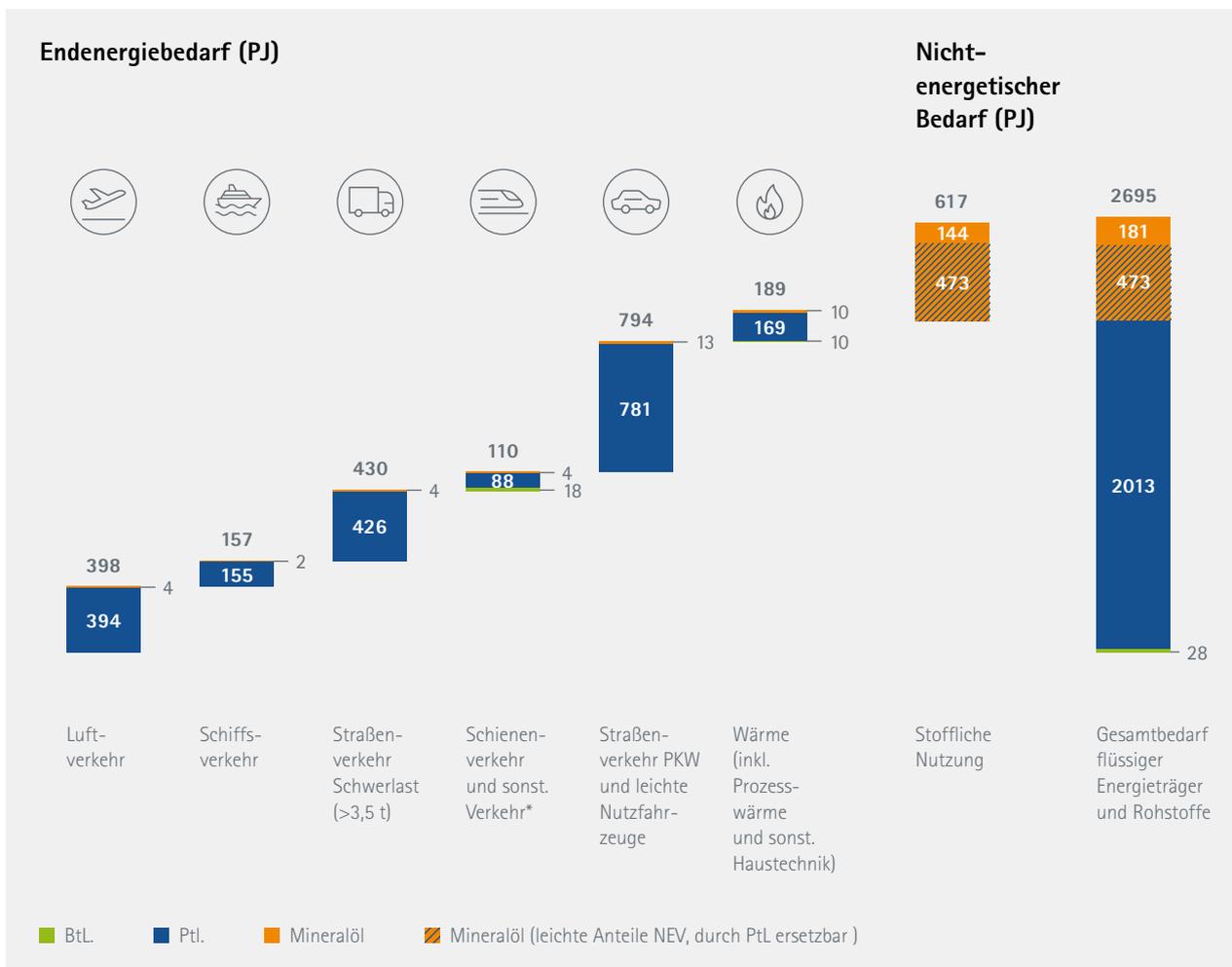
- Je nach Standortbedingungen der erneuerbaren Stromerzeugung und Wirkungsgrad kann im Jahr 2050 treibhausgasneutrales PtL bei einer Kapitalverzinsung von 2% für rund 0,5 bis 0,9 €₂₀₁₅/Liter Rohöläquivalent hergestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Suchraum unserer Studie nur eine begrenzte Zahl an Standorten zur Verfügung steht, auf denen der niedrige Kostenwert realisiert werden kann.

- Bei einem Zinssatz von **7%**, der auch in anderen Studien angelegt wird, sind Produktionskosten von **0,7 bis 1,3 €₂₀₁₅/Liter** zu erwarten.
- Voraussetzung hierfür ist ein **groß-industrieller Einstieg** in die PtL-Technologie, damit Lerneffekte erzielt und Kosten gesenkt werden können.
- PtL und PtG erreichen hierbei etwa gleiche Kostenniveaus (→ Abb. 12 bis 15)

Szenarien mit hohen PtX-Anteilen bedürfen geringer Investitionen in Deutschland, da weitgehend vorhandene Infrastruktur genutzt wird. Es muss aber mit höheren Energiekosten gerechnet werden

- Bis zum Jahr 2050 liegen die kumulierten inländischen **Investitionen** mit 34 Mrd. € (PtX 80) bzw. 59 Mrd. € (PtX 95) bis 2050 nur leicht über dem Referenzszenario.

Abbildung 2: Einsatz flüssiger Energieträger in Deutschland im Jahr 2050 im Szenario PtX 95 in PJ



Quelle: Eigene Darstellung, *Landwirtschaft, Baugewerbe, öffentliche Verwaltung, Militär, NEV: Nichtenergetischer Bedarf

- Allerdings verdoppeln sich in Deutschland die jährlichen **Ausgaben für Energieträger** im Jahr 2050 in Folge der Importe von PtL und PtG gegenüber einem Referenzszenario ohne Erreichung der THG Ziele.
- Die über alle Jahre kumulierten Kosten für Energieträger liegen im Szenario PtX 80 44% über dem Referenzszenario (PtX 95: ähnliche Größenordnung).

PtL schafft volkswirtschaftliche Perspektiven in den Erzeugerländern

- Zur Erzeugung der PtL-Mengen unserer Szenarien ist im Jahr 2050 im **Ausland** eine Stromerzeugung in Höhe von 900 TWh (PtX 80) bis 1080 TWh (PtX 95) erforderlich. Das entspricht dem 1,5 bis 1,8-fachen der aktuellen deutschen Nettostromerzeugung.

- Im Ausland wären alleine für die PtL-Versorgung Deutschlands im Mittel über alle Jahre bis 2050 Investitionen in Höhe von jährlich rd. 44 Mrd. € (PtX 80) bzw. 58 Mrd. € (PtX 95) (ohne Infrastrukturinvestitionen) notwendig. Diese Investitionen sind eine große Chance und eine große Herausforderung, die in der Umsetzung eine umfassende internationale Unterstützung erfordert.
- Die zukünftige Erzeugung von PtL in sonnen- und windreichen Ländern, die heute fossile Energien exportieren, bietet diesen ein alternatives Geschäftsmodell. Es ist zu vermuten, dass rohstoffreiche Länder ohne eine Alternative versuchen werden, ihre fossilen Öl- und Gasreserven weitgehend auszunutzen.

Fazit

- PtL sind für eine weitgehend treibhausgasneutrale Energieversorgung nach heutigem Wissen **unverzichtbar**.
- Flüssige Energieträger mit PtL können aus Sicht der Verbraucher gegenüber strombasierten Lösungen preislich wettbewerbsfähig sein.
- PtL bieten **Verbrauchern eine zusätzliche Option**, um eine für sie optimale treibhausgasarme Lösung zu finden. Dabei sind PtL anschlussfähig an die heute vorhandene Infrastruktur.
- Um diese Option zu entwickeln und rechtzeitig ausreichende Mengen verfügbar zu haben, ist ein **allmählicher aber stetiger Markthochlauf** anzustreben. Hierfür sind – je nach Phase – verschiedene regulatorische und ökonomische Maßnahmen und Instrumente geeignet und notwendig.
- Unternehmen und Wissenschaft sind ihrerseits gefragt, **Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen** zu erhöhen und Optionen zu entwickeln. Insbesondere die Kohlendioxidabscheidung aus der Luft, die Elektrolyse und Synthese sind wichtige Forschungsfelder.
- Die zukünftige Erzeugung von PtL in sonnen- und windreichen Ländern kann diesen eine **vielversprechende Wachstumsperspektive** bieten.

2

EINLEITUNG

2.1 HINTERGRUND UND AUFGABENSTELLUNG

Kohlenstoff ist ein Baustein des Lebens. Nicht nur jede menschliche Zelle, sondern auch ein Großteil der Produkte und Materialien, von denen wir umgeben sind, enthält Kohlenstoff in beträchtlichem Ausmaß. Für die traditionelle Energieversorgung spielt Kohlenstoff ebenfalls eine zentrale Rolle. Die heute verwendeten flüssigen und gasförmigen Energieträger wie Benzin oder Erdgas sind deshalb so leistungsfähig und anwenderfreundlich, weil Kohlenstoff in ihnen enthalten ist.

Andererseits ist Kohlenstoff nach seiner Reaktion mit Sauerstoff in Form von Kohlendioxid (CO₂) in der Atmosphäre ein „Problemstoff“, da er den größten Anteil am anthropogenen Treibhausgasemissionen und dem damit verbundenen Klimawandel aufweist.

Nicht erst seit der Klimakonferenz von Paris sind die meisten Staaten dieser Welt darum bemüht, Konzepte zu entwickeln und Maßnahmen zu ergreifen, um den Ausstoß an Treibhausgas (THG)emissionen zu reduzieren. In Paris wurde im Jahr 2015 festgestellt, dass der weltweite Scheitelpunkt der Treibhausgasemissionen so bald wie möglich erreicht werden soll. In der zweiten Hälfte des Jahrhunderts soll ein Gleichgewicht zwischen Treibhausgasemissionen und deren Abbau durch Senken erreicht werden (sog. „Treibhausgasneutralität“). Hierdurch soll die Erwärmung der Erde im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf „deutlich unter“ 2°C begrenzt werden (mit Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5°C) (BMW 2018a).

Die deutsche Bundesregierung hat bereits 2010 ein Energiekonzept vorgelegt, in dem die Reduktion der THG-Emissionen um 80 bis 95% gegenüber 1990 zur Zielmarke erklärt wird. Seitdem sind zahlreiche Maßnahmen und Umsetzungsschritte unternommen worden, um dem Ziel näher zu kommen. Nicht zuletzt aufgrund der guten wirtschaftlichen Entwicklung und der Marktlogik des europaweiten EU Emissionshandels konnten aber zuletzt die THG-Emissionen in Deutschland nicht reduziert werden. So weist der fünfte Monitoring-Bericht zur Energiewende für das Jahr 2015 eine Reduktion der THG-Emissionen um

27,2% ggü. 1990 aus. Seit 2009 verharren die THG-Emissionen Deutschlands bei einem gleichbleibenden Wert von rd. 900 Mio. t/a – zuletzt mit leicht ansteigender Tendenz. (BMW 2018).

Es ist schon jetzt erkennbar, dass weitere Anstrengungen erforderlich sind, um auch bei positivem Wirtschaftsverlauf auf den politisch vereinbarten THG-Minderungspfad zu gelangen. Dazu werden unterschiedliche Ansätze diskutiert. Zwar besteht Einigkeit darüber, dass die verstärkte Verwendung von erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz von zentraler Bedeutung für die Energiewende sind. Wind und Sonne gelten als die Energiequellen mit dem größten erneuerbaren Potenzial.

Andererseits stellt sich die Frage, ob das Ausbautempo der **erneuerbaren Energien** und der notwendige Ausbau der Stromnetze angesichts von Flächenrestriktionen und möglicher Akzeptanzgrenzen durchhaltbar oder gar steigerbar ist.

Die **Effizienz der Energieverwendung** konnte in den letzten Jahren zwar verbessert werden. Maßnahmen zur weiteren Effizienzsteigerung, wie etwa eine Beschleunigung der Sanierungsraten von Gebäuden sind jedoch zuletzt gescheitert.

Zudem stellt sich die Frage, ob z. B. Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen schnell genug in den Markt gebracht werden können. Bisher favorisieren **Verbraucher** andere Lösungen. Andere Technologien wie PtL könnten eine wichtige Ergänzung oder Alternative darstellen.

Trotz der großen Bedeutung von Strom geht keine der zahlreichen aktuellen Energiewendestudien davon aus, dass eine **vollständige Umstellung** aller Nutzungen von Energie auf Strom möglich ist. Dies liegt u. a. am begrenzten inländischen Stromerzeugungspotenzial, vor allem aber an der aufwändigen Speicher- und Transportierbarkeit von Elektrizität. Der bisweilen verwendete Begriff einer „All Electrical Society“ führt somit in die Irre, da Fragen wie z. B. die Energiespeicherung, die Energieversorgung von Flugzeugen und weiteren Verkehrsträgern oder die stoffliche Nutzung von flüssigen Rohstoffen zur Herstellung vielfältiger Produkte des Alltags unbeantwortet bleiben.

Mögliche weitgehend treibhausgasneutrale alternative Energieträger und Rohstoffe für die stoffliche Nutzung können erneuerbare Biomasse oder mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugte Energieträger („PtL-Kraftstoffe“) und Rohstoffe (PtL-Rohstoffe) sein. Vereinfacht ausgedrückt wird dabei Wasserstoff aus erneuerbarer Erzeugung mit Kohlendioxid z. B. aus der Luft zu einem treibhausgasneutralen Kohlenwasserstoff zusammengesetzt.

Die **Verbände der Mineralölwirtschaft** haben die Prognos AG beauftragt, eine Analyse zu Status Quo und Perspektiven flüssiger Energieträger und Rohstoffe in der Energiewende vorzunehmen, in der folgende **Fragestellungen** untersucht werden:

- Welche **Bedeutung hat heute Mineralöl** als Energieträger, Rohstoff und Wirtschaftsfaktor für Deutschland und welche Bedeutung haben langfristig flüssige Energieträger und Rohstoffe in den einzelnen Verbrauchssektoren? Wo werden sie nicht oder nur schwer zu ersetzen sein?
- Welchen **Beitrag** können flüssige Energieträger und Rohstoffe auf Basis von **Biomasse** leisten, um die THG-Emissionen zu reduzieren?
- Welchen Beitrag kann das in Deutschland verfügbare **Potenzial** erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung zur THG-Minderung in den, Verbrauchssektoren leisten?
- Welche **technologischen Fortschritte** und welche **Kosten** für die Herstellung weitgehend treibhausgasneutraler flüssiger (und gasförmiger) Energieträger und Rohstoffe sind erreichbar?
- Welche **Perspektiven** für flüssige Energieträger und Rohstoffe ergeben sich aus den Ergebnissen, wenn in Deutschland der Ausbau der erneuerbaren Energien weniger stark erfolgt als erforderlich?
- Welche **Schlussfolgerungen** für die Gestaltung der Klimaschutzpolitik ergeben sich aus den Untersuchungsergebnissen?

2.2 METHODIK

Um die vorstehend genannten Fragen zu beantworten wurde die vorliegende Studie von der Prognos AG gemeinsam mit UMSICHT und dem DBFZ erarbeitet. Dabei war UMSICHT für den Teil Technologien und Kosten der PtX-Erzeugung verantwortlich (vgl. Kapitel 12), das DBFZ für die Erkenntnisse im Bereich Biomasse (vgl. Kapitel 11).

Eine Begleitgruppe der Auftraggeber diskutierte die Ergebnisse mit den Studienautoren. Darüber hinaus wurden Interviews mit Experten aus zwei deutschen Raffineriestandorten geführt.

Im Lauf der Untersuchung wurden zunächst die **Technologiepfade** „Power-to-X“ (PtX mit Schwerpunkt auf den synthetischen flüssigen Energieträgern), „Biomasse“ (Potenziale und Kosten) und „Technologien der Elektrifizierung“ (Schwerpunkt Potenziale Wind/Sonne in Deutschland) erarbeitet. Die Ergebnisse wurden in einem Zwischenbericht (Prognos AG, DBFZ, UMSICHT 2017) veröffentlicht und sind hier in einem eigenen Untersuchungsteil (B, Kapitel 10 bis 12) ausführlicher dokumentiert.

In der zweiten Phase der Untersuchung wurden **Szenarien** für die künftige Energie- und Rohstoffversorgung Deutschlands erstellt. Das Design dieser Szenarien ist in Kapitel 4.1 dargelegt.

Die Studie erscheint kurz nach Veröffentlichung der Untersuchung „Klimapfade für Deutschland“, die Prognos und Boston Consulting Group im Auftrag des BDI erstellt haben (BCG, Prognos 2018). Da in der BDI-Studie ein Referenzszenario erarbeitet wurde, konnte die vorliegende Untersuchung darauf aufbauen.

Die Szenarien „PtX 80“ und „PtX 95“ sind unabhängig von der BDI Studie durch die Prognos AG für die Zwecke dieser Studie entwickelt worden, mehr dazu in Kapitel 4.

UNTERSUCHUNGSTEIL A:
SZENARIEN DER ENERGIEVERSORGUNG DEUTSCHLANDS BIS 2050

3

HEUTIGE BEDEUTUNG DES MINERALÖLS FÜR DIE DEUTSCHE ENERGIE- UND ROHSTOFF- VERSORGUNG

Die deutsche Energie- und Rohstoffversorgung wird durch einen breiten Energiemix sichergestellt. Mineralöl zählt zu den wichtigsten Energieträgern und Rohstofflieferanten für das Energiesystem und die Industrie in Deutschland.

3.1 BEDEUTUNG VON MINERALÖL FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG

Wie Abbildung 3 (links) verdeutlicht ist Mineralöl mit 4.567 PJ von insgesamt 13.451 PJ im Jahr 2016 der wichtigste Energieträger in der Primärenergieversorgung in Deutschland und deckt damit rund ein Drittel des Primärenergiebedarfes. Dieser Anteil ist über die letzten zehn Jahre nahezu unverändert geblieben.

Aus Mineralöl wird eine Vielzahl von Energieträgern (Kraftstoffe und Brennstoffe) und Rohstoffen (Chemierohstoffe, Schmierstoffe, Baustoffe, etc.) gewonnen. Abbildung 3 (Mitte) stellt den jährlichen Absatz dieser Mineralölprodukte in Deutschland von rd. 110 Mio t. im Jahr 2016 nach Anwendungen dar: Rund 61 % des Absatzes erfolgt in Form von Kraftstoffen im Verkehr (mit 37,8% im Bereich PKW und leichte Nutzfahrzeuge, 13,8% im Bereich Schwerlastverkehr / LKW und 9,3% im Bereich Luftverkehr und Schifffahrt). 16,6% des Absatzes erfolgt in Form von Heizöl zur Anwendung im Bereich Wärme und weitere 22,5% des Absatzes werden stofflich genutzt (u.a. Chemierohstoffe, vgl. nachfolgender Absatz).

Auch die Betrachtung über die Endenergiebilanz zeigt die Bedeutung von Mineralöl in der Energieversorgung. Vom

deutschen Endenergiebedarf in Höhe von 8.877 PJ im Jahr 2015 wurden 37% durch flüssige Energieträger gedeckt. Abbildung 3(rechts) stellt die Verteilung dieser 3315 PJ aus Mineralölprodukten auf die Sektoren Verkehr (VER, 74%), Industrie (IND, 2%), Haushalte (HH, 15%) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD, 9%) dar.

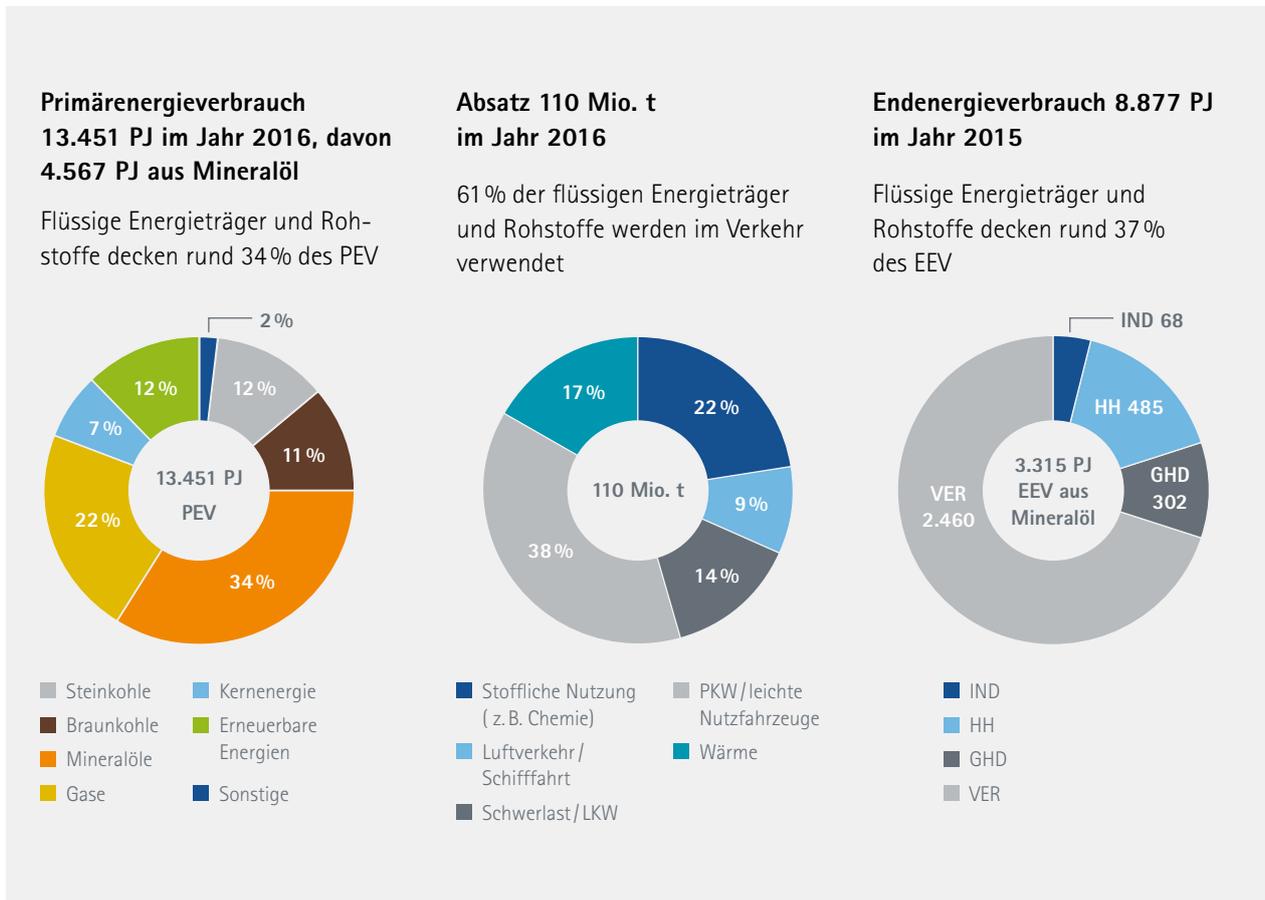
Es wird deutlich, welche zentrale Rolle Mineralöl für den Verkehrssektor spielt. Rund drei Viertel des Endenergieverbrauchs der Mineralölprodukte gehen in den Verkehrssektor. Der Verkehrssektor wiederum deckt ca. 99% seines Energiebedarfes aus flüssigen Energieträgern (vorrangig Mineralölprodukte).

3.2 BEDEUTUNG VON MINERALÖL FÜR DIE ROHSTOFFVERSORGUNG (NICHT-ENER- GETISCHER VERBRAUCH)

Aus Abbildung 3 geht hervor, dass 22,5% des Absatzes an Mineralölprodukten im Jahr 2016 stofflich genutzt werden. Dieser Anteil der Mineralölnutzung bildet die Grundlage für eine Vielzahl an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen, die Grundlage oder elementarer Bestandteil vielfältiger industrieller Wertschöpfungsketten sind.

Etwa 6% der stofflichen Nutzung erfolgt direkt. Dazu zählen u.a. Petrolkoks (Elektroden- und Stahlherstellung, Brennstoff, etc.), Bitumen (Bauindustrie: Straßenbau, Hoch- und Tiefbau, Dichtmaterialien, etc.), Spezial- und Testbenzine (Löse- und Verdünnungsmittel, etc.), Paraffine (Brennstoff, Versiegelung, Pharmazie, Kosmetik, Konservierung, etc.),

Abbildung 3: Verwendung von Mineralöl in Deutschland 2016



Links: Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016 (Quelle: (AGEB, AG Energiebilanzen e.V. 2017)). Mitte: Absatz von Mineralölprodukten nach Anwendungen (Quelle: (MWW 2017)). Rechts: Endenergieverbrauch (Quelle: (AG Energiebilanzen e.V. 2017)). Abkürzungen GHD, HH, IND, VER: Verbrauchssektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen Haushalte, Industrie, Verkehr.

Wachse (Kerzen, Schuhcreme, etc.), Vaseline (Kosmetik, Pharmazie, Schmierstoff, Korrosionsschutz, Fett, etc.).

Etwa 16% der stofflichen Nutzung erfolgt in der Chemieindustrie. Abbildung 4 stellt die Rohstoffbasis und die Verästelung der Chemieindustrie dar: Wenige Rohstoffe werden über wenige Basischemikalien und sogenannte Zwischenchemikalien zu einer Vielzahl an Endverbraucherprodukten umgewandelt. Die Endprodukte für den alltäglichen Gebrauch lassen den Bezug zum Rohöl häufig nicht mehr erkennen, wie z. B. die Fasern in einem Kleidungsstück, eine Plastikflasche oder eine Kopfschmerztablette (vgl. (Petrochemicals Europe 2017)).

Die **organische Chemie** ist der **kohlenstoffbasierte** Teil der Chemie und Hauptnutzer von Mineralöl als Rohstoff. Ca. 75% der organischen Rohstoffbasis der Chemie werden durch Mineralöl gedeckt (VCI 2017), ein Großteil davon aus Rohbenzin (Naphtha).

In der Energiebilanz taucht die stoffliche Nutzung als nichtenergetischer Verbrauch (NEV) auf. Dabei handelt es sich um die gesondert ausgewiesene Menge der Nichtenergetischer Energieträger sowie der nicht energetisch genutzte Teil der Energieträger (z. B. als Rohstoff chemischer Prozesse). Nachwachsende Rohstoffe sind im nichtenergetischen Verbrauch der Energiebilanzen nicht ausgewiesen.

Abbildung 5 stellt den NEV der Energiebilanz 2015 dar. Es wird deutlich, dass es sich bei den 23 Mio. t Rohstoffe durchweg um Kohlenstofflieferanten handelt und eine überschlägige Kohlenstoffbilanz auf Basis typischer Kohlenstoffgehalte ergibt 19 Mio. t Kohlenstoff. Mineralöl deckt mit 86% der 23 Mio. t Rohstoffe im Jahr 2015 rund 89% des Kohlenstoffgehalts des nichtenergetischen Verbrauches der Energiebilanz.

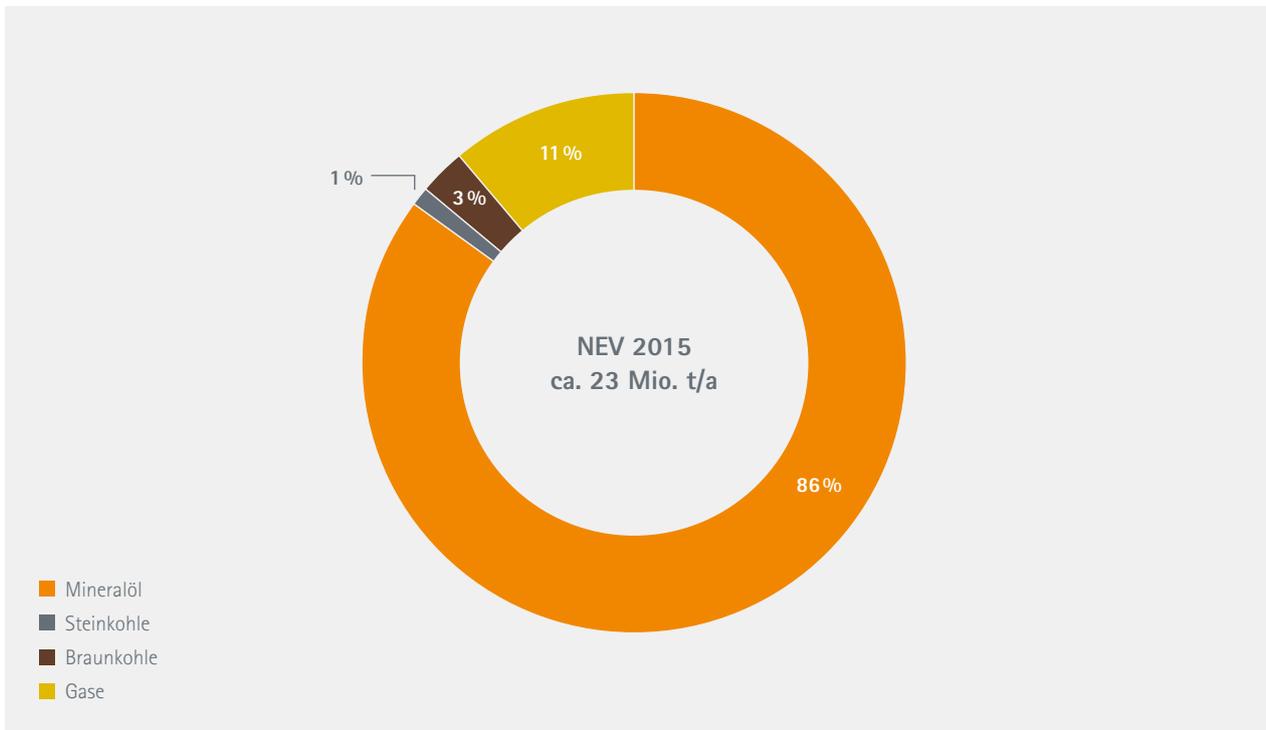
Mineralöl bildet somit aktuell einen Großteil der Rohstoffbasis vielfältiger industrieller Wertschöpfungsketten (vgl. auch Abschnitte 5.3.2, 6 und 13).

Abbildung 4: Rohstoffbasis in der Chemie



Eigene Abbildung auf Basis von (VCI 2017) und in Anlehnung an (Jess und Wasserscheid 2013)

Abbildung 5: Nichtenergetischer Verbrauch in der Energiebilanz Deutschland 2015



Quelle: (AG Energiebilanzen e.V. 2017), eigene Darstellung (Mineralölprodukte zusammengefasst)

4

SZENARIENDESIGN UND DEFINITION DER RAHMENBEDINGUNGEN

4.1 ÜBERBLICK UND ZENTRALE ANNAHMEN

Szenarientheorie

Szenarien sind das bevorzugte Verfahren zur Abbildung möglicher Zukunftsentwicklungen unter unterschiedlichen Voraussetzungen. Da niemand die Zukunft sicher vorher-sagen kann, sind Zukunftsforscher darauf angewiesen, An-nahmen zu treffen, um die Folgen dieser Annahmen auf die zukünftige Entwicklung zu ermitteln. Szenarien sind also stets „wenn-dann“-Aussagen, die Ursachen und Wirkungen in einen kausalen Zusammenhang bringen.

Prognosen im engeren Sinn sind eine besondere Form von Szenarien. Sie wollen in der Regel eine Zukunftsent-wicklung beschreiben, deren Eintreffen möglichst wahr-scheinlich ist. Prognosen werden gelegentlich auch als „best-guess“-Szenarien bezeichnet.

Zur Einordnung der vorliegenden Arbeit werden die ver-schiedenen **Szenarioarten** im Folgenden beschrieben. Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Wie Abbildung 6 zeigt, dienen die einzelnen Szenariotypen unterschiedlichen Zwecken.

Wissenschaftliche Zukunftsaussagen werden grundsätz-lich in indikative und normative Szenarien unterteilt:

- **Indikative Zukunftsaussagen** beschreiben mögliche Zukunftsentwicklungen in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen. Dabei werden etwa Instrumente, Politikan-sätze, Technologiepfade oder Marktdesigns im Hinblick auf ihre Wirkungen getestet. In der Regel sind diese Szenarien ergebnisoffen, d. h. die Erreichung von Zielen wird nicht unterstellt, insbesondere, wenn diese noch nicht rechtlich verbindlich sind.

Mögliche Unterarten von indikativen Szenarien sind z. B. **Referenzszenarien**, bei denen die heutigen politischen Lösungsansätze bzw. Eingriffstiefen mit ihren Folgen für die Zukunft fortgeschrieben werden. Referenzszenarien zeigen oft eine Trendfortschreibung, also die Folgen eines „Weiter wie bisher...“.

Explorative Szenarien unternehmen den Versuch, die Folgen bestimmter Annahmen zu untersuchen, z. B. die Einführung eines neuen politischen Instruments oder technischer Entwicklungen. Explorative Szenarien fragen: „Was passiert, wenn...“.

- Von den indikativen Szenarien sind die **Zielszenarien** zu unterscheiden. Hier wird gefragt, welche Maßnah-men, Instrumente oder Politiken einzusetzen sind, um bestimmte Ziele zu erreichen. In diesen Szenarien wird die Erreichung politischer Ziele, z. B. infolge der Klima-konferenz von Paris (COP 21), unterstellt. Dabei wird an-genommen, dass Hemmnisse und Schwierigkeiten über-wunden werden.

Die tatsächliche Entwicklung wird von den Szenariener-gbnissen abweichen. Beispiele für Ursachen von solchen Abweichungen können sein:

- Technologische Durchbrüche, z. B. die Kostendegression von Photovoltaik, Offshore-Windenergie und Power-to-X
- Neue Anwendungen, z. B. Mobiltelefone
- Politische Umwälzungen, z. B. die deutsche Wiederverei-nigung oder der Ausstieg aus der Kernenergie
- Ökonomische Schocks, z. B. die Finanz- und Wirtschafts-krise 2009.

Abbildung 6: Übersicht von Szenariotypen



Quelle: Eigene Darstellung

Diese Faktoren sind in der Regel nicht oder nur sehr eingeschränkt vorhersehbar. Es besteht aber die Möglichkeit, abweichende Entwicklungen mit Hilfe von **Sensitivitätsbetrachtungen** zu analysieren. Damit wird „rund um das erwartete Ergebnis“ des ausgewählten Szenarios ein Korridor von möglichen abweichenden Entwicklungen beschrieben. Auch in dieser Studie werden rund um erwartete Ergebnisse Sensitivitäten betrachtet (vgl. z. B. Kapitel 11.3 oder 12.2).

Szenarienauswahl dieser Studie

Der Szenarioansatz der vorliegenden Studie kann als ein Hybrid aus den Typen „Referenz“, „Explorativ“ und „Zielszenario“ charakterisiert werden.

Ausgangspunkt der Untersuchung ist das **Referenzszenario**. Hierbei wird von einer Fortschreibung der Trends und Technologien der letzten Jahren ausgegangen. Das Referenzszenario ist ausführlich in der Studie "Klimapfade für Deutschland" von BCG und Prognos beschrieben. Unter anderem wird hier ein wirksamer Carbon-Leakage-Schutz für die Industrie unterstellt, der die Industrie von direkten

und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit (BCG, Prognos 2018). Bereits im Referenzszenario sind mehrere Maßnahmen mit Mehrkosten verbunden (z.B. die Fortschreibung der Energiewende im Stromsystem). Für die Szenarien **PtX 80 und PtX 95** stand die Beobachtung Pate, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in einigen Bundesländern engen Flächenrestriktionen unterliegt. Zudem konnte laut dem fünften Monitoringbericht zur Energiewende die Energieproduktivität in den Jahren 2008 bis 2015 um 1,3 % p.a. gesteigert werden, was unter dem Zielwert des Energiekonzepts von jährlich 2,1 % liegt (BMWi 2016).

Die Szenarien PtX 80 und PtX 95 dieser Untersuchung gehen davon aus, dass diese Entwicklung anhält. Infolgedessen nimmt die Effizienz **wie im Referenzszenario** zu und der Zubau erneuerbarer Energien stößt an Grenzen.

Gleichwohl war es die Vorgabe der Untersuchung, die **Ziele** in Bezug auf die Treibhausgasreduktion aus dem Energiekonzept der Bundesregierung (80 % bis 95%) zu erreichen.

Tabelle 1: Charakterisierung und Parametrisierung in den Szenarien (Input)

Parameter	Ist 2015	Referenz 2050	PtX 80 2050	PtX 95 2050
Klimaschutz in Europa / Welt		Business as usual	Weiterentwicklung	Ambitionierte Weiterentwickl.
Energiepreise		1		
Rohöl Weltmarkt (\$2015/bbl)	51	115	115	50
THG-Emissionen Deutschland		Modellergebnis (-60%)	-80%	-95%
bezogen auf 1990				
Energieproduktivität				
Energieverbrauch je BIP-Einheit (MJ/€2015)	6,1	2,2	~ wie Referenz	~ wie Referenz
Erneuerbare Energien				
installierte Leistung [GW] – Input	90	224	230	230
Stromerzeugung [TWh] – Modellergebnis	178	475	513	506
Elektrifizierung				
– Anteil el. Wärmepumpen an Beheizung	3,8%	14%	wie Referenz	wie Referenz
– Anteil Elektrofahrzeuge	~ 0%	33%	wie Referenz	wie Referenz
– Endenergiebedarf Strom	515 TWh	525 TWh		
PtX Einsatz		nein	ja	ja
CCS Einsatz (z. B. Industrie)		nein	nein	ja

Quelle: Eigene Darstellung

Die insbesondere für ein Industrieland wie Deutschland wichtige Sicherheit der Energieversorgung wurde in den Szenarien jedoch nicht zur Disposition gestellt. Eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung erfolgte nicht. Vielmehr wurde eine Betrachtung der Kosten aus Verbrauchersicht durchgeführt.

In dieser Studie werden die Klimaschutzziele durch einen Technologiemix erreicht. Zum einen verdreifacht sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und verbessert damit die CO₂-Bilanz des Stromsektors erheblich. Zum anderen kommen synthetische Flüssigkeiten und Gase zum Einsatz, die wiederum erhebliche THG-Reduktionen in den anderen Verbrauchssektoren erzielen. Dabei können die bestehende Infrastruktur (z. B. Tankinfrastruktur, Netze) und die Anwendungen bei den Verbrauchern (z. B. Fahrzeuge, Heizsysteme) weiter genutzt werden. Die Herstellung der PtL-Energieträger und PtL-Rohstoffe erfolgt insbesondere im Ausland mit Strom aus erneuerbaren Energien.

Vereinfacht ausgedrückt beschreiben die Szenarien dieser Studie, wie die THG-Einsparziele in Deutschland mit Hilfe von treibhausgasneutralen PtX-Brenn- und Kraftstoffen erreicht werden können, unabhängig von Akzeptanzhürden.

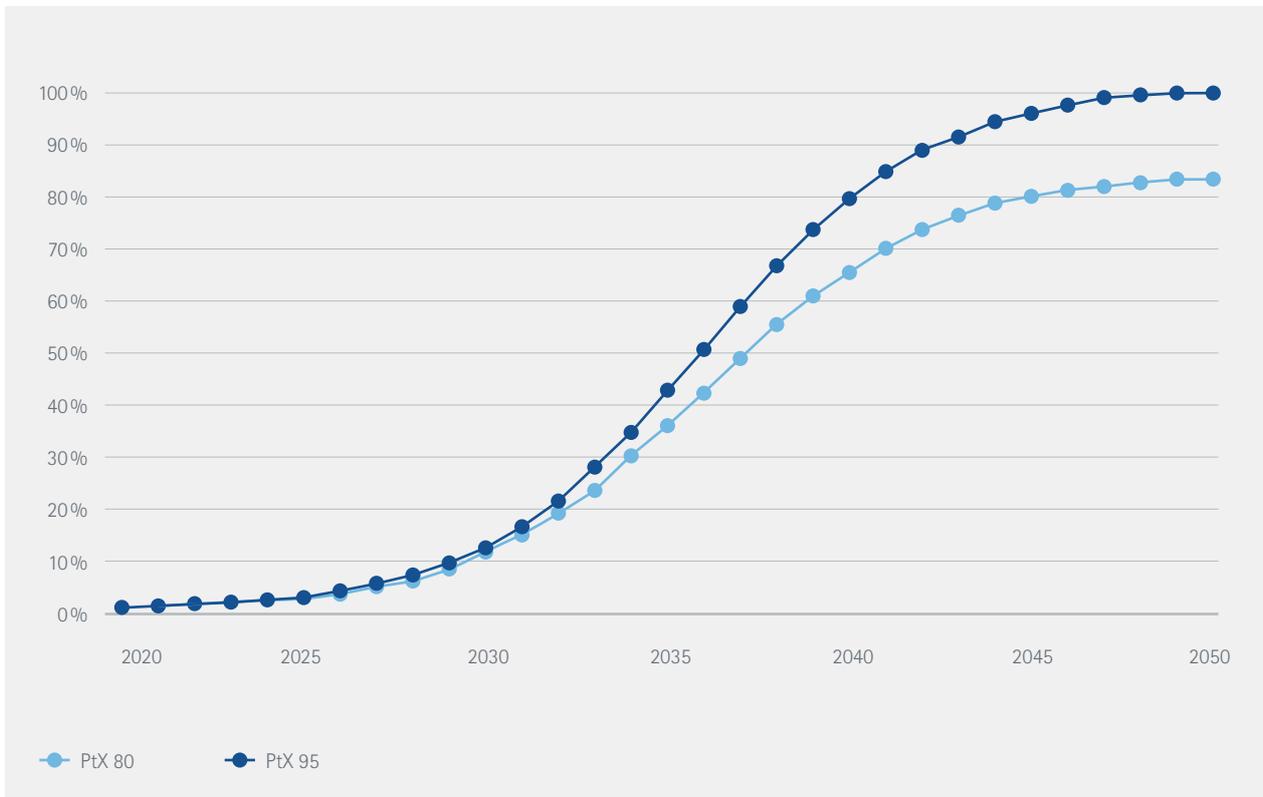
Setzung von Annahmen in den Szenarien

Nachfolgend werden die zentralen Setzungen und Annahmen kurz erläutert. Es trägt dem „explorativen“ Charakter der Untersuchung Rechnung, dass die Annahmen in dieser Studie so gesetzt wurden. Eine Aussage über die Wahrscheinlichkeit oder Wünschbarkeit dieser Annahmen ist damit nicht verbunden.

Annahme 1: Klimaschutz erfolgt international abgestimmt

In allen Szenarien gehen wir davon aus, dass das Ambitionsniveau des Klimaschutzes in Deutschland mit dem der EU und darüber hinaus im Einklang steht.

Abbildung 7: Beimischungsanteile für synthetische Energieträger in den Szenarien PtX 80 und PtX 95



Hinweis: Diese Beimischungsanteile wurden für Öl und Gas angesetzt

Eigene Szenarien für THG-Emissionen anderer Länder wurden nicht erstellt. Die Annahme hat aber Auswirkungen z. B. auf die Energiepreise und den PtX Bedarf. In den Szenarien PtX 80 und PtX 95 gehen wir davon aus, dass sich auch (mindestens) europaweit ein wachsender Bedarf nach PtX ergibt, sodass Lernkurven in den relevanten Technologien durchfahren werden können.

Annahme 2: Niedrigere Energiepreise im Fall ambitionierten Klimaschutzes

Referenzszenario und PtX 80 gehen von einem Wiederanstieg der Preise fossiler Energieträger aufgrund eines steigenden internationalen Bedarfs aus. Hier orientieren wir uns an dem New Policies Scenario des World Energy Outlook 2016 der Internationalen Energieagentur.

Im Szenario PtX 95 wurde angenommen, dass der Bedarf an fossilen Energieträgern deutlich zurückgeht und sich das langfristige Marktgleichgewicht sukzessive in Richtung niedrigerer Preise verschiebt.

Annahme 3: THG-Emissionen in Deutschland werden reduziert

Die THG-Emissionen im Referenzszenario wurden als Modellergebnis berechnet. Das Referenzszenario ist identisch mit dem der BDI Studie (BCG, Prognos 2018).

Die zentrale Prämisse der Klimaschutzszenarien dieser Studie lautet, dass die THG-Emissionen Deutschlands bis 2050 gegenüber 1990 um 80% bzw. 95% zu reduzieren sind. Insoweit sind die Szenarien PtX 80 und PtX 95 Zielszenarien. Die Erreichung der THG-Ziele in den Zwischenjahren 2030 und 2040 war keine Vorgabe in der Gestaltung der Szenarien und ist nicht in der Studie betrachtet worden.

Annahme 4: Effizienzsteigerung der Energieverwendung folgt den historischen Trends

Das Referenzszenario geht davon aus, dass in allen Sektoren (private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Verkehr und Industrie) lediglich betriebswirtschaftlich sinnvolle Investitionen in Effizienzmaßnahmen getätigt werden. Für den Gebäudebestand wird angenommen, dass das Sanierungstempo gleichbleibt. Diese Annahmen wurden in allen drei Szenarien zugrunde gelegt.

Annahme 5: Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien

Es wird davon ausgegangen, dass für die erneuerbaren Energien, die am stärksten auf Landflächen zurückgreifen, im Prognosezeitraum Wachstumsgrenzen beim inländischen Ausbau erreicht werden. Diese Potenziale werden gesondert in Kapitel 10.1 untersucht. Da die Potenziale hohe Spannweiten aufweisen, wurde für die Berechnung der Szenarien vereinfacht angenommen, dass die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in den Zielszenarien PtX 80 und PtX 95 im Jahr 2050 identisch ist mit dem Referenzszenario. Der Verlauf bis 2050 unterscheidet sich allerdings zwischen den Szenarien.

Annahme 6: Elektrifizierung kommt voran

Es wurde davon ausgegangen, dass die Elektrifizierung bei den Verbrauchern in allen Szenarien wie im Referenzszenario voranschreitet. So steigt der Anteil der elektrischen Wärmepumpen an der Wohnraumbheizung von rd. 4% (2015) auf 14% (2050). Auch die Zahl der Elektrofahrzeuge steigt: Im Jahr 2050 gehen wir von 14 Mio. elektrisch betriebenen PKW aus, davon 5 Mio. Plug-in Hybride. Damit sind im Jahr 2050 20% der PKW rein elektrisch angetrieben.

Annahme 7: CCS kommt in ausgewählten Anwendungen zum Einsatz

Trotz des gegenwärtigen politischen Moratoriums der Entwicklung von CCS (Abscheidung und langfristige Speicherung von Kohlendioxid) ist aus heutiger Sicht CCS eine Option, die für bestimmte industrielle Anwendungen nahezu alternativlos ist (z.B. Gichtgas in der Stahlerzeugung). Um den stofflichen Bedarf an langkettigen Produkten wie Bitumen zu decken, müssen Raffinerien teilweise noch fossiles Rohöl verarbeiten. Daher müsste auch hier CCS eingesetzt werden um die entstehenden Restemissionen abzufangen.

Annahme 8: PtX ist ein zentraler Lösungsweg dieser Studie

Um die THG-Reduktionsziele zu erreichen, werden PtL und PtG eingesetzt. Die Technologien werden entwickelt und (mindestens) europaweit eingesetzt. Hierdurch entstehen Lerneffekte, die zu einer Kostensenkung führen. Dies setzt voraus, dass Investoren bereit sind, die entsprechenden Anlagen zu errichten und genug Flächen bereitstehen, um Wind- und Solarstromanlagen sowie die Anlagen zur PtX-Erzeugung zu errichten. Flüssige Energieträger werden durch den Zusatz von PtL und gasförmige Energieträger durch den Zusatz von PtG klimafreundlicher. Die Anteile sind bei Flüssigkeiten und Gasen gleich. Die Anteile werden

so eingestellt, dass die Klimaziele in den jeweiligen Szenarien (PtX 80 und PtX 95) im Jahr 2050 erreicht werden (siehe Abbildung 7).

Annahme 9: MENA und Kasachstan sind der Suchraum für PtX-Erzeugung

Der Suchraum für die PtX-Erzeugung wurde auf einen Radius von rd. 5.000 km um die EU eingegrenzt. Der Schwerpunkt der literaturbasierten Potenzialanalyse erfolgte in Nord-Afrika (in den sogenannten MENA-Staaten „Middle East and North-Africa“) und Kasachstan. In diesem Suchraum befinden sich große Flächen mit hohen solaren Einstrahlungsmengen und teilweise auch mit sehr guten Windverhältnissen. Zudem verfügen einige Länder in diesem Raum über eine Öl- und Gasinfrastruktur, die ggf. für die PtX-Logistik genutzt werden kann. Eine umfassende weltweite Standort- und Potenzialanalyse erfolgte im Rahmen dieser Studie nicht.

Annahme 10: Es wird mit Kapitalkosten von 2 % und 7 % gerechnet

In Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen spielt der angenommene Diskontierungszinssatz eine wichtige Rolle. In dieser Studie wurde dazu der Ansatz der gewichteten Kapitalkosten (WACC) verwendet. Da die Ergebnisse in den meisten Fällen recht sensitiv auf die angenommene Größe reagieren, werden aus Gründen der Vergleichbarkeit grundsätzlich zwei Zinssätze, die auch in aktuellen Vergleichsstudien (BCG, Prognos 2018) verwendet werden, angenommen: Zum einen ein volkswirtschaftlicher Zinssatz von 2%, zum anderen ein Zinssatz von 7%, der ein höheres Investitionsrisiko, insbesondere bei privatwirtschaftlichen Investitionen im Ausland, widerspiegelt. Punktuell werden jedoch auch davon abweichende Zinssätze verwendet, zum Beispiel in den Kapiteln 8.2 und 5.2. Dies ist anderen Investitions Umfeldern geschuldet, in denen abweichende Finanzierungsbedingungen herrschen. So werden beispielsweise im Kapitel 8 Investitionen betrachtet, die im Bereich der privaten Haushalte getätigt werden.

Die Annahmen hierzu dienen vorrangig der Vergleichbarkeit und geben keine auf Erhebungen basierenden Werte wider. Insbesondere im Suchraum Nord-Afrika sollte gerade im kurzfristigen Zeithorizont aufgrund des hohen Investitionsrisikos mit eher hohen Kapitalkosten gerechnet werden.

4.2 ENERGIEPREISE

Zentrale Leitvariablen für den Energieverbrauch sind das Bruttoinlandsprodukt (BIP), die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen, die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte und die Wohnfläche. Grundsätzlich werden für

Tabelle 2: Internationale Energiepreise in den Szenarien 2015 – 2050, Realpreise in \$₂₀₁₅

	Referenz / PtX 80					PtX 95				
	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050
Rohöl (\$ 2015/bbl)	51	79	111	120	115	51	70	80	70	50
Erdgas (\$ 2015/Mbtu)	7,0	7,1	10,3	11,3	11,6	7,0	6,9	9,2	9,7	9,1
Kraftwerkskohle (\$ 2015/t 6.000 kcal)	57	63	74	74	71	57	56	54	46	33
CO₂ (\$ 2015/t)	8	12	33	45	55	8	20	80	140	150

Quelle: Prognos, für Referenz/PtX 80 basierend auf New Policies Scenario aus dem World Energy Outlook 2016, für PtX 95 aus BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ in Anlehnung an das „450 ppm“-Scenario des World Energy Outlook 2016* Hinweis: Der CO₂-Preis gilt nur für den ETS-Sektor. Die Einführung eines Preisinstruments in anderen Sektoren wurde nicht angenommen.

Tabelle 3: Inflations- und Wechselkursentwicklung 2015 – 2050

		2015	2020	2030	2040	2050
Inflation Deutschland	Index, 2015 = 100	100,0	107,8	132,5	165,0	203,1
Inflation USA	Index, 2015 = 100	100,0	108,6	141,4	182,8	234,0
Wechselkurs \$/€	\$ nominal	1,08	1,22	1,35	1,37	1,39

Quelle: Prognos AG, World Report

alle drei Szenarien identische Rahmendaten verwendet, eine Ausnahme bilden Brennstoffpreise für die fossilen Energieträger und die CO₂-Preise der Stromerzeugung. Im Szenario mit ambitioniertem globalem Klimaschutz (PtX 95) wird von tieferen globalen Preisen für fossile Energieträger ausgegangen. Der Grund hierfür liegt in dem geringeren Bedarf an fossilen Energieträgern. Dieser Bedarfsrückgang gegenüber der Referenz führt einerseits dazu, dass vorwiegend die kostengünstigen Rohstoffquellen genutzt und ggf. neu erschlossen werden, andererseits entsteht aufgrund von zunehmenden Überkapazitäten der Förderung ein starker Anbieterwettbewerb, der wiederum eine Vermarktung zu Grenzkosten mit sich bringt.

Preisentwicklung fossiler Energieträger

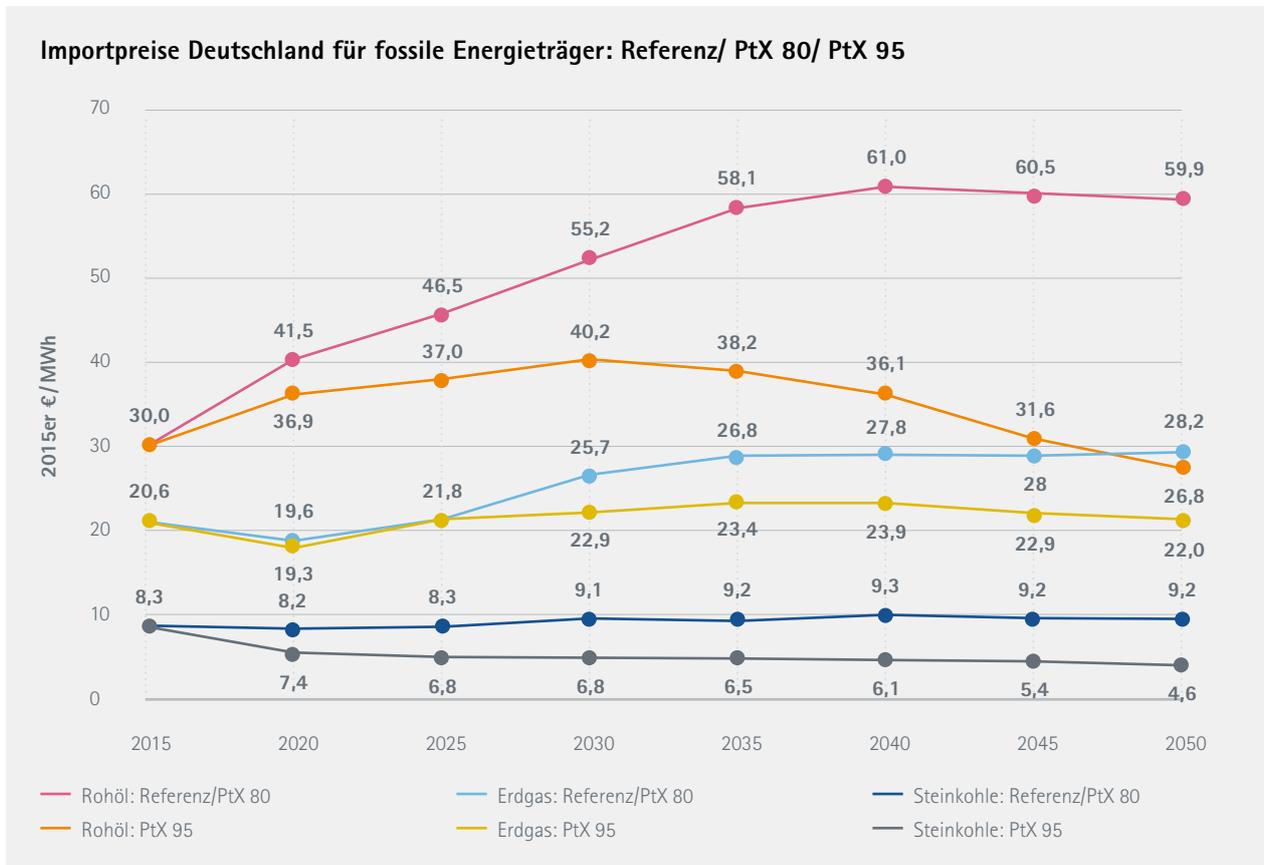
Tabelle 2 sind die **Preisannahmen für fossile Energieträger** an den internationalen Märkten zu entnehmen. Dargestellt werden die um Inflationseffekte bereinigten Realpreise mit der Preisbasis des Jahres 2015.

Es ist davon auszugehen, dass diese internationalen Preise wegen der geringen bzw. fehlenden Rohstoffbasis in Deutschland auch für die Importpreise Deutschlands preisetzend sein werden. Zur Ableitung der deutschen Importpreise wurde der in Tabelle 3 dargestellte (nominale) Wechselkurs zwischen \$ und € und die zugehörige Inflationsentwicklung der beiden Wirtschaftsräume angesetzt.

Unter Berücksichtigung der Wechselkurs- und Inflationsentwicklung wurden für die Berechnungen in den Szenarien die in Abbildung 8 dargestellten **Grenzübergangspreise** für die fossilen Energieträger Rohöl, Erdgas (oberer Heizwert) und Steinkohle abgeleitet. Zur Erleichterung eines direkten Preisvergleichs sind die Preise der Energieträger einheitlich in € pro Megawattstunde aufgeführt. Eine tabellarische Darstellung der Grenzübergangspreise befindet sich zudem im Anhang (Tabelle 48 und 49).

Diese Grenzübergangspreise (Importpreise) bilden die Ausgangsgrößen für die dann folgende Ableitung und Diffe-

Abbildung 8: Grenzübergangpreise fossiler Energieträger in Deutschland 2015–2050 in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95, in €₂₀₁₅/MWh



Quelle: Prognos AG

renzung der Endverbraucherpreise bzw. der Preise für Gas und Kohle in der Stromerzeugung.

Für die Ableitung der **Verbraucherpreise** werden im ersten Schritt zusätzlich zu den Importpreisen zunächst die Verarbeitungskosten berücksichtigt. Sie entfallen bei Erdgas und Steinkohle, die ohne weitere Aufbereitung eingesetzt werden. Beim Rohöl werden sie anhand des Energieaufwands in der Raffinerie zur Trennung und Aufbereitung der Produkte bestimmt.

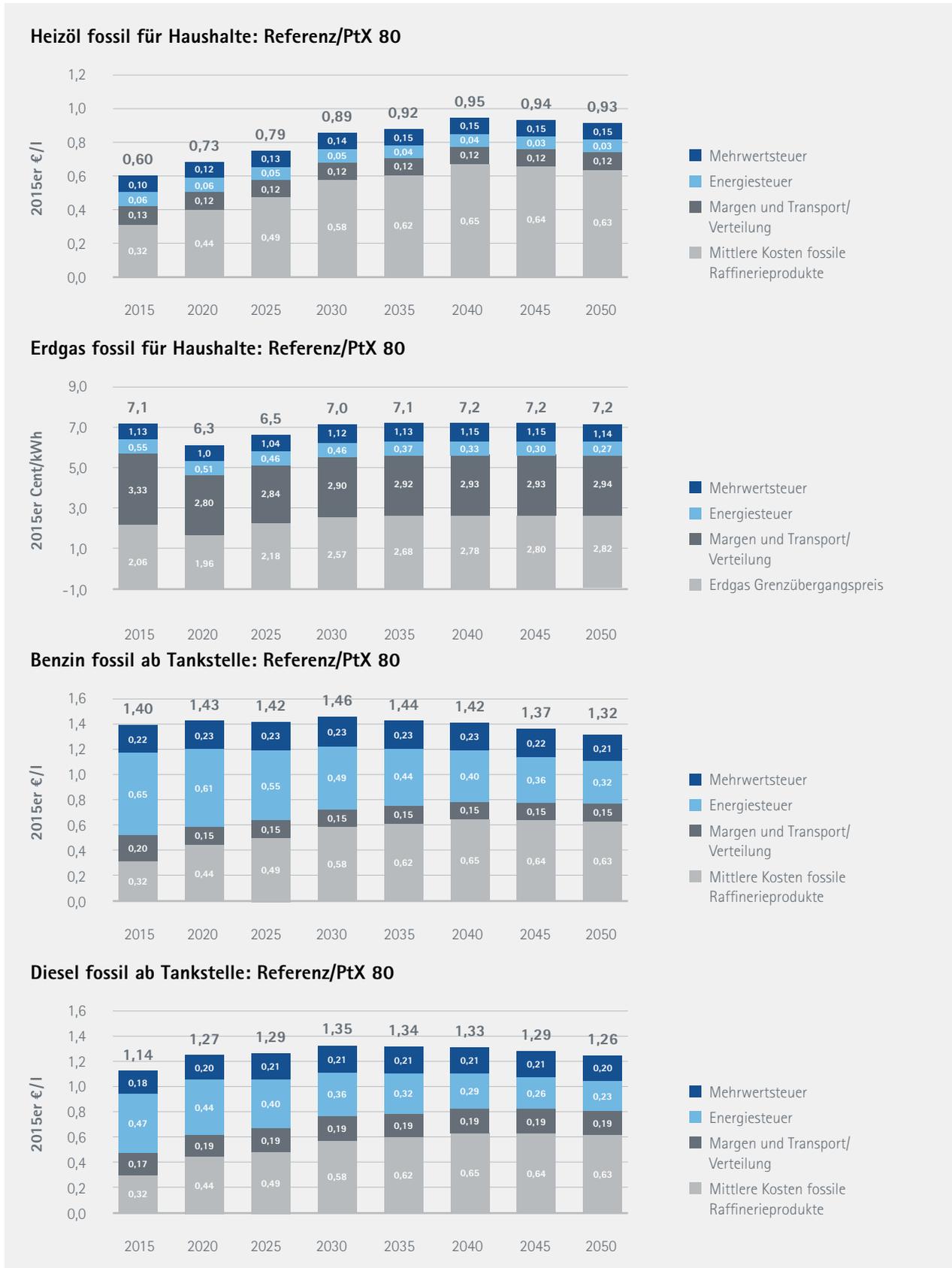
Da sich die Kosten innerhalb einer Raffinerie den einzelnen Raffinerieprodukten nicht eindeutig zuordnen lassen, werden für alle Produkte einheitlich 5% des Rohöls als Verlust und somit als Aufschlag auf den Rohölimportpreis angenommen.

Im zweiten Schritt werden die Transport-, Lager- und Verteilungskosten für die einzelnen Produkte sowie die Margen der Verarbeiter, Händler und Transporteure berücksichtigt. Ihre Höhen wurden produktspezifisch aus historischen Preisanalysen als mittlere Werte abgeleitet und für die Zukunft als real konstante Preiskomponenten fortgeschrieben.

Im letzten Schritt kommen die staatlichen Preisaufschläge in Form von Energiesteuern und der Mehrwertsteuer hinzu. Für die Szenarien wurden für die ausschließlich fossilen Energieträger keine Änderungen gegenüber der heutigen Besteuerung unterstellt. Die heutigen Energiesteuersätze, die bereits seit vielen Jahren unverändert gelten, wurden deshalb nominal konstant fortgeschrieben, der Mehrwertsteuersatz mit konstant 19 Prozent. Es ist zu beachten, dass die Energiesteuer durch die nominale Fortschreibung zukünftig an Bedeutung verliert.

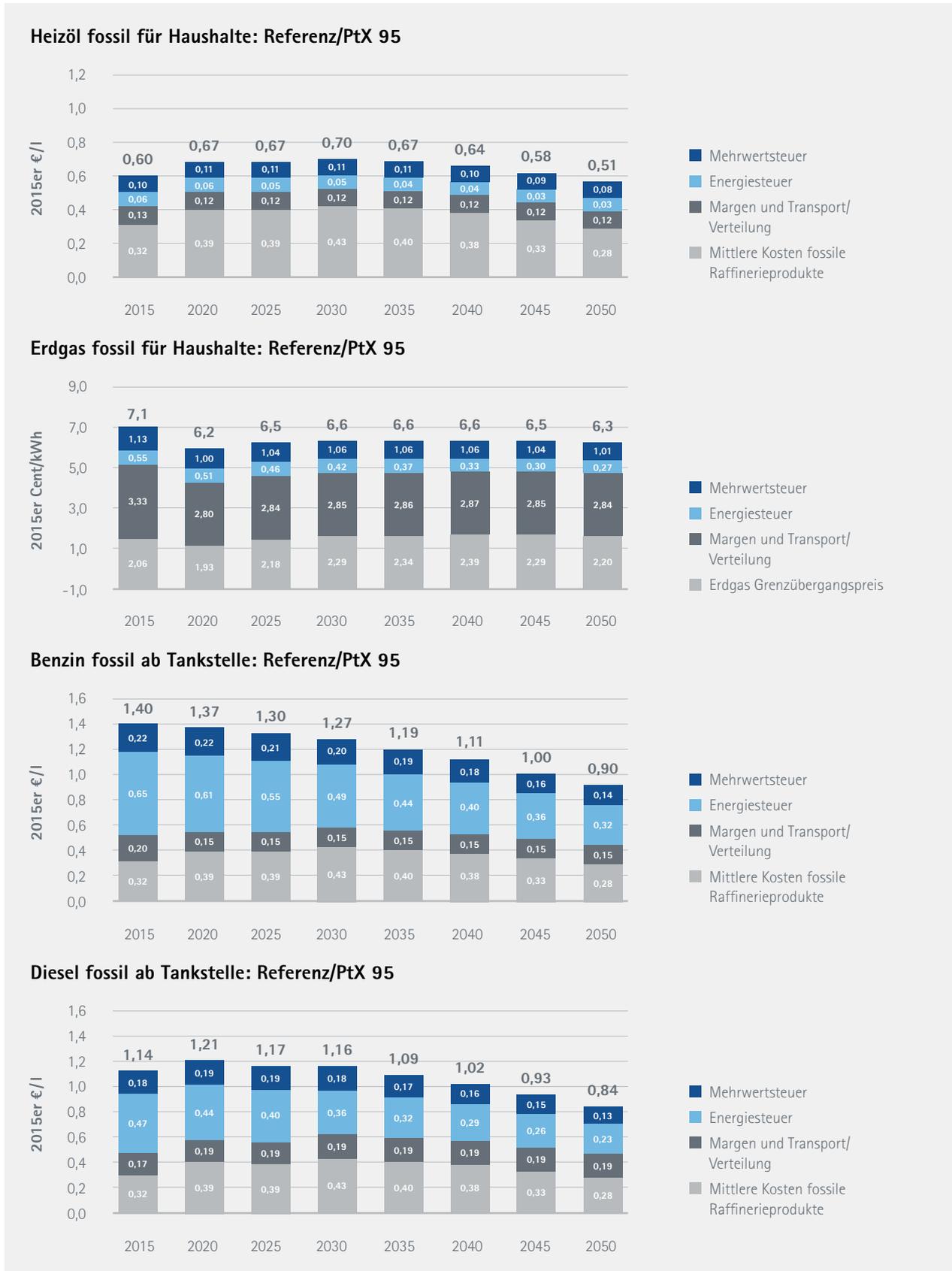
Im **Ergebnis** dieser Ableitungen zeigen sich für das Referenzszenario und das Szenario PtX 80 die in Abbildung 9 dargestellten **Endverbraucherpreise** für Heizöl und Erdgas für die Wärmeerzeugung in Haushalten sowie für Benzin (Ottokraftstoff) und Diesel für private PKW. Aus Abbildung 10 sind die entsprechenden Preisentwicklungen für das Szenario PtX 95 zu entnehmen.

Abbildung 9: Endverbraucherpreise fossiler Energieträger in Deutschland in den Szenarien Referenz und PtX 80, Realpreise 2015–2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



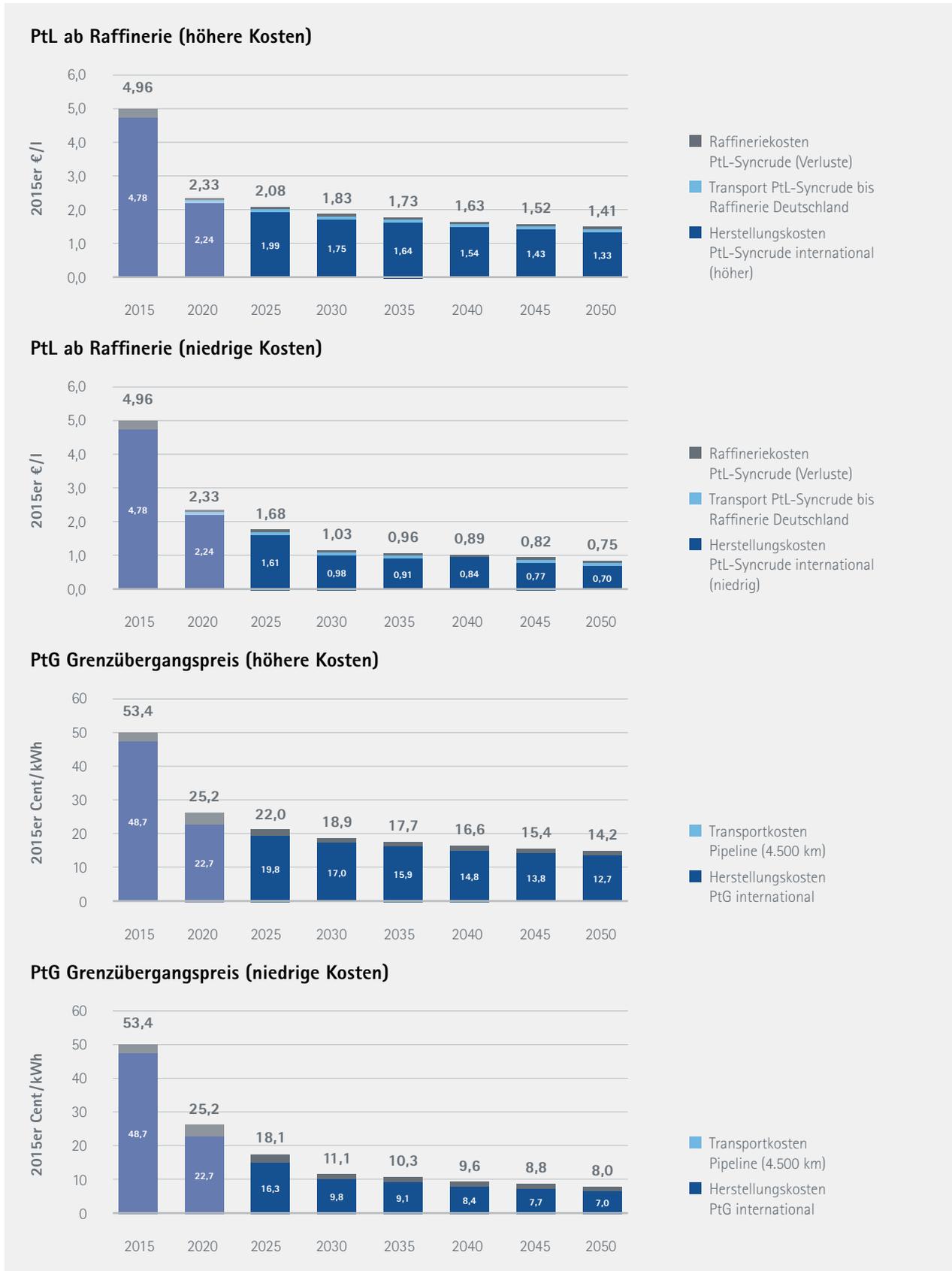
Quelle: Prognos AG

Abbildung 10: Endverbraucherpreise fossiler Energieträger in Deutschland im Szenario PtX 95, Realpreise 2015 – 2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



Quelle: Prognos AG

Abbildung 11: Kosten für PtL ab Raffinerie und PtG ab Grenze in Deutschland in zwei Preispfaden, Realpreise 2015 – 2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



Quelle: Prognos AG

Annahmen zur Kostenentwicklung PtX

Die Analysen im Untersuchungsteil B zeigen Erzeugungspotenziale und die mit ihrer Erschließung verbundenen Kosten für die Herstellung von PtX auf. Die zukünftigen Kosten basieren auf der Annahme eines großflächigen Ausbaus und den damit möglichen Effizienzfortschritten und Kostendegressionen sowie der Erschließung optimaler Standorte. Aus Abbildung 11 gehen die möglichen Kostenentwicklungen für PtL und PtG hervor. Dargestellt ist einerseits ein höherer Preispfad, der eine langsamere Steigerung des Elektrolysewirkungsgrads und eine nicht immer optimale Standortwahl bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien berücksichtigt (vgl. Kapitel 10.2). Der niedrige Preispfad nimmt einen besseren Elektrolysewirkungsgrad und optimale Standortbedingungen für die Stromerzeugung an (vgl. Kapitel 10.2 und 12.2).

Der erste Wert für das Jahr 2015 basiert auf den zu dem Zeitpunkt verfügbaren (Klein-)Anlagen sowie auf den damaligen mittleren Stromkosten aus erneuerbaren Energien in Deutschland und ist deshalb nicht direkt mit den zukünftigen Kosten vergleichbar. Ab 2020 werden deutlich niedrigere Stromkosten für die Herstellung von PtX in neuen Wind- und Solarparks an günstigen ausländischen Standorten angesetzt. Es wird unterstellt, dass etwaig auftretende Verzögerungen in den ersten Jahren durch einen stärkeren Zubau in den Folgejahren wieder ausgeglichen werden können.

Zusätzlich zu den Herstellungskosten von PtX an internationalen Standorten fallen für die Versorgung Deutschlands noch Transportkosten und bei PtL Verarbeitungskosten in der Raffinerie an. Für die Transportkosten mussten Setzungen vorgenommen werden, die in der Realität – je nach internationalem Herstellungsstandort – abweichen können, aber insbesondere bei PtL nicht ergebnisrelevant sind. Die Kosten für den Pipelinetransport von PtG wurden anhand entsprechender Verluste und sonstiger Kosten (Leitungsverluste, Beistellgas und sonstige Kosten für Verdichter etc.) für den Transport von Erdgas für eine Transportentfernung von 4.500 km im osteuropäischen Leitungsnetz abgeschätzt.

Die Transportkosten für unraffiniertes PtL-Syncrude per Tanker nach Deutschland wurden pauschal mit 3% der Kosten des Raffinerieeinsatzes (Mischung aus Rohöl und unraffiniertem PtL) angenommen. Die Verarbeitungskosten in der Raffinerie werden wie bei der Rohölverarbeitung pauschal als Anteil des eingesetzten PtL angesetzt. Die Raffinationsverluste liegen allerdings nach Aussage der Raffineriebetreiber mit 3,5% unter den Verlusten beim fossilen Rohöl. Als Kosten für die Aufbereitung werden deshalb

3,5% der internationalen PtL-Herstellungskosten angesetzt (vgl. Kapitel 13).

Preisentwicklung für Mischprodukte PtX/ fossil

Die Preise für die im Endverbrauch eingesetzten Mischprodukte aus PtL und Ölprodukten (Heizöl, Benzin, Diesel) bzw. aus PtG und Erdgas ergeben sich aus den Preisen der jeweiligen Mischungsbestandteile. Für die Mischungen wird unterstellt, dass die Energiesteuer in gleichem Umfang erhoben wird wie für die ausschließlich fossilen Endprodukte. Gleiches gilt für die unterstellten Transport- und Verteilungskosten, die Margen und die Mehrwertsteuer.

Ausgehend von den in Abbildung 9 dargestellten Endverbraucherpreisen für fossile Energieträger in den Szenarien Referenz und PtX 80, den Beimischungsanteilen für PtX zu den fossilen Energieträgern im Szenario PtX 80 und den höheren Kosten für PtX aus Abbildung 11 ergeben sich die in Abbildung 12 dargestellten Preisentwicklungen der Mischprodukte im Szenario PtX 80 (höhere Kosten).

Aus Abbildung 13 gehen die Preisentwicklungen für die Mischprodukte hervor, soweit im Szenario PtX 80 die optimalen Bedingungen zur kostengünstigen internationalen Bereitstellung von PtX erreicht werden können (niedrige Kosten).

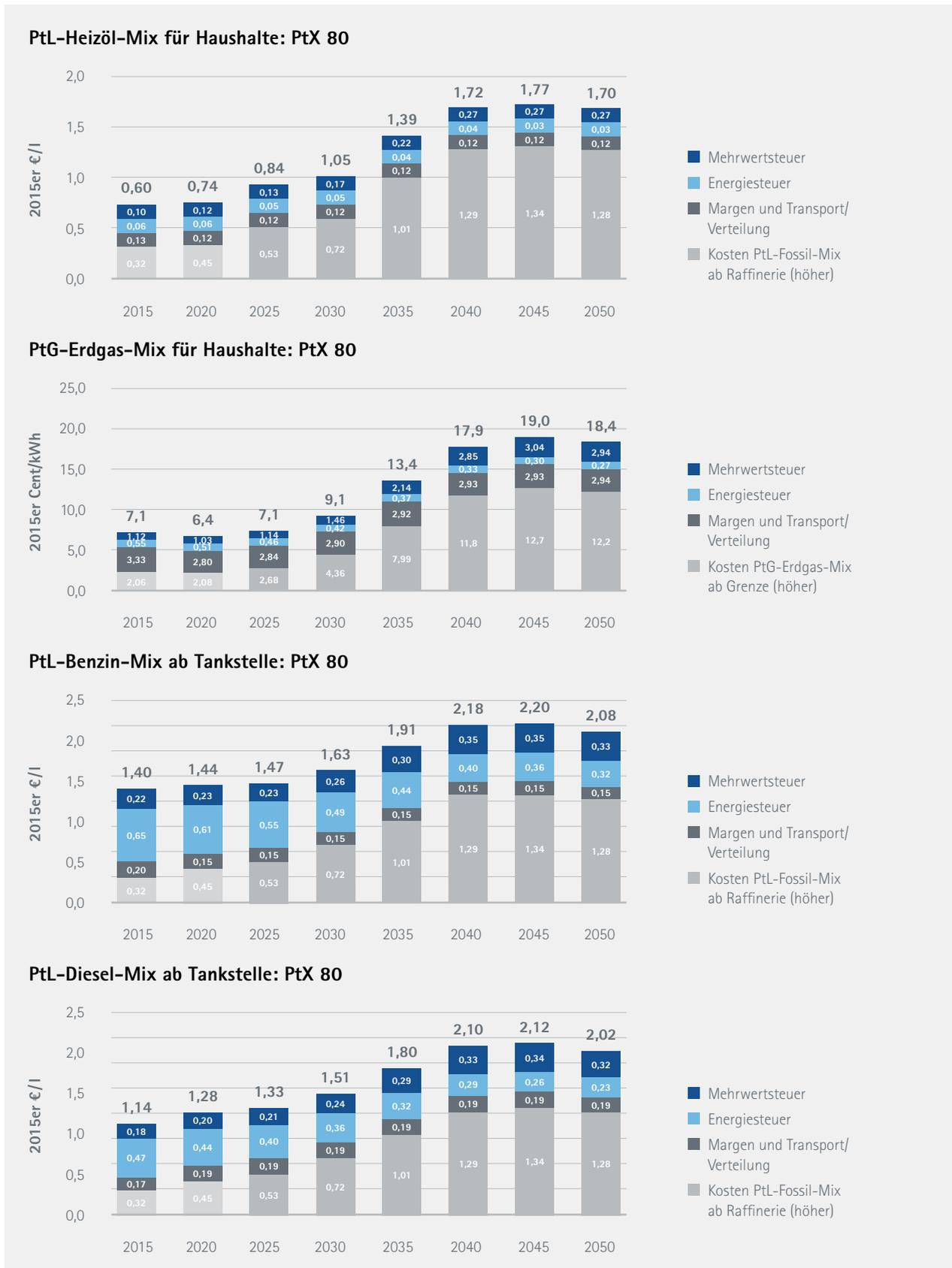
Im Szenario PtX 95 sind die Verbraucherpreise für fossile Energieträger aufgrund der niedrigeren internationalen Preise insbesondere langfristig deutlich geringer als im Szenario PtX 80. Dies führt dazu, dass die Endverbraucherpreise für die Mischprodukte – bei gleichbleibenden Preisentwicklungen für PtX – ebenfalls niedriger ausfallen als im Szenario PtX 80. Die folgende Abbildung 14 zeigt die auf den niedrigen fossilen Energiepreisen des Szenarios PtX 95 basierende Entwicklung der Mischpreise für Endverbraucher bei höheren Erzeugungskosten für PtX. Die entsprechende Preisentwicklung bei niedrigen PtX-Kosten zeigt Abbildung 15.

4.3 DEMOGRAFIE UND WOHNEN

Bevölkerung und Haushalte

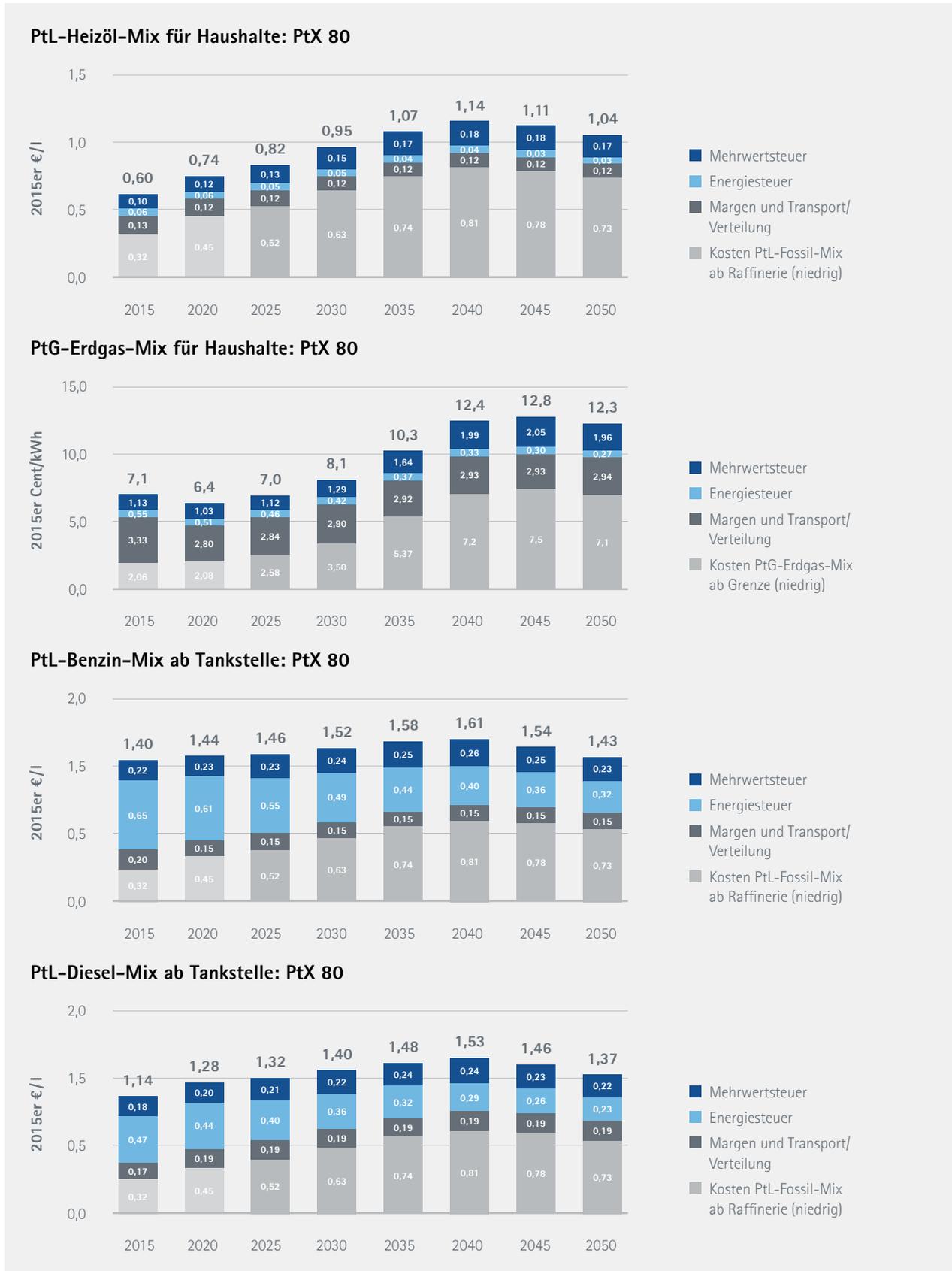
Die Bevölkerungsentwicklung wird üblicherweise anhand der **Bevölkerungszahl** und **Altersstruktur** beschrieben. In unsere Modelle geht vor allem die Bevölkerungszahl ein. Die Effekte der Alterung auf den Energieverbrauch sind gering [vgl. (Prognos AG 2014)]. Was bisher allerdings nicht untersucht wurde sind die Auswirkungen einer alternden Bevölkerung auf die Bereitschaft, Umbauten in Gebäuden vorzunehmen oder das Beheizungssystem zu wechseln.

Abbildung 12: Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (höhere Kosten)/ fossil in Deutschland im Szenario PtX 80, Realpreise 2015 – 2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



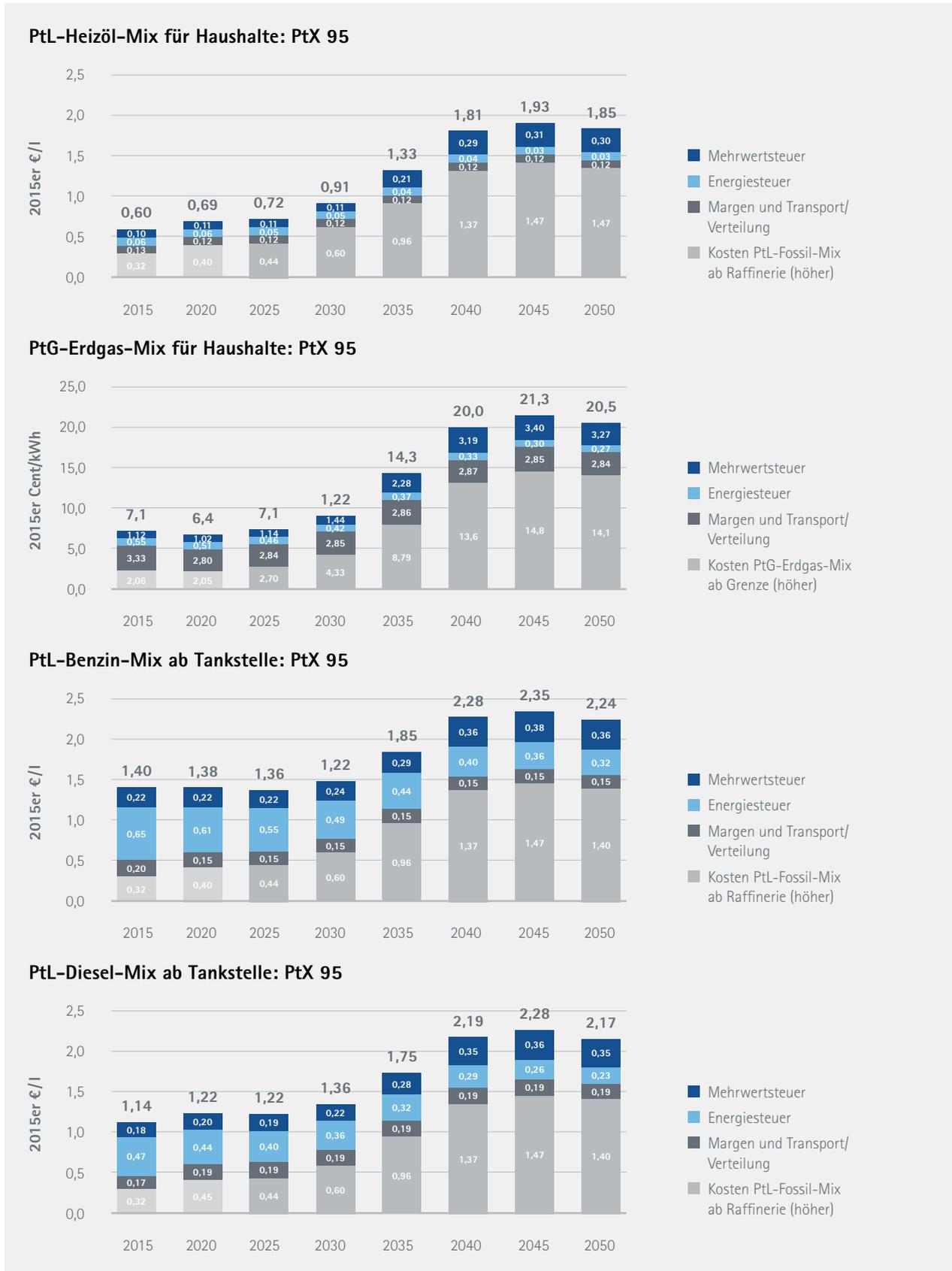
Quelle: Prognos AG

Abbildung 13: Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (niedrige Kosten)/ fossil in Deutschland im Szenario PtX 80, Realpreise 2015 – 2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



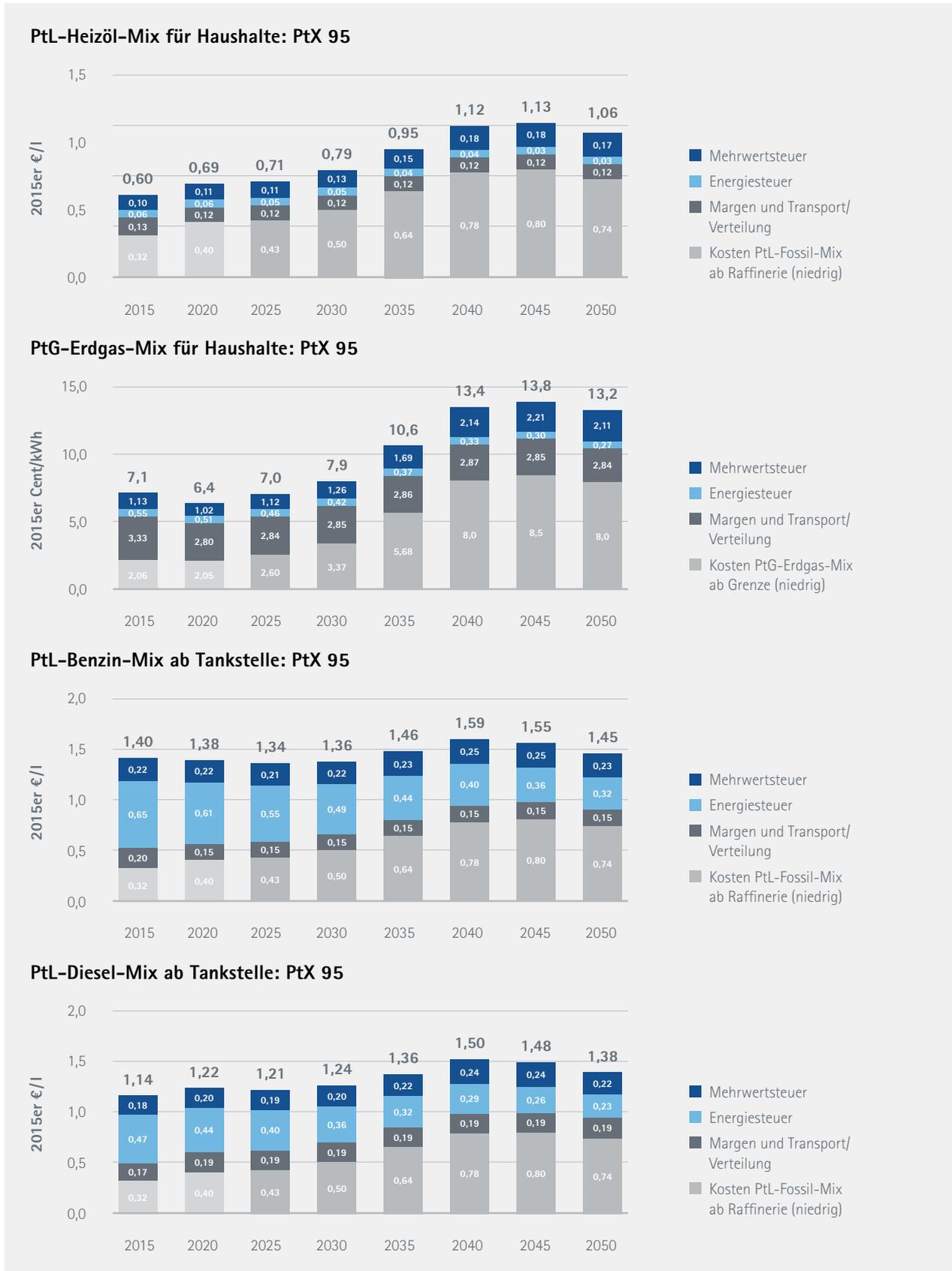
Quelle: Prognos AG

Abbildung 14: Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (höhere Kosten)/ fossil in Deutschland im Szenario PtX 95, Realpreise 2015 – 2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



Quelle: Prognos AG

Abbildung 15: Endverbraucherpreise für Mischprodukte PtX (niedrige Kosten)/fossil in Deutschland im Szenario PtX 95, Realpreise 2015 – 2050 in Cent₂₀₁₅/kWh (Erdgas) und €₂₀₁₅/l



Quelle: Prognos AG

Bei einer Geburtenrate von rund 1,4 Kindern je Frau, weiter steigender Lebenserwartung und einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 200.000 Personen im Jahr wird die **Bevölkerung** in Deutschland weiter **altern**. Der Anteil der über 65-jährigen steigt von heute 21% auf 30% (13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes (2015), Variante 2). Die Bevölkerung in Deutschland wird im Betrachtungszeitraum nicht nur älter sondern auch kleiner (Tabelle 4). Mittelfristig erhöht sich zwar die Zahl der Einwohner von 80,7 Mio. im Jahr 2000 auf 82,1 Mio. im Jahr 2020. Bis ins Jahr 2050 verringert sich die Bevölkerung jedoch auf 76,6 Mio. (-5% ggü. 2000).

Trotz der schrumpfenden Bevölkerung nimmt die Zahl der privaten **Haushalte** zunächst zu. Sie steigt von 37,1 Mio. im Jahr 2000 auf 42,3 Mio. im Jahr 2035. Grund dafür ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Nach 2035 führt der anhaltende Bevölkerungsrückgang bei einer nur noch leicht abnehmenden Haushaltsgröße zu einer Verringerung der Haushaltszahl. In 2050 liegt sie bei 41,4 Mio. und damit noch um rund 11,5% über der Anzahl im Jahr 2000.

Wohnfläche und Beheizungsstruktur

Die Zahl der **Wohnungen** ist an die Zahl der Haushalte geknüpft; in der Regel verfügt jeder Haushalt über eine Wohnung. Entsprechend der Zahl der Haushalte steigt auch die Zahl der (bewohnten) Wohnungen bis ins Jahr 2035 an und ist dann rückläufig. Die Gesamt-Wohnfläche nimmt jedoch bis zum Jahr 2050 weiter zu und erhöht sich auf rund 4.223 Mio. m² (Tabelle 5). Das sind 23% mehr als im Jahr 2000. Ursächlich sind unter anderem das steigende Pro-Kopf-Einkommen und die kleineren Haushalte. Beide Faktoren erhöhen den Flächenverbrauch je Kopf.

Gemäß der Szenariendefinition ist die **Beheizungsstruktur** in den beiden Zielszenarien (PtX 80 und PtX 95) identisch mit derjenigen der Referenz. Die Ziele sollen mit der Infrastruktur der Referenzentwicklung erreicht werden. Der dominierende Energieträger ist und bleibt in diesen Szenarien das Gas. Der Anteil steigt von 43% im Jahr 2000 auf rund 50% im Jahr 2015 und verbleibt bis 2050 in etwa auf diesem Niveau. Am stärksten rückläufig ist der Anteil von Heizöl. Zwischen 2000 und 2015 verringerte sich der Anteil um 10% auf 25%, bis 2050 fällt der Anteil auf 11%. Die größte Zunahme weist die Wärmepumpe auf, der Anteil der mit WP beheizten Wohnfläche steigt bis ins Jahr 2050 auf rund 14%.

Tabelle 4: Bevölkerung und Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2000 – 2050, in Tsd.

	2000	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung	80.677	81.340	82.125	81.250	79.344	76.624
Haushalte	37.148	40.525	41.567	42.127	42.181	41.433
davon						
1-Person	13.336	16.656	17.354	18.030	18.740	18.697
2-Personen	12.370	13.900	14.424	15.082	15.259	15.223
3-Personen	5.498	4.964	4.905	4.487	4.041	3.764
4-Personen	4.328	3.667	3.637	3.370	3.126	2.886
5 (+)-Personen	1.635	1.317	1.268	1.137	1.015	863
mittlere Haushaltsgröße	2,17	2,01	1,98	1,93	1,88	1,85

Quelle: Prognos AG, basierend auf Statistischem Bundesamt Destatis 2015

Tabelle 5: Beheizte Wohnfläche, nach Energieträgern, 2000 – 2050, in Mio. m²

	2000	2015	2020	2030	2040	2050
Wohnfläche insgesamt	3.423	3.801	3.965	4.115	4.181	4.223
davon						
HEL/PtHel	1.220	968	875	693	575	478
Gas/PtG	1.472	1.921	2.030	2.123	2.127	2.113
Kohle	105	29	22	15	9	6
Strom	181	118	103	70	48	36
Holz	93	185	217	267	300	326
Fernwärme	339	416	461	521	557	576
Solar	1	19	27	50	73	97
Wärmepumpe	11	144	231	378	493	590

Quelle: Prognos AG, ex-post Zeitraum basierend auf Statistischem Bundesamt

Tabelle 6: Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen, 2000 – 2050, in Tsd.

	2000	2015	2020	2030	2040	2050
Land-/Forstwirtschaft & Fischerei	758	651	624	525	451	403
Bergbau	120	61	55	42	33	27
Verarbeitendes Gewerbe	7.828	7.540	7.539	6.873	6.252	5.831
Energie Wasser Abfall	516	522	517	471	434	409
Baugewerbe	2.894	2.440	2.452	2.280	2.122	1.955
Dienstleistungen	27.801	31.944	32.640	31.541	30.228	29.328
Insgesamt	39.917	43.158	43.827	41.734	39.519	37.952

Quelle: Prognos AG, ex-post Zeitraum basierend auf Statistischem Bundesamt

Tabelle 7: Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt 2000 – 2050, real in Preisen von 2010, in Mrd. €

	2000	2015	2020	2030	2040	2050
BIP, in Mrd. €	2.359	2.783	2.995	3.454	3.866	4.291
BIP/Kopf, in Tsd. €	29,2	34,2	36,5	42,5	48,7	56,0
Bruttowertschöpfung:						
Land-/Forstwirtschaft & Fischerei	17	14	14	14	14	15
Bergbau	7	4	4	3	3	3
Verarbeitendes Gewerbe	460	590	629	713	785	856
Energie Wasser Abfall	70	79	83	95	106	118
Baugewerbe	121	102	107	120	131	13
Dienstleistungen	1.448	1.734	1.843	2.151	2.442	2.714
Insgesamt	2.123	2.523	2.680	3.096	3.482	3.843

I Quelle: Prognos AG

4.4 WIRTSCHAFT UND ERWERBSTÄTIGKEIT

Die Zahl der Erwerbstätigen hat im ex-post-Zeitraum 2000 – 2015 zugenommen (+8%) und lag im Jahr 2015 bei 43,2 Mio. (Tabelle 6). Im Jahr 2000 hatte sie noch bei 39,9 Mio. gelegen. Mittel- und längerfristig geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück und liegt 2050 bei 38,0 Mio. (-12% ggü. 2015). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung. Die Zahl der Personen im Erwerbsalter (15 - 64 Jahre) liegt 2050 um 9,1 Mio. niedriger als 2015.

Trotz abnehmender Zahl an Erwerbstätigen steigt die Wirtschaftsleistung, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, zwischen 2015 und 2050 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 1,3%. Insgesamt erhöht sich das BIP von 2.359 Mrd. € im Jahr 2000 über 2.783 Mrd. im Jahr 2015 auf 4.291 Mrd. im Jahr 2050 (Tabelle 7). Über den gesamten Betrachtungszeitraum entspricht dies einer Steigerung um 82%. Das BIP pro Kopf erhöht sich um 92%, von 29,2 Tsd. im Jahr 2000 auf 56 Tsd. im Jahr 2050 (in Preisen von 2010).

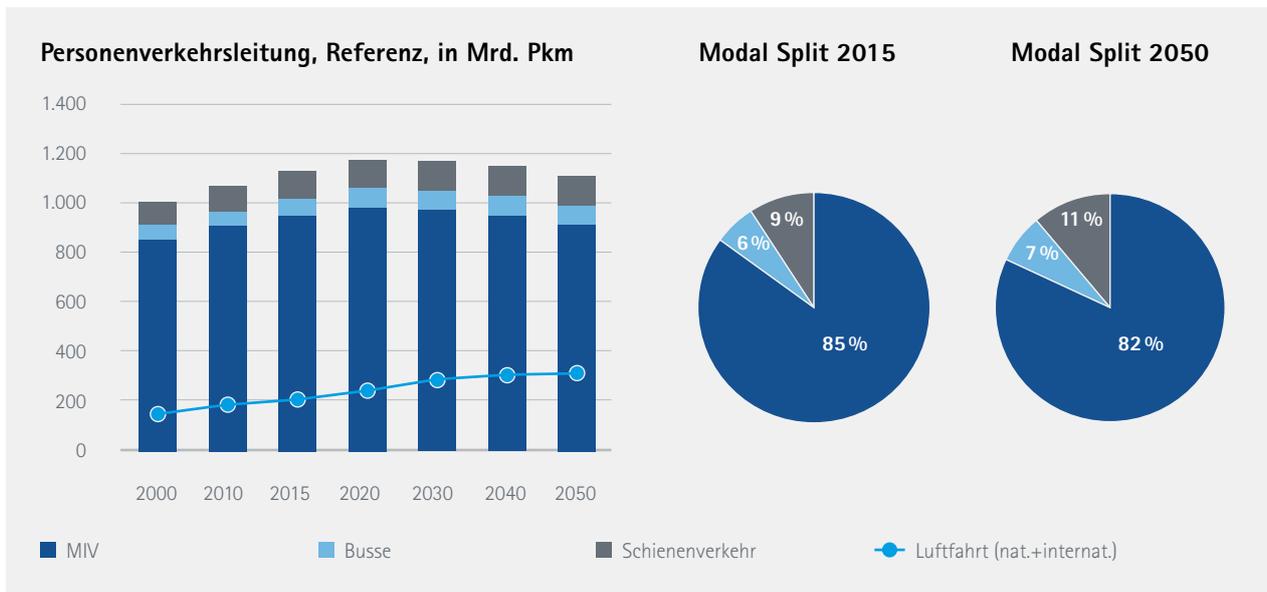
4.5 VERKEHRSNACHFRAGE

Gegenwärtig wird viel darüber diskutiert, ob und in welchem Umfang **neue Verkehrstechnologien** die Mobilität in der Zukunft beeinflussen werden. Autonome Fahrzeuge befinden sich in der Erprobung und große Forschungsvorhaben befassen sich mit der Erreichung immer höherer Automatisierungsgrade. Die Szenarien dieser Studie verfolgen vorrangig das Ziel, die **energiewirtschaftlich relevanten Veränderungen** zu skizzieren. Da es derzeit noch nicht absehbar ist, in welchem Zeitraum mit einer signifikanten Marktdurchdringung von Fahrzeugen hoher Automatisierungsgrade zu rechnen ist und inwieweit durch deren Verfügbarkeit Verkehrsleistung und Energieverbrauch beeinflusst werden, bleibt eine tiefere Betrachtung dieses technologischen Trends in dieser Studie außen vor.

Unabhängig von dieser Frage wird bis 2050 nicht von signifikanten Veränderungen des Verkehrsverhaltens ausgegangen. Dementsprechend wird das Mengengerüst der Verkehrsnachfrage anhand etablierter Funktionen gebildet, die im Wesentlichen auf den Entwicklungen von Demografie und Wirtschaft beruhen.

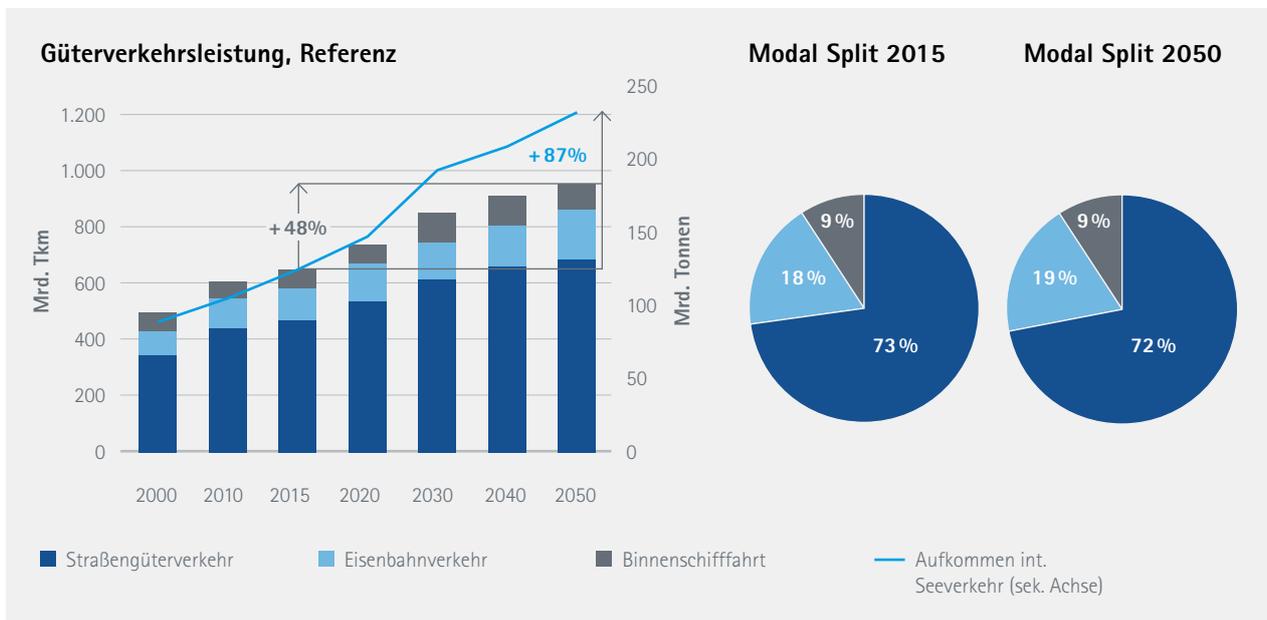
Ein maßgeblicher Treiber für die Entwicklung der Energienachfrage im Verkehr ist die Verkehrsmengenentwicklung. Die Verkehrsleistung ist das Maß mit dem die Entwicklung der Verkehrsnachfrage üblicherweise gemessen wird. Beim Personenverkehr sind die Personenkilometer (Pkm) und im Güterverkehr die Tonnenkilometer (Tkm) relevant.

Abbildung 16: Personenverkehrsleistung nach Verkehrszweig, Referenzentwicklung, Prognose bis 2050, in Mrd. Pkm



Quelle: BCG/Prognos (2018)

Abbildung 17: Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträger, Referenzentwicklung, Prognose bis 2050



Quelle: BCG/Prognos (2018)

Steigende Einkommen und weiter wachsende Mobilitätsbedürfnisse führen im **Personenverkehr** zu einem leichten Anstieg der Verkehrsleistungen bis 2020, danach stagniert die Verkehrsleistung. Ursächlich ist hier die demografische Entwicklung: Die Bevölkerung wird älter und da ältere Personen statistisch eine geringe Verkehrsleistung aufweisen, steigt die Personenverkehrsleistung nach 2020 nicht mehr stark an und sinkt nach 2030 sogar leicht. Der Modal Split verändert sich leicht zu Gunsten von Schienenverkehr und Verkehr mit Bussen, es kommt jedoch nicht zu strukturellen Modal Split-Verschiebungen und somit bleibt der MIV auch langfristig der dominierende Verkehrsweig mit einem Anteil von über 80% bezogen auf die Verkehrsleistung.

Der **Personenluftverkehr** hat mit einer Verkehrsleistung von rund 210 Mrd. Pkm (aus Deutschland abgehende Verkehrsleistung) bedeutende Anteile an der Personenverkehrsleistung. Nach aktuellen Prognosen wird dieser Verkehrsweig bis 2050 weiter stark wachsen und damit an Bedeutung gewinnen.

Entwicklung nach Antrieben bei Pkw beim Referenzszenario

Der Pkw ist mit Abstand der dominanteste Verkehrsweig im Personenverkehr, sowohl bezogen auf die Verkehrsleistungen als auch bezüglich des Energieverbrauchs und der

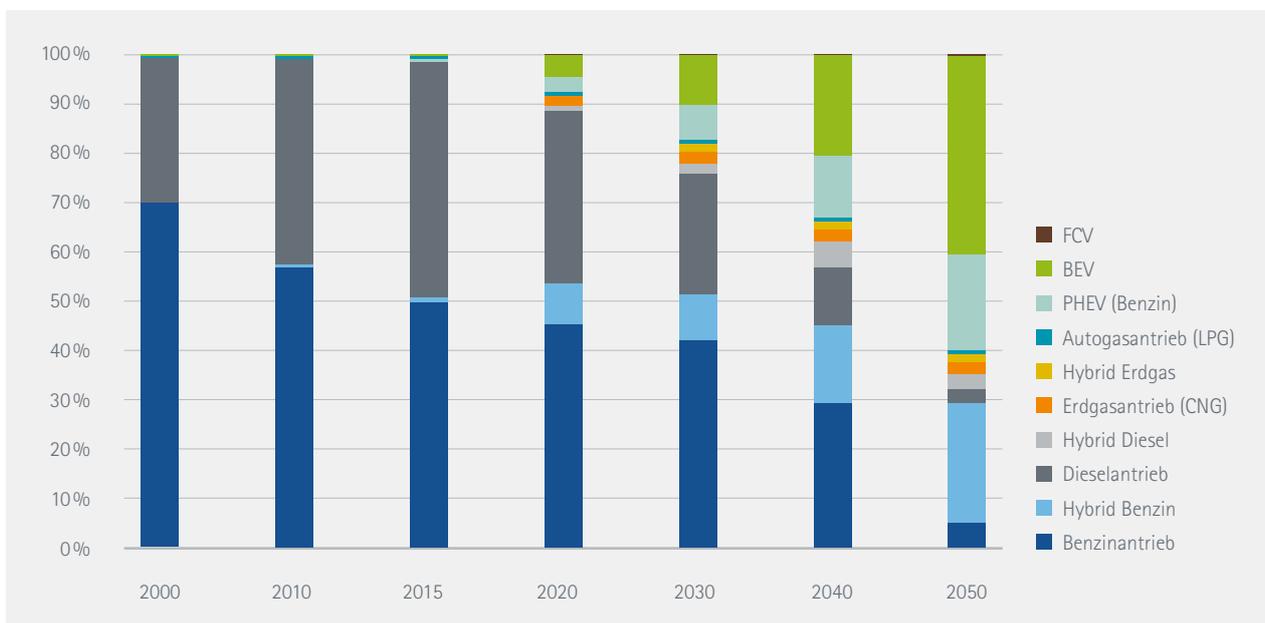
CO₂-Emissionen. Die Mobilität mit Pkw beansprucht rund 1.500 PJ an Endenergie im Jahr 2015. Dies entspricht einem Anteil von knapp 60% am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in Deutschland. Der Pkw-Bestand wie auch die Pkw-Neuzulassungen werden durch die Fahrzeugantriebe Benzin und Diesel dominiert (Bestandsanteil von > 98% im Jahr 2015). Maßgeblich getrieben durch die CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw (Europäisches Parlament 2014), nimmt die Bedeutung von alternativen Antrieben bei den Pkw-Neuzulassungen deutlich zu (vgl. Abbildung 18).

In der Referenz werden die EU-Flottengrenzwerte für Pkw (95 g im Jahr 2021) unterstellt. Daraus ergibt sich die Entwicklung der Antriebsstruktur sowie der Effizienz bis 2020. Bei der Referenzentwicklung werden danach keine weiteren Flottengrenzwerte vorgegeben, da zum Zeitpunkt der Studie keine Grenzwerte nach 2021 beschlossen sind. Die Referenzentwicklung der Antriebsstruktur spiegelt unsere Erwartung zum autonomen Markthochlauf der verschiedenen Pkw-Antriebstechniken wider.

Im Referenzszenario entfallen im Jahr 2020 46% der Neuzulassungen auf Benzin- und 35% auf Dieselantriebe. Die restlichen 19% der Pkw-Neuzulassungen sind Pkw mit Hybrid- (9%), Elektro¹- (7.5%) oder Gas-Antrieb² (2%).

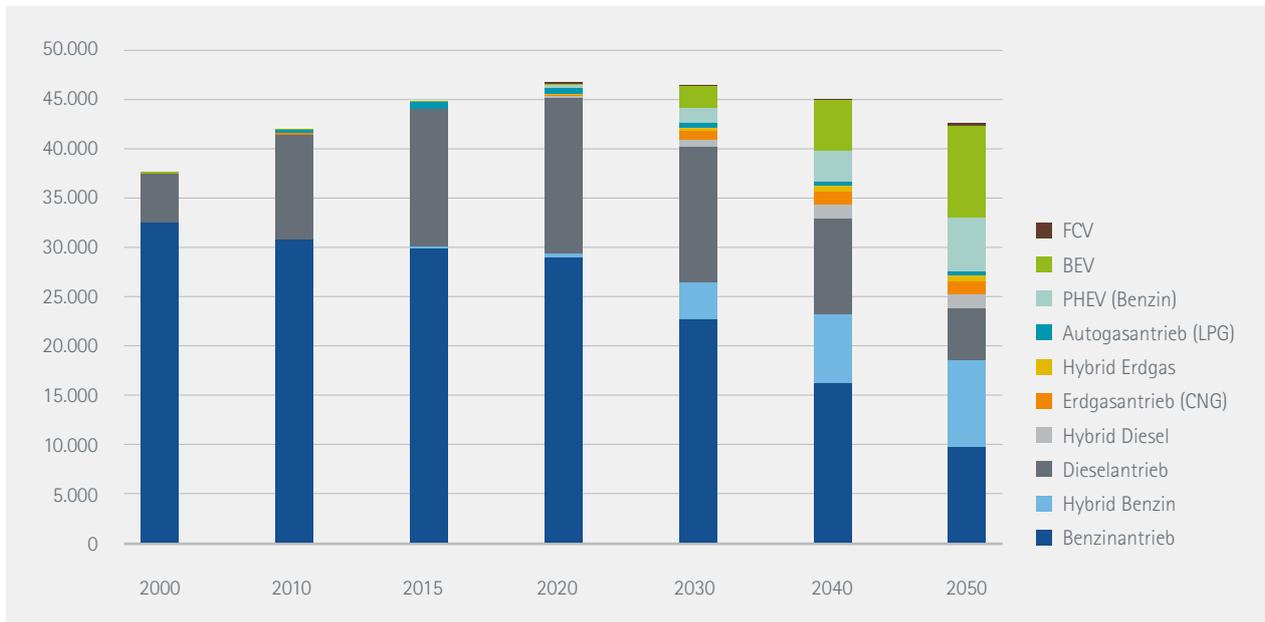
1 Elektro-Antrieb: Batterieelektrische Pkw (BEV), Plug-in Hybride (PHEV)- und Brennstoffzellen-Pkw (FCV)
 2 Gas-Antriebe: Erdgas (CNG) und Flüssiggas (LPG)

Abbildung 18: Pkw-Neuzulassungen nach Antrieb, Referenz, bis 2050, in %



Quelle: Prognos AG, BEV: Batterieelektrisches Fahrzeug, PHEV: Plug-in Hybride, FCV: Brennstoffzellen-Pkw

Abbildung 19: Pkw-Bestand nach Antrieb, Referenz, bis 2050, in Tsd. Pkw



Quelle: Prognos AG

Der Anteil der elektrisch betriebenen Pkw steigt bis 2030 auf 17% und bis 2050 auf rund 60%. Der Anteil rein elektrisch betriebener Fahrzeuge liegt im Jahr 2030 bei 10% und in 2050 bei 40%.

Die Entwicklung des Pkw-Bestandes nach Antrieb ergibt sich aus den Pkw-Neuzulassungen mittels eines Kohortenmodells und wird in der Abbildung 18 dargestellt.

In den Szenarien dieser Untersuchung haben Elektro-Pkw bis zum Jahr 2030 keine substanziellen Anteile am Fahrzeugbestand. Im Jahr 2020 werden rund 460 Tsd. elektrische Pkw gemeldet sein. Die Million Elektrofahrzeuge wird im Referenzszenario im Jahr 2023 erreicht und im Jahr 2030 sollen es rund 3,7 Mio. Elektro-Pkw sein, dies entspricht einem Anteil von 8% am Fahrzeugbestand. Die Neuzulassungen weisen im Jahr 2030 jedoch schon bedeutende Anteil an Elektrofahrzeugen (rund 20%) auf und somit gewinnen längerfristig elektrische Antriebe beim Pkw auch in der Referenz deutlich an Bedeutung. Im Jahr 2050 haben sie einen Bestandsanteil von rund 35%. Damit nimmt die Elektromobilität bei den Pkw langfristig deutlich an Fahrt auf, jedoch bleiben die Verbrennungsmotoren und Hybriden im Referenzszenario die dominierenden Antriebsformen.

Entwicklung nach Antrieben beim Straßengüterverkehr

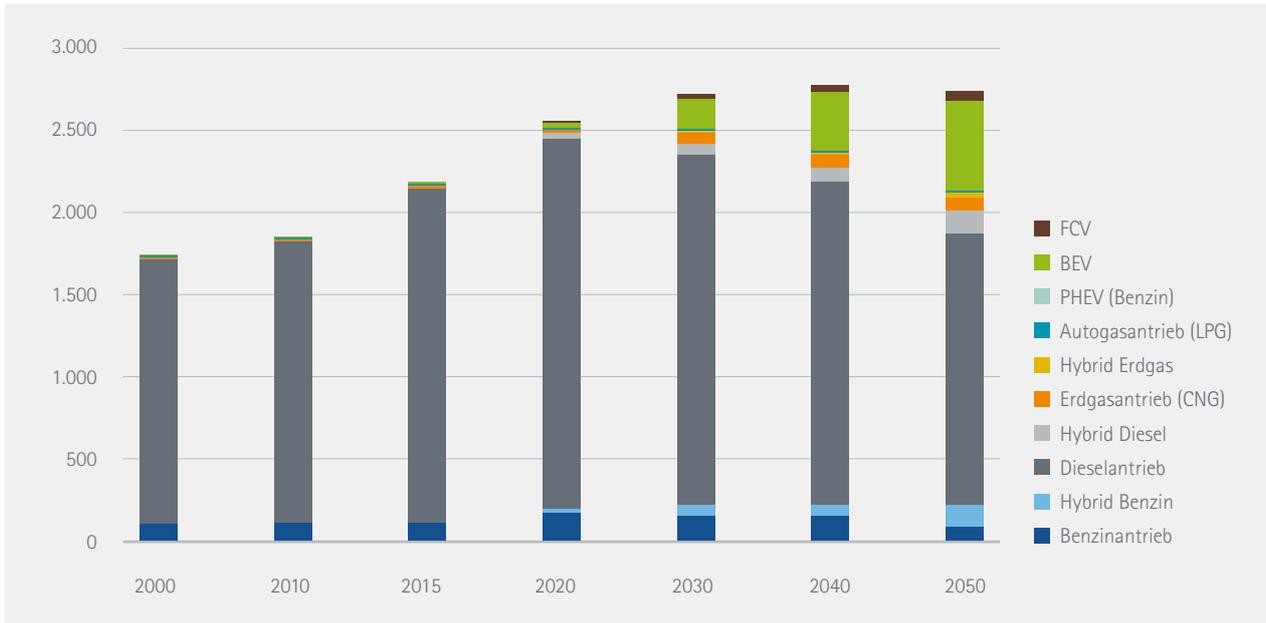
In Deutschland werden beim Güterverkehr über 70% der landgebundenen Güterverkehrsleistung vom Straßengüterverkehr

erbracht. Beim Energieverbrauch sowie den CO₂-Emissionen sind die Anteile nochmals deutlich höher. Die Verkehrsleistung wird hauptsächlich von schweren Straßengüterfahrzeugen mit einer zulässigen Gesamtmasse von mehr als 3,5 t erbracht. In Deutschland sind im Jahr 2015 713.000 schwere Nutzfahrzeuge (SNF) gemeldet. Im Vergleich zu den leichten Nutzfahrzeugen (LNF), mit einem Bestand von 2,1 Mio. im Jahr 2015 ist die Zahl der SNF deutlich geringer.

Der Bestand an LNF ist im Jahr 2015 auf rund 2,2 Mio. Fahrzeuge angewachsen – das entspricht einem Wachstum von +26% ggü. 2000 (und +133% ggü. 1990). Aufgrund der positiven Marktprognosen im Einsatzfeld der LNF wird der Bestand mittel- bis langfristig weiter anwachsen. Erst nach 2040 kommt es nach aktuellen Prognosen zur Sättigung bei der Bestandsentwicklung.

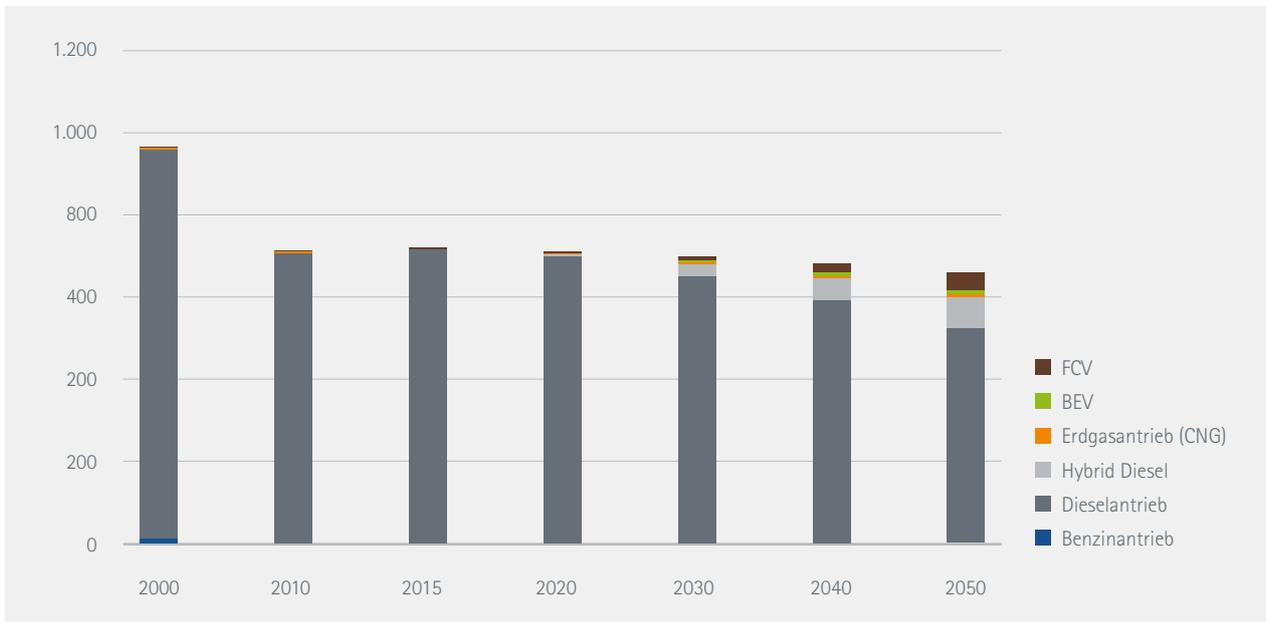
Aufgrund der ähnlichen Fahrzeugtechnologie zu Pkw wird bei den LNF eine Entwicklung der Antriebsstruktur angenommen, die sich an der Pkw-Entwicklung orientiert. Längere Produktzyklen sowie eine höhere Kostenorientierung der Eigentümer führt typischerweise dazu, dass Neuerungen bei Pkw etwa 6 bis 8 Jahre später auch bei LNF umgesetzt werden. Andererseits gibt es Gründe dafür, dass sich batterieelektrische Antriebe bei LNF schneller entwickeln können. Durch eine oftmals höhere Fahrleistung in einem vergleichsweise geringen Radius (speziell in der KEP-Branche) ist der Einsatz eines batterieelektrischen Fahrzeuges für einen großen Teil der Fahrzeugkohorten des leichten Nutzverkehrs wirtschaftlich.

Abbildung 20: LNF-Bestand nach Antrieb, Referenz, bis 2050, in Tsd. LNF



Quelle: Prognos AG

Abbildung 21: Bestand von schweren Lkw und Sattelzugmaschinen nach Antrieb, Referenz, bis 2050 in Tsd.



Quelle: Prognos AG

Der Bestand an schweren Nutzfahrzeugen hat sich zwischen 2000 und 2010 deutlich verringert. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf steigende Beladungen (damit kann die gleiche Verkehrsleistung mit weniger Fahrzeugen erbracht werden) sowie einer Verschiebung hin zu kleineren Fahrzeugen mit weniger als 3,5 t zulässiger Gesamtmasse zurückzuführen. Aufgrund der schweren Lasten sowie den hohen

Tagesfahrleistungen wird es bei den schweren Nutzfahrzeugen gemäß Referenzentwicklung auch langfristig zu keiner weitreichenden Elektrifizierung kommen. Eine leichte Hybridisierung der Bestandsflotte (12% im Jahr 2050) sowie eine leichte Durchdringung mit Brennstoffzellen-Antrieben ist hingegen durchaus wahrscheinlich.

5

ERGEBNISSE ENERGIE BIS 2050

5.1 ENDEENERGIEBEDARF

Der Endenergieverbrauch wird aktuell dominiert durch die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser (Anteil 2015: 32%), Prozesswärme (Anteil 2015: 19%) und mechanische Antriebe (inkl. Mobilität; Anteil 2015: 40%). Der Bedarf an Prozesswärme verringert sich im Szenariozeitraum nur wenig (-3%), während der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser (-28%) und die mechanischen Antriebe (-20%) deutlich abnehmen (Tabelle 8; Verbrauch inkl. internationalem Flug- und Seeverkehr). Der größte Verbrauchsanstieg zeigt sich im Referenzszenario im Bereich Kühlen und Lüften (50 PJ, +51%), was auf die erwartete Klimaerwärmung und die weiter steigenden Komfortbedürfnisse zurückzuführen ist. Insgesamt verringert sich der Endenergieverbrauch im Referenzszenario von 8.993 PJ im Jahr 2015 auf 7.344 PJ im Jahr 2050 (-18%).

Da in den Zielszenarien gegenüber dem Referenzszenario keine zusätzlichen Effizienzmaßnahmen eingesetzt werden,

bleibt der Endenergieverbrauch und die Verwendungsstruktur grundsätzlich identisch wie in der Referenz. Geringe Unterschiede ergeben sich im Industriesektor. Der stärkere Einsatz von Biogas und fester Biomasse sowie der größere Rückgang des Kohleverbrauchs führen hier zu einem etwas geringeren Energieverbrauch.

Der Endenergieverbrauch nach **Energieträgern** in den drei Szenarien ist in Tabelle 9 beschrieben. Der Stromverbrauch verändert sich im Zeitraum 2015 – 2050 nicht wesentlich (+2%). Deutliche Zunahmen zeigen sich hingegen bei den erneuerbaren Energien (+316 PJ; +50%) und bei der Fernwärme (+55 PJ; +14%). Der Verbrauch an fossilen Energieträgern ist im Referenzszenario rückläufig: der Kohleverbrauch geht um 90 PJ (-19%) zurück, der Verbrauch an Mineralölprodukten verringert sich um 1.443 PJ

(-43%) und der Erdgasverbrauch sinkt um 553 PJ (-25%). Ursachen für den Rückgang der Mineralölprodukte sind hauptsächlich der Rückgang des Raumwärmeverbrauchs

Tabelle 8: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, 2000 bis 2050, in PJ

	2000	2015	2020	2030	2050	'15 – '50 in %
Raumwärme und Warmwasser	3.289	2.883	2.867	2.547	2.080	- 28 %
Beleuchtung	257	260	231	188	125	- 52 %
Kühlen und Lüften	82	98	103	116	149	+ 51 %
IKT	181	200	194	196	194	- 3 %
Sonstige Haustechnik	34	41	41	38	39	- 5 %
Prozesswärme	1.777	1.741	1.704	1.716	1.695	- 3 %
Prozesskälte	63	67	70	80	93	+ 40 %
Mechanische Energie (Antrieb)	3.752	3.626	3.698	3.536	2.891	- 20 %
Elektrolyse	71	77	76	79	78	+ 1 %
Summe	9.506	8.993	8.986	8.496	7.344	- 18 %

Quelle: Prognos AG

Tabelle 9: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2000 bis 2050, in PJ.
Werte inkl. internationalen Flug- und Seeverkehr

	2000	2015	2020	2030	2050	'15 – '50 in %
Referenzszenario						
Kohlen	514	466	424	396	377	- 19 %
Mineralöle	4.203	3.391	3.372	2.875	1.948	- 43 %
Gase	2.364	2.184	2.166	1.960	1.632	- 25 %
Sonstige Energieträger	55	71	80	92	100	41 %
Erneuerbare Energien	201	627	732	867	942	50 %
Strom	1.770	1.853	1.833	1.842	1.888	2 %
Fernwärme	400	402	429	462	456	14 %
PtX	0	0	0	0	0	-
Summe	9.506	8.993	8.986	8.496	7.344	-18 %
Szenario PtX 80						
Kohlen	514	466	382	330	286	- 39 %
Mineralöle	4.203	3.391	3.369	2.638	369	- 89 %
Gase	2.364	2.184	2.112	1.541	280	- 87 %
Sonstige Energieträger	55	71	110	123	122	72 %
Erneuerbare Energien	201	627	769	976	1.245	99 %
Strom	1.770	1.853	1.832	1.835	1.874	1 %
Fernwärme	400	402	429	462	456	14 %
PtX	0	0	29	602	2.683	-
PtL.	0	0	18	326	1.681	-
PtG.	0	0	11	276	1.002	-
Summe	9.506	8.993	9.034	8.507	7.316	-19 %
Szenario PtX 95						
Kohlen	514	466	382	330	286	- 39 %
Mineralöle	4.203	3.391	3.370	2.599	31	- 99 %
Gase	2.364	2.184	2.112	1.499	80	- 96 %
Sonstige Energieträger	55	71	110	123	120	69 %
Erneuerbare Energien	201	627	769	976	1.245	99 %
Strom	1.770	1.853	1.832	1.835	1.874	1 %
Fernwärme	400	402	429	462	456	14 %
PtX	0	0	29	683	3.223	-
PtL.	0	0	17	365	2.017	-
PtG.	0	0	11	318	1.206	-
Summe	9.506	8.993	9.034	8.507	7.316	-19 %

Quelle: Prognos AG, PtL: flüssige synthetische Energieträger, PtG: gasförmige synthetische Energieträger

Tabelle 10: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren, 2000 bis 2050, in PJ. Verkehrssektor inkl. internationale Verkehre

	2000	2015	2020	2030	2050	'15 – '50 in %
Private Haushalte	2.584	2.302	2.278	2.015	1.677	- 27 %
GHD	1.566	1.428	1.392	1.308	1.193	- 16 %
Industrie	2.523	2.548	2.507	2.506	2.407	- 6 %
Verkehr	2.834	2.715	2.809	2.666	2.067	- 24 %
Summe	9.506	8.993	8.986	8.496	7.344	- 18 %
Zielszenarien PtX 80/95						
Private Haushalte	2.584	2.302	2.278	2.015	1.677	- 27 %
GHD	1.566	1.428	1.392	1.308	1.193	- 16 %
Industrie	2.523	2.548	2.555	2.518	2.379	- 7 %
Verkehr	2.834	2.715	2.809	2.666	2.067	- 24 %
Summe	9.506	8.993	9.034	8.507	7.316	-19 %

Quelle: Prognos AG

(besser gedämmte Gebäude, effizientere Anlagen, wärmeres Klima), die Substitution durch alternative Heizsysteme sowie beim Verkehr die zunehmende Durchdringung durch Elektrofahrzeuge.

In den **Zielszenarien** werden die fossilen Mineralöle und Gase durch **THG-freie synthetische Energieträger** ersetzt. Der Umfang des Ersatzes wird durch die vorgegebenen Beimischungsanteile bestimmt (vgl. Abbildung 7). Diese erreicht im PtX 80 im Jahr 2050 einen Anteil von 82,5%, im Szenario PtX 95 von 100%. Entsprechend steigt die Nachfrage an PtX im Szenario PtX 95 stärker als im Szenario PtX 80. Im Industriesektor wird in den Zielszenarien der Kohleverbrauch stärker verringert als in der Referenz. PtX sind in der Regel kein Substitut für Kohle; anstelle von Kohle wird vielmehr feste und gasförmige Biomasse eingesetzt.

Der Energieverbrauch nimmt in allen **Sektoren** ab, am meisten in den Sektoren Private Haushalte und Verkehr (Tabelle 10). Der Verbrauch des Haushaltssektors wird dominiert durch den Verbrauch für Raumwärme. Dieser ist im Zeitverlauf aufgrund von Gebäudesanierungen, dem Ersatz alter durch neuer effizienterer Heizanlagen, den Ersatz alter Gebäude durch effiziente Neubauten sowie durch das wärmer werdende Klima stark rückläufig. Auch im GHD-Sektor ist der Verbrauchsrückgang hauptsächlich auf die Entwicklung bei der Raumwärme zurückzuführen. Haupttreiber für den Verbrauchsrückgang im Verkehrssektor ist die zunehmende Elektrifizierung des Individualverkehrs nach 2030.

Verstärkt wird der Rückgang durch die kleiner werdende Bevölkerung.

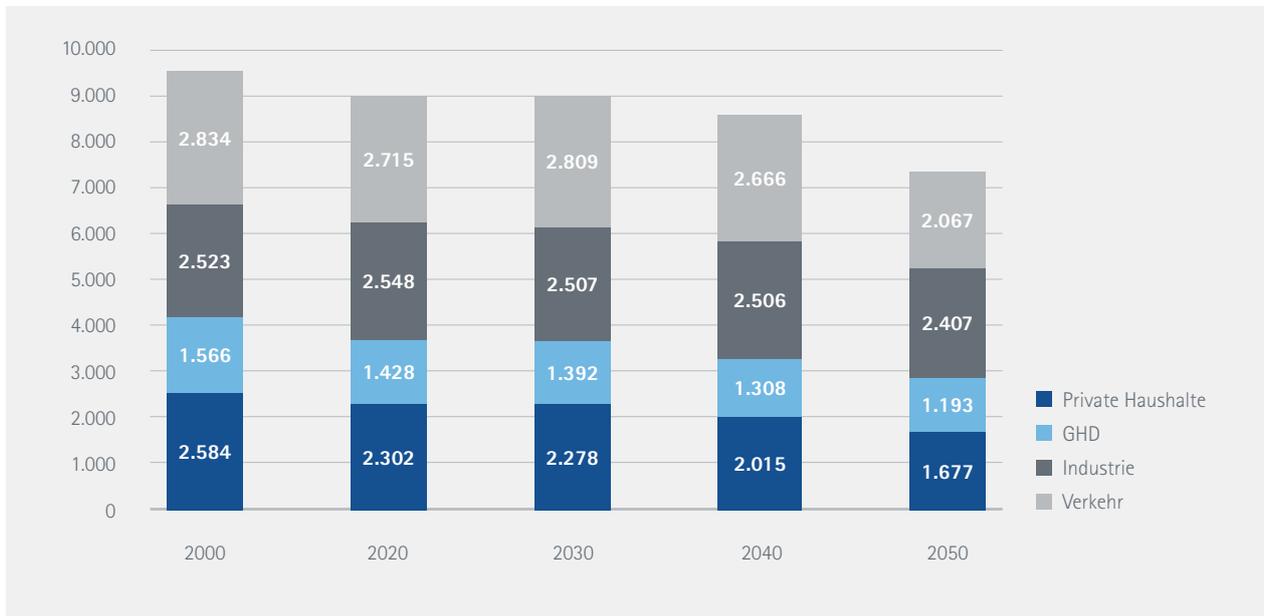
In den Sektoren Private Haushalte, GHD und Verkehr zeigt sich in Bezug auf den Endverbrauch kein Unterschied zwischen Referenz und Zielszenarien. Der Ersatz fossiler Heizöle, Gase und Kraftstoffe führt nicht zu einer Veränderung der Anlagen- und Fahrzeugwirkungsgrade. Im Industriesektor wird wie erwähnt auch Kohle ersetzt und gleichzeitig verstärkt feste und gasförmige Biomasse eingesetzt. Der Einsatz von Biomasse erhöht sich gegenüber der Referenz im Industriesektor um rund 400 PJ. Dadurch ergibt sich ein geringfügig von der Referenzentwicklung abweichender Verbrauch; die Differenz ist jedoch gering (~1%).

5.2 STROMSYSTEM

Grundlegende Rahmendaten zum Stromsystem wie Investitionskosten, Betriebskosten und technische Lebensdauer, die Eingang in die Modellierung finden, sind im Abschnitt 16 im Anhang aufgelistet.

Das Stromsystem in Deutschland ist gegenwärtig stark geprägt von fossil-thermischer Erzeugung. Im Jahr 2015 wurden rund 250 TWh Strom aus Braun- und Steinkohle erzeugt, was einem Anteil von über 40% an der Gesamtenergieerzeugung entspricht. Darüber hinaus entfielen 61 TWh auf die Stromerzeugung aus Erdgas und 87 TWh auf Erzeugung aus Kernkraft. Des Weiteren wurden rund 30 TWh

Abbildung 22: Referenzszenario: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren, 2000 bis 2050, in PJ (Verkehrssektor inkl. internationale Verkehre)



Quelle: Prognos AG

aus sonstigen fossilen Brennstoffen erzeugt, wie z. B. Abfall und Kuppelgase.

Demgegenüber stehen rund 180 TWh Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, davon knapp 40% aus Wind Onshore, je 23% aus Biomasse und Photovoltaik. Die Stromerzeugung aus Wind Offshore hatte einen Anteil von 4% an der Gesamterzeugung.

Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass der bestehende regulatorische Rahmen weiter bestehen bleibt und die energiepolitischen Maßnahmen weitergeführt werden. D.h. eine dem EEG-vergleichbare Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird bis zum Jahr 2050 fortgeführt. Es werden jedoch keine zusätzlichen Maßnahmen ergriffen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Referenzszenario deshalb auf Basis des EEG 2017. Es werden die im Gesetz festgelegten Zubauraten bzw. Ausbauziele für die einzelnen Technologien unterstellt. Langfristig orientiert sich der Ausbau am gesetzten Ziel, dass im Jahr 2050 mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Im Referenzszenario führt dies 2050 zu einer Nettostromerzeugung von 475 TWh. Die Verteilung auf die einzelnen Technologien erfolgt

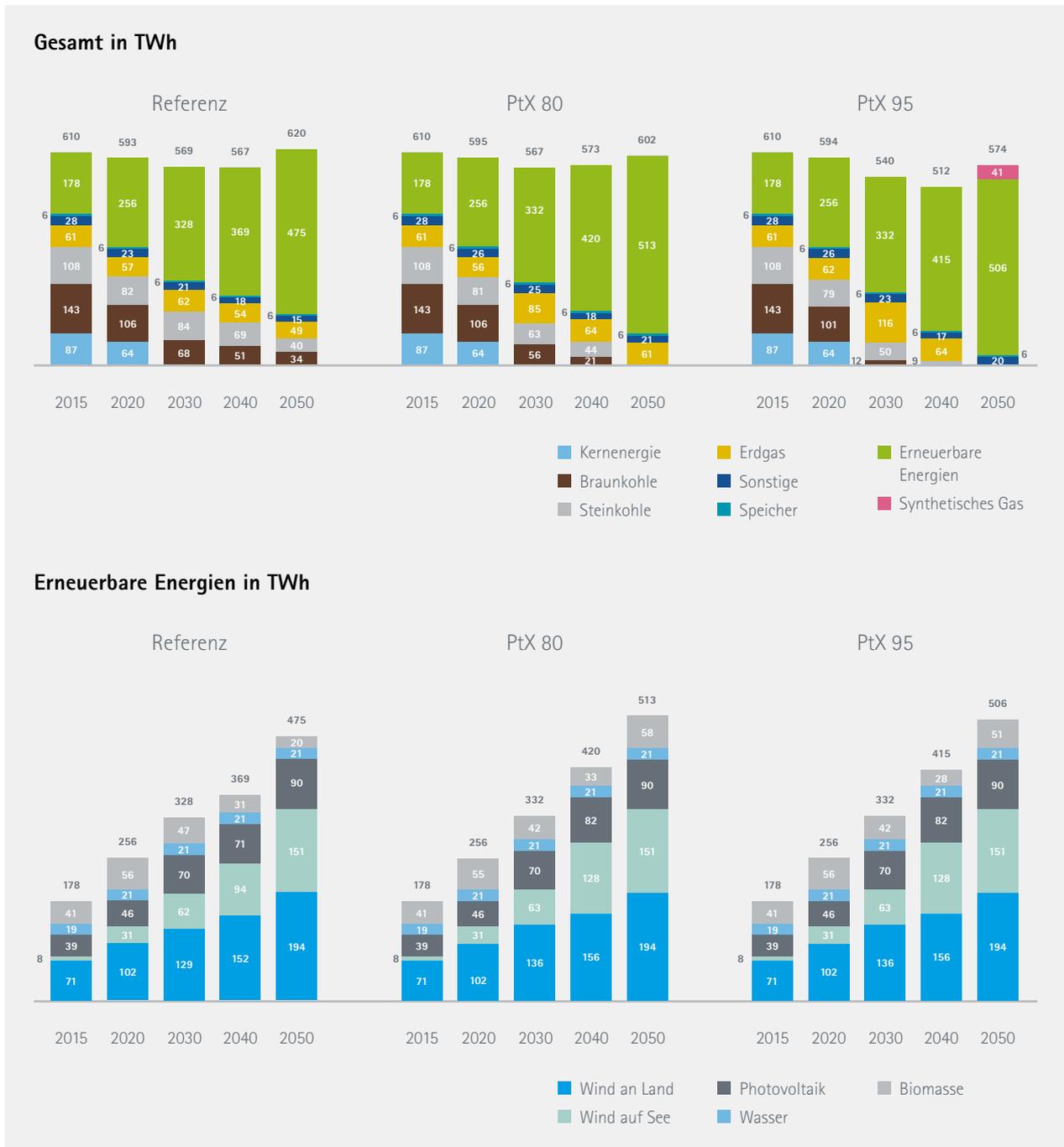
aus einer Gesamtbetrachtung, die jeweils die Erzeugungskosten, Einspeiseprofile und gesellschaftliche Akzeptanz für die einzelnen Technologien berücksichtigt. Im Referenzszenario erzeugen Windkraftanlagen auf See und an Land zusammen rund 345 TWh. Die PV-Stromerzeugung beträgt 90 TWh. Jeweils 20 TWh entfallen auf die Stromerzeugung aus Wasser und Biomasse. Die dazu erforderlichen Leistungen zeigt Abbildung 24.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird im Referenzszenario begleitet von einem Rückgang der thermischen Erzeugung. Zum einen erfolgt bis 2022 ein Auslaufen der Erzeugung aus Kernkraft – bedingt durch den 2011 beschlossenen Ausstieg. Zum anderen geht ein Großteil der heute existierenden Kohlekraftwerke altersbedingt vom Netz. Im Jahr 2050 sind – von heute rund 50 GW Kohlekraftwerken – je 9 GW Braun- und Steinkohle im Betrieb. Um zu jedem Zeitpunkt ausreichend Leistung³ zur Absicherung des Energiesystems zur Verfügung zu haben, werden neue Backup-Gaskraftwerke benötigt. Zudem erfolgt durch das KWKG ein Zubau von KWK-Gaskraftwerken mit Wärmeauskopplung.

Die beiden Szenarien PtX 80 und PtX 95 wurden so definiert, dass die installierte Leistung der erneuerbaren Energien nicht höher ist als in der Referenz. Die Erreichung der THG-Ziele

3 Die Höhe der erforderlichen gesicherten Leistung wird hier vereinfacht anhand der Maximallast des inländischen, inflexiblen Stromverbrauchs (inkl. einer Sicherheitsmarge von 10%) hergeleitet

Abbildung 23: Nettostromerzeugung in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95



Quelle: Prognos AG

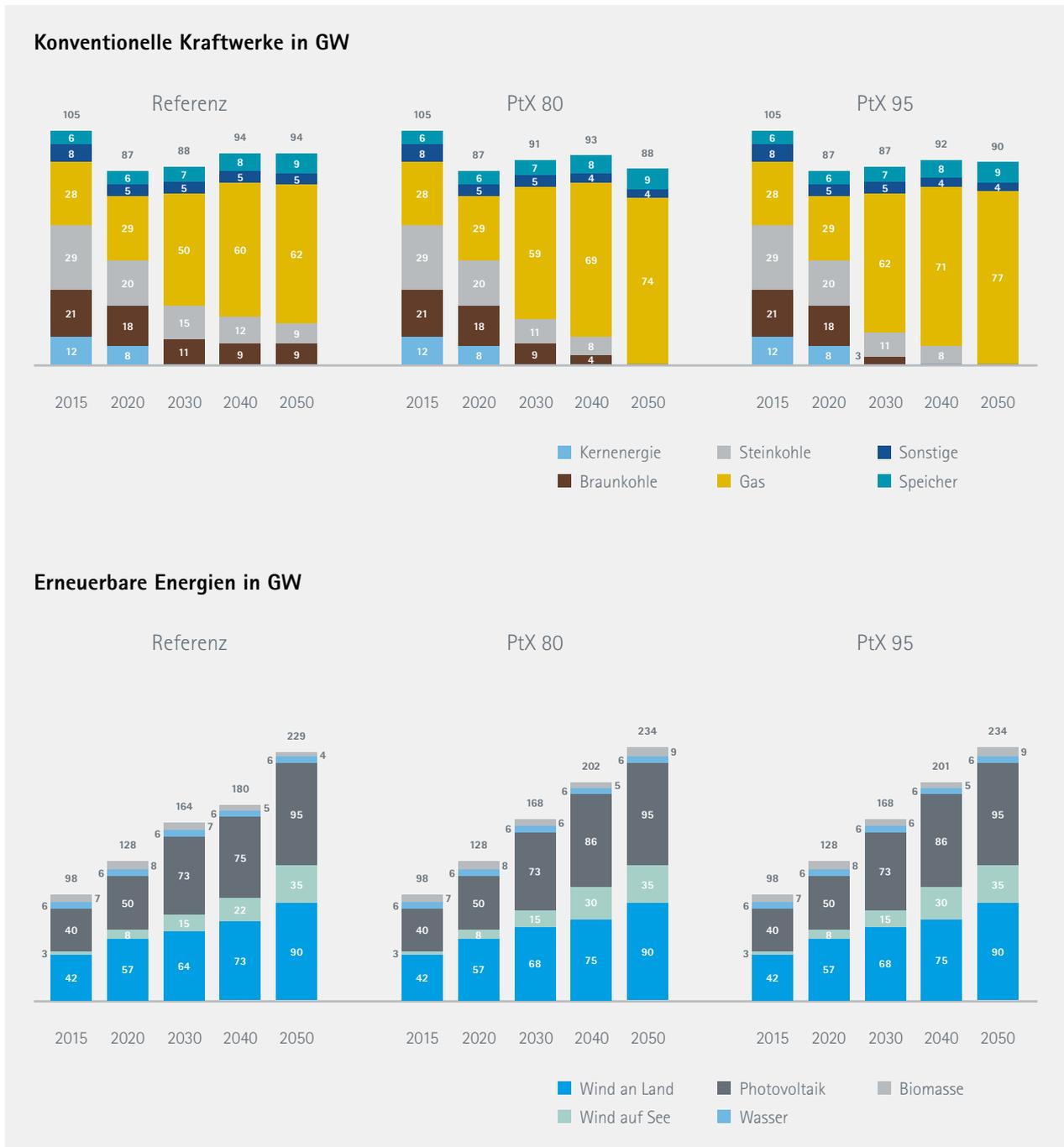
in den Zwischenjahren 2030 / 2040 ist nicht in der Studie betrachtet worden.

Zur Reduktion der Treibhausgase im Stromsektor ist es erforderlich, dass die Kohlverstromung vorzeitig ausläuft. Im Szenario PtX 80 läuft die Kohlestromerzeugung bis 2050 vollständig aus. Da in diesem Szenario aufgrund der Annahmen (vgl. Kapitel 4.1) keine zusätzlichen erneuerbaren

Erneuerbare Energien zugebaut werden können, wird die fehlende Erzeugung durch vermehrten Einsatz von Erdgas und Biomasse kompensiert. Zudem steigen im PtX 80-Szenario die Stromimporte. Deutschland entwickelt sich vom Nettoexporteur zum -importeur.

Im Szenario PtX 95 ist aufgrund des höheren Ambitionsniveaus ein schnellerer Rückgang der Kohleerzeugung als

Abbildung 24: Stromerzeugungskapazitäten (netto) in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95

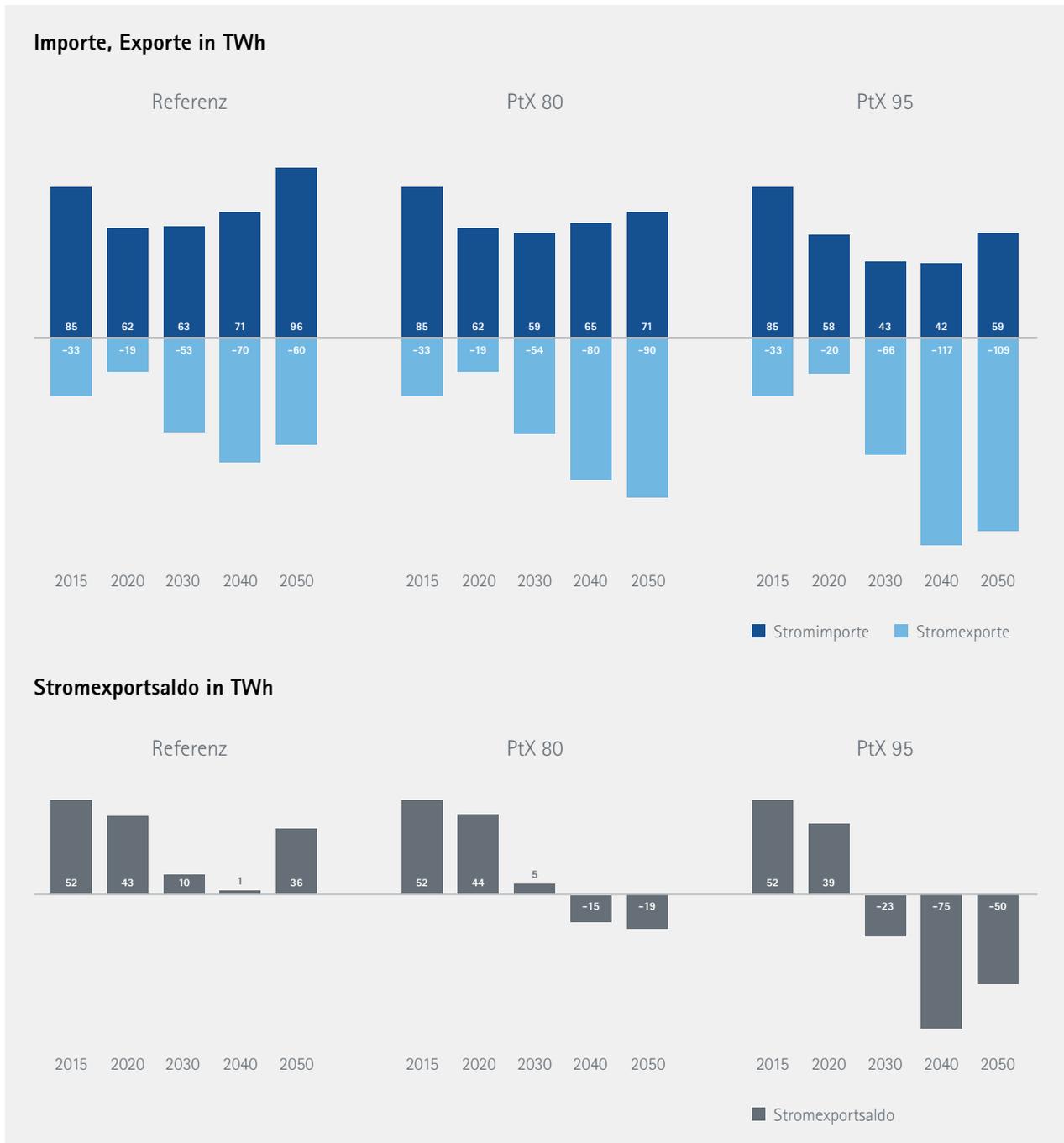


Quelle: Prognos AG

im Szenario PtX 80 erforderlich. Dieser Rückgang erfolgt in PtX 95 rein marktbedingt aufgrund der unterstellten CO₂- und Brennstoffpreise. Zudem steigt kurzfristig die Gasstromerzeugung und beträgt im Jahr 2030 über 110 TWh. Langfristig sinkt diese jedoch wieder. Aufgrund des Treibhausgasziels dürfen im Stromsektor 2050 nahezu kei-

ne Treibhausgasemissionen ausgestoßen werden. Erdgas muss deshalb ab 2040 sukzessive durch synthetisch hergestelltes PtG ersetzt werden.

Abbildung 25: Stromimporte und -exporte Deutschlands in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95



Quelle: Prognos AG

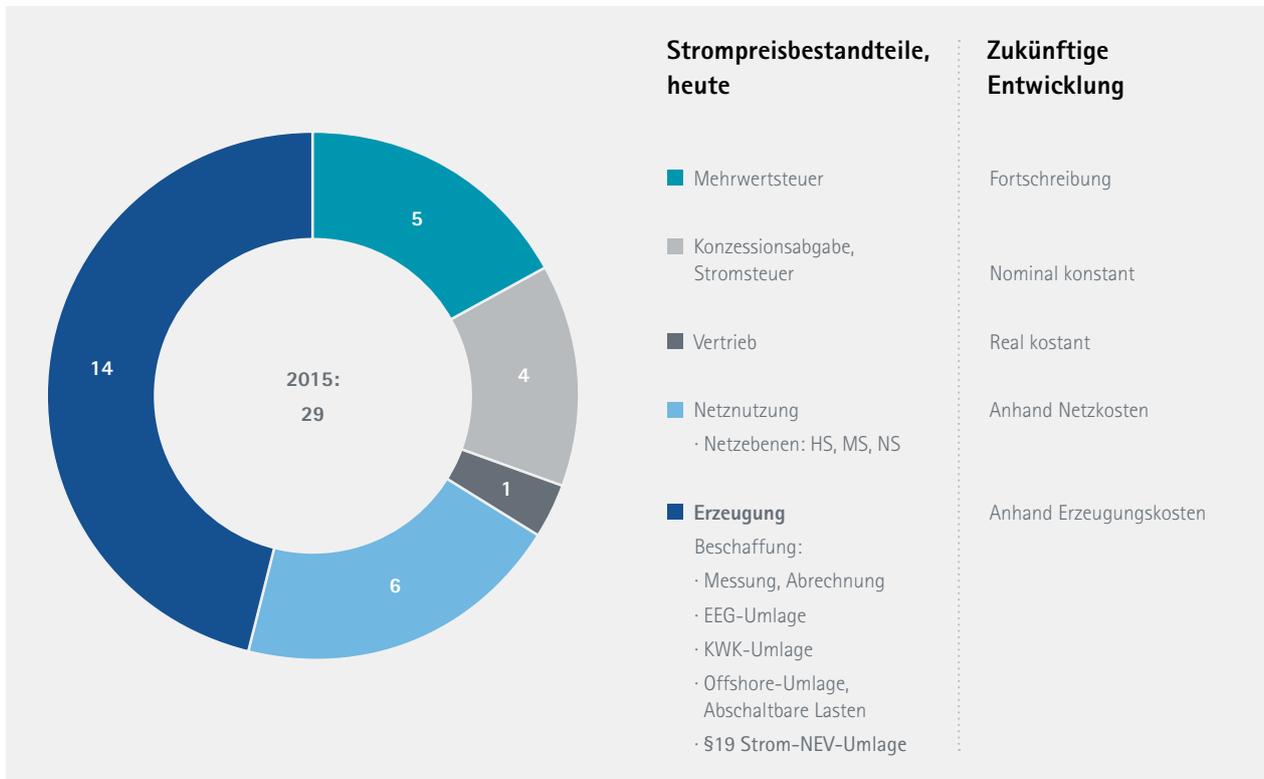
Aufgrund der hohen Kosten dieses Brennstoffs und der Potenziale an erneuerbaren Energien⁴ in den europäischen Nachbarländern ergeben sich im stündlichen Dispatch höhere Importe als in den anderen Szenarien (vgl. Abbildung 25).

Strompreise

Der heutige Haushaltsstrompreis für eine Abnahme von 3.500 kWh liegt im deutschen Mittel bei etwa 29 Cent/kWh. Dieser Preis setzt sich aus verschiedenen Komponenten

⁴ Es wird davon ausgegangen, dass die anderen europäischen Länder ähnliche Klimaschutzambitionen verfolgen wie Deutschland (vgl. Kapitel 4.1) und entsprechend den Stromsektor dekarbonisieren.

Abbildung 26: Zusammensetzung der heutigen mittleren Strompreise in Cent₂₀₁₅/kWh bei einer Bezugsmenge von 3.500 kWh pro Jahr



Quelle: Prognos AG, eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW Strompreisanalyse 2018 (BDEW 2018). Abkürzungen: HS (Hoch- und Höchstspannung sowie Offshoreanbindung), MS (Mittelspannung), NS (Niederspannung)

zusammen. Den größten Anteil haben die Beschaffungskosten, die EEG-Umlage sowie die Netzentgelte. Je nach Stromabnahme, Tarif und Netzgebiet gibt es deutliche Abweichungen der Strompreise vom angegebenen Mittelwert. Deutlich günstiger als „normaler“ Haushaltsstrom ist Strom für sogenannte steuerbare Verbraucher (z.B. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Strom für Elektromobilität), da für diesen die Netzbetreiber aufgrund der Regelung in §13.2 EnWG ermäßigte Netzentgelte vorsehen können. Diese Tarife wurden in den Szenarien nicht betrachtet. Im Folgenden wird hergeleitet, wie sich der Standard Haushaltsstrompreis in den Szenarien entwickelt.

Für die Berechnung der zukünftigen Strompreise wurden die einzelnen Bestandteile des heutigen Endkundenstrompreises für private Haushalte zunächst in drei Gruppen zusammengefasst. Diese wurden dann mit verschiedenen Methoden in die Zukunft fortgeschrieben. Im Folgenden soll darauf näher eingegangen werden:

Erzeugung

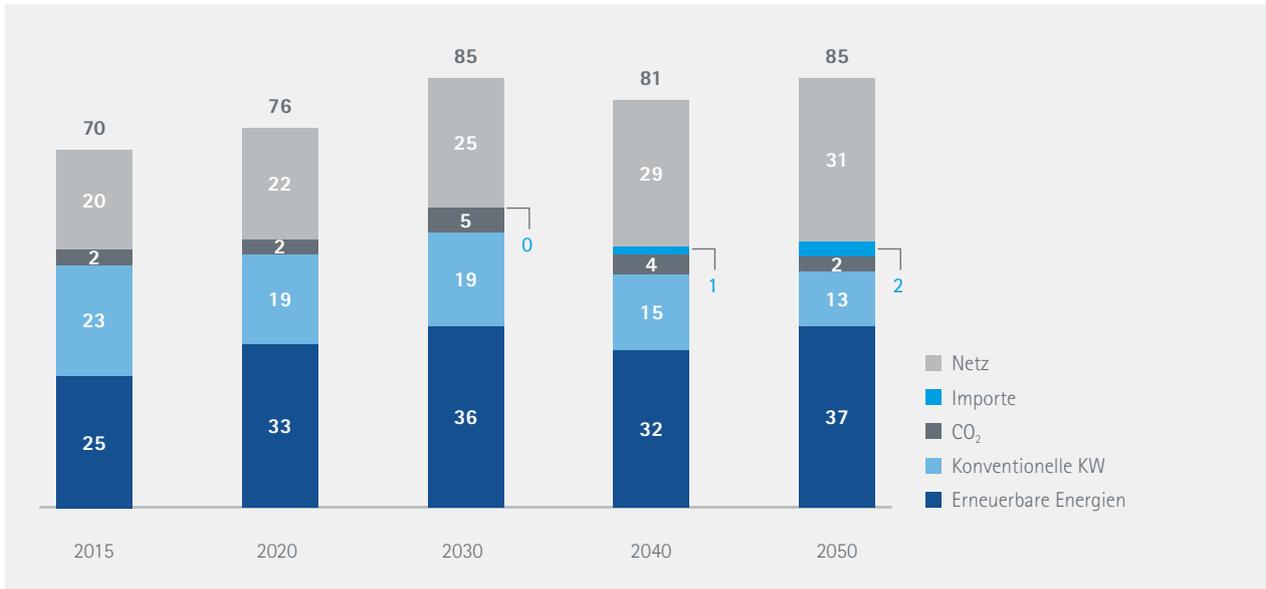
Der Block Erzeugung macht rund 50% des Gesamtstrompreises aus. Er umfasst sowohl die Kosten für Beschaffung, Messung und Abrechnung als auch alle relevanten Umlagen (EEG, KWK, Offshore, abschaltbare Lasten, §19-Strom-NEV).

Die Erzeugung wurde anhand eines berechneten Index fortgeschrieben. Dieser ergibt sich aus der Entwicklung der Erzeugungskosten.⁵ Die Haupttreiber für die Erzeugungskosten sind die konventionellen Kraftwerke und erneuerbaren Energien.

Den steigenden absoluten Kosten für erneuerbare Energien Erzeugung stehen sinkende Kosten für konventionellen Kraftwerke gegenüber. Im PtX 80-Szenario sinken sie von heute 24 Mrd. €₂₀₁₅ bis zum Jahr 2050 auf 13 Mrd. €₂₀₁₅. Zum einen halbieren sich die Brennstoff- und Betriebskosten aufgrund des sinkenden Einsatzes von konventionellen Brennstoffen. Zum anderen ist der zukünftige konventi-

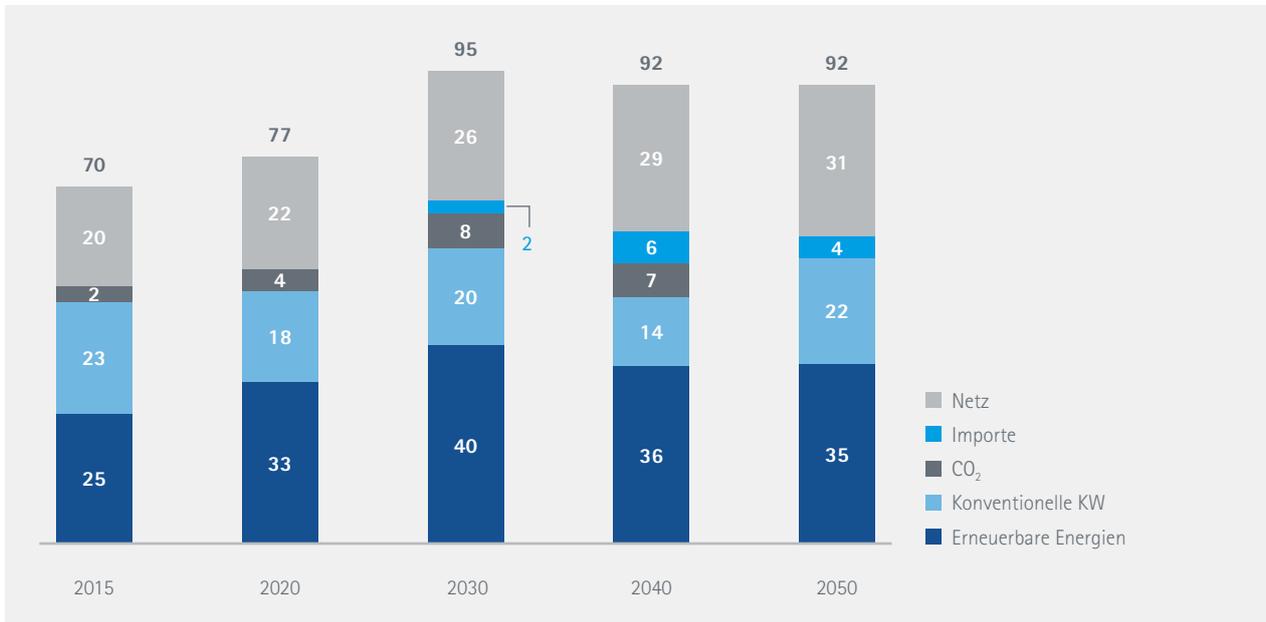
⁵ Die Berechnung der spezifischen Strompreise für private Haushalte basieren auf der Entwicklung der Gesamtkosten des Stromsystems. Die Brennstoffkosten ergeben sich aus den eingesetzten Brennstoffmengen und den jeweiligen Brennstoffpreisen frei Kraftwerk (siehe Kapitel 3). Darüber hinaus wurden die Kapitalkosten der Anlagen berücksichtigt (annualisiert mit 6% über die technische Lebensdauer), die Betriebskosten und die Kosten für CO₂-Emissionen.

Abbildung 27: Entwicklung der Stromsystemkosten im Szenario PtX 80 in Mrd. €₂₀₁₅



Quelle: Prognos AG

Abbildung 28: Entwicklung der Stromsystemkosten im Szenario PtX 95 in Mrd. €₂₀₁₅



Quelle: Prognos AG, Konventionelle Kraftwerke (KW) beinhaltet im Jahr 2050 die Brennstoffkosten von synthetischem Gas.

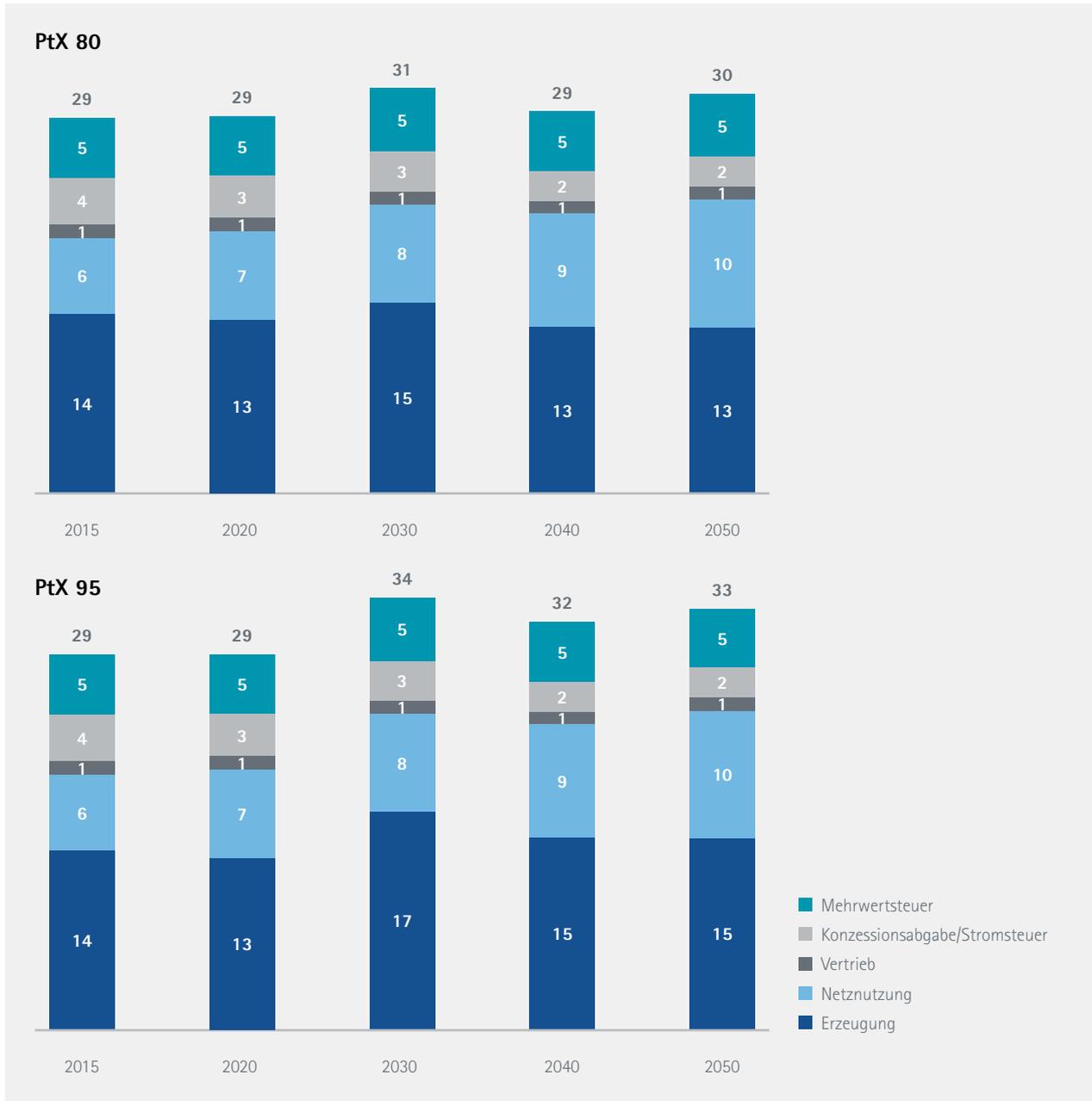
onelle Kraftwerkspark pro installierte Leistung nur noch halb so teuer wie heute.⁶ Darüber hinaus müssen bei den Erzeugungskosten die Kosten für CO₂-Zertifikate und Stromimporte berücksichtigt werden. Nettostromimporte wurden pauschal mit Kosten von 80 €₂₀₁₅/MWh bewertet.

Exporte wurden nicht bewertet. Beide Posten sind aber im Vergleich zu den anderen Kosten relativ gering.

Im PtX 95-Szenario ergeben sich 2030 und 2040 höhere CO₂-Kosten aufgrund des höheren CO₂-Preispfades. Im Jahr

6 Auch bei frühzeitigen Stilllegungen werden die Kraftwerke komplett über die technische Lebensdauer Zeit abgeschrieben.

Abbildung 29: Endkundenstrompreise für private Haushalte für die Szenarien PtX 80 und PtX 95 in Cent₂₀₁₅/kWh



Quelle: Prognos AG

2050 führt der Einsatz von synthetisch erzeugtem Gas zu einer Verdoppelung der Brennstoffkosten im Vergleich zu heute. Zudem steigen die Kosten für Stromimporte leicht.

Netze

Die Netzkosten des Stromsystems setzen sich zusammen aus den Kosten des Bestandsnetzes und den zusätzlichen Kosten für das Übertragungsnetz, das Verteilnetz (Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung) sowie für

die Offshore-Anbindung. Insgesamt gibt es drei zentrale Treiber für den Netzausbau: den Ausbau der erneuerbaren Energien, der sich auf alle Netzebenen auswirkt, die Entwicklung der Elektromobilität mit Auswirkungen auf Niederspannung und Mittelspannung sowie den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, der eine Verstärkung des Niederspannungsnetzes notwendig macht.

Der größte Kostenblock bei den Netzkosten entfällt mit 20 Mrd. €₂₀₁₅ auf das Bestandsnetz. Die zusätzlichen Kos-

ten betragen in beiden Zielszenarien 11 Mrd. €₂₀₁₅ im Jahr 2050. Rund 3 Mrd. €₂₀₁₅ davon entfallen auf den Ausbau des Verteilnetzes – vor allem getrieben durch den Ausbau der Elektromobilität. Etwa 2 Mrd. €₂₀₁₅ entstehen durch den Ausbau des Mittelspannungsnetzes, bedingt vor allem durch den Ausbau der erneuerbaren Energien. Eine Mrd. €₂₀₁₅ fällt durch den Ausbau des Hochspannungsnetzes an. Die Kostensteigerungen des Übertragungsnetzes und die Kosten der Offshore-Anbindungen wurden den Netzentwicklungsplänen 2030 (2017) entnommen. Sie belaufen sich für das Übertragungsnetz im Jahr 2050 auf rund 4 Mrd. €₂₀₁₅, auf die Offshore-Anbindungen entfallen rund 2 Mrd. €₂₀₁₅.

In einem zweiten Schritt wurden die ermittelten Kosten pro Spannungsebene anhand der heutigen Netzentgeltstruktur den einzelnen Verbrauchgruppen (Private Haushalte, GHD, Industrie) zugeordnet und für die zukünftige Belastung der Verbrauchgruppen eine spezifische Kostenentwicklung abgeleitet. Hierzu wurde die Strombedarfsentwicklung der Verbrauchgruppen in den Szenarien verwendet. Aus der zeitlichen Entwicklung dieser spezifischen Netzkosten wurde ein Index gebildet, mit welchem die heutigen spezifischen Netzkosten der Privaten Haushalte fortgeschrieben wurden.

Der größte Posten an den Netzkosten für die Privaten Haushalte sind die Kosten des Bestandsnetzes. Im Jahr 2050 machen diese immer noch knapp 80% der Netzkosten aus. Rund 13% entfallen auf zusätzliche Netzkosten aufgrund des Ausbaus des Niederspannungsnetzes (für Wärmepumpen, Elektromobilität und Photovoltaik). Die restlichen 9% ergeben sich aus dem Ausbau der anderen Spannungsebenen – inkl. Offshore-Anbindung. Dieser Anteil ist vergleichsweise gering, weil er auch von den anderen Verbrauchern mitgetragen wird.

Vertrieb, Konzessionsabgabe, Stromsteuer, Mehrwertsteuer

Die Vertriebskosten werden bei der Ermittlung der zukünftigen Strompreise real konstant fortgeschrieben. Die Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer werden, wie die Energiesteuer für fossile Brennstoffe in den Endverbrauchssektoren, nominal konstant gehalten. Es wird in den betrachteten Szenarien unterstellt, dass hinsichtlich Abgaben und Umlagen der regulatorische Rahmen gegenüber heute unverändert bleibt. Darüber hinaus wurde die Mehrwertsteuer über den Betrachtungszeitraum mit konstant 19% angesetzt.

Die sich aus diesen Annahmen und Berechnungen ergebenden Endkundenstrompreise für Private Haushalte in den Szenarien PtX 80 und PtX95 zeigen die folgenden Ab-

bildungen. Im Jahr 2005 lag der Endkundenstrompreis in Deutschland bei 20 Cent₂₀₁₅/kWh und ist seitdem insbesondere durch den Anstieg der EEG-Umlage auf das heutige Niveau von knapp 30 Cent₂₀₁₅/kWh gestiegen. In den beiden betrachteten Szenarien steigt der Strompreis bis zum Jahr 2030 weiterhin leicht an, auf ein Niveau von 31 bzw. 34 Cent₂₀₁₅/kWh. Langfristig bis 2050 sinkt in beiden Szenarien nach 2030 der Strompreis wieder etwas.

Die dargestellten Endkundenstrompreise bilden die Grundlage für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einzelner Anwendungen in Kapitel 8.

5.3 SONSTIGE UMWANDLUNGSSEKTOREN

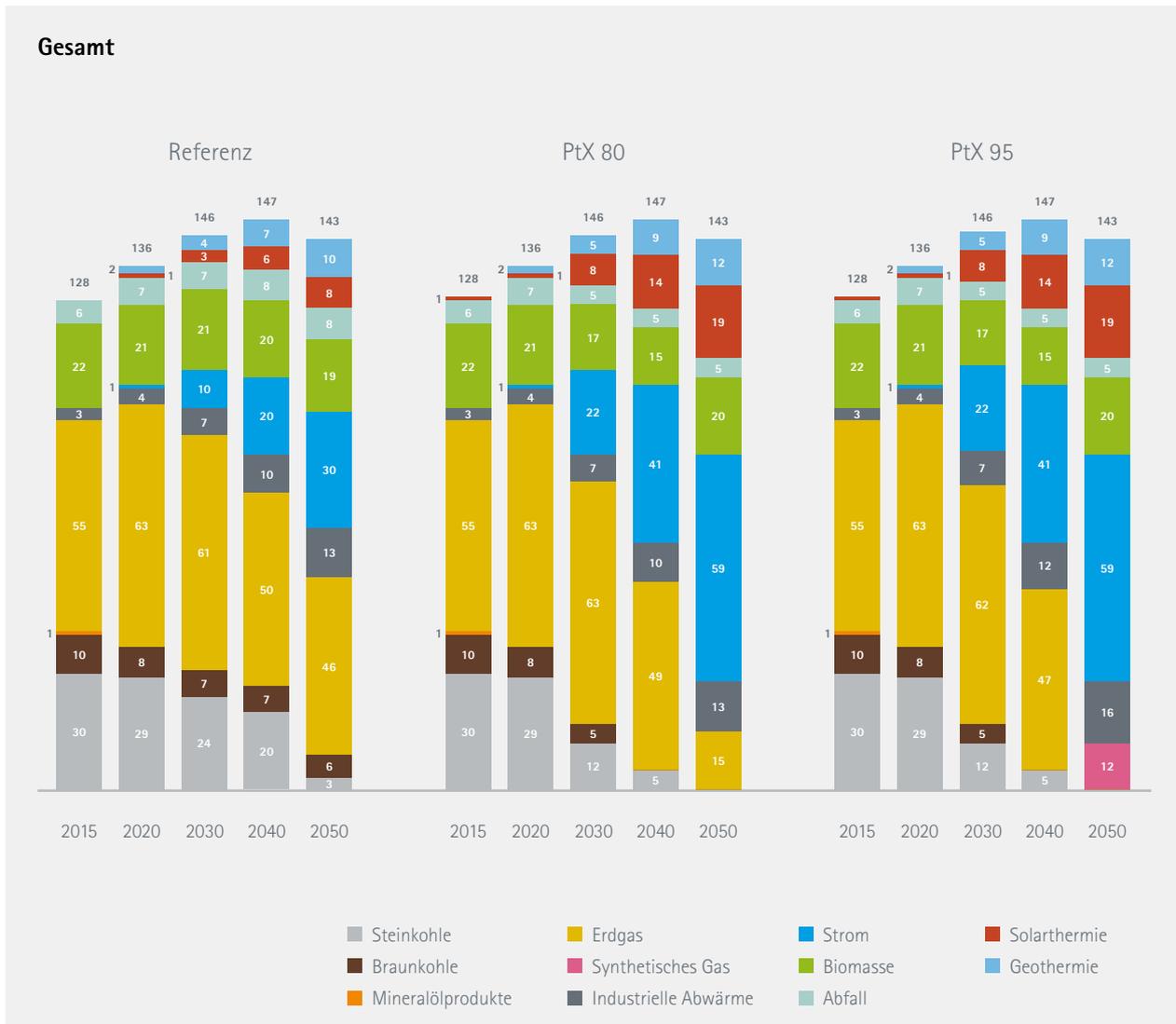
5.3.1 Fernwärme

In den betrachteten Szenarien steigt der Fernwärmebedarf und die damit verbundene notwendige Fernwärmeerzeugung von heute bis 2030 um etwa 15% und bleibt danach bis 2050 in etwa auf gleichem Niveau. Die Erzeugungsstruktur der Fernwärme ändert sich im Zeitverlauf in allen drei Szenarien deutlich. Die Fernwärmeerzeugung aus Kohlekraftwerken geht mit der schrittweisen Stilllegung von Kohlekraftwerken zurück. Dieser Rückgang wird mittelfristig durch eine steigende Fernwärmeerzeugung aus Gaskraftwerken sowie steigenden Anteile von erneuerbarer Wärmeerzeugung ausgeglichen. In den Szenarien PtX 80 und PtX 95 wird langfristig etwa 40% der Fernwärme elektrisch erzeugt, hauptsächlich durch Großwärmepumpen und zu kleineren Anteilen durch Elektrokessel. Des Weiteren steigt in den Szenarien die Nutzung von Solar- und Geothermie sowie die Nutzung von industrieller Abwärme zur Erzeugung von Fernwärme. Der Einsatz von Biomasse geht gegenüber heute aufgrund der steigenden Nutzungskonkurrenzen etwas zurück.

5.3.2 Raffinerien

In der Energiebilanz wird die Bereitstellung von Mineralölprodukten zur Deckung der Nachfrage durch zwei Zeilen abgedeckt. Zum einen bezeichnet die Zeile „Mineralölverarbeitung“ die Raffinationsanlagen für Rohöl, daneben ist in der Zeile „Sonstige Energieerzeuger“ der Rückfluss an Mineralölprodukten aus der chemischen Industrie in die Raffinerien enthalten. In der Logik der Szenarien ist unter „Sonstigen Energieerzeuger“ zudem die inländische Bereitstellung von Wasserstoff, PtG und PtL-Syncrude aufgeführt. Um ein vollständiges Bild über die Angebotsseite für Mineralöl- und PtX-Produkte zu erhalten, müssen daher beide Zeilen gemeinsam betrachtet werden. Im PtX 80 Szenario geht der Umwandlungsausstoß aller Mineralölprodukte deutlich zurück. Allerdings ist ein deutlicher Unterschied beim Rückgang zwischen den energetisch ge-

Abbildung 30: Fernwärmeerzeugung in den Szenarien Referenz, PtX 80 und PtX 95 in TWh



Quelle: Prognos AG

nutzten Produkten (Diesel, Ottokraftstoffe usw.) und den stofflich genutzten Produkten (Rohbenzin und andere Mineralölprodukte) zu erkennen.

Der Unterschied resultiert aus der Bereitstellung der stofflich genutzten Produkte durch Raffinerien, die weiterhin teilweise fossiles Rohöl verarbeiten (zur Begründung dieser Annahme vgl. Abschnitte 5.3.2 und 6).

Daneben wird in bestehenden Raffinerien importiertes PtL-Syncrude zu strombasierten Kraftstoffen weiterverarbeitet, die zunehmend die energetische Nachfrage nach flüssigen Energieträgern decken.

Für die Darstellung in der Tabelle 11 ist es unerheblich ob das PtL-Syncrude und fossiles Erdöl in getrennten oder gemeinsamen Anlagen verarbeitet werden. Nach bisheriger Einschätzung kann das PtL-Syncrude bis zu einem gewissen Anteil in den Raffinerien beigemischt werden, ab einem gewissen Beimischungsanteil, der je nach Anlage unterschiedlich ist, sind aber Umbaumaßnahmen notwendig. Inwieweit zum Ende des Betrachtungszeitraums die Verarbeitung in gemeinsamen oder getrennten Anlagen erfolgt, kann nicht abschließend beantwortet werden.

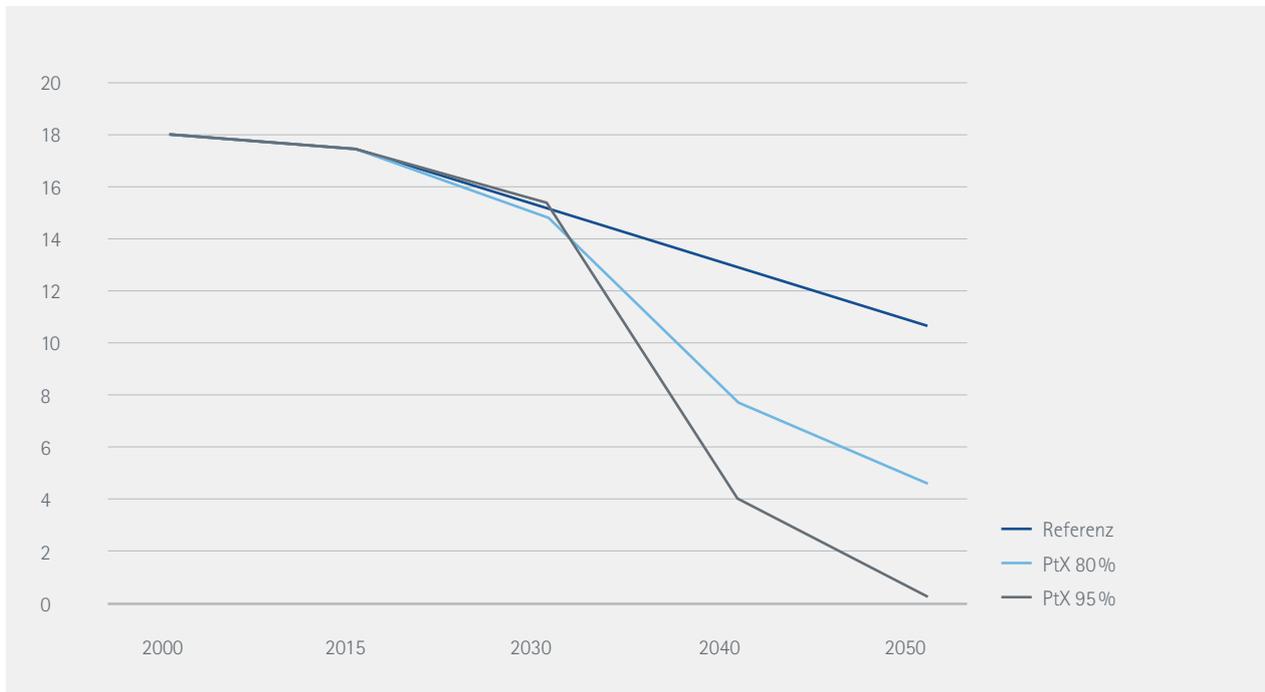
Hinsichtlich des eingesetzten Rohstoffs wird vor allen Dingen importiertes PtL-Syncrude verarbeitet. Daneben wird noch eine geringe Menge an PtL-Syncrude in Pilotanlagen inländisch erzeugt und wird in der Tabelle 12 als

Tabelle 11: Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß flüssiger Energieträger und PtX im Szenario PtX 80 in Deutschland

	2015	2020	2030	2040	2050	'15 – '50 in %
Umwandlungseinsatz in PJ Szenario PtX 80	4.534	4.558	4.093	3.420	2.875	-37 %
Mineralöl und Mineralölprodukte	4.534	4.540	3.710	1.748	1.098	-76 %
PtL-Syncrude	0	18	326	1.624	1.681	
Strom zur PtX Erzeugung	0	0	4	54	108	
Umwandlungsausstoß in PJ Szenario PtX 80	4.455	4.496	3.987	3.370	2.815	-37 %
Mineralölprodukte						
Ottokraftstoffe	897	867	711	286	138	-85 %
Rohbenzin*	454	441	428	412	307	-32 %
Flugturbinenkraftstoffe	221	247	243	65	20	-91 %
Dieselmotorkraftstoff	1.227	1.327	1.056	261	117	-90 %
Heizöl leicht	620	599	384	148	81	-87 %
Heizöl schwer	353	356	290	165	103	-81 %
Petrolkoks	60	61	50	23	15	-67 %
Flüssiggas	124	79	75	64	46	-64 %
Raffineriegas	175	174	140	63	38	-79 %
Raffineriegas	324	328	278	228	203	-44 %
Summe	4.455	4.477	3.627	1.716	1.070	-77 %
PtX						
PtL-Syncrude**	-	-	-	5	10	
Wasserstoff	-	-	-	25	53	
PtG	-	-	-	5	11	
PtHEL	-	3	49	24	252	
PtDiesel	-	7	140	739	773	
PtOtto	-	4	75	349	336	
PtKerosin	-	4	62	229	319	
Summe	-	19	337	1.654	1.724	

Quelle: Prognos AG, *Theoretisch lässt sich Rohbenzin auch aus PtX herstellen. ** Dieses PtL-Syncrude wird inländisch in Pilotanlagen hergestellt und ist daher hier aufgeführt.

Abbildung 31: Emissionsentwicklung der Raffinerien in den Szenarien (ohne Raffineriekraftwerke)
Mio. t CO₂e



Quelle: Prognos AG

Umwandlungsausstoß dargestellt. Ebenfalls auf Basis von Pilotanlagen, erfolgt die Produktion von inländischem PtG. Außerdem wird noch ein Großteil der strombasierten Wasserstoffnachfrage inländisch gedeckt.

Aufgrund des Nachfragerückganges in allen Szenarien sinkt die Verarbeitungsmenge der Raffinerien, wodurch auch der Eigenverbrauch der Raffinerien in allen Szenarien zurückgeht. Entsprechend analog verhält es sich mit den Emissionen, die durch den Eigenverbrauch entstehen. Bis ca. 2030 verlaufen die Emissionen im PtX 80 und PtX 95 Szenario auf gleichem Niveau wie in der Referenz. In den beiden Zielszenarien sinkt zwar der Umwandlungsausstoß stärker als in der Referenz, allerdings steigt in einer Übergangsphase durch die Beimischungsanteile zunächst auch der spezifische Eigenverbrauch der Raffinerien an. Der Anstieg entsteht durch die Unterauslastung bestehender Anlagen, die weiterhin zur Verarbeitung konventioneller Rohöle betrieben werden.

Im Szenario PtX 95 liegen die Emissionen ab etwa 2030 deutlich unterhalb der Emissionen der Referenz und des Szenarios PtX 80 und gehen bis 2050 auf unter 0,5 Millionen Tonnen zurück. Erreicht wird diese Entwicklung durch den Einsatz von CCS in den bestehenden Erdöl-Raffinerien, die im Szenario PtX 95 ausschließlich stofflichen Input bereit-

stellen. Ohne den Einsatz von CCS würden die Emissionen aufgrund des höheren spezifischen Eigenverbrauchs dieser Raffinerien in etwa auf dem Niveau des 80% Szenarios liegen, indem Raffinerien noch Endenergieträger bereitstellen.

5.3.3 Müllverbrennung

In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass Kunststoffe, die in Produkten und Verpackungen enthalten sind, weiterhin durch fossile Rohstoffe produziert werden (siehe Kapitel 5). In der thermischen Verwertung von Abfällen fallen daher weiterhin Treibhausgasemissionen an. Auch Abfälle, die nicht auf petrochemischen Erzeugnissen beruhen, verursachen in der Müllverbrennung Emissionen. Im Szenario PtX 80 werden diese Emissionen im Jahr 2050 „toleriert“. Im Szenario PtX 95 wird zur weitestgehenden Vermeidung dieser Emissionen CCS in der Müllverbrennung eingesetzt.

6

NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH – DER KÜNFTIGE EINSATZ VON FLÜSSIGEN ENERGIETRÄGERN ALS ROHSTOFF

Der Nichtenergetische Verbrauch (NEV) bezeichnet in der Energiebilanz die Mengen an Energieträgern, die nicht zur energetischen Nutzung nachgefragt werden. Zum größten Teil handelt es sich hierbei um Mineralölprodukte und Erdgas, die zum stofflichen Einsatz in der chemischen Industrie verwendet werden (vgl. Abschnitt 3.2). Den bedeutendsten Anteil hiervon macht Rohbenzin aus, welches in Steamcrackern eingesetzt, den Ausgangsstoff für zahlreiche Kunststoffe, Pflanzenschutzmittel und Gummiprodukte bildet. Erd-, Raffinerie- und Flüssiggase bilden als Grundstoffe der Ammoniakproduktion die Rohstoffe für Düngemittel und pharmazeutische Erzeugnisse. Auch hier kann Rohbenzin zum Einsatz kommen.

Weitere Mineralölprodukte wie leichte und schwere Heizöle werden zur Methanolherstellung und Industrierußproduktion eingesetzt. Petrolkoks wird in der Herstellung von Anoden für die Aluminiumproduktion und in der Stahlherstellung eingesetzt. Zahlreiche unterschiedliche Mineralölprodukte sind unter dem Punkt „andere Mineralölprodukte“ zusammengefasst. Darunter befinden sich Bitumen für die Bauindustrie (Straßen, Hoch- und Tiefbau, Dichtmaterialien), Schmier- und Dichtstoffe sowie Vaseline, Paraffine und Spezialbenzine. Neben diesen Produkten wird noch ein geringer Teil an Kohleprodukten stofflich in der Stahlproduktion genutzt.

Theoretisch kann der leichte Teil der Mineralölprodukte auch durch PtL-Produkte ersetzt werden. Es gibt über die in dieser Studie betrachteten Ansätze (PtL, BtL und PBtL) hinaus auch eine Vielzahl von Alternativen zur heutigen stofflichen Nutzung. Die Rohstoffbasis könnte sich in Zukunft z. B. vermehrt hin zur direkten Nutzung nachwachsender Rohstoffe entwickeln, wie sie (Türk 2014) beschreibt. Auch besteht Potenzial und voraussichtlich auch die Notwendigkeit der Entwicklung hin zu einer höheren Recyclingquote von Kunststoffen und anderer Abfallstoffströme.

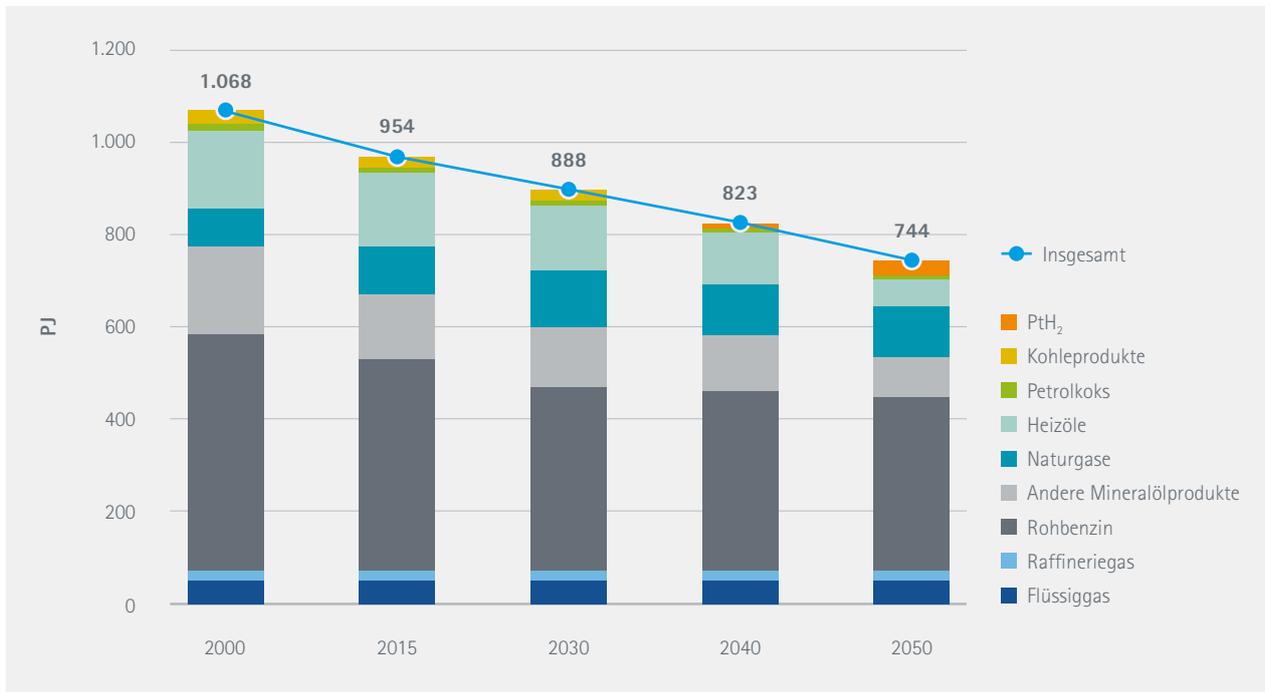
Eine alternative Energie- und Rohstoffbasis zur Reduktion der THG-Emissionen für die chemische Industrie Europas wird in (Bazzanella und Ausfelder 2014) untersucht. Die Autoren der DECHEMA stellen dar, dass die Synthesen von Chemierohstoffen aus EE-Strom, Wasser und CO₂ in der Regel einen höheren Energiebedarf und damit eine geringere Effizienz aufweisen als die Synthesen auf Basis der fossilen Rohstoffe.

Aus dem höheren Energieeinsatz resultierende Mehrkosten wirken sich im Bereich der Chemierohstoffe mehrfach auf den Produktpreis aus, da sie zusätzliche Syntheseschritte benötigen und jeder Syntheseschritt Prozessenergie aus PtL benötigt.

Aus diesem Grund wird in den Szenarien eine Substitution der rohölbasierten Energierohstoffe im nichtenergetischen Verbrauch durch PtL Produkte als letzte Option gesehen und gegenüber alternativen Möglichkeiten zur THG-Reduktion zurückgestellt.

Dies erscheint besonders vor dem Hintergrund der hohen Wettbewerbsintensität des globalen Marktes für chemische Produkte gerechtfertigt, wodurch die Unternehmen der chemischen Industrie keine Möglichkeit haben die Mehrkosten des PtL Inputs gegenüber Rohölprodukten an die Endkunden weiterzugeben. Im PtX 80 Szenario verdreifacht sich zwar der Rohölpreis bis 2050 im Vergleich zu 2015 und hierdurch lässt sich ebenfalls auf eine Verdreifachung des Naphthapreises schließen. Allerdings liegen die PtL Kosten im Jahr 2050 immer noch um den Faktor 4,3 höher als der Preis für Naphtha 2015, sodass kein wettbewerbsfähiger Einsatz von PtL in der Industrie möglich wäre. Gegenüber dem PtX 80 Szenario würde im PtX 95 Szenario aufgrund des angenommenen weltweiten Klimaschutzes kein Verlust der Wettbewerbsfähigkeit durch den Einsatz von PtL Pro-

Abbildung 32: Nichtenergetischer Verbrauch: Szenarien PtX 80 und PtX 95 in PJ



Quelle: Prognos AG

dukten entstehen. Allerdings verbleibt in diesem Szenario der Rohölpreis auf dem Niveau von 2015, sodass der weitere Einsatz von erdölbasiertem Naphtha in Verbindung mit CCS die günstigere Alternative darstellt.

Für den schweren Teil der stofflich genutzten Mineralölprodukte stellt PtL keine Ersatzmöglichkeit dar: Dazu zählt z.B. die Kategorie „andere Mineralölprodukte“. Sie beinhaltet zum größten Anteil Bitumen, das als Dichtmaterial und zum Straßenbau eingesetzt wird. Aufgrund der Länge der Kohlenwasserstoffketten können diese Produkte nicht über das PtL Verfahren der Fischer-Tropsch Synthese hergestellt werden und müssen weiterhin über fossiles Rohöl erzeugt werden.

Die Mengenentwicklung des NEV in den Szenarien orientiert sich an einem Produktionsindex, der aus der Entwicklung der Bruttowertschöpfung der Grundstoffchemie abgeleitet ist. Hierbei wird bis 2050 eine moderat steigende Entwicklung unterstellt. Da jedoch der spezifische NEV im Vergleich zum Produktionsindex zurück geht, wird insgesamt bis 2050 ein moderater Rückgang des NEV unterstellt, der sich bereits zwischen den Jahren 2000 und 2015 gezeigt hat und auch in aktuellen Brancheneinschätzungen angenommen wird (vgl. (ExxonMobil 2018)). Innerhalb der Zielszenarien ist die gleiche Entwicklung des NEV wie in der Referenz unterstellt. Eine Ausnahme hierbei bildet der Einsatz von strombasiertem Wasserstoff, der zur Ammoniakproduktion in den PtX-Szenarien eingesetzt wird. Der

Anteil des strombasierten Wasserstoffs substituiert den Anteil des Erdgases am NEV gegenüber der Referenz.

Der Rückgang des NEV geht vor allen Dingen vom verringerten Einsatz Heizölen und Naturgasen in der chemischen Industrie aus. Die Nachfrage der Kategorie Rohbenzin und „andere Mineralölprodukte“ geht nur moderat zurück.

7

GESAMTBILANZ

7.1 PRIMÄRENERGIEBILANZ

Die Höhe des Primärenergieverbrauchs unterscheidet sich zwischen den Szenarien nur wenig. Der Primärenergieverbrauch ging zwischen 2000 und 2015 von 14.365 PJ auf 13.424 PJ zurück. In der Referenzentwicklung sinkt er auf 9.241 PJ (-31% ggü. 2015). Im Zielszenario PtX 80 verringert sich der Primärenergieverbrauch auf 8.998 PJ (-33% ggü. 2015), im Zielszenario PtX 95 auf 8.875 PJ (-34%). Der stärkere Rückgang in den Zielszenarien ist hauptsächlich auf die Entwicklung bei der Stromerzeugung zurückzuführen. In den Zielszenarien verringert sich der Anteil der vergleichsweise ineffizienten Erzeugung mit Kohle, zudem wird weniger Strom exportiert, respektive gegen Ende des Betrachtungszeitraums Strom mehr importiert als exportiert.

Der Primärenergieverbrauch je erzeugter BIP-Einheit sinkt in der Referenz im Zeitraum 2000 – 2050 von 6,1 MJ/€ auf 2,2 MJ/€ (-55%). In den Zielszenarien fällt der Verbrauch auf 2,1 MJ/€ (-57%).

Bei der Struktur der eingesetzten **Energieträger** zeigen sich zwischen der Referenz und den Zielszenarien folgende Hauptunterschiede:

- Der Verbrauch an fossilen Gasen und Mineralölen ist in den Zielszenarien stärker rückläufig, was auf die Substitution durch synthetische Energieträger (PtX) zurückzuführen ist.
- Auch der Einsatz von **Kohle** geht in den Zielszenarien stärker zurück, insbesondere derjenige der Braunkohle. Die Steinkohle bleibt bei der Metallherstellung von Bedeutung (als Reduktionsmittel).
- Hingegen steigt der **Biomasseverbrauch** in den Zielszenarien stärker an. In beiden Zielszenarien wird das verfügbare Biomassepotenzial weitgehend ausgeschöpft.
- Gegen Ende des Betrachtungszeitraums wird in den Zielszenarien mehr **Strom importiert** als exportiert (Nettoimporte).

Nur geringe Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen bei den übrigen erneuerbaren Energien (u. a. Wind, PV, Solarthermie, Umweltwärme). Dies entspricht den Vorgaben der Szenarien-Definition mit gedeckeltem Ausbau von Wind und PV sowie identischer Beheizungsstruktur in allen Szenarien.

Tabelle 12: Primärenergieverbrauch nach Energieträgergruppen 2000 bis 2050, in PJ, nach Szenarien

	2000	2015	2020	2030	2050	'15 – '50 in %
Referenzszenario						
Steinkohle	1.818	1.480	1.157	1.112	646	-56 %
Braunkohle	1.538	1.555	1.124	712	394	-75 %
Mineralöle	5.390	4.397	4.338	3.812	2.709	-38 %
fossile Gase	3.299	3.197	3.163	3.031	2.458	-23 %
Kernenergie	1.851	1.001	675	0	0	-100 %
Strom (Export/Import)	11	-174	-154	-36	-130	-25 %
PtX	0	0	0	0	0	-
Biomasse	266	1.202	1.274	1.223	909	-24 %
übrige Erneuerbare	136	573	860	1.266	2.085	264 %
nicht erneuerbare Abfälle	56	191	196	193	169	-12 %
Insgesamt	14.365	13.424	12.630	11.313	9.241	-31 %
Szenario PtX 80						
Steinkohle	1.818	1.480	1.110	850	284	-81 %
Braunkohle	1.538	1.555	1.105	551	14	-99 %
Mineralöle	5.390	4.397	4.256	3.463	986	-78 %
fossile Gase	3.299	3.197	3.162	2.835	1.057	-67 %
Kernenergie	1.851	1.001	675	0	0	-100 %
Strom (Export/Import)	11	-174	-156	-15	68	-139 %
PtX	0	0	29	602	2.712	-
Biomasse	266	1.202	1.355	1.293	1.563	30 %
übrige Erneuerbare	136	573	868	1.287	2.132	272 %
nicht erneuerbare Abfälle	56	191	222	211	182	-5 %
Insgesamt	14.365	13.424	12.626	11.077	8.998	-33 %
Szenario PtX 95						
Steinkohle	1.818	1.480	1.101	750	284	-81 %
Braunkohle	1.538	1.555	1.053	169	14	-99 %
Mineralöle	5.390	4.397	4.247	3.401	644	-85 %
fossile Gase	3.299	3.197	3.157	3.030	364	-89 %
Kernenergie	1.851	1.001	677	0	0	-100 %
Strom (Export/Import)	11	-174	-139	83	181	-204 %
PtX	0	0	29	683	3.586	-
Biomasse	266	1.202	1.358	1.296	1.481	23 %
übrige Erneuerbare	136	573	870	1.479	2.144	274 %
nicht erneuerbare Abfälle	56	191	222	211	178	-7 %
Insgesamt	14.365	13.424	12.575	11.103	8.875	-34 %

Quelle: Prognos AG

7.2 VERBRAUCH AN MINERALÖLPRODUKTEN UND PTX

Der Verbrauch an Mineralölprodukten im Referenzszenario ist in Tabelle 13 dargestellt. Unterschieden wird der Einsatz in den Endverbrauchssektoren, der nicht-energetische Verbrauch (stofflicher Verbrauch; vgl. Kapitel 5) sowie der Einsatz im Umwandlungssektor. Beim **Endenergieverbrauch** zeigen sich einzig bei den Flugturbinenkraftstoffen und beim schweren Heizöl Verbrauchszunahmen während des Szenariozeitraums. Die Entwicklung dieser Verbräuche ist stark durch die internationalen Flug- und Seeverkehre beeinflusst (steigende Verkehrsmengen). Stark rückläufig sind die Verbräuche an Ottokraftstoffen (-323 PJ; -45%) und Diesel (-644 PJ; -43%). Der Verbrauch an Ottokraftstoffen war bereits in der Vergangenheit deutlich rückläufig: Im Zeitraum 2000 bis 2015 nahm der Verbrauch von 1.253 PJ auf 715 PJ ab. Der Dieserverbrauch hingegen stieg zwischen 2000 und 2015 an, von 1.264 PJ auf 1.499 PJ. Bei leichtem Heizöl zeigt sich ein mit den Ottokraftstoffen vergleichbares Bild. Zwischen 2000 und 2015 verringerte sich der Absatz von rund 1.150 PJ auf 660 PJ. Im Referenzszenario setzt sich dieser Trend fort, im Jahr 2050 beträgt der Verbrauch noch rund 160 PJ. Insgesamt verringert sich

der Mineralölverbrauch in den Endverbrauchssektoren zwischen 2015 bis 2050 um 43 % auf ca. 1.950 PJ.

Auch die **nicht-energetische Verwendung** der Mineralöle ist rückläufig. Der Rückgang ist jedoch geringer als beim Endverbrauch. Die stoffliche Verwendung nahm ab von 960 PJ im Jahr 2000 auf 826 PJ im Jahr 2015. Bis ins Jahr 2050 sinkt der Verbrauch auf 617 PJ (-25 % ggü. 2015).

Ein kleiner Anteil des Mineralölverbrauchs entfällt auf den Umwandlungssektor. Ein geringer Teil davon wird zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, der übrige Teil entfällt auf die Raffinerien (Eigenverbrauch/Umwandlungsverluste von rund 5%).

In den **Endverbrauchssektoren** werden in den Zielszenarien, entsprechend der unterstellten Beimischungsanteile, fossile Mineralöle sukzessive durch treibhausgasneutrale synthetische Energieträger ersetzt. Substituiert werden nicht nur fossile Mineralölprodukte, sondern auch fossile Gase.

Die Verwendung fossiler Energieträger beim **nicht-energetischen Verbrauch**, also bei der Erzeugung von Rohstoffen und Produkten (vorwiegend) aus Ölen, führt nicht direkt zu THG-Emissionen. Die THG-Emissionen entstehen

Tabelle 13: Referenzszenario: Energetischer und nichtenergetischer Verbrauch an Mineralölprodukten in PJ

in PJ	2000	2015	2020	2030	2050	'15 – '50 in %
Endenergiebedarf (inkl. int. Flug- und Seeverkehr)						
Diesekraftstoff	1.264	1.499	1.550	1.345	855	-43 %
Flugturbinenkraftstoffe	307	365	390	416	401	10 %
Flüssiggas	42	45	39	23	9	-79 %
Heizöl leicht	1.149	660	579	351	159	-76 %
Heizöl schwer	166	89	90	112	120	-34 %
Ottokraftstoffe	1.253	715	708	613	392	-45 %
Petrolkoks	8	5	5	4	3	-52 %
Andere Mineralölprodukte	12	12	11	11	10	-12 %
Summe	4.203	3.391	3.372	2.875	1.948	-43 %
Nicht-energetischer Verbrauch	960	826	788	755	617	-25 %
Umwandlungssektor	227	180	177	182	144	-20 %
Mineralölverbrauch insgesamt	5.390	4.397	4.338	3.812	2.709	-38 %

Tabelle 14: Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050, nach Szenarien, in PJ

	2000	2030	2040	2050
Szenario PtX 80				
PtDiesel	8	154	760	765
PtG	11	275	945	993
PtH ₂	0	1	15	39
PtHEL	4	57	231	237
PtKerosin	2	45	271	329
PtOtto	4	69	361	350
Summe	29	602	2.584	2.712
davon Anteil PtL	61 %	54 %	63 %	62 %
Szenario PtX 95				
PtDiesel	8	171	914	910
PtG	11	318	1.146	1.528
PtH ₂	0	1	17	41
PtHEL	4	63	277	283
PtKerosin	2	51	331	397
PtOtto	4	79	445	427
Summe	29	683	3.130	3.586
davon Anteil PtL	61 %	53 %	63 %	56 %

Quelle: Prognos AG

erst wenn diese Produkte als Abfälle thermisch verwertet werden. Für die Zielerreichung ist der Ersatz der fossilen Rohstoffe durch PtX beim nicht-energetischen Verbrauch nicht zwingend erforderlich. Aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen werden deshalb weiterhin die vergleichsweise billigeren fossilen Ausgangsstoffe eingesetzt.

Wenn auch nicht-energetischer Verbrauch durch synthetische Öle und Gase ersetzt würde, würde der PtX-Bedarf entsprechend höher ausfallen, um jährlich bis zu zusätzlichen rund 500 PJ PtL.⁷ Dadurch wäre eine bilanzielle Vermeidung eines Teils der THG-Emissionen aus der Abfallverbrennung möglich. Da aber nur ein Teil des Abfalls aus petrochemischen Grundstoffen besteht, ließen sich durch diese Maßnahme die CO₂-Emissionen der Müllverbrennung nicht vollständig reduzieren.

Im Szenario PtX95 wird zudem davon ausgegangen, dass mit CCS eine Technologie zur Verfügung steht, die es er-

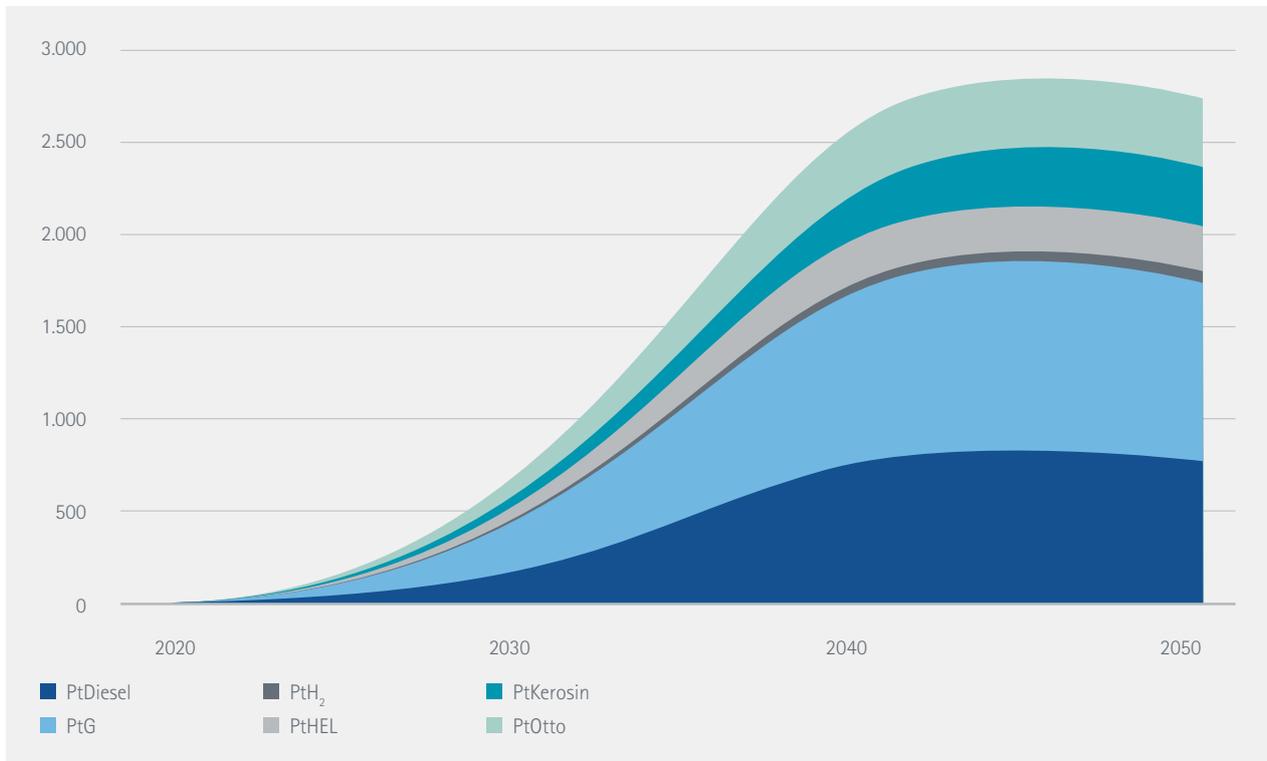
laubt, Kunststoffe und andere Produkte aus Mineralölen am Ende ihres Lebenszyklus „End-of-pipe“ zu dekarbonisieren. Dadurch kann auf den Einsatz der vergleichsweise teureren PtL-Ausgangsstoffe verzichtet werden. Durch CCS von THG-neutralen synthetischen Energieträgern ließen sich bilanziell negative Emissionen generieren, wodurch Emissionen an anderen Stellen ausgeglichen werden könnten.

In Tabelle 14 sind die in den Zielszenarien insgesamt eingesetzten Mengen an synthetischen Energieträgern beschrieben. Im Szenario PtX 80 steigt der Bedarf an synthetischen Energieträgern bis auf 2.840 PJ im Jahr 2045. Nach 2045 ist der Verbrauch wieder leicht rückläufig. Die weiter steigende Effizienz und die Substitution zu Stromanwendungen verringern den Bedarf auf 2.712 PJ im Jahr 2050 (Abbildung 33).

Annähernd 40 % der nachgefragten PtX sind gasförmig, das meiste davon synthetisches Erdgas (PtG). Der Verbrauch an PtH₂ bleibt gering. Da weitgehend die bestehende Infra-

⁷ Nicht alle Mineralölprodukte können beim nicht-energetischen Verbrauch durch PtL ersetzt werden, unter anderem Bitumen, vgl. Kapitel 5.

Abbildung 33: Szenario PtX 80 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos AG

struktur genutzt werden kann, erfolgt kein breitflächiger Umstieg auf Wasserstoffantriebe. Etwas mehr als 50% der Nachfrage entfallen auf Kraftstoffe (PtKerosin, PtDiesel, PtOtto) und lediglich knapp 10% auf Brennstoffe (PtHel).

Im Szenario PtX 95 steigt der Verbrauch an synthetischen Energieträgern auf 3.586 PJ im Jahr 2050. Im Szenario PtX 95 wird ab dem Jahr 2045 auch im Umwandlungssektor PtG zur Stromerzeugung eingesetzt, dadurch steigt der Anteil der gasförmigen synthetischen Energieträger im Szenario PtX 95 auf annähernd 45% im Jahr 2050.

Die maximale Nachfrage an PtX wird im Szenario PtX 95 nicht vor 2050 erreicht. Dies ist auf den zusätzlichen Einsatz im Umwandlungssektor zurückzuführen, während in den übrigen Sektoren der Verbrauch nach 2045, analog zum Szenario -80%, rückläufig ist (Tabelle 15 und Abbildung 34).

Im Jahr 2050 werden die meisten PtX im Verkehrssektor und im Haushaltssektor (Wohngebäude) eingesetzt. Im Szenario PtX 80 beträgt der Anteil des Verkehrssektors am gesamten PtX-Verbrauch 58% (PtX 95: 53%) und derjenige des Haushaltssektors 20% (PtX 95: 18%). Während im Verkehrssektor fast ausschließlich PtL (insbesondere PtDiesel, PtOtto, PtKerosin) eingesetzt wird, konkurriert bei den Haushalten PtL mit PtG.

Aus Kostengründen erfolgt beim nicht-energetischen Verbrauch in den Zielszenarien keine Beimischung mit PtX, Ausgangsstoffe bleiben die vergleichsweise billigeren fossilen Energieträger. Eine Ausnahme bildet der Einsatz von synthetischem Wasserstoff (PtH₂) für die Ammoniaksynthese. Dadurch kann der Einsatz von Erdgas beim nicht-energetischen Verbrauch reduziert werden. Die eingesetzte synthetische Wasserstoffmenge beträgt bis zu 29 PJ.

Am meisten PtX wird im Verkehrssektor eingesetzt, davon rund 95% flüssiges PtL. Im Szenario PtX 80 beträgt der Verbrauch im Verkehrssektor Jahre 2050 1.570 PJ, im Szenario PtX 95 1.884 PJ (Tabelle 16, Abbildung 35 und Abbildung 36). Die Struktur ist in beiden Zielszenarien identisch, die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich ausschließlich aufgrund der unterschiedlichen Beimischungsanteile. Vom Gesamteinsatz an PtX im Verkehrssektor entfallen 70% auf den Straßenverkehr. Dabei weisen der Personen-Straßenverkehr und der Güter-Straßenverkehr eine leicht unterschiedliche Entwicklung auf. Beim Personenverkehr wird der maximale PtX-Bedarf um 2040 erreicht, danach nimmt der Bedarf wieder deutlich ab. Hauptursache ist die zunehmende Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs. Beim Güterverkehr wird das Maximum um 2045 erreicht. Der Bedarf verändert sich in den Folgejahren nicht mehr wesentlich.

Tabelle 15: Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050 in den Sektoren, nach Szenarien, in PJ

	2020	2030	2040	2050
Szenario PtX 80				
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	4	58	283	301
Industrie	5	160	300	278
Private Haushalte	7	105	507	535
Verkehr	14	280	1.485	1.570
Umwandlungssektor	0	0	0	0
Nicht-energetischer Verbrauch	0	0	10	29
Summe	29	602	2.584	2.712
Szenario PtX 95				
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	3	65	343	361
Industrie	5	189	365	337
Private Haushalte	7	117	614	641
Verkehr	14	313	1.799	1.884
Umwandlungssektor	–	–	–	334
Nicht-energetischer Verbrauch	–	–	10	29
Summe	29	683	3.130	3.586

Quelle: Prognos AG

Die Bedeutung der internationalen Verkehre an den abgesetzten PtX-Mengen steigt im Zeitverlauf an. Der Anteil erhöht sich von 20% in 2030 auf 27% in 2050.

7.3 THG BILANZ

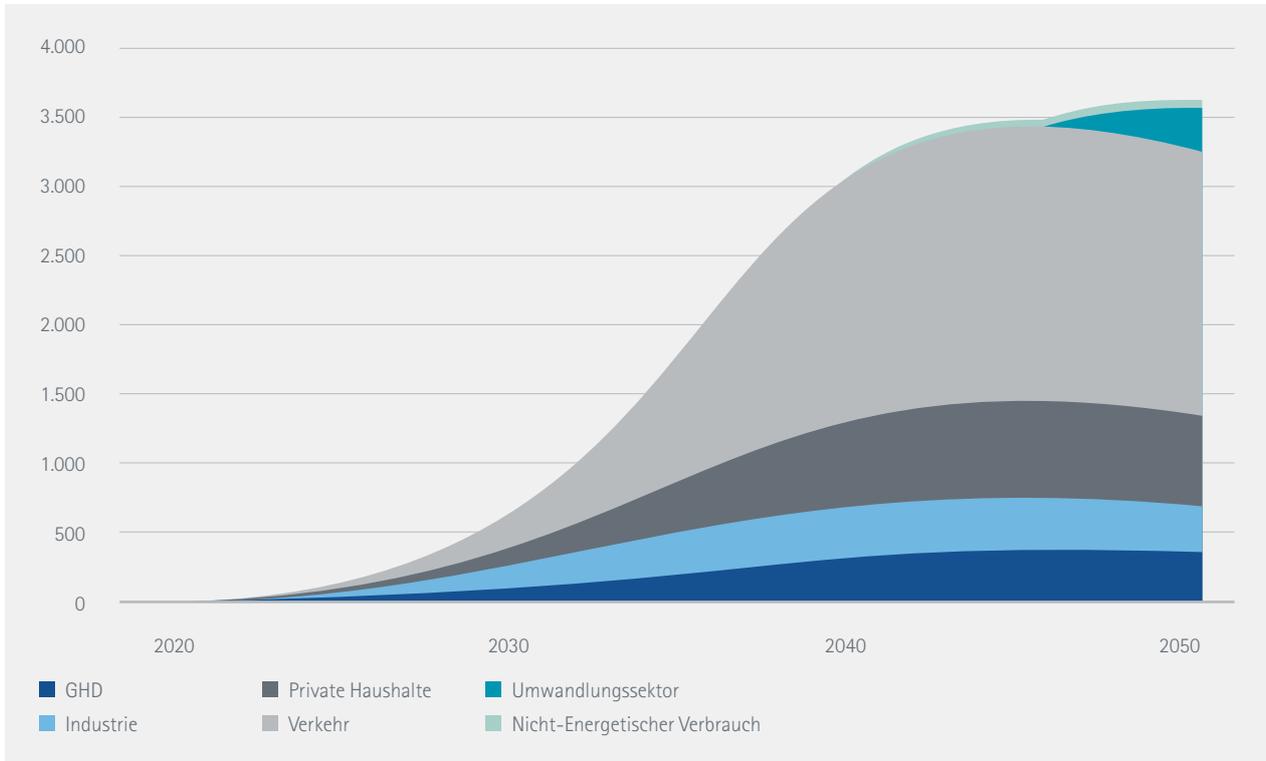
Im Referenzszenario verringern sich die THG-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 496 Mio. t CO₂e (Tabelle 17). Nicht berücksichtigt sind dabei die Emissionen des internationalen Flug- und Seeverkehrs. Das untere Reduktionsziel, die Reduktion um mindestens -80% gegenüber 1990, wird in der Referenz um 246 Mio. t CO₂e verfehlt. Am größten sind die Reduktionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Haushalte und GHD. In diesen Sektoren verringern sich die Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2050 um rund 70%. In den Sektoren Industrie (-52%) und Verkehr (-43%) sind die prozentualen Reduktionen deutlich geringer. Im Sektor Landwirtschaft und bei den industriellen Prozessen konnte in der Vergangenheit die Emissionen signifikant verringert werden. In den Jahren bis 2050 reduzieren sich die Emissionen dieser Sektoren jedoch nur noch geringfügig. Auch in den Bereichen Abfall, Militär, flüchtige Emissionen wurden in der Vergangenheit hohe prozentuale Einsparungen

erzielt. Mengenmäßig sind diese Bereiche aber nur von geringer Bedeutung.

Im Zielszenario PtX 80 werden die THG-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 247 Mio. t CO₂eq verringert. Dies entspricht einer Reduktion um -80,3% gegenüber 1990. Das gesteckte Emissionsziel wird erreicht (Abbildung 37). Bei den energiebedingten Emissionen liegen die Reduktionen der Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr und Energiewirtschaft alle in einem Bereich von knapp 90% bis 95%. Im Industriesektor fällt die Reduktion geringer aus (-75%). Annähernd die Hälfte der verbleibenden Emissionen fällt auf den nicht-energetischen Bereich, insbesondere auf die Landwirtschaft und industrielle Prozesse. Bei der Landwirtschaft sind die Emissionen identisch mit der Referenzentwicklung. Bei den industriellen Prozessen sind die Emissionen etwas geringer: Der Einsatz von PtH₂ in der Ammoniaksynthese führt hier zu einer Reduktion um rund 3 Mio. t CO₂e.

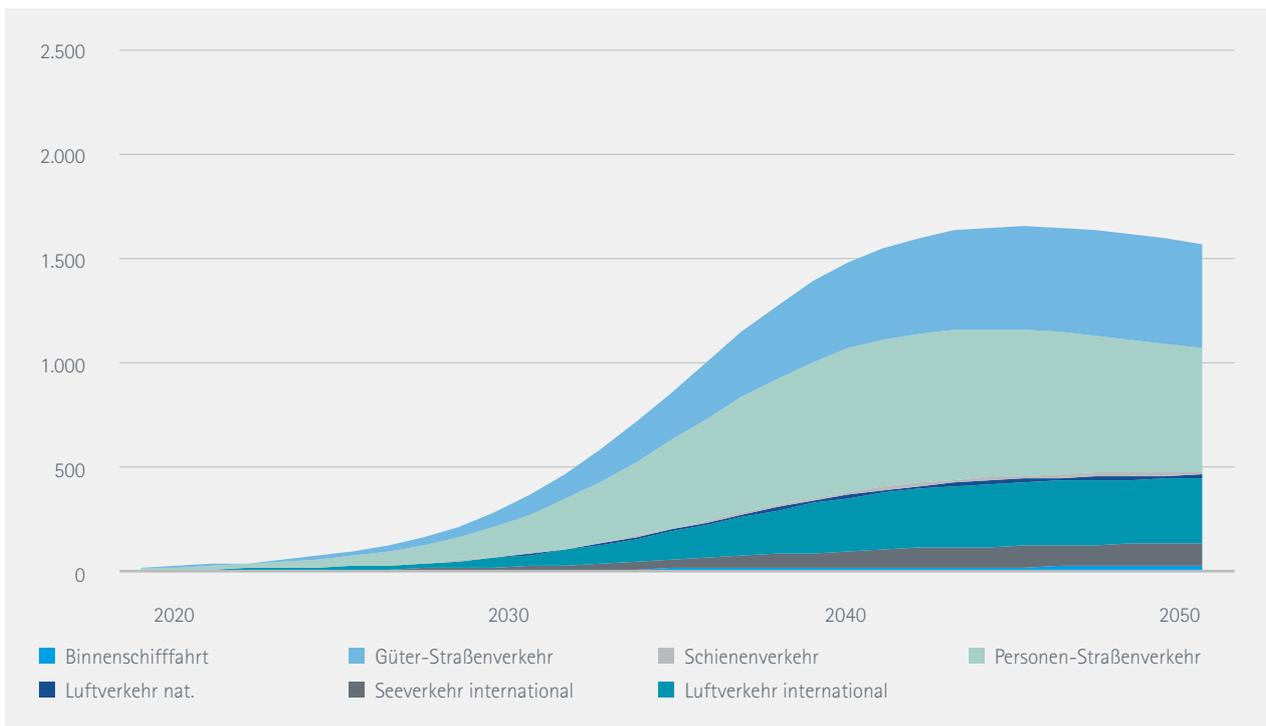
Im hoch ambitionierten Zielszenario PtX 95 wird eine Reduktion der THG-Emissionen unter 65 Mio. t CO₂eq angestrebt. Die Energieeffizienz, die Beheizungsstruktur (Gebäude), aber auch die Antriebsstruktur beim Verkehr

Abbildung 34: Szenario PtX 95 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020–2050 nach Sektoren, in PJ



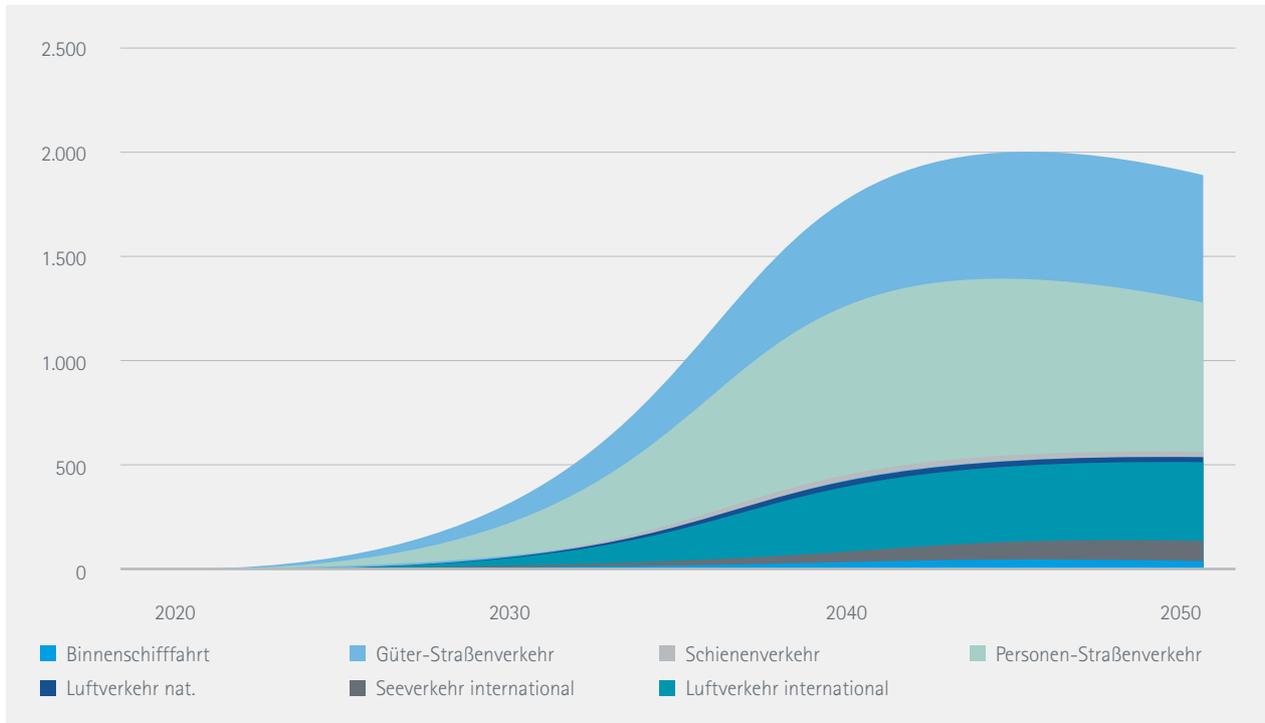
Quelle: Prognos AG

Abbildung 35: Verkehrssektor Szenario PtX 80 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020–2050 nach Verkehrsträgern, in PJ



Quelle: Prognos AG

Abbildung 36: Verkehrssektor Szenario PtX 95 – Einsatz synthetischer Energieträger 2020 – 2050 nach Verkehrsträgern, in PJ



Quelle: Prognos AG

soll sich dabei analog zur Referenz entwickeln. Hauptstrategie zur Reduktion ist die Umstellung auf PtX, auch bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung. Der Beimischungsanteil steigt auf 100% im Jahr 2050. Zudem wird das Biomassepotenzial vollständig ausgenutzt.

Für eine THG-Reduktion um 95% reichen diese beiden Maßnahmen nicht aus. Es braucht zusätzliche Prozessumstellungen und Effizienzmaßnahmen in den Bereichen Landwirtschaft und industrielle Prozesse. Der Bereich Landwirtschaft wurde in diesem Vorhaben nicht eigenständig berechnet, die Entwicklung wurde aus einer vorliegenden Studie übernommen (BCG, Prognos, 2018).

Bei einigen Prozessen, unter anderem bei der Herstellung von Primärstahl, scheinen PtX kein sinnvolles Substitut zu sein. In Anlehnung an die Studie von BCG und Prognos (2018) wurde entschieden, diese Emissionen mittels CCS abzuscheiden. Eine mögliche technische Alternative bei der Stahlproduktion wäre Wasserstoff anstelle von Kohle als Reduktionsmittel einzusetzen. Dazu müssten die Produktionsanlagen tiefgreifend umbaut werden, was mit hohen Kosten verbunden wäre. Durch den Einsatz von

CCS können die THG-Emissionen im Szenario -95% bis ins Jahr 2050 auf 71 Mio. t CO₂eq reduziert werden. Mit einer Reduktion um -94,3% gegenüber 1990 wird das Ziel annähernd erreicht. Die verbleibenden Emissionen verteilen sich überwiegend auf die Bereiche Landwirtschaft (40 Mio. t CO₂eq), Industrie (10 Mio. t CO₂eq) und Industrieprozesse (12 Mio. t CO₂eq). In den Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr und Energiewirtschaft werden die Emissionen annähernd vollständig reduziert.

Carbon Capture and Storage – CCS

Eine Möglichkeit, um die Ausbreitung des Treibhausgases CO₂ zu vermindern, ist dessen Abtrennung aus großen Emissionsquellen und langfristige Speicherung in tiefen geologischen Formationen. Diese Option wird mit dem englischen Begriff Carbon Capture and Storage (CCS) umschrieben.

Ein geologischer CO₂-Speicher setzt ein poröses Gestein voraus, dessen Porenraum ausreichend Flüssigkeit aufnehmen kann. Damit die Speicherung von CO₂ klimawirksam ist, muss das Treibhausgas für mindestens 10.000 Jahre unter der Erde verbleiben (BGR, 2009).⁸ CO₂ lässt sich am ef-

8 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: CO₂-Speicherung, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/co2speicherung_node.html

Tabelle 16: Einsatz synthetischer Energieträger im Verkehrssektor, 2020–2050, nach Verkehrsträgern, in PJ

	2020	2030	2040	2050
Szenario PtX 80				
Binnenschifffahrt	0	2	13	17
Seeverkehr international	0	13	79	112
Luftverkehr international	2	42	257	312
Luftverkehr national	0	3	15	17
Schienerverkehr	0	2	14	18
Personen–Straßenverkehr	8	145	689	594
Güter–Straßenverkehr	3	72	419	500
Summe	14	280	1.485	1.570
davon Anteil PtL	99 %	97 %	95 %	94 %
Szenario PtX 95				
Binnenschifffahrt	0	2	16	20
Seeverkehr international	0	15	96	134
Luftverkehr international	2	47	311	374
Luftverkehr national	0	3	18	20
Schienerverkehr	0	2	17	22
Personen–Straßenverkehr	8	162	834	713
Güter–Straßenverkehr	3	81	507	600
Summe	14	313	1.799	1.884
davon Anteil PtL	99 %	97 %	95 %	94 %

I Quelle: Prognos AG

fektivsten im Porenraum von Gesteinen in mindestens 800 m Tiefe speichern. Durch die in diesen Tiefen vorherrschenden Druck- und Temperaturbedingungen liegt CO₂ in einem überkritischen Phasenzustand. Gegenüber dem Ausgangsgas hat dieses quasi-flüssige CO₂ ein stark verringertes Volumen.

Es können verschiedene geologische Speicheroptionen unterschieden werden, darunter tiefe saline Aquifere, erschöpfte Gas- und Ölfelder, Kohlenflöze und Salzkavernen. Das größte Speicherpotenzial wird bei den tiefen Aquiferen vermutet, welches gemäß einer Studie des Wuppertal Instituts 2 bis 9 Gt CO₂ umfassen könnte.⁹ Die übrigen Quellen könnten gemäß einer konservativen Abschätzung weitere 3 Gt CO₂ fassen.

Im Zielszenario PtX 95 wird CCS nach 2030 in Teilbereichen stufenweise eingesetzt. Zum Einsatz kommt CCS in der Industrie und hier insbesondere bei der Stahlherstellung und bei der Zementproduktion. Bei der Stromerzeugung wird CCS dort eingesetzt, wo nicht-erneuerbare Abfälle oder Industriegase (u.a. Gichtgas der Stahlherstellung) genutzt werden. Diese Mengen können nicht oder nur sehr beschränkt durch synthetische Energieträger ersetzt werden, da die Gichtgase ohnehin anfallen. Auch die THG-Emissionen der Raffinerien, welche weiterhin fossile Mineralöle für die stoffliche Verwendung verarbeiten, werden im Szenario PtX 95 durch CCS abgeschieden. Eine mögliche Alternative zum gewählten Ansatz wäre der Einsatz von PtX auch beim nicht-energetischen Verbrauch. Dadurch würden die Emissionen bei den Raffinerien und Abfallverbrennung verrin-

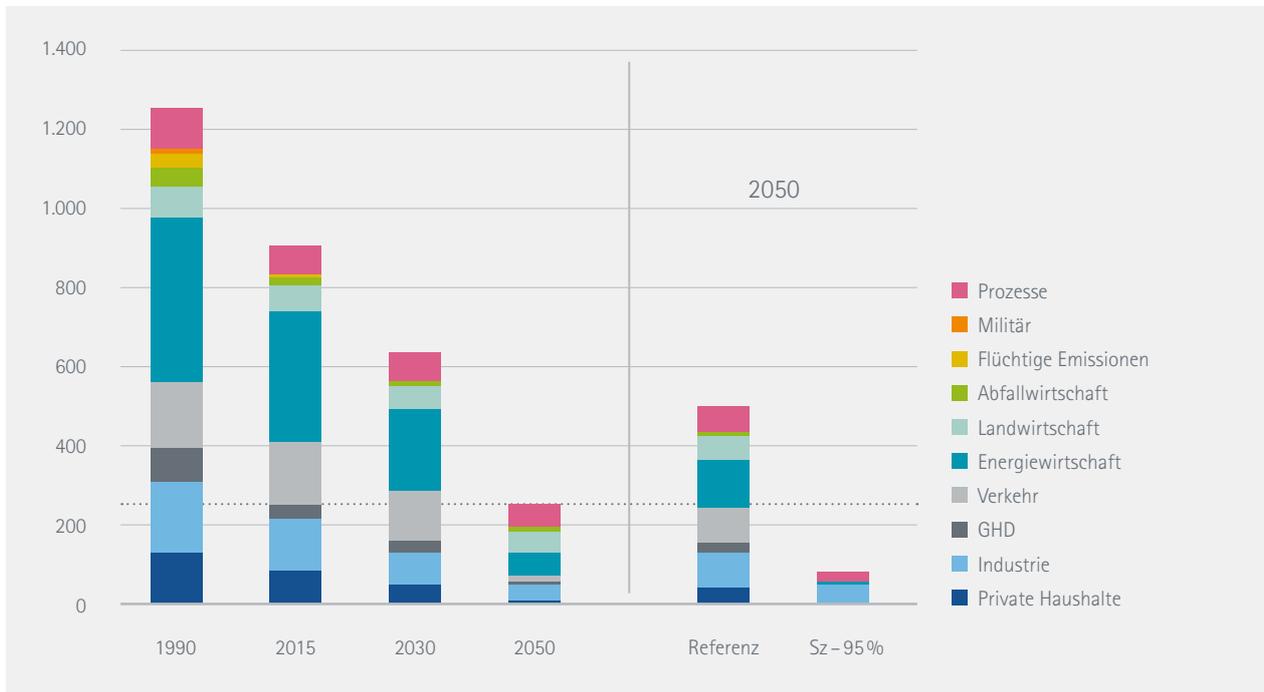
9 Wuppertal Institut für Klima, Umwelt Energie (2009): CCS – und viele Fragen. Publiziert in Energie & Management. 15. Januar 2010

Tabelle 17: THG-Emissionen nach Quellen, 1990 bis 2050, in Mio. t CO₂e, nach Szenarien, ohne internationale Verkehre

	1990	2015	2020	2030	2050	1990 – 2050 in %
Referenzszenario						
Private Haushalte	132	86	80	60	39	-70 %
Industrie	187	127	101	97	90	-52 %
GHD	76	41	42	33	22	-71 %
Verkehr	164	161	163	145	93	-43 %
Energiewirtschaft	427	335	274	223	124	-71 %
Landwirtschaft	80	67	65	64	60	-25 %
Abfallwirtschaft	38	11	8	4	3	-93 %
Flüchtige Emissionen	38	11	10	9	7	-81 %
Militär	12	1	1	1	1	-94 %
Prozessbedingte Emissionen	97	62	62	60	57	-41 %
Insgesamt	1.251	902	806	696	496	-60 %
Szenario PtX 80						
Private Haushalte	132	86	80	54	7	-94 %
Industrie	187	127	100	76	47	-75 %
GHD	76	41	41	28	3	-96 %
Verkehr	164	161	163	135	18	-89 %
Energiewirtschaft	427	335	273	200	54	-87 %
Landwirtschaft	80	67	65	64	60	-25 %
Abfallwirtschaft	38	11	8	4	3	-93 %
Flüchtige Emissionen	38	11	9	6	1	-96 %
Militär	12	1	1	1	1	-94 %
Prozessbedingte Emissionen	97	62	62	60	54	-45 %
Insgesamt	1.251	902	802	627	247	-80 %
Szenario PtX 95						
Private Haushalte	132	86	80	53	1	-99 %
Industrie	187	127	100	74	10	-95 %
GHD	76	41	42	29	0	-100 %
Verkehr	164	161	163	133	1	-99 %
Energiewirtschaft	427	335	264	159	2	-100 %
Landwirtschaft	80	67	61	54	40	-50 %
Abfallwirtschaft	38	11	8	4	3	-93 %
Flüchtige Emissionen	38	11	9	6	1	-98 %
Militär	12	1	1	1	1	-94 %
Prozessbedingte Emissionen	97	62	56	41	12	-87 %
Insgesamt	1.251	902	784	552	71	-94 %

Quelle: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2015, UBA 2017 und eigene Fortschreibung durch die Prognos AG.

Abbildung 37: THG-Emissionen nach Quellen, 1990 bis 2050 im Szenario PtX 80, in Mio. t CO₂e



Quelle: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2015, UBA 2017 und eigene Fortschreibung durch die Prognos AG, gestrichelte Linie: Zielgrenze für die -80%-Reduktion

gert. Damit verbunden wären höhere Kosten für die chemischen Ausgangsprodukte. Auf das CCS könnte dadurch aber nicht verzichtet werden, da die Emissionen bei der Stahl- und Zementherstellung trotzdem anfallen.

Insgesamt steigen die jährlich abgeschiedenen Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 56 Mio. t CO₂e (Tabelle 18). Kumuliert über den Gesamtzeitraum ergibt sich eine abgeschiedene Menge von 615 Mio. t CO₂e.

Die CO₂-Abscheidung ist nicht vollständig, ein Teil der CO₂-Emissionen entweicht trotz CCS in die Atmosphäre. Angenommen wird ein Abscheidewirkungsgrad von 95%. Der Betrieb der CCS-Anlagen benötigt Energie, der induzierte Stromverbrauch steigt bis auf 27 TWh. Auch der Brennstoffeinsatz in der Industrie erhöht sich geringfügig.

7.4 ÖKONOMISCHE EINORDNUNG

Die Szenarien PtX 80 und PtX 95 zeigen auf, dass eine Erreichung der THG-Ziele auch unter weitgehender Nutzung der Infrastruktur und der Anwendungen auf der Verbrauchsseite und bei der Infrastruktur möglich ist. Um die direkten Kosten für das Energiesystem in diesen Szenarien abzuschätzen, werden die Energiekosten und die gegenüber der Referenzentwicklung zusätzlich erforderlichen Investitionen in die Infrastruktur und Anwendungen be-

trachtet. Der Vergleich erfolgt aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive. Es werden keine Zweitrundeneffekte berücksichtigt, also Wirkungen die sich nur mittelbar aus veränderten Güter- bzw. Warenströmen ergeben.

7.4.1. Kosten des Energieverbrauchs

Betrachtet werden die **kumulierten (aufsummierten) Energiekosten** im Zeitraum 2015 bis 2050. Dazu wird der Energieverbrauch in den Szenarien mit volkswirtschaftlichen Energiepreisen bewertet. Dabei werden die Grenzübergangspreise zuzüglich der Kosten für die Raffinerung verwendet.¹⁰ Steuern, Abgaben und Vertriebskosten werden bei den volkswirtschaftlichen Preisen nicht berücksichtigt. In der Abbildung 38 sind die verwendeten „volkswirtschaftlichen Energiekosten“ dargestellt.

In den Rahmendaten wurden **zwei Preispfade** für die Preise fossiler Energieträger festgelegt. Einen Referenzpfad mit vergleichsweise hohen Preisen für fossile Energieträger, welche für das Referenzszenario und das Szenario PtX 80 gelten. Werden global sehr ambitionierte Klimaschutzziele wie im Szenario PtX 95 angestrebt, geht die Nachfrage nach fossilen Energieträger stärker zurück. Dies führt im Vergleich zur Referenzentwicklung zu tieferen Weltmarktennergiepreisen. Bei den PtX-Preisen wird keine Unterscheidung zwischen den beiden Szenarien gemacht. Die

Preisentwicklung entspricht den hergeleiteten Erzeugungskosten. Verwendet werden die Preise des oberen PtL-Preisfadens (vgl. Tabelle 48 im Anhang und Kapitel 3).

Die jährlichen Energiekosten setzen sich aus den folgenden Bereichen zusammen:

- dem Brenn- und Treibstoffverbrauch der vier Endverbrauchssektoren (Haushalte, Industrie, GHD, Verkehr),
- dem Umwandlungseinsatz für die Erzeugung von Strom- und Fernwärme,
- dem nichtenergetischen Verbrauch sowie
- dem Eigenverbrauch der Raffinerien.

Per definitionem sind in dieser Darstellung keine Kapitalkosten enthalten. Die genutzte Umweltwärme (Umgebungswärme, Solarstrahlung) aber auch die Windenergie verursachen keine Energiekosten. Berücksichtigt werden jedoch die Infrastrukturkosten, soweit diese nicht bereits in der Referenzentwicklung enthalten sind (vgl. nachfolgendes Kapitel).¹¹

In der Referenzentwicklung liegen die jährlichen Energiekosten bis ins Jahr 2040 annähernd konstant bei rund 100 Mrd. €, nach 2040 verringern sie sich auf ca. 85 Mrd. € jährlich. Der Rückgang ist hauptsächlich auf den rückläufigen Bedarf an Diesel- und Ottokraftstoffen zurückzuführen.

Im Szenario PtX 80 steigen die jährlichen Energiekosten auf über 180 Mrd. € im Jahr 2040 an. Der Anstieg ist hauptsächlich auf die zunehmende Beimischung der teureren PtX Energieträger zurückzuführen. Nach 2040, mit dem erwarteten Rückgang der Erzeugungskosten für PtX, verringern sich auch die jährlichen Energiekosten. Diese fallen auf ein Niveau von wieder unter 160 Mrd. € in 2050.

Im Szenario PtX 95 wird (auch international) von hoch ambitioniertem Klimaschutz und niedrigeren Weltmarktpreisen für fossile Energieträger ausgegangen. Als Folge dieser niedrigeren Preise steigen die Energiekosten anfänglich weniger stark an als im Szenario PtX 80 mit den höheren Weltmarktpreisen. Aufgrund der höheren Beimischungsanteile sind die jährlichen Energiekosten ab 2040 im Szenario PtX 95 jedoch höher als im Szenario PtX 80.

Werden die jährlichen Energiekosten der Jahre 2015 bis 2050 summiert, ergeben sich für das Referenzszenario Gesamtenergiekosten von 3.400 Mrd. € und für das Szenario PtX 80 von 4.900 Mrd. €. Die gegenüber der Referenzentwicklung ohne Zielerreichung verstärkte Reduktion der THG-Emissionen auf -80% gegenüber 1990 erhöht die kumulierten Energiekosten somit um 1.500 Mrd. € (+44%; Abbildung 39).

Würden im Szenario PtX 95 die gleichen Weltmarktpreise für Energie wie im Szenario PtX 80 zugrunde gelegt (siehe 4.2), so ergäben sich kumulierte Mehrkosten für Energie im Umfang von 1.800 Mrd. € (+53% gegenüber Referenz). Dies ist in Abbildung 39 in der dritten Säule („hohe WMP“) dargestellt.

Bei globalem Klimaschutz verringern sich gemäß unseren Annahmen im Szenario PtX 95 aber die Preise fossiler Energieträger. Im Szenario PtX 95 liegen daher die summierten Energiekosten der Jahre 2015 bis 2050 sogar etwas niedriger als im Szenario PtX 80, obwohl mehr PtL eingesetzt wird. In Summe liegen die kumulierten Kosten 1.400 Mrd. € höher als im Referenzszenario ohne Zielerreichung.

7.4.2 Erforderliche Investitionen in Deutschland

Aus methodischen Gründen können die Investitionen im Referenzszenario nicht angegeben werden. Daher konzentriert sich die Analyse der Investitionen in den Szenarien PtX 80 und PtX 95 auf die Frage, welche Investitionen **zusätzlich** zum Referenzszenario getätigt werden müssen. Anders als im Bereich der Energiekosten sind die Mehrkosten aufgrund höherer Investitionen in den Szenarien PtX 80 und PtX 95 relativ gering. Dies liegt vor allem daran, dass die bestehende Infrastruktur und Anwendungen beim Endverbraucher weiter genutzt werden können. Investitionen fallen im Umwandlungssektor an, weil die Raffinerien an die Beimischung des PtL-Syncrude angepasst werden müssen. Hierfür sind vor allen Dingen bei steigender Verarbeitung an PtL-Syncrude Umbauten der Anlagen notwendig (siehe Kapitel Raffinerien in Deutschland). Im 80% Szenario werden für diesen Umbau etwa 4,5 Milliarden € benötigt. Im Szenario PtX 95 erhöhen sich die Umbaukosten aufgrund der höheren Beimischungsanteile auf etwa 6 Milliarden €. Neben den Kosten im Raffineriesektor fallen im Stromsektor trotz des gleichen Anteils an erneuerbaren Energien im Jahr 2050 höhere Investitionen gegenüber der Referenz an.

11 Da per Szenario-Definition der Ausbau der Windenergie und Photovoltaik in den Szenarien PtX 80 und PtX 95 nicht über den Ausbau im Referenzszenario hinausgehen, werden in Deutschland keine zusätzlichen Investitionskosten für erneuerbaren Strom benötigt.

Tabelle 18: CCS in Szenario PtX 95 – jährlich abgeschiedene THG-Mengen nach Bereichen, in Mio. t CO₂e und induzierter Stromverbrauch in TWh

	2035	2040	2045	2050
Industrie	10	19	28	36
Stromerzeugung	4	7	11	15
Raffinerien	3	4	4	5
Summe	16	30	43	56
Stromverbrauch, TWh	8	14	21	27

Quelle: Prognos AG

Im 80% Szenario führt der Ersatz von 18 GW an Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke, sowie der frühere Zubau an erneuerbaren Energien zu einem Anstieg der Investitionen um 34 Mrd. €. Im Szenario PtX 95 steigen die Mehrinvestitionen nur noch geringfügig an.

Im Szenario PtX 95 wird zur Vermeidung von Emissionen im Umwandlungssektor und in der Industrie CCS eingesetzt. Hierdurch fallen im Umwandlungssektor in der Abfall- und Gichtgasverbrennung Investitionen in Höhe von rund zwei Milliarden € an. Im Raffineriesektor wird ebenfalls CCS für die noch anfallenden Emissionen eingesetzt, wofür Investitionen in Höhe von rund 2,5 Milliarden € notwendig sind. Darin sind nicht die Betriebskosten enthalten, die während des Einsatzes bei rund 1,5 Milliarden € pro Jahr liegen.

Im Vergleich dazu fallen im Industriesektor in der Stahl- und Zementproduktion für CCS deutlich höhere Investitionen an. Hier liegen die notwendigen Investitionen bei rund 18,5 Mrd. €. Ebenfalls nicht enthalten sind die Betriebskosten, die über den Betrachtungszeitraum rund 11 Milliarden € ausmachen.

Die Investitionen für inländische PtX Anlagen liegen im 80% Szenario bei rund 5 Milliarden €. Darin enthalten sind die Anlagen zur Deckung der zusätzlichen Wasserstoffnachfrage sowie die Pilotanlagen für strombasiertes PtL-Syncrude und synthetisches Methan. Im 95% Szenario liegen die Investitionen bei etwa einer Milliarde und damit niedriger als im 80% Szenario. Der Grund hierfür liegt darin, dass keine Erzeugung von inländischem PtL und strombasiertem Methan erfolgt und weniger inländische Anlagen zur Wasserstoffherzeugung erforderlich werden. Die geringeren Investitionen in PtX-Anlagen im Inland im PtX 95 Szenario sind darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario CCS als Technologie zum Einsatz kommt, was im PtX 80 Szenario als Setzung ausgeschlossen wurde.

7.4.3 Investitionen und andere Effekte im Ausland

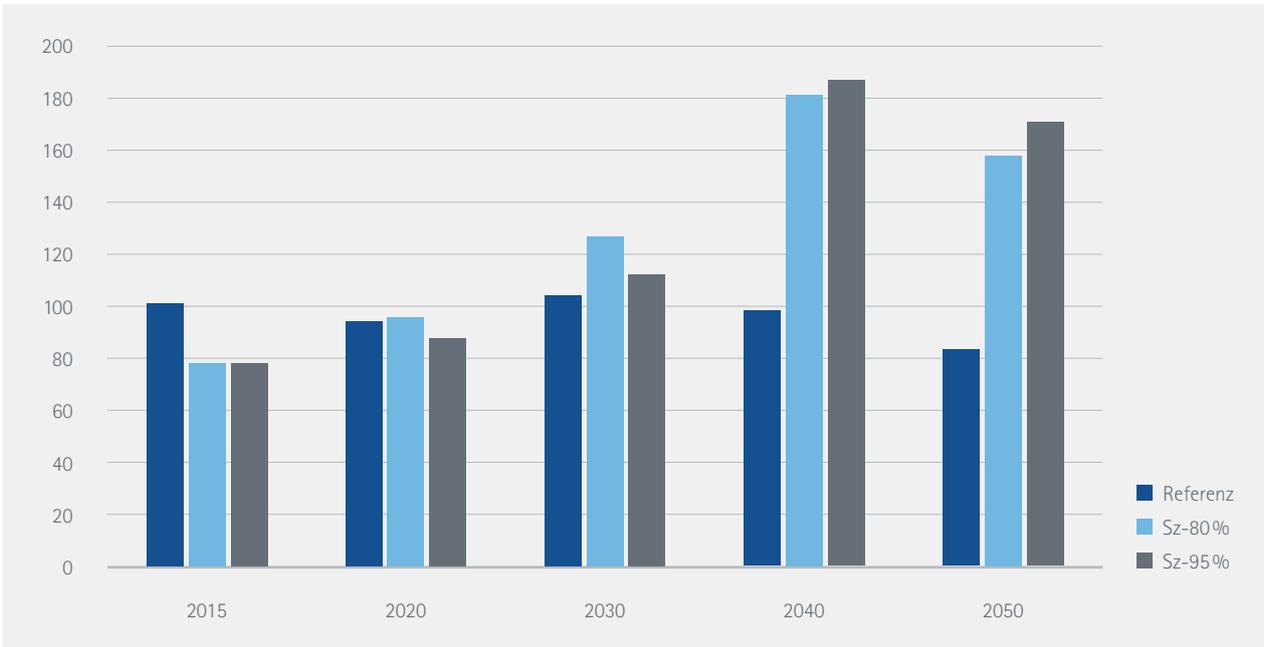
Für die Gesamtbewertung ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass erhebliche Investitionen in den Ländern zu tätigen sind, in denen die treibhausgasneutralen PtL bzw. PtG Kraft- und Brennstoffe in großem Umfang erzeugt werden sollen. Zur Abschätzung der Höhe der Investitionen nehmen wir wie beschrieben an, dass die Klimaschutzbemühungen zumindest europaweit im Einklang erfolgen. Insofern kann in erster Näherung davon ausgegangen werden, dass auch die anderen Länder Europas Investitionen in PtX Erzeugungsanlagen auslösen werden. Nur durch diese Investitionen werden auch die entsprechenden Lerneffekte ausgelöst und somit die Kostensenkungen erreicht, die in dieser Studie ermittelt wurden.

Der Bedarf an PtX wurde für Deutschland im Jahr 2050 mit 2.713 PJ im Szenario PtX 80 und 3.586 PJ im Szenario PtX 95 ermittelt. Um diese Menge PtX zu erzeugen wären im Ausland kumulierte Investitionen in der Größenordnung von 1.440 Mrd. € bzw. 1.840 Mrd. € im Zeitraum 2020 bis 2050 erforderlich, die sich unter den getroffenen Annahmen wie in Tabelle 20 dargestellt zusammensetzen.

Zum Vergleich: Das BIP von Marokko lag im Jahr 2016 bei 91 Mrd. €, das von Algerien bei 141 Mrd. € und das von Kasachstan bei 121 Mrd. € (bei einem Umrechnungskurs von 1,11 \$/€).

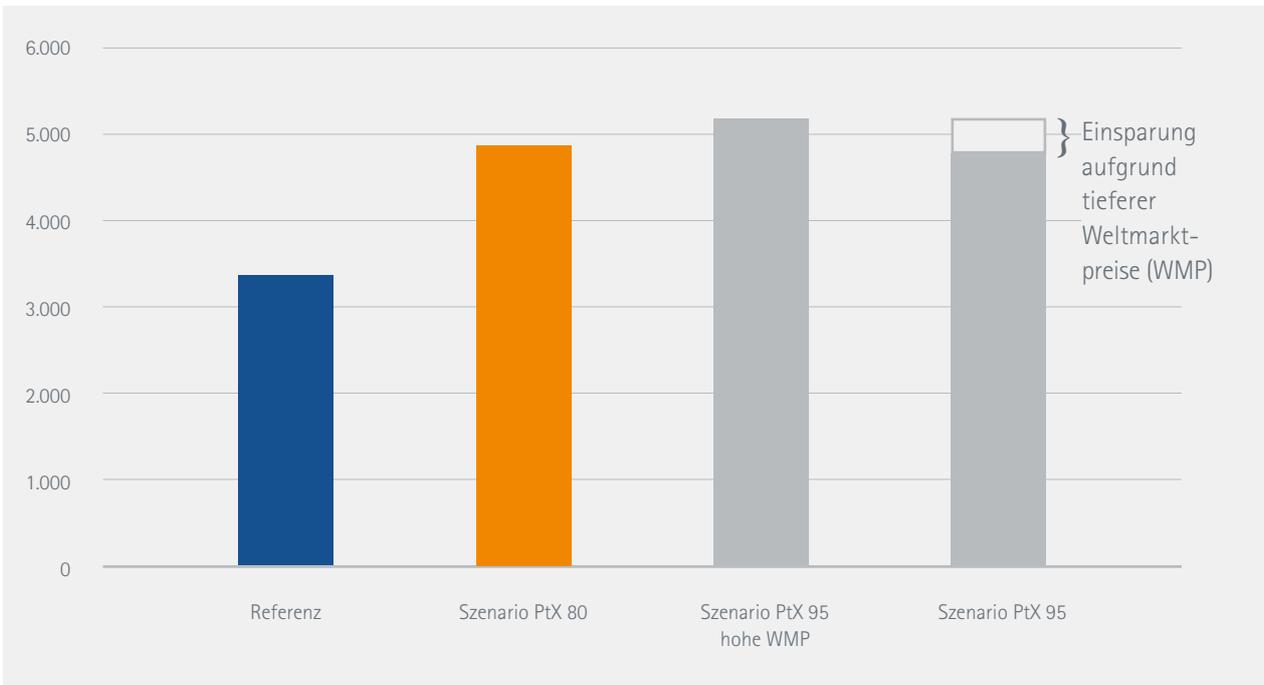
Schon aus diesem Vergleich wird deutlich, dass der in unseren Szenarien beschriebene Weg zu einer großtechnischen Erzeugung von PtX in den Ländern unseres Suchraums erhebliche wirtschaftliche Effekte auslösen würde. Es ist allerdings ohne eine differenzierte Analyse noch nicht vorhersehbar, wie diese Effekte im Einzelnen aussehen könnten (z. B. welcher Anteil der Investitionen zu Wertschöpfung in den Erzeugerländern führt).

Abbildung 38: Jährliche Energieträgerkosten, in Mrd. €, real 2015, bewertet mit Grenzübergangspreisen*, Basis höherer PtL-Preisfad



Quelle: Prognos AG, * inklusive Raffinierung

Abbildung 39: Kumulierte volkswirtschaftliche Energiekosten der Jahre 2015 - 2050, in Mrd. € (real 2015), Basis höherer PtL-Preisfad



Quelle: Prognos AG

Tabelle 19: Geschätzte Mehrinvestitionen in Deutschland gegenüber der Referenz kumuliert bis 2050

	Szenario PtX 80 Mehrinvestitionen ggü. Referenz in Mrd. €	Szenario PtX 95 Mehrinvestitionen ggü. Referenz in Mrd. €
Stromversorgung	24	29
Raffinerieumbau	5	6
CCS	-	23
PtX Erzeugung im Inland	5	1
Summe	34	59

Quelle: Prognos AG

Bei einer weiteren Betrachtung der Effekte im Ausland dürfte auch eine Rolle spielen, dass die Erzeugung von PtL und PtG Ländern Zukunftschancen eröffnet, die heute einen Großteil ihrer Einnahmen aus dem Verkauf von fossilen Kohlenwasserstoffen beziehen. Ohne diese Perspektiven ist eine Unterstützung globaler Klimaschutzpolitik durch diese Länder weniger wahrscheinlich. Diese haben ggf. auch einen Wettbewerbsvorteil, da teilweise die Export-Infrastruktur weiter genutzt werden kann.

Der Vergleich lässt auch die großen Zubauraten der Erzeugungsanlagen erahnen, die im Suchraum realisiert werden müssen: Im Szenario PtX 80 müssen im Mittel der Jahre 2030 bis 2050 jährlich Erzeugungsleistungen von etwa 30 GW Onshore-Wind und 9 GW Solar-PV neu errichtet werden, um die für Deutschland angesetzten Beimischungs-

anteile zu erfüllen. Im Szenario PtX 95 werden im gleichen Zeitraum jährlich 40 GW Onshore-Wind und 13 GW Solar-PV benötigt. Ein Großteil des Zubaus konzentriert sich dabei auf die Phase zwischen 2030 und 2040, entsprechend des angenommenen starken Anstiegs der Beimischungsanteile in dieser Dekade (vgl. Abbildung 7).

Die Frage, ob in den Ländern des Suchraums genügend Flächen für die notwendigen Anlagen zur Verfügung stünden, wurde nicht vertiefend untersucht. Insbesondere der Flächenbedarf der CO₂-Abscheidung aus der Luft ist gegenwärtig noch unklar. Prognos hat den Flächenbedarf der Wind- und Solaranlagen, die benötigt würden, um die in Tabelle 20 dargestellten Investitionen zu realisieren, gemäß Tabelle 21 abgeschätzt.

Tabelle 20: Geschätzte Investitionen infolge deutscher PtX-Nachfrage im Ausland nach Szenarien kumuliert bis 2050

	Szenario PtX 80		Szenario PtX 95	
	Geschätzte Investitionen in Mrd.€	Anteil	Geschätzte Investitionen in Mrd. €	Anteil
Wind- und Solarparks	860	60%	1.130	61%
Elektrolyse	380	26%	470	26%
CO ₂ -Abscheidung	130	9%	160	9%
Synthesenanlagen	50	3%	60	3%
Meerwasserentsalzung	< 1	< 1%	< 1	< 1%
Speicher	16	1%	20	1%
Summe	1.440	100%	1.840	100%

Quelle: Eigene Schätzungen/Berechnungen Prognos AG

Tabelle 21: Geschätzter Flächenbedarf zur Erzeugung des deutschen PtX-Bedarfs nach Szenarien

Geschätzte Fläche in km ²	PtX 80	PtX 95
Windparks	37.000	48.000
Solarparks	4.000	5.000
alle anderen Komponenten	wurde nicht untersucht	
Summe	wurde nicht untersucht	

Quelle: Prognos AG

Allein für die Wind- und Solaranlagen würden also ca. 41.000 km² im Szenario PtX 80 und 53.000 km² im Szenario PtX 95 benötigt. Würden die Anlagen teilweise auf sich überschneidenden Flächen errichtet, könnte der Flächenbedarf auf ca. 37.000 km² bzw. 48.000 km² reduziert werden.

Zum Vergleich: Die Fläche Marokkos beträgt 446.000 km², die Algeriens 2.382.000 km² und die Kasachstans 2.725.000 km².

Wird analog zum hier beschriebenen Vorgehen angenommen, dass auch der **europäische** Öl- und Gasbedarf des EU Referenzszenarios 2016 (European Commission 2016) entsprechend der Beimischungsanteile des 95%-Szenarios zu einem Großteil aus synthetischem Öl und Gas gedeckt werden, würden die erforderlichen Stromerzeugungsanlagen eine Gesamtfläche von rund 523.000 km² in Anspruch nehmen.

7.4.4 Gesamtkosten und Einordnung

In der Gesamtbewertung der Kosten aus inländischer Perspektive fallen vor allem die Energiekosten ins Gewicht, die in unseren PtX Szenarien sukzessive ansteigen und gegen Ende des Betrachtungszeitraums etwa doppelt so hoch ausfallen wie im Referenzszenario. Die erforderlichen Investitionen in Deutschland erreichen hingegen nicht diese Größenordnung, da größtenteils vorhandene Infrastruktur und bestehende Anwendungen genutzt werden können. Werden Energiekosten und Investitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum aufsummiert, so ergeben sich Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario von 1.534 Mrd. € im PtX 80 Szenario und von 1.459 Mrd. € im PtX 95 Szenario. Die niedrigeren Kosten im Szenario PtX 95 sind durch die niedrigeren Preise fossiler Energieträger zu erklären, die im Szenario PtX wegen des ambitionierten Klimaschutzes zugrundegelegt wurden.

Eine volkswirtschaftliche Bewertung der Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt wurde nicht vorgenommen.

Wie dargestellt fallen in unseren Szenarien die Investitionen vor allem im Ausland an. Hieraus ergibt sich für deutsche Technologiehersteller eine wirtschaftliche Chance, besonders wenn der Technologiepfad PtL in Deutschland frühzeitig entwickelt wird. Ohne eine vertiefte Betrachtung der außenwirtschaftlichen Zusammenhänge ist aber keine Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen möglich.

8

DIE PERSPEKTIVE DES VERBRAUCHERS

8.1. EINLEITUNG

Die **Perspektive des Verbrauchers** steht in Untersuchungen zur energiewirtschaftlichen Entwicklung eines Landes meist nicht im Vordergrund. Was volkswirtschaftlich optimal ist, kann, muss aber nicht mit den individuellen Präferenzen von Verbrauchern übereinstimmen. Ein Beispiel hierfür ist die Entwicklung der Elektromobilität: Obwohl die Bundesregierung die Entwicklung der Elektromobilität für vordringlich hält und das Ziel von 1 Mio. Elektrofahrzeugen für das Jahr 2020 formuliert hatte, blieb die Zahl der Fahrzeuge bisher weit hinter den Erwartungen zurück. Hierfür mag es eine Reihe von Gründen geben wie fehlende Infrastruktur oder ein zu geringes Angebot an Modellen. Bisher konnten jedenfalls nicht genügend Verbraucher davon überzeugt werden, rein batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge zu kaufen.

Dabei genügt oft auch ein ökonomischer Anreiz nicht, um einer neuen Technologie zum Durchbruch zu verhelfen. Ein Beispiel hierfür sind erdgasbetriebene Fahrzeuge, die aufgrund ihrer Steuerbefreiung für viele Fahrer ein wirtschaftlich optimales Ergebnis erbracht hätten, sich aber nicht im Markt durchsetzen konnten.

Produkte sind dann erfolgreich, wenn sie in der **Gesamtbewertung** durch die Konsumenten eine positive Bewertung erfahren. In diese Gesamtbewertung fließen neben ökonomischen Aspekten auch Kriterien wie gute Nutzbarkeit („Nutzungsaspekte“), Umwelt und emotionale Aspekte ein.

Aus wissenschaftlicher Sicht (und ohne eine breite empirische Basis) kann nur ein Teil solcher Kriterien analysiert werden. Emotionale Aspekte, die in der Kaufentscheidung eine wichtige Rolle spielen, sind nur schwer analytisch beschreibbar.

Die nachfolgende Kriterienbewertung unternimmt den Versuch einer **vergleichenden Bewertung der wichtigsten Technologien** in der Wohnraumbeheizung und in der Mobilität aus Sicht von Verbrauchern.¹² Dabei konzentriert sich der Vergleich auf die flüssigen Energieträger, ähnliche Argumentationen könnten aber auch für gasförmige Energieträger angestellt werden.

Die untersuchten Kriterien sind

- Wirtschaftlichkeit
- Nutzungsaspekte
- Umwelt

Andere möglicherweise kaufentscheidende Kriterien blieben außen vor, entweder weil sie nicht messbar sind oder im Vergleich zwischen strombasierten bzw. brennstoffbasierten Systemen keine Rolle spielen (z. B. Komfort).

Um die Zahl der Fälle nicht unübersehbar groß werden zu lassen, steht im Mittelpunkt der Betrachtungen das Szenario PtX 80.

8.2. WIRTSCHAFTLICHKEIT

8.2.1. Wärmeversorgung in bestehenden Wohnungsbauten

In den folgenden Musterrechnungen wird der Einbau einer neuen Heizung in bestehenden Wohngebäuden betrachtet. Verglichen werden die Systeme Ölheizung und elektrische Wärmepumpe, wobei dem Heizöl-System im Zeitverlauf ansteigende Anteile an PtL beigemischt werden. In den Musterrechnungen werden mehrere Größen variiert, unter anderem berücksichtigt der Vergleich

12 Beim Wirtschaftlichkeitsvergleich wurde die Perspektive des privaten Verbrauchers eingenommen. Bei den Kriterienrastern werden im Mobilitätsbereich auch leichte und schwere Nutzfahrzeuge bewertet, welche eher gewerblich genutzt werden dürften.

Tabelle 22: Ausgewählte Gebäudetypen und deren Bedeutung im deutschen Wohnungsbestand

Gebäudetyp	IWU-Nr.	Baualters- klasse	Zahl der Wohnungen in Tsd.	Anteil an Wohnungen in %	Wohnfläche in Mio. m ²	Anteil an Wohnfläche in %
ZFH	EFH_E	1958–1968	1.948	5%	218	6%
EFH	EFH_H	1984–1994	1.397	4%	178	5%
RH	RH_C	1919–1948	840	2%	125	4%
MFH	MFH_E	1958–1968	3.348	9%	225	6%
MFH	MFH_H	1984–1994	1.826	5%	133	4%

Quelle: IWU 2011, TABULA – Deutsche Wohngebäudetypologie

- den Einsatz in unterschiedliche Wohngebäudetypen, darunter Ein- und Zweifamilienhäuser, Reihenhäuser und Mehrfamilienhäuser,
- unterschiedliche Betrachtungszeitpunkte (Jahre 2030, 2040, 2050) mit unterschiedlichen Beimischungsanteilen von PtL, unterschiedlichen Energieträgerpreisen sowie unterschiedlichem technischen Stand der Anlagen,
- Bestandsgebäude mit unterschiedlicher energetischer Qualität, darunter teilweise sanierte Gebäude mit einem hohen spez. Verbrauch und energetisch sanierte Gebäude mit einem vergleichsweise geringen spezifischen Verbrauch.

Beim Vergleich nicht berücksichtigt werden Neubauten. Der Betrachtungszeitpunkt ergibt sich aus dem Jahr in dem die Investition in die neue Anlage getätigt wird. Der Vergleich erfolgt aus Sicht eines privaten Investors. Als Vergleichsgröße dienen die jährlich anfallenden Kosten für Energie, Anlage und Kapitalkosten.

- Die Kosten für die bezogene Energie wird aus dem jährlichen Energieverbrauch und dem Preis für den Energieträger im Betrachtungsjahr berechnet.¹³
- Die Investition für die neue Anlage und die Kapitalkosten werden in Annuitäten umgerechnet (jährlich gleichbleibende Beträge).

Für die Berechnung der Annuitäten der Anlagen wird eine Lebensdauer von 25 Jahren sowie ein Zins von 4% für die Kapitalkosten unterstellt. Bei der Kostenbetrachtung nicht berücksichtigt werden Unterhaltskosten, z. B. für Wartung

oder den Schornsteinfeger sowie allfällige Entsorgungskosten (z. B. für den Tank). Alle Berechnungen erfolgen in realen Preisen.

Der Einbau von klimafreundlichen Heizsystemen, darunter Wärmepumpen, wird heute z. B. durch das Marktanzreizprogramm gefördert. Bei den folgenden Musterberechnungen wurden keine Förderprogramme berücksichtigt.

Beim Vergleich nicht betrachtet werden Hybridheizungen, beispielsweise die Kombination aus einem Heizöl-PtL-Mischsystem mit solarthermischer Unterstützung oder die Kombination eines Öl-Brennwertkessels mit einer Wärmepumpe. So bieten Hybridheizungen aus Öl-Brennwertkessel und Wärmepumpe den Vorteil, dass in Zeiten mit hohem Heizwärmebedarf aber gleichzeitig geringem Angebot an erneuerbaren Strom (kalte Dunkelflaute) kein zusätzlicher Strombedarf entsteht, da der speicherbare flüssige Energieträger in diesen Zeiten eingesetzt werden kann. In Bestandsgebäuden mit schlechterer Dämmung können Hybridheizungen zudem den prinzipbedingten Nachteil der Wärmepumpe einer schlechteren Effizienz bei niedrigen Außentemperaturen und damit einhergehenden hohen Systemtemperaturen durch den Betrieb der Brennwerteinheit ausgleichen.

Ausgewählte Mustergebäude

Als Grundlage für die Berechnungen dienen Mustergebäude der Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU). Ausgewählt wurden fünf Mustergebäude, welche einerseits verschiedene Gebäudetypen repräsentieren und andererseits eine hohe Relevanz für den Wohngebäudebestand haben. In der nachfolgenden Tabelle sind die

13 Bei den Energiepreisen wird nur der Energiepreis des Betrachtungsjahrs verwendet. In Fällen von im Zeitverlauf ansteigenden Energiepreisen führt dies zu einer Unterschätzung der mittleren Energiekosten (welche sich gemittelt über die Lebensdauer der Anlage ergeben).

Tabelle 23: Beschreibung der ausgewählten Mustergebäude, Dimensionierung und Verbrauch

Gebäudetyp	IWU-Nr.	Baualters- klasse	Zustand (Setzung)	Wohnfläche in m ²	Wohnungen Anzahl	spez Verbrauch in kWh/m ²
ZFH	EFH_E	1958–1968	teilsaniert	242	2	180
EFH	EFH_H	1984–1994	saniert	137	1	117
RH	RH_C	1919–1948	teilsaniert	103	1	164
MFH groß	MFH_E	1958–1968	teilsaniert	2.845	32	139
MFH	MFH_H	1984–1994	saniert	707	8	98

Quelle: IWU 2011, TABULA – Deutsche Wohngebäudetypologie und eigene Berechnungen

ausgewählten Mustergebäude und deren Repräsentativität im deutschen Wohnungsbestand beschrieben.

Die IWU-Gebäudetypologie beschreibt für die unterschiedenen Mustergebäude unter anderem die Größe, Kubatur und energetische Qualität der Bauteile sowie den Energiebedarf für Raumwärme, Warmwasser und Gebäudetechnik. Da die Betrachtungszeitpunkte in ferner Zukunft liegen (2030–2050), wurden die Ausgangswerte der Bauteile angepasst und mit unterschiedlichen Sanierungszuständen hinterlegt. Bei zwei Gebäuden wurde unterstellt, dass sie gemäß EnEV 2009 gedämmt wurden. Bei den drei anderen Gebäuden wurden einige Bauteile im Originalzustand belassen, andere wurden gemäß den Anforderungen der EnEV 2002 saniert (=teilsanierte Gebäude). Die Berechnung des Energiebedarfs der angepassten Mustergebäude erfolgte mit einem Gebäudesimulations-Tool, welches neben der Dimensionierung und energetischen Qualität der Bauteile auch Verteilverluste und Wärmegewinne berücksichtigt. Die resultierenden Energiekennzahlen und die Charakterisierung der Mustergebäude sind in der nachfolgenden Tabelle beschrieben.

Heizungssysteme

a) Ölheizkessel

Bei den Ölheizkesseln werden Brennwertanlagen (kondensierend) mit einem hohen Jahreswirkungsgrad berücksichtigt: Für die Erzeugung der Raumwärme wird ein Jahresnutzungsgrad von 0,98 unterstellt. Für die Erzeugung des Warmwassers wird aufgrund der Speicher- und Verteilverluste von einem geringeren Nutzungsgrad ausgegangen (0,85). Es wird von keiner weiteren Verbesserung der Technologie ausgegangen, die Wirkungsgrade bleiben für alle Betrachtungszeitpunkte identisch. Auch bei den Anlagenkosten wird nicht von einer Degression der Kosten ausgegangen; diese bleiben real konstant. Die Dimensionierung der Anlage erfolgt in Abhängigkeit des berechneten Jahresverbrauchs in den Gebäuden. Die Kenngrößen der in den fünf Mustergebäuden eingesetzten Ölheizungen sind in Tabelle 24 beschrieben.

Tabelle 24: Kenngrößen der berücksichtigten Ölheizkessel, nach Mustergebäude

Gebäudetyp	Anlagengröße in kW therm.	Anlagenkosten in €	Kosten je kW in €	Annuität in €
ZFH	20	11.269	563	721
EFH	11	10.400	945	666
RH	11	10.400	945	666
MFH groß	170	27.920	164	1.787
MFH	35	16.680	477	1.068

Quelle: Kostenwerte basierend auf BDEW Heizkostenvergleich Altbau 2017 und BMVBS 2012

Tabelle 25: Entwicklung der Jahresarbeitszahlen für Luftwärmepumpen nach energetischem Zustand der Gebäude und Betrachtungszeitpunkt

	2015	2030	2040	2050
Saniert	3,0	3,3	3,5	3,7
Teilsaniert	2,5	2,7	2,85	3,0
Neubau (nicht verwendet)	3,5	3,8	4,0	4,2

Quelle: BCG, Prognos 2018 basierend auf einem Gutachten der dena, eigene Annahmen für teilsanierte Gebäude

b) Elektrische Wärmepumpe

Die betrachteten Wärmepumpen (WP) nutzen die Außenluft als Wärmequelle; auf eine Bohrung und Verlegung einer Erdsonde kann verzichtet werden. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) für Raumwärme ist abhängig vom energetischen Zustand der Mustergebäude. Bei schlecht gedämmten Gebäuden wird eine höhere Vorlauftemperatur benötigt, was sich negativ auf die Anlageneffizienz auswirkt. Die Jahresarbeitszahl hängt zudem vom Zeitpunkt des Einbaus ab. Aufgrund der technologischen Weiterentwicklung und Ausreifung wird von weiter steigenden Jahresnutzungsgraden ausgegangen.

Auch bei den WP ist die Effizienz bei der Erzeugung des Warmwassers geringer als bei der Raumwärme. Unterstellt wird eine JAZ von 2,5 für alle Jahre und Anlagentypen. Analog zum Vorgehen bei den Ölheizungen erfolgt die Dimensionierung der Anlagen in abhängig des Jahresverbrauchs im Gebäude (identische Anlagenleistungen für beide Systeme). Auch bei den WP wird keine Degression der Anlagenkosten angenommen. Zusätzlich zu den Anlagenkosten werden Kosten für die Anpassung der Wärmeverteilung und der Heizkörper im Umfang von 40 €/m² berücksichtigt. Diese enthalten beispielsweise die Vergrößerung der Radiatorflächen, der Einbau einer Fußbodenheizung wird aber nicht vorausgesetzt.

Verbraucherpreise für Energie

Die in den Musterrechnungen verwendeten Energiepreise sind reale Endverbraucherpreise inkl. Vertriebsmargen, Netzkosten, Steuern und Abgaben (Tabelle 27). Sie basieren auf den in den Rahmendaten unterstellten Weltmarktpreisen und den in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Kostenentwicklungen für PtL und Strom. Der Basisvergleich beruht auf dem PtX 80-Szenario. Daraus werden die Beimischungsanteile für PtL, die Weltmarktpreise für Energie und die Strompreise für Haushalte übernommen. Bei den PtL-Kosten wird zunächst von der höheren Kostenentwicklung ausgegangen, mit Erzeugungskosten von 1,33 €/Liter in 2050. In einer Sensitivität erfolgt anschließend der Vergleich mit den tiefen PtL-Erzeugungskosten von 0,7 €/Liter in 2050.

Es wurde unterstellt, dass es die Energiesteuer auf Heizöl im Zeitverlauf nicht angepasst wird und nominal auf dem heutigen Stand bleibt.

Heute bieten viele Vertriebe spezielle Wärmepumpentarife an, die günstiger sind als die mittleren Haushaltsstrompreise. Diese wurden nicht in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt.

Tabelle 26: Kenngrößen der berücksichtigten Wärmepumpen, nach Mustergebäude, Anlagenkosten ohne Anteil Wärmeverteilung, Annuität inkl. Kosten für die Wärmeverteilung

Gebäudetyp	Anlagengröße in kW therm.	Anlagenkosten in €	Kosten je kW in €	Annuität in €
ZFH	20	24.580	1.229	2.186
EFH	11	19.200	1.745	1.575
RH	11	19.200	1.745	1.488
MFH groß	170	68.120	401	11.558
MFH	35	34.015	972	3.966

Quelle: Kostenwerte basierend auf BDEW Heizkostenvergleich Altbau 2017 und BMVBS 2012

Tabelle 27: Endverbraucherpreise für Heizöl, PtL und Strom, in Cent/kWh, reale Preise 2015, Basis höherer PtL-Preisfad, Strompreis basierend auf Szenario PtX 80

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Heizöl	Cent/kWh	6,0	8,9	9,5	9,3
PtL (höhere Kosten)	Cent/kWh	64,0	24,8	22,1	19,4
Beimischungsanteile	%	0%	10,9%	65,1%	82,5%
HEL-PtL-Mischpreis	Cent/kWh	6,0	10,6	17,8	17,6
Elektrizität	Cent/kWh	28,7	30,7	28,5	29,1

Quelle: eigene Berechnungen

Ergebnisse: höhere PtL-Erzeugungskosten

Die Ergebnisse des Kostenvergleichs für die fünf Mustergebäude bei höherem PtL-Preisfad sind in Tabelle 28 dargestellt. Die Anlagenkosten inkl. der Kosten für die angepasste Wärmeverteilung und die Kapitalkosten sind

in allen Betrachtungszeitpunkten identisch, da bei beiden Systemen keine Kostendegression unterstellt wird.

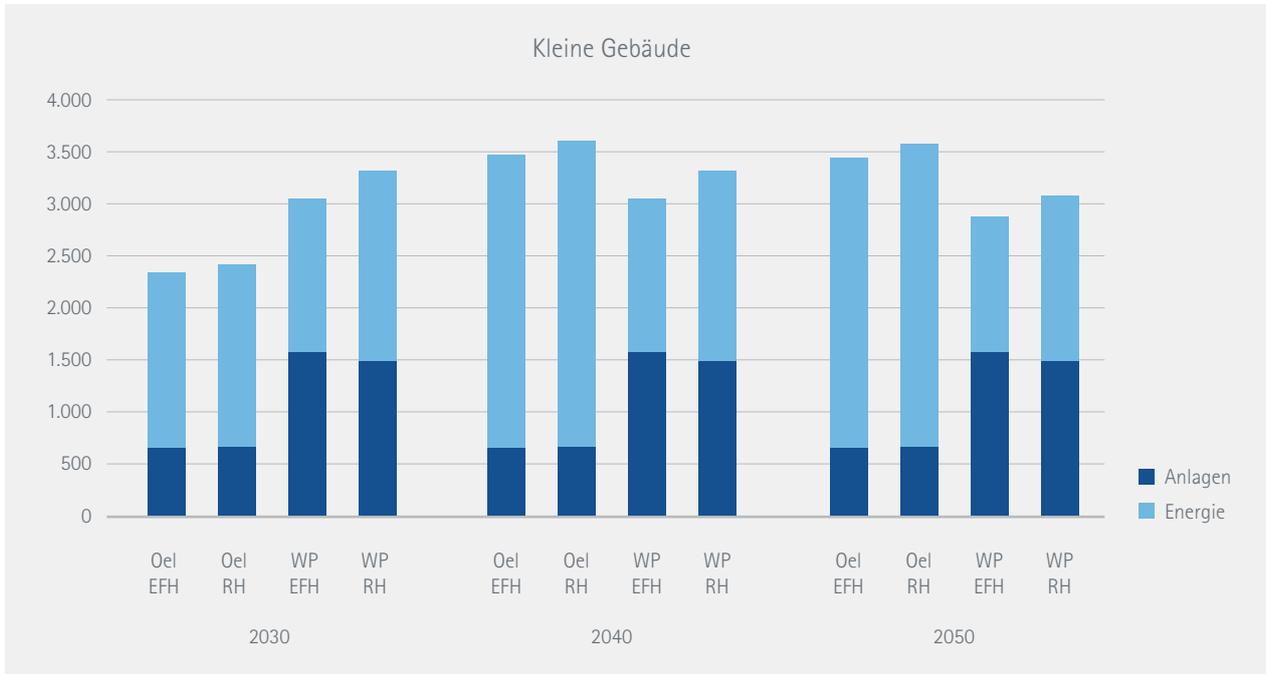
Bei der Heizöl-PtL-Lösung steigen die Energiekosten mit wachsenden Beimischungsanteilen an. Zwischen 2040 und 2050 erhöhen sich die Energiekosten jedoch vergleichs-

Tabelle 28: Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Mustergebäude (reale Preise 2015), Basis höherer PtL-Preisfad

Gebäudetyp	Zustand	Heizöl			Wärmepumpe			Differenz	
		Anlage	Energie	Summe	Anlage	Energie	Summe	in %	in €
Betrachtungsjahr 2030									
ZFH	teilsaniert	721	4.509	5.231	2.186	4.682	6.867	-24%	-1.636
EFH	saniert	666	1.661	2.327	1.575	1.468	3.043	-24%	-716
RH	teilsaniert	666	1.735	2.401	1.488	1.798	3.286	-27%	-886
MFH groß	teilsaniert	1.787	41.047	42.834	11.558	42.822	54.380	-21%	-11.546
MFH	saniert	1.068	7.219	8.286	3.966	6.591	10.557	-22%	-2.271
Betrachtungsjahr 2040									
ZFH	teilsaniert	721	7.554	8.275	2.186	4.165	6.351	+30%	+1.924
EFH	saniert	666	2.782	3.448	1.575	1.310	2.884	+20%	+563
RH	teilsaniert	666	2.906	3.572	1.488	1.601	3.090	+16%	+482
MFH groß	teilsaniert	1.787	68.756	70.543	11.558	38.277	49.835	+42%	+20.709
MFH	saniert	1.068	12.092	13.160	3.966	5.921	9.888	+33%	+3.272
Betrachtungsjahr 2050									
ZFH	teilsaniert	721	7.502	8.223	2.186	4.060	6.245	+32%	+1.978
EFH	saniert	666	2.763	3.429	1.575	1.281	2.855	+20%	+573
RH	teilsaniert	666	2.886	3.552	1.488	1.563	3.051	+16%	+501
MFH groß	teilsaniert	1.787	68.287	70.074	11.558	37.502	49.060	+43%	+21.014
MFH	saniert	1.068	12.009	13.077	3.966	5.834	9.800	+33%	+3.277

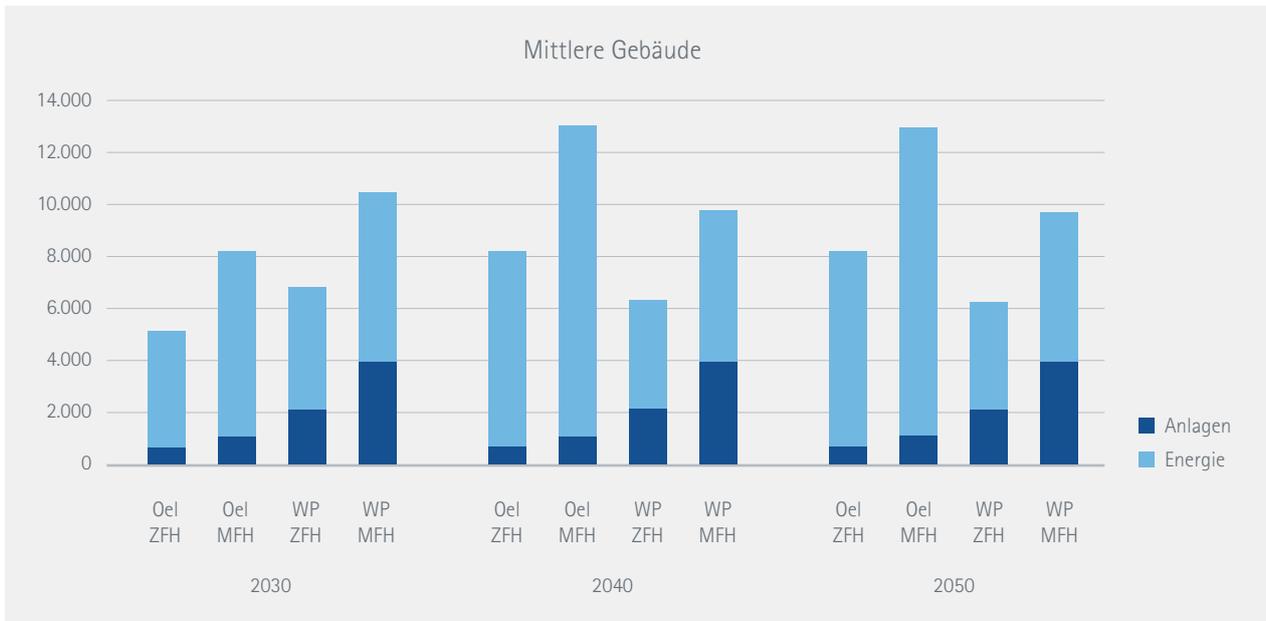
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 40: Kleine Gebäude – Reale Jahreskosten von Heizungssystemen nach Kostenart im höheren PtL-Preisfad (in €₂₀₁₅)



Quelle: Prognos AG

Abbildung 41: Mittlere Gebäude – Reale Jahreskosten von Heizungssystemen nach Kostenart im höheren PtL-Preisfad (in €₂₀₁₅)



Quelle: Prognos AG

weise wenig, da die Kostenreduktion bei der PtL-Synthese den ansteigenden Beimischungsanteilen entgegenwirkt. Bei der Wärmepumpe sind die Energiekosten im Zeitverlauf rückläufig. Dies ist auf den technischen Fortschritt und die damit höheren Jahresnutzungsgrade zurückzu-

führen. Zudem verringert sich der Strompreis nach 2030 wieder.

Im Jahr 2030 ist das Heizöl-PtL-System aus privatschaftlicher Perspektive, ohne Berücksichtigung von För-

Tabelle 29: Endverbraucherpreise für Heizöl, PtL und Strom, in Cent/kWh bei niedrigen PtL-Erzeugungskosten, Strompreis basierend auf Szenario PtX 80, reale Preise 2015

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Heizöl	Cent/kWh	6,0	8,9	9,5	9,3
PtL (niedrige Kosten)	Cent/kWh	64,0	14,9	13,0	11,1
Beimischungsanteile		0%	10,9%	65,1%	82,5%
HEL-PtL-Mischpreis	Cent/kWh	6,0	9,5	11,8	10,8
Elektrizität	Cent/kWh	28,7	30,7	28,5	29,1

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 30: Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Mustergebäude (reale Preise 2015)

Gebäudetyp	Zustand	Heizöl			Wärmepumpe			Differenz	
		Anlage	Energie	Summe	Anlage	Energie	Summe	in %	in €
Betrachtungsjahr 2030									
ZFH	teilsaniert	721	4.022	4.743	2.186	4.682	6.867	-31%	-2.124
EFH	saniert	666	1.481	2.147	1.575	1.468	3.043	-29%	-896
RH	teilsaniert	666	1.547	2.213	1.488	1.798	3.286	-33%	-1.073
MFH groß	teilsaniert	1.787	36.611	38.398	11.558	42.822	54.380	-29%	15.982
MFH	saniert	1.068	6.439	7.506	3.966	6.591	10.557	-29%	-3.051
Betrachtungsjahr 2040									
ZFH	teilsaniert	721	5.013	5.734	2.186	4.165	6.351	-10%	-616
EFH	saniert	666	1.846	2.512	1.575	1.310	2.884	-13%	-372
RH	teilsaniert	666	1.929	2.594	1.488	1.601	3.090	-16%	-495
MFH groß	teilsaniert	1.787	45.629	47.416	11.558	38.277	49.835	-5%	-2.419
MFH	saniert	1.068	8.024	9.092	3.966	5.921	9.888	-8%	-795
Betrachtungsjahr 2050									
ZFH	teilsaniert	721	4.589	5.310	2.186	4.060	6.245	-15%	-935
EFH	saniert	666	1.690	2.356	1.575	1.281	2.855	-17%	-499
RH	teilsaniert	666	1.766	2.431	1.488	1.563	3.051	-20%	-620
MFH groß	teilsaniert	1.787	41.772	43.559	11.558	37.502	49.060	-11%	-5.501
MFH	saniert	1.068	7.346	8.414	3.966	5.834	9.800	-14%	-1.386

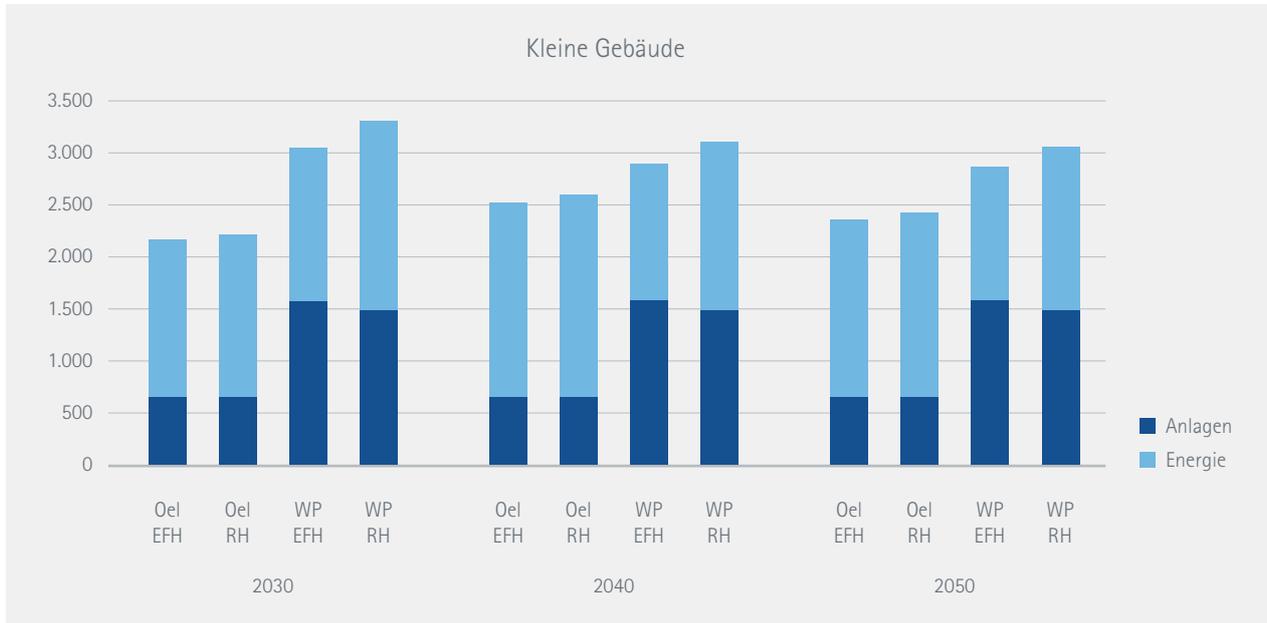
Quelle: eigene Berechnungen

dergeldern, die wirtschaftlichere Lösung. Die Jahreskosten sind im Mittel rund 23 % geringer.

In den Jahren nach 2030 nimmt der Kostenvorteil aufgrund der steigenden PtL-Beimischungsanteile ab. Im Jahr 2040, bei einem Beimischungsanteil von 65%, ist die WP

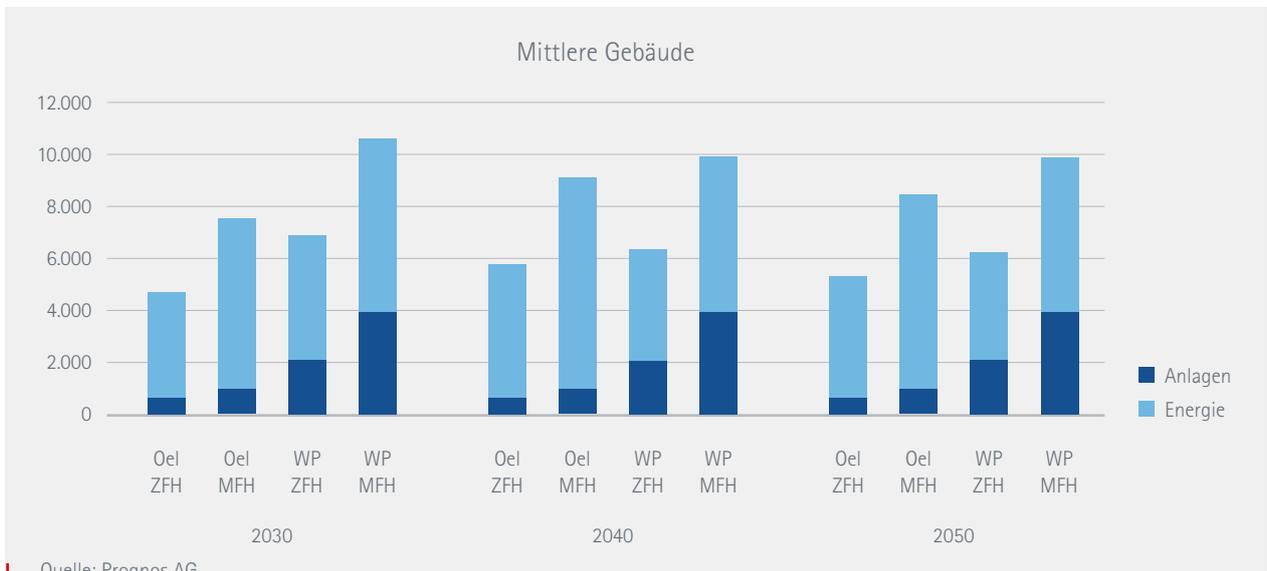
die wirtschaftlichere Lösung. Die Jahreskosten sind bei der WP zwischen 16 % bis 42 % geringer. Bei den kleinen Gebäuden haben die Anlagenkosten ein stärkeres Gewicht, hier sind die Kostendifferenzen zwischen den Systemen geringer als bei den größeren Gebäuden mit größeren Anlagen.

Abbildung 42: Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten: Kleine Gebäude – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Energie- und Anlagenkosten (reale Preise 2015)



Quelle: Prognos AG

Abbildung 43: Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten: Mittlere Gebäude – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Energie- und Anlagenkosten (reale Preise 2015)



Quelle: Prognos AG

Bis ins Jahr 2050 verringert sich der Preis für PtL, gleichzeitig erhöht sich der Beimischungsanteil auf 82,5%. der Mischpreis ist leicht höher als in 2040. Die Mehrkosten des Heizöl-PtL-Systems sind nur unwesentlich höher als im Jahr 2040, die Differenzen liegen bei 16-43% (im Mittel rund +30%).

Ergebnis: niedrige PtL-Erzeugungskosten

In einer Sensitivität wird die Wirtschaftlichkeit der beiden Wärmelösungen auf Basis der niedrigen PtL-Erzeugungskosten untersucht. Gemäß diesem unteren Preispfad kann PtL im Jahr 2050 zu Kosten von 0,7 € je Liter erzeugt werden. Dadurch verändert sich der Heizöl-PtL-Mischpreis sig-

nifikant, der Strompreis bleibt gegenüber der Grundvariante unverändert (Tabelle 29).

Die resultierenden jährlichen Energie- und Anlagenkosten der Sensitivität niedrige PtL-Erzeugungskosten sind in der Tabelle 30 beschrieben. Die Anlagenkosten (sowohl Heizöl als auch WP) und die Energiekosten bei den WP sind identisch mit denjenigen des Basisvergleichs. Aufgrund der niedrigeren PtL-Erzeugungskosten sind jedoch der Preis für das Heizöl-PtL-Gemisch und dadurch auch die Energiekosten deutlich geringer.

Im Jahr 2030 ist die Wirtschaftlichkeit der Heizöl-PtL-Lösung noch etwas höher als im Vergleich auf Basis des höheren PtL-Preispfades. Beim Heizöl-System sind die Jahreskosten im Mittel der betrachteten Mustergebäude rund 30% geringer als bei der Wärmepumpe. Der Kostenvorteil der öl-basierten Systeme nimmt im Zeitverlauf aufgrund der ansteigenden Beimischungsanteile ab, bleibt aber bis 2050 bestehen. Falls es gelingt die PtL-Erzeugungskosten auf dieses tiefe Preisniveau abzusenken, dann wäre die Heizöl-PtL-Lösung in allen Jahren bei allen Gebäuden die **wirtschaftlichere** Lösung. Am größten ist der Kostenvorteil bei den kleinen Gebäuden (15–20%), am kleinsten ist er beim großen Mehrfamilienhaus (11%).

Würden die Wärmepumpen mit einem Wärmetarif betrieben, welcher rund 4,5 Cent/kWh unter dem üblichen Haushaltstarif liegt, wären die jährlichen Kosten bei der WP etwa gleich hoch wie beim Heizöl-PtL-Misch-System mit niedrigen Erzeugungskosten.

Sensitivität: Ohne Energiesteuern

In einer weiteren Sensitivität wird die Wirtschaftlichkeit der beiden Wärmelösungen ohne Berücksichtigung der Energiesteuern verglichen, d.h. ohne Energiesteuern und ohne Stromsteuer (vgl. analoge Beispielrechnung zu den

Fahrzeugen). Die Energiesteuern beträgt aktuell beim Heizöl 0,6 € Cent je kWh, die Stromsteuer liegt bei 2 Cent je kWh. Bei einer nominalen Fortschreibung der Steuersätze verringern sich die Steuern nominal bis ins Jahr 2050 auf 0,3 Cent je Liter beim Heizöl (und PtL) und etwa 1 Cent je kWh beim Strom. Diese Beträge werden von den Energiepreisen der Grundvariante abgezogen (unter Berücksichtigung der Mehrwertsteuer). Dadurch ergeben sich die in Tabelle 31 beschriebenen Energiepreise.

Im Jahr 2030 verringert sich durch den Abzug der Energiesteuern der Preis der PtL-Mischung gegenüber der Grundvariante um 5%, der Strompreis um 6%. Im Jahr 2050 ist die Differenz gegenüber der Grundvariante geringer, der Preis für die Heizöl-PtL-Mischung liegt 2% unter der Grundvariante, der Strompreis um 4%.

Um diese Prozentbeträge verringern sich auch die Energiekosten der beiden Systeme. Bezogen auf die Gesamtkosten ist die Differenz gegenüber der Grundvariante geringer, da sich Kosten für die Anlagen, Wärmeverteilung und das Kapital nicht verändern. Gegenüber der Grundvariante verringern sich durch den Wegfall der Energiesteuer die jährlichen Gesamtkosten bei der Heizöl-PtL-Mischlösung und 2%, bei der Wärmepumpe um 2,5%. Im Vergleich zur Grundvariante verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe geringfügig stärker als bei der PtL-Lösung (Tabelle 32).

Ergebnisdiskussion

Der Vorteil der Ölheizung gegenüber der Wärmepumpe sind die **niedrigeren Investitionskosten**. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades und der ansteigenden Energiepreise – u.a. durch die Beimischung von PtL – ergeben sich aber nach 2030 beim höheren PtL-Preispfad deutlich höhere Energiekosten im Vergleich mit den hier ermittelten, etwa gleich bleibenden Endkunden Strompreisen.

Tabelle 31: Endverbraucherpreise für Heizöl, PtL und Strom, in Cent/kWh, ohne Heizölsteuer, respektive ohne Stromsteuer, reale Preise 2015

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Heizöl	Cent/kWh	5,3	8,4	9,2	9,0
PtL (höhere Kosten)	Cent/kWh	63,3	24,3	21,8	19,1
Beimischungsanteile	%	0%	10,9%	65,1%	82,5%
HEL-PtL-Mischpreis	Cent/kWh	5,3	10,1	17,3	17,2
Elektrizität	Cent/kWh	26,7	28,8	27,0	27,9

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 32: Sensitivität Berechnung ohne Energiesteuern – Jahreskosten im Vergleich, in €, nach Mustergebäude (reale Preise 2015), Basis höherer PtL-Preisfad

Gebäudetyp	Zustand	Heizöl			Wärmepumpe			Differenz	
		Anlage	Energie	Summe	Anlage	Energie	Summe	in %	in €
Betrachtungsjahr 2030									
ZFH	teilsaniert	721	4.304	5.025	2.186	4.401	6.586	-24%	-1.561
EFH	saniert	666	1.585	2.251	1.575	1.380	2.954	-24%	-704
RH	teilsaniert	666	1.656	2.322	1.488	1.690	3.178	-27%	-857
MFH groß	teilsaniert	1.787	39.177	40.964	11.558	40.251	51.809	-21%	-10.844
MFH	saniert	1.068	6.890	7.958	3.966	6.195	10.161	-22%	-2.204
Betrachtungsjahr 2040									
ZFH	teilsaniert	721	7.340	8.062	2.186	3.949	6.135	+31%	+1.927
EFH	saniert	666	2.703	3.369	1.575	1.242	2.816	+20%	+553
RH	teilsaniert	666	2.824	3.490	1.488	1.518	3.007	+16%	+483
MFH groß	teilsaniert	1.787	66.814	68.601	11.558	36.292	47.850	+43%	+20.750
MFH	saniert	1.068	11.750	12.818	3.966	5.614	9.581	+34%	+3.237
Betrachtungsjahr 2050									
ZFH	teilsaniert	721	7.334	8.055	2.186	3.892	6.078	+33%	+1.977
EFH	saniert	666	2.701	3.367	1.575	1.228	2.802	+20%	+564
RH	teilsaniert	666	2.821	3.487	1.488	1.499	2.987	+17%	+500
MFH groß	teilsaniert	1.787	66.753	68.540	11.558	35.955	47.513	+44%	+21.028
MFH	saniert	1.068	11.740	12.807	3.966	35.955	9.559	+34%	+3.248

Quelle: eigene Berechnungen

Die **Energiekosten** sind insgesamt relevanter als die Anlagenkosten, insbesondere bei den größeren Gebäuden. Bei der Ölheizung betragen sie 2030 im Mittel rund 80% der Gesamtkosten, in 2050 liegt der Mittelwert annähernd bei 90% (vgl. Balkenlänge in Abbildung 40 und Abbildung 41). Bei der Wärmepumpe ist die Bedeutung der Energiekosten geringer, der Anteil an den Gesamtkosten beträgt rund 60%.

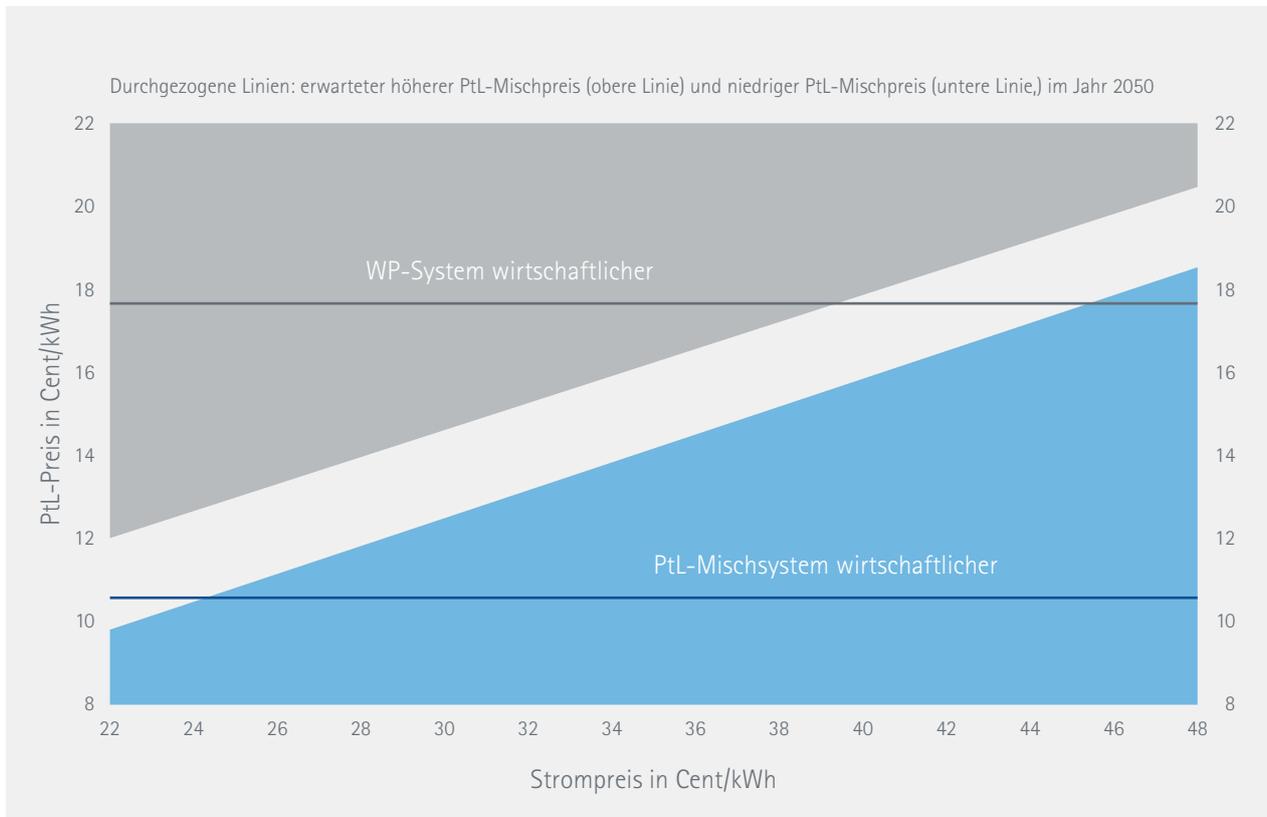
Die Ergebnisse reagieren stark auf den unterstellten **Zins** für das Investitionskapital. Mit steigenden Zins nimmt der Vorteil für die Ölheizung zu (geringere Investitionen). Auch der Beimischungsanteil hat einen starken Einfluss auf die Ergebnisse. Mit ansteigenden Beimischungsanteilen erhöht sich der Preis für das Heizöl-PtL-Gemisch, bereits ab 2040 wird im Pfad mit dem höheren PtL-Preisfad die Wärmepumpe zur wirtschaftlicheren Lösung.

Aufgrund der technologischen Entwicklung und der zunehmend besseren Umsetzung beim Einbau steigt bei den Wärmepumpen die Jahresarbeitszahl im Betrachtungs-

zeitraum an. Zudem ist der Strompreis zwischen 2030 und 2050 in den Modellberechnungen leicht rückläufig (u.a. aufgrund der abnehmende EEG-Umlage im Szenario -80%). Aus der Kombination dieser beiden Faktoren nehmen die Energiekosten bei der WP signifikant ab (-12% ggü. 2030).

In Abbildung 44 wird die **Wirtschaftlichkeit** in Abhängigkeit der **Energiepreise** für Strom und PtL beschrieben. Die Punkte sind berechnete Kippunkte, an denen jeweils bei vorgegebenem Strompreis das erste/letzte Mustergebäude auf Basis von PtL wirtschaftlicher wird als das Wärmepumpen-System. Im mittleren weißen Bereich ergeben sich keine eindeutigen Kostenvorteile für eines der beiden Systeme. Beispiel: Bei einem Strompreis von 30 Cent/kWh wird die Ölheizung ab einem Heizöl-PtL-Mischpreis zwischen 12,5 bis 14,5 Cent/kWh die wirtschaftlichere Lösung (bei sonst identischen Annahmen). Beim PtL-Mischpreis von 17,6 Cent/kWh in 2050 (höherer PtL-Preisfad) müsste der Strompreis auf etwa 40 Cent/kWh steigen,

Abbildung 44: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Energiepreise für Strom und PtL, im Jahr 2050



Quelle: Prognos AG

damit das PtL-System die wirtschaftlichere Lösung würde. Beim PtL-Mischpreis von lediglich 10,8 Cent/kWh in 2050 (niedriger PtL-Preisfad) wäre das PtL-System in allen untersuchten Fällen die wirtschaftlichere Variante, wenn der Strompreis über 23-24 Cent/kWh liegt. Die Wirtschaftlichkeit der PtL-Systeme wird bei kleinen Gebäuden mit kleinen Anlagen am ehesten erreicht.

Würden die Wärmepumpen-Anlagen in den Gebäuden lediglich eine JAZ etwa 2 erreichen (oder tiefer), wäre die PtL-Lösung bei sonst identischen Annahmen in allen untersuchten Fällen die wirtschaftlichere Option (Jahr 2050). Dies halten wir allerdings aufgrund der technischen Entwicklung für wenig wahrscheinlich.

Wenn die Wärmepumpe mit einem reduzierten Stromtarif betrieben werden kann, nehmen die Energiekosten ab. Zwar werden zunehmend weniger Wärmepumpentarife angeboten oder die Vergünstigung wird kleiner. Die Bereitschaft zur flexiblen Betriebsweise - in der Modellierung wird unterstellt, dass die Wärmepumpen teilweise vom Versorger zum Lastausgleich kurzzeitig abgeschaltet werden können - dürfte aber auch zukünftig abgegolten werden. Dadurch verbessert sich die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem Heizöl-PtL-Misch-System.

8.2.2 Verkehr - Pkw

In diesem Teil werden zwei mögliche technische Konzepte zur THG-Minderung bei Pkw hinsichtlich der Kosten für Verbraucher miteinander verglichen. Der Kostenvergleich wird für jeweils einen batterieelektrischen (BEV) und einen konventionellen (ICEV) Pkw mit Verbrennungsmotor durchgeführt, wobei dem Benzin bzw. Diesel im Zeitverlauf ansteigende Anteile an PtL gemäß den Szenarien dieser Studie beigemischt werden. Der Vergleich basiert auf den Vollkosten (Total Cost of Ownership, TCO) für einen privaten Erstkäufer. Die Vergleichsrechnungen zeigen die Kostenentwicklung zwischen den beiden Konzepten im Zeitverlauf von heute (Basis 2015) bis 2050 auf. Bei dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden vier Fälle untersucht, mit jeweils unterschiedlichen Fahrzeuggrößen, Einsatzzwecken, Jahresfahrleistungen und Nutzungsdauern. Die Fälle werden wie folgt definiert:

Damit werden für vier verschiedene Pkw-Segmente mit unterschiedlichen Nutzungsintensitäten die Wirtschaftlichkeit im Zeitverlauf bis 2050 dargestellt. Abgeleitet wird die Auswahl der Segmente aus den Kraftfahrtbundesamt (KBA) Statistiken zu Neuzulassungen und Bestand nach Segmenten (Kraftfahrtbundesamt 2016). KBA unterscheidet 13 verschiedene Pkw-Segmente, wobei die Kompaktklasse mit über

Tabelle 33: Falldefinition der Musterrechnungen bei Pkw

	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4
Pkw-Segment	Kleinwagen	Kompaktklasse	Mittelklasse	SUV
				
Einsatzzweck	City – Kurzstrecken	Allround – private Zwecke	Vielfahrer – Langstrecken	Allround – gewerblich
Jahresfahrleistung (km/a)	5.000	10.900	30.000	20.300
Antrieb ICEV	Benzin	Benzin	Diesel	Diesel
Beispielfahrzeug	Opel Corsa, Renault Zoe	VW Golf, e-Golf	VW Passat	Mercedes GLC
Nutzungsdauer (a)	10	10	4	6
Batteriewechsel	Nein	Nein	Ja	Nein

Quelle: Prognos AG

800.000 Neuzulassungen im Jahr 2017 das zulassungsstärkste Segment darstellt. Auf den Plätzen zwei bis vier folgen dann die in dieser Analyse ebenfalls berücksichtigten Segmente SUVs, Kleinwagen und Mittelklasse. Zusammen haben die vier Segmente einen Anteil von knapp 65% an den Pkw-Neuzulassungen im Jahr 2017.

Seit 2013 differenziert das KBA zwischen SUV und Geländewagen. Das Fahrzeugsegment SUV hat in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen während die Entwicklung bei den neuzugelassenen Geländewagen relativ konstant blieb. Die Fahrzeuge müssen bestimmte technische Kriterien erfüllen (beispielsweise Allrad-Antrieb) um als Geländewagen zugelassen zu werden. Dadurch sind Geländewagen in der Regel deutlich schwerer als SUV und haben somit auch einen höheren Energieverbrauch.

Die Nutzungsintensität, sprich die Fahrleistung hat einen relevanten Einfluss auf die Nutzerkosten. Die Jahresfahrleistung ist individuell sehr unterschiedlich. Aus verschiedenen Mobilitätshebungen (MiD 2008, Fahrleistungserhebung 2014 usw.) ist bekannt, dass die durchschnittlichen Jahresfahrleistungen von verschiedenen Faktoren abhängig sind, wie zum Beispiel des Fahrzeugantriebs, der Fahrzeuggröße, des Fahrzeugalters usw. Die mittlere Fahrleistung für Benzin-Pkw liegt bei rund 11.000 km und bei Diesel-Pkw sind es etwas über 20.000 km. Diese kraftstoffspezifischen durchschnittlichen Jahresfahrleistungen werden mit dem Fall 2 und Fall 4 abgedeckt. Um die Jahresfahrleistung in einem möglichst breiten Spektrum zu variieren, werden die Kosten außerdem für einen Nutzertypen mit geringer Jahresfahrleistung (Typ 1) sowie für einen Vielfahrer (Typ 4) untersucht.

In Abhängigkeit der Jahresfahrleistung wird auch die Nutzungsdauer definiert, wobei eine maximale Erstnutzung

von 10 Jahren angesetzt wird. Bei hohen Jahresfahrleistungen (Typ drei und vier) wird von einer maximalen Erstnutzerfahrleistung von 120.000 km ausgegangen. Nach den entsprechenden Lebensdauern wird das Fahrzeug mit einem Restwert verkauft.

Akku-Hersteller garantieren derzeit Laufleistungen zwischen 100.000 und 160.000 Kilometern. Die Lebensdauer bisheriger Akkus in Elektroautos wird derzeit mit acht bis zehn Jahren und 500 bis 1.000 Ladezyklen angenommen, danach verfügt der Akku über weniger als 80% der Ladekapazität. Beim Typ drei wird aufgrund der hohen Tagesfahrleistungen und entsprechend vielen Ladezyklen mit hoher Ladeleistung (Schnelladen) angenommen, dass die Batterie während der Fahrzeugnutzungsphase ausgetauscht wird.

Fahrzeugsanschaffung

Die Fahrzeugsanschaffung umfasst die Kosten für den Kauf des Fahrzeuges. Die Anschaffungskosten werden als Investition betrachtet, welche über den Nutzungszeitraum verzinst wird und danach mit einem Restwert am Markt veräußert werden kann. Die Analyse der Restwerte nach Fahrzeugsegment, Fahrleistung, Fahrzeugalter und Antrieb erfolgt über eine Auswertung der Datenbank der DAT (Deutsche Automobil Treuhand GmbH) (DAT 2018). Die Anschaffungskosten mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 4% als Annuität (jährliche Kosten) angegeben und können mit den anderen Kostenkomponenten summiert werden. Um die Anschaffungskosten in die Zukunft fortzuschreiben, wird die Entwicklung bei den Batteriepreisen berücksichtigt.

Die Kostenentwicklung bei den Batteriepreisen hat sich in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt. Nach (Claire 2017) sind die spezifischen Kosten je kWh Li-Ion Batteriepack für Pkw seit 2010 von 1.000 auf 273 \$/kWh um knapp 73 % gesunken. In (Lutsey 2016) wurde eine Meta-Analyse über verschiedene Daten und Studien durchgeführt, um die zukünftigen Kosten der Batterieentwicklung abzuschätzen. Im Pkw-Segment werden weitere Kostenreduktionen bis auf 130-180 €/kWh für den Zeitraum bis 2025 erwartet (Lutsey 2016). Mittels einer Lernkurvenentwicklung für einem moderaten Hochlauf der Elektromobilität nehmen wir einem Batteriepreis von 92 €/kWh im Jahr 2050 an.

Hinzu kommen bei den Elektrofahrzeugen die Kosten für die private Ladeinfrastruktur. Die Kosten für die Wallbox werden beim Elektrofahrzeug einmalig berücksichtigt. Der Preis liegt derzeit je nach Ladeleistung und Ausstattung im Bereich von 400 € für eine Wallbox mit einem Ladestrom von 3,7 kW und 2.000 € für eine Wallbox, an der zwei Autos gleichzeitig mit 11 kW laden können (Wallbox Test 2018). Für diese Musterrechnung wird mit einem pauschalen Preis von 1.000 € für die Wallbox und nochmals 1.000 € für die Installation gerechnet (Amato 2018).

Energieverbräuche und Energiepreise

Den untersuchten Fahrzeugen werden segmentspezifische Energieverbräuche zugewiesen. Beim KBA sind die spezifischen Energieverbräuche der Neuzulassungen nach Antrieb und Fahrzeugsegment ausgewiesen. Für alternativ

betriebene Pkw werden jedoch nur die Anzahl neu zugelassener Fahrzeuge, nicht jedoch die spezifischen Kraftstoffverbräuche dargestellt. Für die BEV werden deshalb die Energieverbräuche aus einer internen Autodatenbank abgeleitet. Bei den Energieverbräuchen werden auch die Annahme zum Einsatzzweck berücksichtigt. Der Typ drei (Mittelklasse) weißt hohe Tagesfahrleistungen auf und hat dementsprechend hohe Autobahn-Anteile. Auf der Autobahn, bei gleichmäßig hohen Geschwindigkeiten hat der Elektroantrieb wenig Möglichkeiten zum Rekuperieren (Energierückgewinnung beim Bremsen). Der BEV-SUV ist häufiger auch im Stop-and-Go-Verkehr unterwegs, deshalb ist der Energieverbrauch beim BEV-SUV tiefer als beim BEV-Mittelklasse-Pkw.

Die vom Hersteller ausgewiesenen Verbrauchswerte können gemäß (ICCT 2017) 2016 um 30 % bis über 50 % nach oben Abweichen. Eine Übersicht zu den angenommenen Energieverbräuchen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Für die zukünftige Betrachtung wird von einer Effizienzentwicklung bei beiden Antriebskonzepten ausgegangen. Die Effizienzpotenziale bezogen auf das gesamte Fahrzeugkonzept werden bei den ICEV-Pkw jedoch leicht stärker gesehen und betragen rund 35 % Kraftstoffeinsparung im Jahr 2050 gegenüber 2015. Bei BEV werden im gleichen Zeitraum 30% angesetzt, insbesondere aufgrund des bereits höheren Wirkungsgrades des Elektromotors gegenüber dem Verbrennungsmotor.

Tabelle 34: Übersicht der Anschaffungskosten für die untersuchten Pkw-Segmente

Fzg-Segment	Antrieb	Batteriekapazität in kWh (2015/2050)	Batteriepreis in € (2015/2050)	Anschaffungskosten in €	Mehrprijs Elektro in €	Mehrprijs Elektro in %
 Kleinwagen	Benzin			18.200		
	Elektro	22/33	7.500/3.000	24.700	6.500	36%
 Kompaktklasse	Benzin			24.100		
	Elektro	36/54	12.300/5.000	33.000	8.900	37%
 Mittelklasse	Diesel			33.000		
	Elektro	60/89	20.500/8.200	50.000	17.000	52%
 SUV	Diesel			30.000		
	Elektro	55/80	17.100/7.335	45.000	15.000	50%

Quelle: Prognos AG

Tabelle 35: Spezifische Energieverbräuche nach Pkw-Segment für das Basisjahr 2015

		Segment- verbrauch (KBA)	NEFZ	Realverbrauch	Real ggü. NEFZ
 Kleinwagen	Benzin (l/100km)	4,9	4,5	6,2	37,8%
	Elektro (kWh/100km)		13,0	18,2	40,5%
 Kompaktklasse	Benzin (l/100km)	5,4	5,0	6,8	36,0%
	Elektro (kWh/100km)		12,5	19,0	52,0%
 Mittelklasse	Diesel (l/100km)	4,5	4,1	6,0	46,3%
	Elektro (kWh/100km)			21,5	
 SUV	Diesel (l/100km)	4,8	4,8	7,0	45,8%
	Elektro (kWh/100km)			21,3	

Quelle: Prognos AG

Den Musterrechnungen werden die Energieträgerpreise aus dem 80%-Szenario zugrunde gelegt. Da es sich um die Verbraucherperspektive handelt, werden die Energiepreise inkl. heutiger Steuern angenommen. Benzin und Diesel werden durch die Energiesteuer im Vergleich zu Strom stärker mit Steuern belastet, deshalb wird auch eine Vergleichsrechnung ohne Steuer (ohne Energiesteuern und ohne Stromsteuer) durchgeführt.

Beim Laden von Elektrofahrzeugen können verschiedene Fälle unterschieden werden. Je nach Ort, Stromanbieter und Ladeleistung sind unterschiedliche Stromtarife anzusetzen. Grundsätzlich werden drei Ladefälle (öffentlich, halböffentlich und privat) unterschieden. Beim öffentlichen Laden wird noch zwischen Schnellladung und Normalladen unterschieden. Beim halböffentlichen Laden handelt es sich um Ladungen während der Arbeit oder während des Einkaufs. Während das halböffentliche Laden potenziell günstiger ist als privates Laden – da Unternehmen günstigere Stromtarife haben als Private – werden Schnellladungen mit hohen Ladeleistungen voraussichtlich teurer sein. Beim privaten Laden kann Strom aus dem öffentlichen Netz genutzt werden. Denkbar ist aber auch die Nutzung von selbst erzeugtem PV-Strom, welcher wesentlich günstiger ist als der normale Haushaltsstrompreis. Bei diesen Musterrechnungen wird pauschal mit einem Strompreis für Haushalte gerechnet und somit das private Laden unterstellt. Das hat zur Folge, dass Nutzer, welche häufig längere Tagesdistanzen fahren und unterwegs schnellladen (müs-

sen), voraussichtlich höhere Energiekosten aufweisen, als in diesen Musterrechnungen angenommen.

Neben den Anschaffungskosten und den Energiekosten werden für den Kostenvergleich auch die Kfz-Steuer und Kosten für Wartung und Reparatur berücksichtigt.

Aktuell sind Elektrofahrzeuge von der Kfz-Steuer für 10 Jahre befreit.¹⁴ Ab dem Jahr 2020 wird die Kfz-Steuer für Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit des zulässigen Gesamtgewichts erhoben und erreicht ungefähr das Niveau von Benzin-Pkw. Bei Diesel-Pkw sind die Kfz-Steuern substanzial höher.

Während die Kfz-Steuern jährlich und nicht abhängig von der Fahrleistung anfallen, werden die Ausgaben für Wartung und Reparatur in Abhängigkeit der Fahrleistung definiert. Bei Elektrofahrzeugen werden weniger Teile verbaut, die dem Verschleiß, der Reparatur und der regelmäßigen Wartung unterliegen. So entfällt beispielsweise die Ölschmierung, der Riementrieb, Dichtungen und viele Verschleißteile im Bereich des Verbrennungsmotors und des Getriebes. Auch die regelmäßige Abgasuntersuchung entfällt beim elektrischen Antrieb. In einem aktuellen Kostenvergleich zwischen BEV und PtL-Pkw werden die Ausgaben für BEV auf die Hälfte geschätzt (Kasten 2018). Für Wartungs- und Reparaturarbeiten werden zwischen drei und vier Cent pro Fahrzeugkilometer (segmentspezifisch) angenommen und bei Elektrofahrzeugen die Hälfte. Batterie-

14 Kraftfahrzeugsteuergesetz, § 3d Steuerbefreiung für Elektrofahrzeuge

wechsel wird beim Typ 3 angenommen, die Kosten werden der bei der Kategorie Anschaffungskosten berücksichtigt.

Bei der Kfz-Versicherung bestehen keine nennenswerten Unterschiede zwischen Elektrofahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen, weshalb sie bei der Betrachtung nicht mitberücksichtigt werden. Auch sonstige Kosten wie Ausgaben für einen Parkplatz, Reifenwechsel usw., sind nicht antriebsspezifisch und werden in dem Vergleich nicht berücksichtigt.

Ergebnisse des Kostenvergleichs

Die Ergebnisse der TCO-Rechnung werden im Folgenden für die vier untersuchten Pkw-Segmente in zeitlicher Auflösung bis 2050 dargestellt. Die Ergebnisdarstellung erfolgt anhand zweier Darstellungen je untersuchtem Segment: Zum einen werden die Kostenstrukturen der Antriebsvarianten batterieelektrischer Antrieb (BEV) und verbrennungsbasierter Antrieb mit PtL-Kraftstoff für das Szenario PtX 80 dargestellt und zum anderen werden die gesamten TCO bei unterschiedlichen Energiepreispfaden für die beiden untersuchten Antriebsvarianten verglichen.

Als abschließender Ergebnisvergleich werden die Kosten für das Jahr 2050 beim Segment Kompaktwagen in Abhängigkeit der Batteriegröße und der Jahresfahrleistung dargestellt (siehe Abbildung 53).

Beim Pkw-Segment **Kleinwagen** wird eine niedrige Jahres-

fahrleistung von 5.000 km unterstellt, dementsprechend haben die Energiekosten einen relativ geringen Anteil an den Vollkosten. Beim Benzin-PtL-Antrieb haben die Kraftstoffkosten einen Anteil von 21% an den TCO im Jahr 2015 und 27 % im Jahr 2050. Beim BEV haben die Energiekosten naturgemäß einen geringeren Anteil, dafür sind die Investitionskosten (Fixkosten) aufgrund der Batteriekosten höher.

Die TCO liegen im Basisjahr 2015 beim BEV rund 30% höher als beim Benzin-Kleinwagen mit geringer Jahresfahrleistung. Dank sinkendem Batteriepreis und steigenden Energiekosten beim Benzin-PtL-Gemisch gleichen sich die TCO langfristig an. Bei tiefen Jahresfahrleistungen bleibt der Pkw mit Verbrennungsmotor günstiger als die BEV-Variante. Bei dieser Musterrechnung ist der Benzin-PtL-Kleinwagen im Jahr 2050 4% günstiger als der BEV bezüglich den TCO.

Der Kostenvorteil beim ICEV gegenüber dem BEV vergrößert sich, wenn man den tieferen PtL-Preispfad unterstellt. Auch beim Vergleich ohne Steuern bleibt der ICEV-Kleinwagen mit geringer Jahresfahrleistung langfristig die günstigere Alternative. Beim tieferen PtL-Preispfad liegt der Kostenvorteil beim Verbrennungsmotor mit Benzin im Jahr 2050 bei 12% und beim Kostenvergleich ohne Steuern bei 8%.

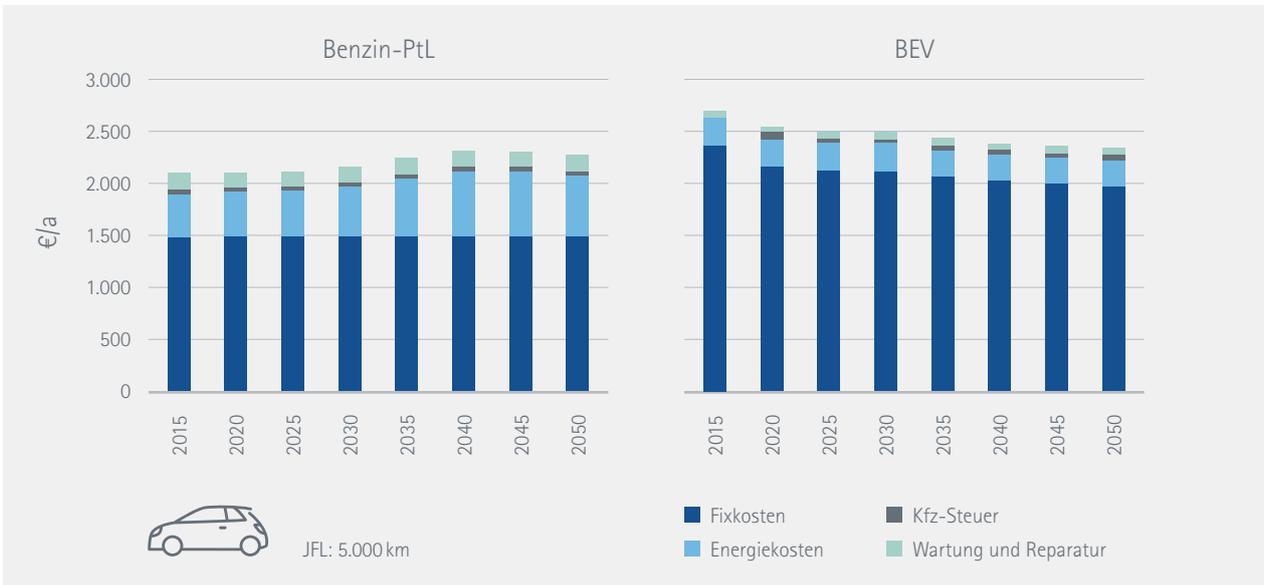
Beim Segment **Kompaktklasse** wird mit einer Jahresfahrleistung von 10.900 km gerechnet, dies entspricht der durchschnittlichen Jahresfahrleistung für Benzin-Pkw in

Tabelle 36: Endverbraucherpreise im Szenario PtX 80 für Benzin, Diesel, PtL und Strom, in €/l bzw. in Cent/kWh, reale Preise (Preisbasis 2015)

	Einheit	2015	2030	2040	2050
Benzin	€/l	1,40	1,46	1,42	1,32
Diesel	€/l	1,14	1,35	1,33	1,26
Beimischungsanteile		0%	11%	65%	83%
Benzin PtL-Mischpreis	€/l	1,40	1,63	2,18	2,08
Benzin PtL-Mischpreis niedrige Kosten	€/l	1,40	1,52	1,61	1,43
Benzin PtL-Mischpreis ohne Steuern	€/l	0,62	1,04	1,71	1,70
Diesel PtL-Mischpreis	€/l	1,14	1,51	2,10	2,02
Diesel PtL-Mischpreis niedrige Kosten	€/l	1,14	1,40	1,53	1,37
Diesel PtL-Mischpreis ohne Energiesteuer	€/l	0,58	1,09	1,76	1,75
Strom	Cent/kWh	28,7	31,2	29,3	29,9
Strom ohne Steuern	Cent/kWh	26,2	28,8	27,0	27,9

Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 45: TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 1: Segment Kleinwagen



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 46: TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 1: Segment Kleinwagen



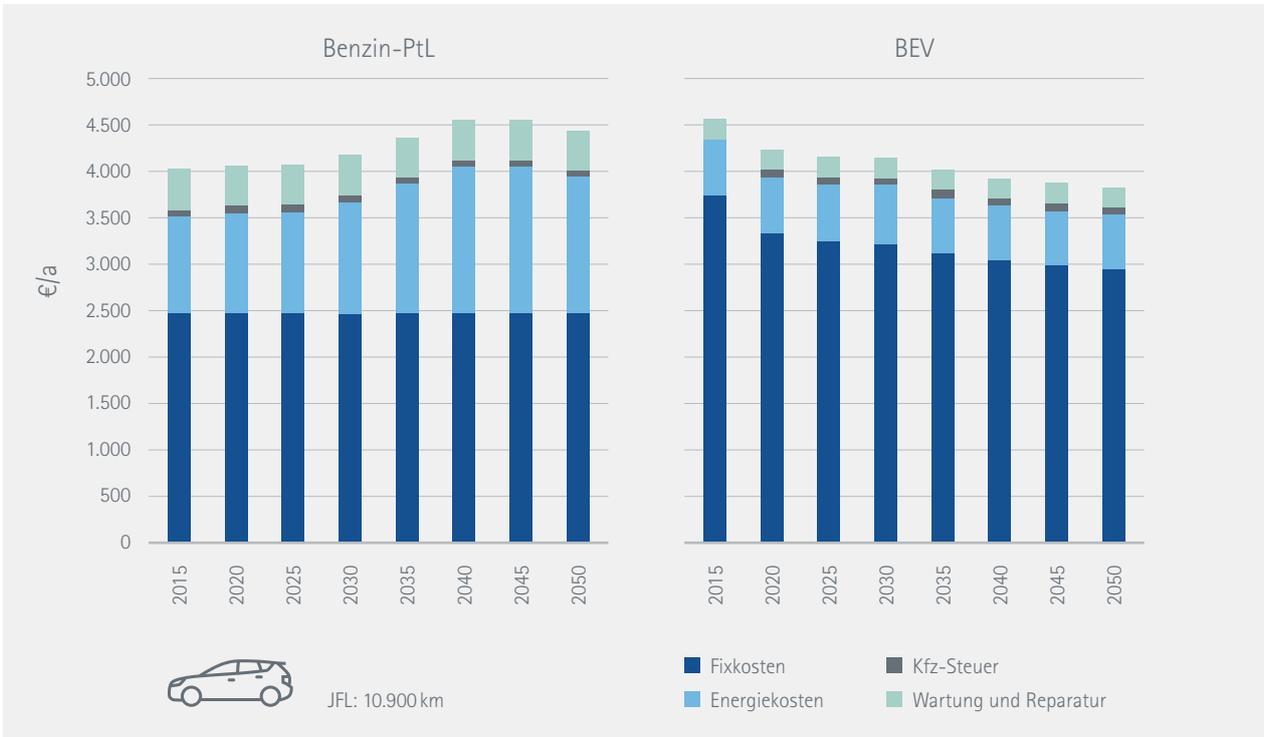
Quelle: eigene Berechnungen

Deutschland. Die Batteriekapazität für den Elektro-Pkw liegt im Jahr 2015 bei 36 kWh. Damit hat der Kompakwagen eine Reichweite von rund 200 km. Dank Effizienzfortschritten sowie einer Steigerung der Akkukapazität auf rund 50 kWh steigt die Reichweite auf 300 km im Jahr 2050.

Die TCO beim Benzin-PtL-Pkw liegen im Jahr 2015 bei gut 4.000 € pro Jahr. Höhere Anschaffungskosten (Fixkosten)

führen beim BEV trotz tieferen Energiekosten zu Mehrkosten in der Höhe von rund 13% für das Jahr 2015. Aufgrund sinkender Kosten bei den Akkus werden BEV günstiger bezüglich der TCO. Bei dieser Beispielrechnung wird der Break-even-point (Zeitpunkt, bei dem beide Antriebe gleich teuer sind) im Jahr 2030 erreicht. Nach 2030 ist der BEV bezüglich den TCO günstiger. Im Jahr 2050 liegt der Kostenvorteil beim BEV bei rund 15%.

Abbildung 47: TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 2: Segment Kompaktklasse



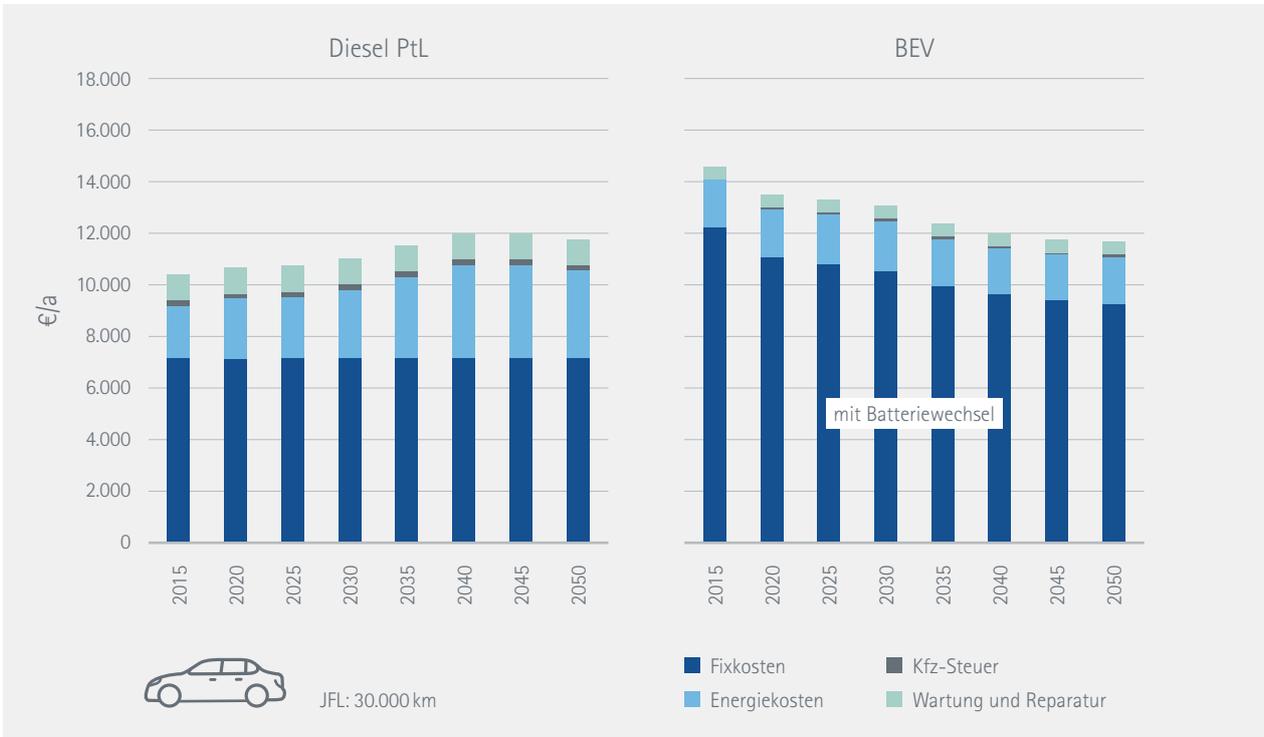
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 48: TCO Vergleich Benzin PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 2: Segment Kompaktklasse



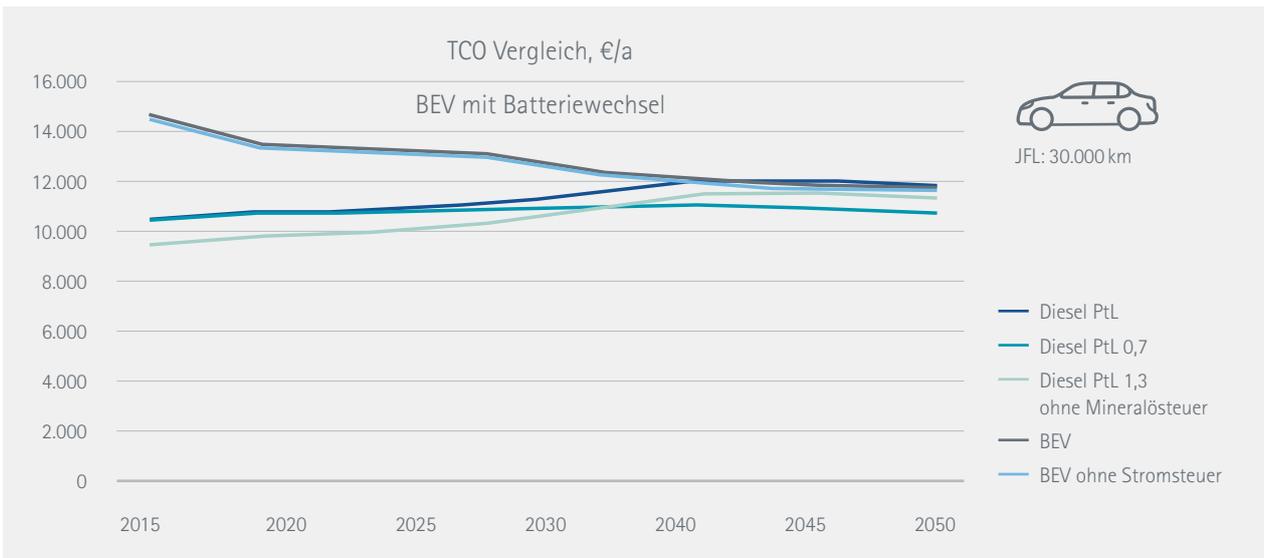
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 49: TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 3: Segment Mittelklasse



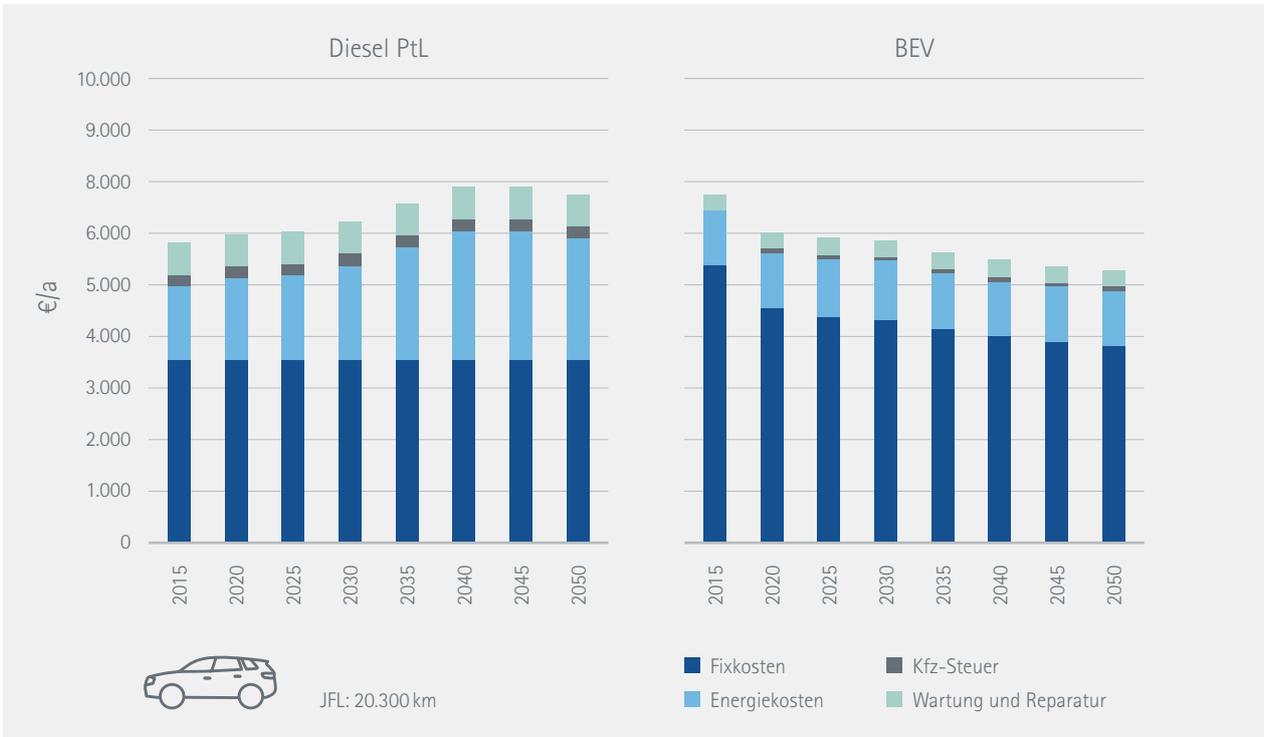
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 50: TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 3: Segment Mittelklasse



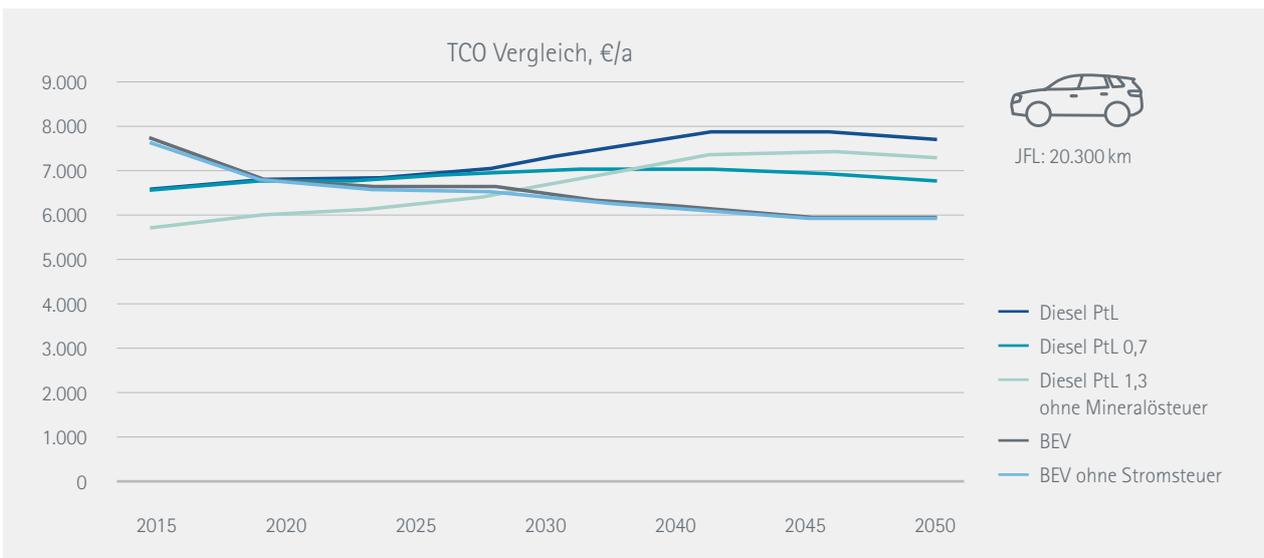
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 51: TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV nach Kostenkategorien, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 4: Segment SUV



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 52: TCO Vergleich Diesel PtL vs. BEV verschiedene Energiepreispfade, 2015 bis 2050 in €/a, Typ 4: Segment SUV

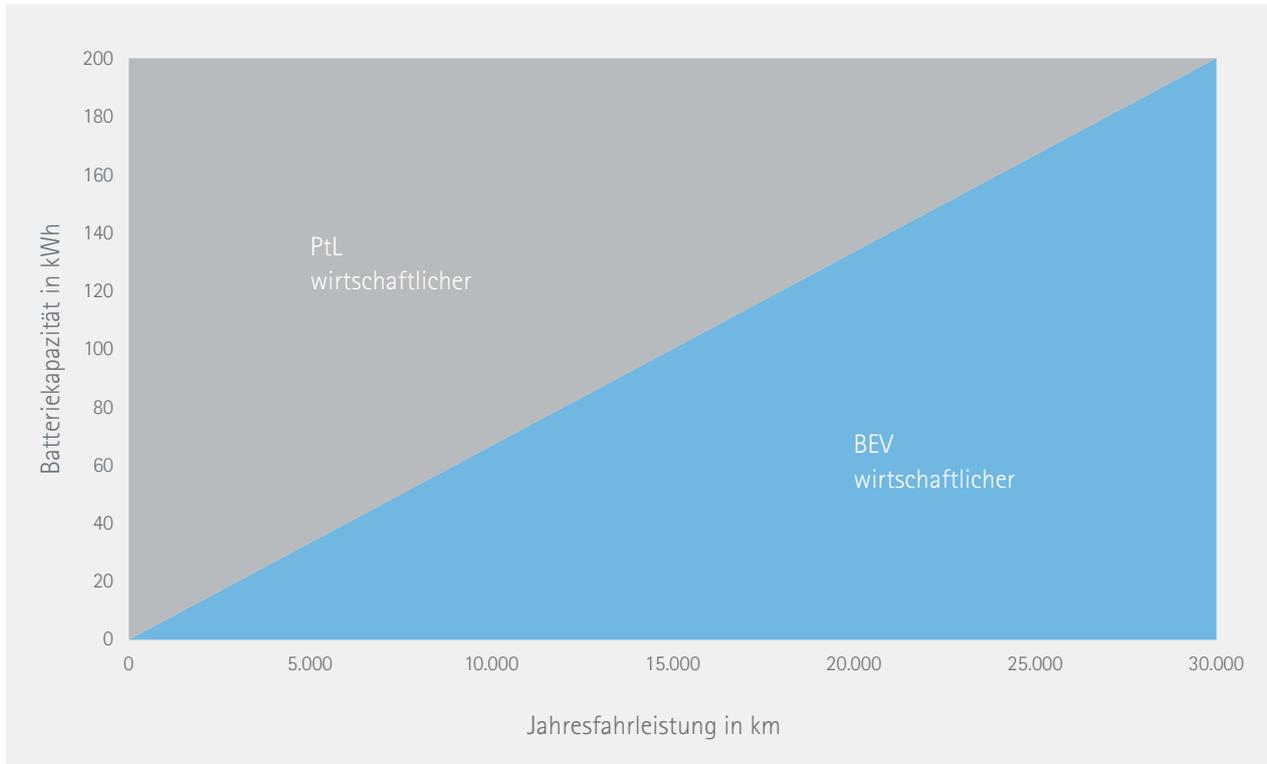


Quelle: eigene Berechnungen

Auch beim Vergleich mit verschiedenen Energiepreispfaden ist der batterieelektrische Antrieb langfristig günstiger als der Verbrennungsmotor mit PtL-Benzin. Bei niedrigerem PtL-Preis-

spfad, sind die TCO im Jahr 2050 bei den beiden untersuchten Antriebsvarianten ähnlich hoch, mit leichtem Kostenvorteil für den BEV. Bei der Variantenrechnung ohne Steuern ändert sich

Abbildung 53: TCO Vergleich für das Pkw-Segment Kompaktwagen in Abhängigkeit der Batteriekapazität und der Jahresfahrleistung für das Jahr 2050



Quelle: eigene Berechnungen

nichts an den Verhältnissen, es dauert lediglich länger bis der BEV günstiger wird. Der Break-even-Point liegt im Jahr 2035.

Bei der Musterrechnung für das **Pkw-Segment Mittelklasse** wird ein Nutzungsprofil mit hohen Tagesfahrleistungen angenommen. Dementsprechend oft und mit hohen Leistungen (Schnellladen) wird die Batterie geladen. In diesem Fahrzeugsegment wird ein Batteriewechsel während der Nutzungsdauer unterstellt. Die Fixkosten sind beim BEV aufgrund des Batteriewechsels im Basisjahr 2015 um das 1,7 fache höher als beim Mittelklasse Pkw mit Verbrennungsmotor. Bei sinkenden Batteriekosten wird das Elektroauto bei hohen Jahresfahrleistungen – trotz Batteriewechsel – konkurrenzfähig. Die TCO liegen im Jahr 2050 bei beiden untersuchten Antriebsvarianten bei rund 11.500 € 2015 pro Jahr.

Bei niedrigen PtL-Kosten bleibt der Verbrenner langfristig günstiger als der BEV mit Batteriewechsel. Der Kostenvorteil liegt bei rund 8% im Jahr 2050. Auch bei der Rechnung ohne Steuern ist der Diesel-PtL-Pkw geringfügig günstiger als das Elektroauto.

Als vierter Typ wird das **Pkw-Segment SUV** bezüglich der TCO untersucht. Die Fixkosten beim SUV mit Verbrennungsmotor liegen bei rund 5.000 €₂₀₁₅ pro Jahr. Die Mehrkosten beim BEV gegenüber dem ICEV bei der Anschaffung betragen im Jahr 2015 rund 55% und sinken auf rund 15% im Jahr 2050. Bei den anderen Kostenkategorien, speziell bei den Energiekosten, ist der BEV-SUV deutlich günstiger.

Im Basisjahr liegen die TCO-Mehrkosten beim BEV-SUV bei rund 25%. Der Break-even wird im Jahr 2030 erreicht, danach ist der BEV-SUV bezüglich TCO günstiger als der ICEV.

Wie die vier Musterrechnungen gezeigt haben, sind die TCO je nach Jahresfahrleistung und Batteriekosten entweder zu Gunsten des Elektroantriebes oder zu Gunsten des Verbrennungsmotors. Bei hohen Jahresfahrleistungen hat der BEV dank günstigeren Energiekosten TCO-Vorteile. Gleichzeitig werden bei hohen Fahrleistungen tendenziell auch größere Batterien eingesetzt, um die erforderliche Reichweite abzudecken. Größere Batterien sind jedoch auch ein starker Kostentreiber für die Elektro-Pkw. Deshalb sind BEV mit hohen Batteriekapazitäten teurer und gegenüber dem Verbrennungsmotor mit PtL nur bei hohen Jahresfahrleistungen wirtschaftlich. In der nächsten Darstellung wird der

Break-even für die beiden untersuchten Antriebskonzepte in Abhängigkeit der Kriterien Jahresfahrleistung und Batteriekapazität dargestellt. Dabei gilt explizit die Annahme, dass die anderen Parameter der TCO-Rechnung (Energieverbrauch, Anschaffungskosten usw.) nicht variiert werden.

8.3 NUTZUNGSASPEKTE

8.3.1 Kriterienraster Verbraucherfreundlichkeit

In einem Teil der Wärme- und Verkehrsanwendungen kommt es zunehmend zur Konkurrenz zwischen Anwendungen auf Basis von **Strom** und **flüssigen Brenn- bzw. Kraftstoffen**. Basierend auf erneuerbaren Energien bieten beide Optionen die Möglichkeit die THG-Emissionen der jeweiligen Sektoren zu senken.

In Bezug auf die Effizienz der Bereitstellung von Wärme bzw. Bewegungsenergie bieten die strombasierten Anwendungen klare Vorteile. Neben der Effizienz sind verschiedene weitere Aspekte ein entscheidendes Bewertungskriterium für den Nutzer, die in diesem Abschnitt unter dem Stichwort „Verbraucherfreundlichkeit“ diskutiert und verglichen werden.

Zur **Bewertung** wird eine fünfstufige **Skala** definiert mit den Stufen --, -, 0, +, ++. Da nicht alle Kriterien in kardinaler Skalierung vorliegen, ist diese ordinale Skala gewählt worden.

„--“ wird für einen hohen Vorteil der Strom-Anwendung vergeben, „-“ für einen geringen Vorteil der Stromanwendung, „0“ bei nicht vorhandenem oder geringem Unterschied zwischen Stromnutzung und flüssigen Kraftstoffen, „+“ bei einem geringen Vorteil auf Seite der flüssigen Kraftstoffe und „++“ bei einem hohen Vorteil derselben.

Die Bewertung erfolgt aus Nutzerperspektive auf Basis einer Experteneinschätzung gestützt auf Literaturrecherche. Verschiedene Vergleichskriterien werden in den drei Kategorien Wirtschaftlichkeit, Nutzungsaspekte und Umwelt definiert. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung basiert auf den Musterrechnungen (vgl. Kapitel 8.2).

8.3.2 Wärme

In der Wärmeversorgung sind die **Nutzungsunterschiede** zwischen den Heizungssystemen gering. Der Platzbedarf für Technik im Gebäude ist bei der Wärmepumpe geringer, jedoch außerhalb des Gebäudes größer. Der Wartungsaufwand einer Wärmepumpe wird geringer eingeschätzt als der einer Ölheizung. Die Ausfallsicherheit dürfte bei beiden Systemen gleich sein, das Kostenrisiko eines fehlerhaften

Einbaus ist aber bei einer Wärmepumpe größer, da kleine Fehler (z. B. in Bezug auf Vorlauftemperaturen) zu relativ hohen Mehrverbräuchen führen. Für Wärmepumpen existieren heute in vielen Städten günstige Tarife, wenn sie abschaltbar sind. In diesem Fall stellen sich die Gesamtkosten besser dar. Da wir nicht von einer Nutzung von Wärmepumpentarifen ausgegangen sind, ist hier auch nicht von Belang, ob die Abschaltbarkeit von Heizungen einen Nutzungsnachteil darstellt. Bei den Nutzungsaspekten ergibt sich insgesamt ein etwa ausgewogenes Bild. Individuelle (z. B. bauliche) Gegebenheiten können den Ausschlag geben.

Wie dargestellt hängt die Bewertung der **Wirtschaftlichkeit** aus Verbrauchersicht vor allem von den PtL Erzeugungskosten ab. Bis 2030 dürften ölbetriebene Systeme wirtschaftlicher sein als elektrische Wärmepumpen. Danach ergibt sich ein differenziertes Bild: Sollten sich die PtL Kosten auf den niedrigen Preispfad hin entwickeln, sind Ölheizungen weiterhin „die wirtschaftlichere Lösung. Im oberen Preispfad für PtL wären elektrische Wärmepumpen im Jahr 2050 aber günstiger. Zudem wurden in unserer Betrachtung keine Förderungen oder vergünstigten Tarife für Wärmepumpen angenommen.

8.3.3 Verkehr

Für den Verkehrssektor werden batterieelektrische Fahrzeuge mit Elektromotor (BEV) und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (ICEV) verglichen. Die Fahrzeuge werden zwischen Personenkraftwagen (PKW), leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und schwere Nutzfahrzeuge (SNF) unterschieden. Dabei wird für jeden Fahrzeugtyp eine typische Wegstrecke definiert:

- Für PKW werden die Fälle kurze und lange Fahrt (<50km/Tag und >200km/Tag) unterschieden,
- für LNF wird als typische Strecke ca. 100 km/Tag und
- für SNF >200km/Tag angenommen.

Die Vergleichskriterien werden nachfolgend diskutiert.

Reichweite

Die **Reichweite pro Tankfüllung** ergibt sich aus dem **Verbrauch** des Fahrzeugs und der **Energiemenge der Tankfüllung** (der Begriff gilt auch für den Energiegehalt der Batterie). Bezüglich des Verbrauchs liegt der Vorteil beim BEV aufgrund des effizienteren Motors, bezüglich des Energiegehaltes der Tankfüllung liegt der Vorteil beim Verbrennungsmotor aufgrund der deutlich

höheren gravimetrischen und volumetrischen Energiedichte der flüssigen Energieträger.

Im Jahr 2018 erreichen BEV im PKW-Segment Reichweiten (auf Basis des Neuen Europäischen Fahrzyklus, NEFZ) in der Größenordnung von 100 km bis einigen 100 km pro Batterieladung. Fahrzeuge mit **Verbrennungsmotor** bieten hier für lange Strecken einen Vorteil mit typischen Reichweiten im PKW-Bereich in der Größenordnung von bis zu **1.000 km** pro Tankfüllung.

Abweichungen von den Standardbedingungen des NEFZ erzeugen bei beiden Antriebstechnologien eine Reichweitenreduktion aufgrund Mehrverbrauchs. Aus diesem Grund wird das Kriterium **„Robustheit der Reichweite“** eingeführt. Aufgrund der geringeren Energiemenge in der Tankfüllung im BEV ist die Robustheit der Reichweite in diesem Antriebstyp tendenziell geringer:

Der **Verbrauchsvorteil der BEV sinkt bei niedrigen Temperaturen** aufgrund zusätzlicher Verbraucher (Winter: Heizung / Sommer: Klimaanlage), die aus der Batterieenergie gespeist werden. Besonders bei extremer Kälte liegt der Mehrverbrauch abhängig von Temperatur und Isolierung der Fahrgastzelle und Batterie bei Elektrofahrzeugen bis zu 100% über dem Normverbrauch. Da beim Verbrennungsmotor die Abwärme zum Heizen genutzt werden kann, verringert sich der Effizienzvorteil beim Elektroantrieb gegenüber dem Verbrennungsmotor bei extremen Temperaturen (ÖKV, Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik 2012).

Der **Verbrauchsvorteil der BEV ist abhängig vom Fahrprofil**. Bei Anwendungen im Kurzstreckenbereich und bei vielen Anfahr- und Bremsvorgängen (Stadt-/Auslieferungsverkehr) fällt er stärker aus, da zusätzlich zum generell höheren Wirkungsgrad des Elektromotors auch die Energierückgewinnung beim Bremsen hier genutzt werden kann und der Verbrennungsmotor in diesen Fahrsituationen besonders ineffizient arbeitet. Bei Fahrten mit konstant hohen Geschwindigkeiten (Autobahn) sinkt der Verbrauchsvorteil gegenüber dem Verbrennungsmotor, da sich kaum Rekuperationsmöglichkeiten ergeben und der Verbrennungsmotor in seinem Wirkungsgradoptimum arbeitet.

Im vorliegenden Szenario wird beim BEV im Mittel von einer Batteriekapazität von 55 kWh bei Neufahrzeugen im Jahr 2050 ausgegangen. Bei einem Verbrauch von 16 kWh/100 km ergibt dies eine theoretische Reichweite von 350 km (in der Realität kann die Batterie nicht auf 0% entladen werden). Im Referenzszenario wird unterstellt, dass 80% aller BEV flexibel geladen werden können.

Tankdauer

Beim Tanken von flüssigen Kraftstoffen erreicht man Leistungen von ca. **15 MW** (gerechnet mit 25 l Diesel/min), sodass der Tankvorgang eines Pkw mit ICE nur wenige Minuten dauert.

Das Laden eines Elektrofahrzeugs kann nach heutigem Stand der Technik je nach Fahrzeugausstattung (Schnellladetechnik) und Stromanschluss/Ladesäule mit Leistungen zwischen 3,5 kW (einphasige Haushaltssteckdose) und 350 kW (Tesla Supercharger) erfolgen. In letzterem Fall dem sogenannten Ultrafast-Charging kann nur bis 80% der Batteriekapazität geladen werden.

Ein Vorteil der BEV in Bezug auf die Betankung liegt darin, dass Fahrzeuge während der Standzeiten aufgeladen werden können, sofern ein Stellplatz mit Ladeinfrastruktur vorhanden ist.

In Summe liegt beim Kriterium Tankdauer der Vorteil auf Seite der flüssigen Energieträger, besonders wenn für lange Reichweiten getankt werden muss.

Für die Zukunft wird für das Kriterium Tankdauer angenommen, dass durch die weitere Entwicklung der Batterie und der Ladetechnologie bei Bedarf kürzere Tankdauern der BEV an Schnellladestationen erzielt werden können. Ihre Betankung wird jedoch auch langfristig länger dauern als diejenige von Verbrennerfahrzeugen.

Tankinfrastruktur

Die **Tankinfrastruktur für flüssige Kraftstoffe** liegt heute bei ca. 14.000 Tankstellen in Deutschland und ist seit Jahrzehnten bewährt und flächendeckend auch international verfügbar.

Die Tankinfrastruktur für **Elektrofahrzeuge** (Ladeinfrastruktur)

- ist theoretisch mit jeder Steckdose gegeben (ca. 3,5 kW), jedoch mit entsprechend geringen Leistungen und damit langen Tankvorgängen verbunden. Zudem sind in der Praxis insbesondere im öffentlichen Straßenraum Lösungen mit „Verlängerungskabeln“ von privaten Steckdosen wenig zweckmäßig.
- kann für Haushalte bei Nutzung des Kraftstromanschlusses (400 V Dreiphasenwechselstrom) auf ein Niveau bis 22 kW angehoben werden.
- ist mit bisher ca. 11.000 öffentlichen Ladestationen in Deutschland im Aufbau.

- direkte europäische Nachbarn Frankreich, Polen, Tschechien, Italien, Österreich, Schweiz haben ebenso eine schlechte Lade-Infrastruktur, was für typisches Nutzerverhalten bei Urlaubsfahrten auch mittelfristig problematisch bleiben wird. erfordert ein gegenüber dem Verbrennungsmotor verändertes Tankverhalten: Tanken findet überwiegend während der Fahrzeugstandzeiten (Parken, Einkauf, Erledigung etc.) und nur in Ausnahmefällen während des Fahrens an Schnellladestationen statt.
- bietet ohne weitere Maßnahmen für KfZ-Stellplatzbesitzer einen deutlichen Vorteil gegenüber KfZ-Nutzern, die auf öffentliche Stellplätze angewiesen sind. Der Besitzer eines KfZ-Stellplatzes (z.B. privater Parkplatz am Einfamilienhaus oder Garage) kann die Installation von Ladeinfrastruktur selbst in die Hand nehmen. E-Mobilnutzer, die ihr Fahrzeug im öffentlichen Raum abstellen, sind hingegen von der Verfügbarkeit von Stellplätzen mit Ladeinfrastruktur abhängig.
- hat rechtliche Hürden (Anspruch auf Anschluss, Standzeiten an öffentlichen Ladestationen, Kabel im öffentlichen Raum).
- erfordert einen Ausbau im Stromverteilnetz.
- Der Vorteil, besonders für Langstrecken Anwendungen, liegt auf Seiten der flüssigen Energieträger. Die zentrale Schnellladeinfrastruktur für BEV ist erst im Aufbau.

Wenn in weiterer Zukunft Schnellladestationen flächendeckend und bedarfsgerecht existieren (aufgrund längerer Tankdauer und kürzerer Reichweiten steigt der Bedarf an Ladesäulen gegenüber Tanksäulen signifikant), sinkt der Nachteil von batterieelektrischen Fahrzeugen für Überlandfahrten.

Für die Zukunft wird für das Kriterium Tankinfrastruktur ein zunehmender Ausbau der elektrischen Lademöglichkeiten angenommen. Dabei sind zentrale Ladepunkte, die mit den heutigen Tankstellen vergleichbar sind, denkbar. Darüber hinaus bieten sich aber zusätzliche Orte für die Errichtung von Lademöglichkeiten an, wie z. B. Parkhäuser, Parkplätze vor Einkaufszentren, Autobahnrastplätzen etc.

Degradation

Die Kapazität von Batterien nimmt über die Lebensdauer ab (Fraunhofer ISI 2013). Man unterscheidet die zyklische Alterung (Zusammenhang zwischen Batterienutzung und Alterung) und die kalendarische Alterung (die Speicherfähigkeit der Batterie geht im Laufe der Zeit von allein verloren auch beim Lagern oder Parken des Autos).

Die Tatsache, dass die Batteriekapazität mit der Zeit und Nutzung abnimmt, ist ein Nachteil gegenüber dem Antrieb mit Verbrennungsmotor, besonders für den Nutzer, der auf die volle Batteriekapazität angewiesen ist.

Aufgrund weiterer technologischer Entwicklungen der Batterien wird für die Zukunft eine Reduktion der Degradation angenommen.

Fahrdynamik

Der wesentliche Unterschied zwischen BEV und ICEV liegt im Drehmomentverlauf in Abhängigkeit von der Drehzahl. Batterieelektrische Fahrzeuge haben grundsätzlich eine sehr gute Beschleunigung aus dem Stand, weil der Elektromotor sofort das maximale Drehmoment liefern kann. Der Verbrennungsmotor entfaltet sein Drehmoment erst mit zunehmender Drehzahl. Mit Hinblick auf die Beschleunigung aus dem Stand ist das BEV dem ICEV dadurch überlegen.

Mit zunehmender Drehzahl sinkt das Drehmoment von Elektromotoren aufgrund der Streuung der Magnetkreislängen zwischen Rotor und Stator. Bei höheren Geschwindigkeiten sinkt damit der Beschleunigungsvorteil des BEV gegenüber dem Verbrennungsmotor, auch wegen der häufig nicht vorhandenen Übersetzung (kein Getriebe) (Stan 2015).

Beide Antriebsarten ermöglichen grundsätzlich hohe Geschwindigkeiten. Hohe Geschwindigkeit sorgt grundsätzlich unabhängig vom Antrieb für überproportional erhöhten Verbrauch. Batterieelektrische Fahrzeuge haben in Bezug auf die Höchstgeschwindigkeit hier einen Nachteil, weil sich der Mehrverbrauch wiederum stark auf den Reichweitenverlust auswirkt.

Unabhängig vom Antrieb sorgen erhöhte Geschwindigkeiten und erhöhte Beschleunigungen von Fahrzeugen für negative Umwelteffekte wie erhöhten Reifenabrieb und erhöhten Energieverbrauch.

Wartung

Unabhängig von der Antriebsart müssen Fahrzeuge in Deutschland alle 24 Monate zur Hauptuntersuchung (nach Erstzulassung das erste Mal nach 36 Monaten). Beim BEV entfällt aber eine Abgasuntersuchung. Unabhängig von der Antriebsart sind Wartungszyklen im Jahresrhythmus bzw. nach einer gewissen Kilometerleistung (Jahresinspektion) notwendig.

Unterschiede zeigen sich in Bezug auf die **Fahrzeugtechnik** (Verschleißteile). Die heutigen Elektromotoren in BEV sind in der Regel wartungsfrei. Die großen Fahrzeugbatterien

Tabelle 37: Ergebnis der Kriterienbewertung aus Verbrauchersicht – Wärme

2018	Gebäudetyp	EFH/ZFH/RH	MFH
Nutzung	Platzbedarf für Technik im Gebäude	■	■
	Platzbedarf für Technik außerhalb des Gebäudes	■	■
	Flächenbedarf Heizkörper	■	■
	Wartungs-/Prüfaufwand	■	■
	Ausfallsicherheit	■	■
	Kostenrisiko bei fehlerhaftem Einbau	■	■
Wirtschaftlichkeit bei PtL	1,3	Anschaffungskosten	■
		Betriebskosten	■
		Gesamtkosten	■
	0,7	Anschaffungskosten	■
		Betriebskosten	■
		Gesamtkosten	■
Umwelt	THG-Emissionen (Verursacherbilanz)	■	
	Luftschadstoffemissionen (Verursacherbilanz)	■	
	Lärmemissionen	■	

2030	Gebäudetyp	EFH/ZFH/RH	MFH
Nutzung	Platzbedarf für Technik im Gebäude	■	■
	Platzbedarf für Technik außerhalb des Gebäudes	■	■
	Flächenbedarf Heizkörper	■	■
	Wartungs-/Prüfaufwand	■	■
	Ausfallsicherheit	■	■
	Kostenrisiko bei fehlerhaftem Einbau	■	■
Wirtschaftlichkeit bei PtL	1,3	Anschaffungskosten	■
		Betriebskosten	■
		Gesamtkosten	■
	0,7	Anschaffungskosten	■
		Betriebskosten	■
		Gesamtkosten	■
Umwelt	THG-Emissionen (Verursacherbilanz)	■	
	Luftschadstoffemissionen (Verursacherbilanz)	■	
	Lärmemissionen	■	

■ Strom-Vorteil (hoch)
 ■ Neutral
 ■ Flüssige-Vorteil (hoch)
■ Strom-Vorteil (gering)
 ■ Flüssige-Vorteil (gering)

2050	Gebäudetyp	EFH/ZFH/RH	MFH
Nutzung	Platzbedarf für Technik im Gebäude		
	Platzbedarf für Technik außerhalb des Gebäudes		
	Flächenbedarf Heizkörper		
	Wartungs-/Prüfaufwand		
	Ausfallsicherheit		
	Kostenrisiko bei fehlerhaftem Einbau		
Wirtschaftlichkeit bei PtL	1,3	Anschaffungskosten	
		Betriebskosten	
		Gesamtkosten	
	0,7	Anschaffungskosten	
		Betriebskosten	
		Gesamtkosten	
Umwelt	THG-Emissionen (Verursacherbilanz)		
	Luftschadstoffemissionen (Verursacherbilanz)		
	Lärmemissionen		

Quelle: Prognos AG

Strom-Vorteil (hoch) Neutral Flüssige-Vorteil (hoch)
 Strom-Vorteil (gering) Flüssige-Vorteil (gering)

der BEV werden üblicherweise erwartet. Mit Bezug auf die sicherheitsrelevanten Bauteile wie Bremsen etc. ist unabhängig der Antriebsart ein ähnlicher Wartungsaufwand zu erwarten. Gegenüber den üblichen Verschleißteilen beim Verbrennungsmotor gibt es allerdings verschiedene Vorteile beim BEV: Es gibt weniger Verschleißteile, z. B. keine Filter, Zahnriemen, Steuerkette, Glüh-/Zündkerzen, Abgasanlage. Ein Ölwechsel ist nicht erforderlich. Bremsen werden tendenziell weniger abgenutzt, weil mit dem Elektromotor ein Großteil der Bremsleistung bei der Energierückgewinnung erbracht werden kann.

In Bezug auf die Verfügbarkeit von Werkstätten liegt der Vorteil aktuell bei den weit verbreiteten Verbrennungsmotoren, da noch nicht jede KfZ-Werkstatt BEV warten und reparieren kann.

Aufgrund der noch geringen Marktdurchdringung sind auch Ersatzteile und Services für das Elektroauto noch nicht im gleichen Maße verfügbar wie für ICEV.

Im zeitlichen Verlauf werden sich einige dieser Aspekte verändern, insbesondere diejenigen, die mit dem Markthochlauf verbunden sind. So werden beispielsweise Nutzungsnachteile, die mit fehlender Ladeinfrastruktur verbunden sind, im Jahr 2030 bereits deutlich reduziert auftreten, in 2050 möglicherweise bereits nicht mehr relevant sein.

8.4 UMWELT

8.4.1 Wärme

Im Hinblick auf die **THG-Emissionen** haben Wärmepumpen bereits heute in Deutschland gegenüber Ölheizungen einen Vorteil von etwa einem Drittel. Mittelfristig (2030) vergrößert sich dieser Vorteil durch den steigenden erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung. Dieser steigt in den Szenarien schneller als die Beimischung von synthetischen Mengen im Heizöl. Langfristig (2050) wird im Szenario PtX 95 die Bewertung wieder neutral, da die Beimischung des THG-neutralen Brennstoffs nahe 100% geht.

Hinsichtlich der Luftschadstoffemissionen haben Wärmepumpen kurz-, mittelfristig und langfristig einen Vorteil, da sie keine lokalen Emissionen verursachen. Lärmemissionen von Luft-Wärmetauschern können insbesondere in verdichteten Räumen eine Rolle spielen. Hier haben Öl-Systeme Vorteile.

8.4.2 Verkehr

THG-Emissionen (Verursacherprinzip)

Nach dem Verursacherprinzip werden nicht nur die THG-Emissionen am Ort der Nutzung sondern auch bei der Stromerzeugung gewertet.

Nach heutigem Strommix (ca. 530 g CO₂/kWh el, vgl. (UBA 2017)) in Deutschland verursacht ein Elektroauto in der Regel bereits geringere Emissionen als ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor. Im Jahr 2030 ergibt sich ein deutlicher Vorteil für die Elektrofahrzeuge, weil bis dahin der CO₂-Faktor der Stromerzeugung durch höhere Anteile erneuerbarer Energien deutlich reduziert ist, die Beimischungsanteile für PtL hingegen noch vergleichsweise gering sein wird.

Langfristig – also bei Einsatz von nahezu 100% erneuerbarem Strom für die BEV und für PtL bieten beide Antriebsarten eine Option für THG-emissionsfreie Mobilität.

Luftschadstoffe: lokale Emissionen (tank to wheel)

BEV sind lokal abgasfrei, was nicht bedeutet, dass Elektro-Pkw keine Luftschadstoffe verursachen. Partikelemissionen bei Reifen- und Bremsenabrieb sowie durch Wiederaufwirbelung entstehen unabhängig vom Fahrzeugantrieb. Der Verbrennungsmotor verursacht zusätzlich lokale Abgasemissionen, welche beim Verbrennungsprozess entstehen (Rußpartikel, NO_x, etc.).

Beim ICEV fallen naturgemäß lokale Emissionen an. Diese können durch synthetische PtL-Kraftstoffe reduziert werden. Langfristig werden die lokalen Emissionen des ICEV durch Abgasnachbehandlung ggü. Schadstoffgrenzwerten neutralisiert.

Lärmemissionen

Batterieelektrische Fahrzeuge sind bei geringen und mittleren Geschwindigkeiten leiser. Ab ca. 50 bis 70 km/h dominieren Reifen- und Fahrgeräusche.

Ressourcenverbrauch

BEV haben tendenziell einen erhöhten Verbrauch an Energie und Rohstoffen bei der Herstellung und Entsorgung. Mit fortschreitender Entwicklung wird erwartet, dass diese Bilanz sich verbessert.

8.5 FAZIT AUS VERBRAUCHERSICHT

Verbraucher legen neben ökonomischen gleichermaßen auch andere Kriterien wie Nutzungs- oder Umweltaspekte bei Kaufentscheidungen an. Die Kriterienbewertung zeigt ein differenziertes Bild:

Wärme

Hinsichtlich der **Wirtschaftlichkeit** sind in **Bestandsgebäuden** auf kurze bis mittlere Sicht (2030) Heizungssysteme

mit flüssigen Brennstoffen im Vorteil, da die Gesamtkosten niedriger liegen. Hierbei wurden allerdings weder Wärmepumpentarife noch Fördermaßnahmen wie Investitionszuschüsse berücksichtigt. Es kann sich also bei individueller Betrachtung für Verbraucher auch bis 2030 ein wirtschaftlicher Vorteil für Wärmepumpen ergeben.

Wenn die Anforderungen an die Treibhausgasreduktion steigen (und damit die Beimischungsanteile von PtL), zeigt der Gesamtkostenvergleich ein differenziertes Bild. Im Falle höherer PtL-Erzeugungskosten können Wärmepumpen ab 2030 wirtschaftlicher werden. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Endverbraucherstrompreise in Deutschland langfristig auf dem Preisniveau von 2015 „verharren“. Bei niedrigeren PtL-Erzeugungskosten bleiben Heizungssysteme mit flüssigen Energieträgern hingegen dauerhaft wirtschaftlicher gegenüber Wärmepumpen.

Die Bewertung der **Nutzungsaspekte** von Verbrennungsheizungen und Wärmepumpen ist neutral – es ergibt sich kein klarer Vorteil für das eine oder andere System.

Aus **Umweltsicht** weist die Wärmepumpe am Ort ihres Gebrauchs niedrige Luftschadstoffe auf. Bei der Verwendung von Ölheizungen entstehen heute zwar lokal Luftschadstoffe, die allerdings für die Problematik der Luftqualität insgesamt kaum Relevanz haben und zudem mit zunehmendem Einsatz von PtL sogar weitgehend beseitigt werden können. Die Treibhausgasemissionen sind heute und auf mittlere Sicht (2030) bei elektrischen Wärmepumpen niedriger als bei Ölheizungen. Mit zunehmenden Beimischungsanteilen von PtL (nach 2040) nähern sich die THG-Emissionen beider Systeme immer mehr an und bis zum Jahr 2050 ergibt sich eine neutrale Bewertung zwischen Wärmepumpen und PtL-basierten Heizungssystemen. Voraussetzung ist, dass dann die Stromerzeugung in Deutschland und auch die Stromimporte aus dem europäischen Strombinnenmarkt dekarbonisiert sind, und PtL als treibhausgasneutrale flüssige Energieträger in den entsprechenden Heizungssystemen eingesetzt werden.

Verkehr

In der **Nutzung** bieten Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor in der Summe der betrachteten Kriterien heute und voraussichtlich auch in den kommenden Jahrzehnten Vorteile gegenüber dem Elektroantrieb. Besonders deutliche Vorteile liegen in der robusten Reichweite, der kurzen Tankdauer und der etablierten, flächendeckenden Tankinfrastruktur auf der Seite eines Fahrzeugs mit flüssigem Kraftstoff. Diese Kriterien wiegen besonders für Langstreckennutzer und den schweren Nutzverkehr besonders schwer. Weniger eindeutig zugunsten des ICEV fällt der Vergleich bei der Bewertung kürzerer

Tabelle 38: Ergebnis der Kriterienbewertung aus Verbrauchersicht – Mobilität

2018	Mobilität	[km/Tag]	Pkw		LNF	SNF
			<50	>200	ca. 100	>200
Nutzung	Reichweite Neuer Europäischer Fahrzyklus (NEFZ)					
	Robustheit der Reichweite					
	Tankdauer (BEV mit/ohne Schnellladung)					
	Tankinfrastruktur (Land/Stadt)					
	Degradation (zyklische Alterung, kalendarische Alterung)					
	Fahrdynamik (Beschleunigung, Höchstgeschwindigkeit)					
	Wartung					
Wirtschaftlichkeit	Anschaffungskosten					
	Wiederverkaufswert					
	Wartung					
	Betriebskosten (PtL 0,7 und PtL 1,3)					
	Gesamtkosten (PtL 0,7 und PtL 1,3)					
Umwelt	THG-Emissionen (Verursacherprinzip)					
	Luftschadstoffe: lokale Emissionen (tank to wheel)					
	Lärmemissionen					
	Ressourcenverbrauch (Herstellung und Entsorgung)					

2030	Mobilität	[km/Tag]	Pkw		LNF	SNF
			<50	>200	ca. 100	>200
Nutzung	Reichweite Neuer Europäischer Fahrzyklus (NEFZ)					
	Robustheit der Reichweite					
	Tankdauer (BEV mit/ohne Schnellladung)					
	Tankinfrastruktur (Land/Stadt)					
	Degradation (zyklische Alterung, kalendarische Alterung)					
	Fahrdynamik (Beschleunigung, Höchstgeschwindigkeit)					
	Wartung					
Wirtschaftlichkeit	Anschaffungskosten					
	Wiederverkaufswert					
	Wartung					
	Betriebskosten (PtL 0,7 und PtL 1,3)					
	Gesamtkosten (PtL 1,3)					
	Gesamtkosten (PtL 0,7)					
Umwelt	THG-Emissionen (Verursacherprinzip)					
	Luftschadstoffe: lokale Emissionen (tank to wheel)					
	Lärmemissionen					
	Ressourcenverbrauch (Herstellung und Entsorgung)					

2050	Mobilität	[km/Tag]	Pkw		LNF	SNF
			<50	>200	ca. 100	>200
Nutzung	Reichweite Neuer Europäischer Fahrzyklus (NEFZ)		Neutral	Flüssige-Vorteil (gering)	Neutral	Flüssige-Vorteil (gering)
	Robustheit der Reichweite		Neutral	Flüssige-Vorteil (hoch)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (hoch)
	Tankdauer (BEV mit/ohne Schnellladung)		Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (hoch)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (hoch)
	Tankinfrastruktur (Land/Stadt)		Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)
	Degradation (zyklische Alterung, kalendarische Alterung)		Neutral	Neutral	Neutral	Flüssige-Vorteil (gering)
	Fahrdynamik (Beschleunigung, Höchstgeschwindigkeit)		Strom-Vorteil (gering)	Neutral	Strom-Vorteil (gering)	Neutral
	Wartung		Neutral	Neutral	Neutral	Flüssige-Vorteil (gering)
Wirtschaftlichkeit	Anschaffungskosten		Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)
	Wiederverkaufswert		Neutral	Neutral	Neutral	Neutral
	Wartung		Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)
	Betriebskosten (PtL 0,7 und PtL 1,3)		Strom-Vorteil (hoch)	Strom-Vorteil (hoch)	Strom-Vorteil (hoch)	Strom-Vorteil (hoch)
	Gesamtkosten (PtL 1,3)		Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)
	Gesamtkosten (PtL 0,7)		Neutral	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Neutral
Umwelt	THG-Emissionen (Verursacherprinzip)		Neutral	Neutral	Neutral	Neutral
	Luftschadstoffe: lokale Emissionen (tank to wheel)		Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)	Strom-Vorteil (gering)
	Lärmemissionen		Strom-Vorteil (gering)	Neutral	Strom-Vorteil (gering)	Neutral
	Ressourcenverbrauch (Herstellung und Entsorgung)		Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)	Flüssige-Vorteil (gering)

Quelle: Prognos AG

■ Strom-Vorteil (hoch)
 ■ Neutral
 ■ Flüssige-Vorteil (hoch)
■ Strom-Vorteil (gering)
 ■ Flüssige-Vorteil (gering)

Strecken von Pkw und LNF aus, weil eine große Reichweite weniger ins Gewicht fällt und die Fahrdynamik des BEV ohne Einschränkung das Niveau eines ICEV erreicht bzw. bei vielen Anfahr- und Abbremsvorgängen („stop-and-go“) sogar übertrifft. Aufgrund der sich abzeichnenden technologischen Entwicklung wird für die Zukunft erwartet, dass die bestehenden Nachteile bei der Nutzung des BEV reduziert werden können. Jedoch wird erwartet, dass der in Summe deutliche Vorteile bei der Nutzung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor und flüssigen Energieträgern noch lange bestehen bleiben.

Bei der **Wirtschaftlichkeitsbetrachtung** der Pkw ergibt sich insgesamt ein ähnliches Bild. Elektrische Anwendungen werden im Zeitverlauf mit sinkenden Batteriepreisen günstiger während der Pkw mit Verbrennungsmotor aufgrund steigender PtL-Beimischung bis 2040 teurer wird. Nach 2040 überwiegen die PtL-Kostenreduktionen aufgrund der Lernkurve die weiter steigende PtL-Beimischung. Im Basisjahr 2015 bestehen bei allen betrachteten Pkw-Segmenten TCO-Mehrkosten beim Elektroauto gegenüber dem ICEV von 15% bis 40%. Bei geringen Jahresfahrleistungen oder hohen Batteriekosten (z.B. weil ein Batteriewechsel notwendig ist) ist der Pkw mit Verbrennungsmotor und PtL-Kraftstoff nach TCO-Rechnung auch langfristig für den Verbraucher die günstigere Alternative, aufgrund der tieferen Anschaffungskosten gegenüber einem Elektro-Pkw.

Aufgrund der höheren Speicherdichten und schnelleren Betankungsvorgänge werden flüssige Energieträger bei der Langstreckenmobilität (Urlaubsfahrten oder beim Straßengüterverkehr) auch langfristig Nutzungsvorteile haben. Bei häufiger Nutzung aber kurzen Tagesfahrleistungen (Car-Sharing, Taxis, Lieferdienste) haben BEV sowohl ökonomische wie auch ökologische Vorteile. Bei hohen Jahresfahrleistungen sind elektrische Antriebe, aufgrund der geringeren Energiekosten, günstiger als Verbrenner. Bei Fahrten in dichtbesiedelten Räumen wird auch relevant, dass BEV vergleichsweise leise Verkehren (keine Motorgeräusche) und keine gesundheitsschädlichen Luftschadstoffe ausstoßen.

Demgegenüber ist festzuhalten, dass Elektrofahrzeuge in der Herstellung und Entsorgung aus Umweltgesichtspunkten mehr Ressourcen verbrauchen. Dies ist der energieintensiven Batterieherstellung und -recycling geschuldet. Wird der Umweltvergleich auf Basis einer Ökobilanzierung (inkl. Vor- und Nachgelagerte Effekte) gemacht, so können Verbrennungsmotoren bei sehr niedrigen Fahrleistungen auch aus ökologischer Perspektive sinnvoller sein als Elektrofahrzeuge. Dies ist allerdings maßgeblich abhängig von den indirekten Emissionen bei der Stromerzeugung, sowohl beim Fahrstrom für die Elektrofahrzeuge wie auch beim eingesetzten Strom bei der Batterieherstellung.

9

ZWISCHENFAZIT ZU DEN SZENARIEN

Die Szenarien haben gezeigt, dass die THG-Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 auch dann erreicht werden können, wenn Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Inland nur in einem moderaten Tempo wachsen. In diesem Fall ließe sich die THG-Reduktion durch eine kontinuierlich gesteigerte Zumischung von THG-neutralen synthetischen Brennstoffen zu den herkömmlichen flüssigen und gasförmigen Energieträgern erreichen.

Der **Endenergieverbrauch** wurde in den Szenarien auf „Referenzniveau“ fortgeschrieben, ebenso wie der maximale Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Aufgrund der gestiegenen Anforderungen würde allerdings der **Stromsektor** in den PtX Szenarien rascher dekarbonisiert und auch mehr Strom aus dem Ausland importiert. Im Referenzszenario enthält die deutsche Stromerzeugung noch Kohlekraftwerke, in den PtX-Szenarien hingegen nur noch Erdgas als fossilen Brennstoff. In PtX 95 ist dann bis 2050 Erdgas vollständig durch PtG zu ersetzen. Dies führt zu höheren Strompreisen. Ein weiterer Strompreisanstieg wird durch die europäische Einbettung des deutschen Strommarktes verhindert.

Da die Erzeugung von PtL und PtG heute noch relativ teuer ist, sind wir von einem allmählichen Markthochlauf ausgegangen, der nicht auf Zwischenziele, z. B. aus dem Klimaschutzplan – kalibriert wurde. Erst zwischen 2030 und 2040 nimmt dieser Markthochlauf – dann allerdings mit großer Beschleunigung – an Fahrt auf. Die THG-Ziele des Energiekonzepts im Jahr 2050 werden erreicht. Die kumulierten THG-Emissionen liegen damit höher als bei einer Entwicklung, welche die Zwischenziele der Bundesregierung einhält.

Der **PtL-Bedarf** in Deutschland könnte bis 2050 im Szenario PtX 80 rd. 1.700 PJ und in PtX 95 rd. 2.000 PJ erreichen. Dies entspricht etwa 37% bis 44% des heutigen Primärenergieverbrauchs an Mineralöl in Deutschland. Auch der PtG-Bedarf steigt in unseren Szenarien deutlich.

Unsere Szenarien erfordern **relativ geringe Investitionen** in Deutschland. So behalten die Heizungskunden überwiegend das Heizungssystem, das sie schon heute haben. Die Zahl der elektrischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge nimmt deutlich zu, sie dominieren aber auch 2050 noch nicht. Auch die infrastrukturellen Investitionen, z. B. in Stromnetze, halten sich in Grenzen. Eine Strominfrastruktur auf Autobahnen (für Oberleitungs-LKW) wäre verzichtbar. Insgesamt sind in Deutschland in den PtX-Szenarien bis 2050 34 Mrd. € bzw. 59 Mrd. € mehr zu investieren als im Referenzszenario, davon (in PtX 95) ein Drittel für CCS, ohne das eine Zielerreichung nach aktuellem Kenntnisstand erheblich teurer würde. Verglichen mit anderen Untersuchungen sind diese Investitionen niedrig.

Um den von uns angenommen Markthochlauf bei der Erzeugung zu realisieren, sind aber **umfangreiche Investitionen im Ausland** erforderlich. Im Szenario PtX 80 erreichen diese in der Summe über alle Jahre des Szenariozeitraums rd. 1.440 Mrd. €, für PtX 95 gehen wir von kumulierten Investitionen von 1.840 Mrd. € bis 2050 aus (nur für die Versorgung Deutschlands).

Für Wind- und Solarparks werden zudem erhebliche Flächen benötigt. Die tatsächliche Flächennutzbarkeit in den Ländern des Suchraums wurde nicht geprüft. Allerdings verfügen sie im Vergleich zu Deutschland über große Landflächen, viele davon sind Wüste oder Steppe.

Die hohen Investitionen im Ausland finden ihren Niederschlag in **steigenden Energiekosten im Inland**. Es ist davon auszugehen, dass die Energiekosten im PtX 80 Szenario kumuliert über alle Jahre bis 2050 **rd. 1.500 Mrd. €₂₀₁₅** über denen des Referenzszenarios ohne Erreichung der Klimaschutzziele liegen. Die Mehrkosten des Energieverbrauchs im Szenario PtX 95 gegenüber Referenz liegen in ähnlicher Größenordnung, da wir davon ausgegangen sind, dass ambitionierter weltweiter Klimaschutz die Preise fossiler Energieträger reduziert.

Aus **Verbrauchersicht** spielen unterschiedliche Kriterien eine Rolle für die Entscheidung für ein Heizungssystem oder einen Fahrzeugtyp. Wirtschaftlichkeit, Nutzungsaspekte und Umwelt sind die Faktoren, die von uns untersucht wurden. Bis 2030 weisen Verbrennungsmotoren und -heizungen überwiegend wirtschaftliche Vorteile gegenüber Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmepumpen auf. Nach 2030 dürften allerdings bei etwa gleichbleibenden Strompreisen aber höheren Beimischungsanteilen für PtL in vielen Fällen Stromlösungen günstiger werden. Wenn die PtL Kosten das untere Ende der in dieser Studie beschriebenen Kostenspanne erreichen, sind PtL-basierte flüssige Energieträger auch nach 2030 die wirtschaftlichere Lösung. Allerdings können Wärmepumpentarife oder Fördermittel für Wärmepumpen (die es heute schon gibt) Kostenvorteile für Wärmepumpen liefern.

Bei den Nutzungsaspekten von Wärmelösungen sehen die Autoren dieser Studie keinen signifikanten Unterschied zwischen Öl, Gas und Strom-Lösungen. In vielen Fällen werden bauliche Gegebenheiten den Ausschlag geben. In der Mobilität haben Stromfahrzeuge aufgrund der heute erst teilweise vorhandenen Ladeinfrastruktur und physischer Eigenschaften der Batterien Nutzungsnachteile. Einige dieser Nachteile werden bis 2030 behoben sein. Andere – wie Tankdauer versus Ladedauer – werden vermutlich noch bestehen. Ob diese Nutzungsnachteile von Belang sind, hängt wiederum von individuellen Präferenzen ab.

Aus Umweltsicht bieten elektrische Lösungen den Vorteil, geringere Luftschadstoffe am Ort des Verbrauchs zu verursachen. Die THG-Emissionen elektrischer Lösungen sind heute und mittelfristig niedriger als die von Verbrennungsmotoren bzw. -heizungen. Mit zunehmender Beimischung von THG-neutralem PtL nähern sich die Lösungen an. Bei hohen Beimischungsanteilen – wie im PtX 95 Szenario – ergibt sich eine neutrale Bewertung.

UNTERSUCHUNGSTEIL B: BESCHREIBUNG AUSGEWÄHLTER TECHNOLOGIE- PFADE

Die nachfolgende Beschreibung ausgewählter Technologiepfade stand im Vordergrund der ersten Phase der vorliegenden Untersuchung. Es geht hierbei im Kern um die folgenden drei Technologiepfade:

- Zunächst soll gezeigt werden, welche Potenziale für die Stromerzeugung aus Wind und Sonne im In- und Ausland bestehen. Wind und Sonne sind die einzigen erneuerbaren Energiequellen mit einem hinreichenden Potenzial. Aber auch sie unterliegen möglicherweise Grenzen des Wachstums, die in diesem Kapitel ausgelotet werden. Zudem sind die Stromgestehungskosten in Deutschland höher als in Ländern mit günstigeren Wetterbedingungen.
- Zudem wurde ein Fokus auf die Potenziale und Kosten der Biomasse gelegt. Hintergrund dieses Untersuchungsschwerpunktes war die Beobachtung, dass bereits heute Biomasse zur Erzeugung eines Teils der flüssigen Energieträger eingesetzt wird. Es galt, die Hypothese zu überprüfen, ob und in welchem Umfang inländische Biomasse geeignet erscheint, fossile Energieträger als Kohlenstoffquelle insbesondere für die Erzeugung von flüssigen Energieträgern zu ersetzen.
- Der dritte Technologiepfad, der in dieser Studie vertiefend untersucht wurde, ist die Erzeugung von synthetischen flüssigen (und gasförmigen) Energieträgern aus „erneuerbarem Wasserstoff“ und von Kohlendioxid aus der Luft. Hierzu werden die technischen Verfahren und Kosten beschrieben, mit denen dies möglich ist.

In der Szenarienerstellung (Untersuchungsteil A dieser Studie) wurde auf die Ergebnisse von Untersuchungsteil B zurückgegriffen.

10

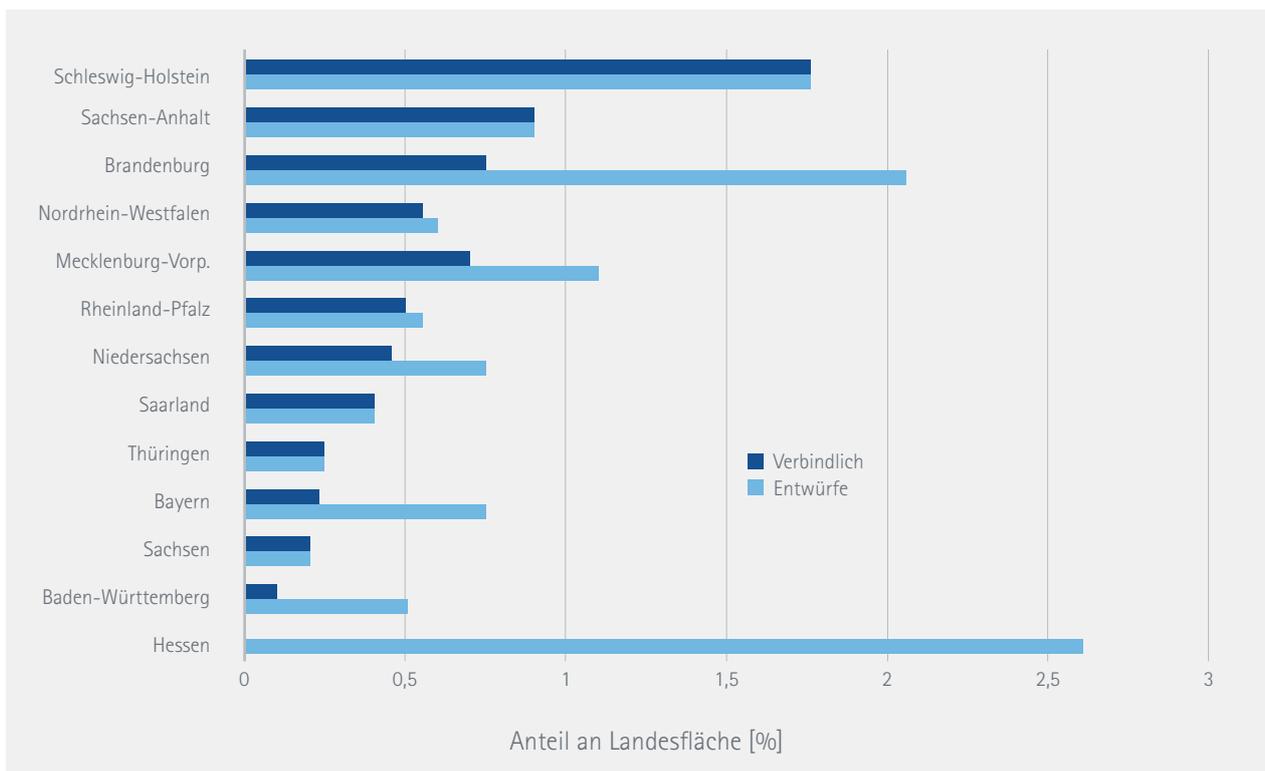
POTENZIALE UND TECHNOLOGIEN ERNEUERBARER ENERGIEN FÜR DIE STROMERZEUGUNG

10.1 POTENZIALE UND KOSTEN IN DEUTSCHLAND

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren in Deutschland deutlich ausgebaut worden. Wurden im Jahr 2010 noch 104 TWh erzeugt, lag die Erzeugung im Jahr 2016 bereits bei rund 188 TWh (Umweltbundesamt 2017). Im Jahr 2017 erfolgte eine weitere deutliche Steigerung auf rund 217 TWh (BDEW 2017).

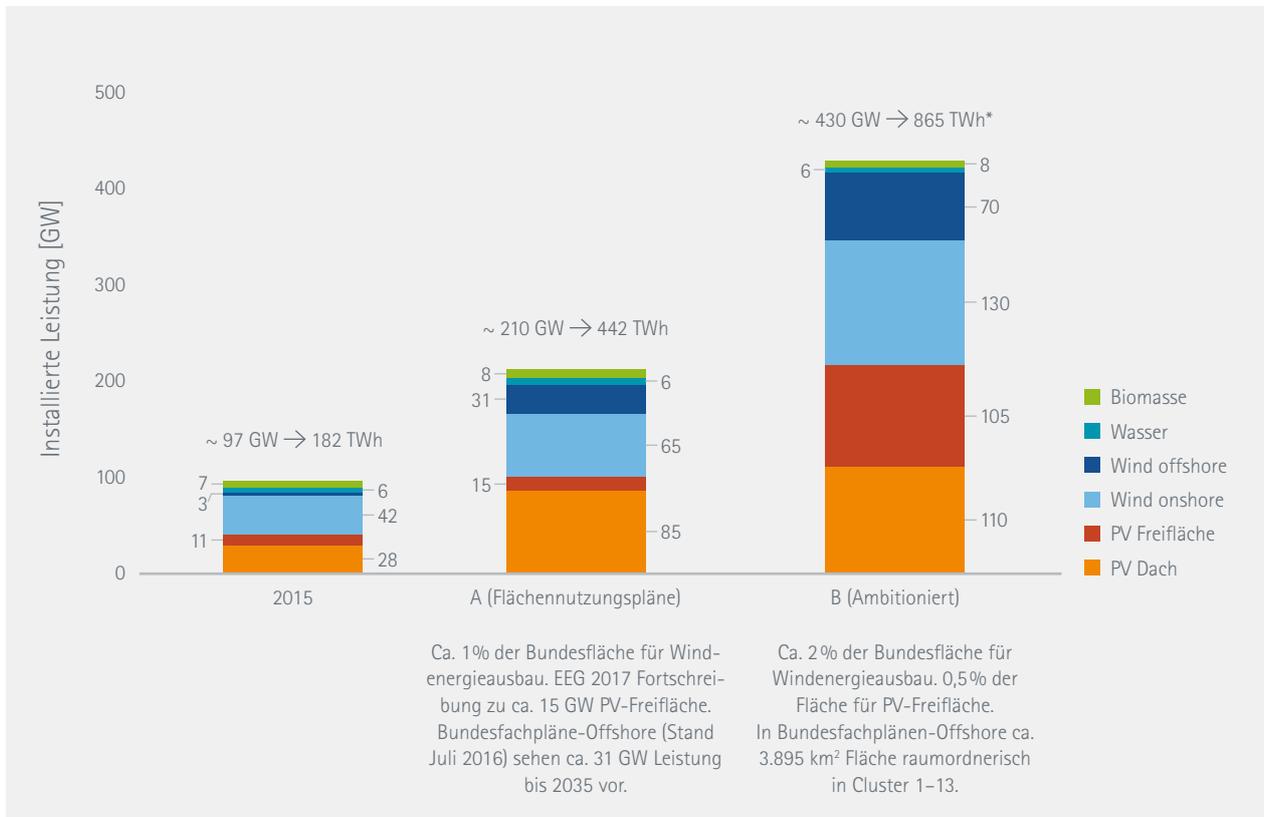
Der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist jedoch wesentlich raumwirksamer als der Einsatz fossiler Kraftwerke. Daher rückt die Frage nach der Verfügbarkeit nutzbarer Flächenpotenziale mehr und mehr in den Vordergrund der politischen Diskussion (BMVI 2015). Dabei stellt sich die Frage, ob die Deckung des Strombedarfs in Deutschland langfristig aus der inländischen Erzeugung mithilfe erneuerbarer Energien erfolgen kann, oder ob dabei bereits vorher Grenzen der gesellschaftlichen Akzeptanz erreicht werden.

Abbildung 54: Anteil der ausgewiesenen Windvorranggebiete an der Gesamtfläche der Bundesländer*



Quelle: Eigene Abbildung nach (Zaspel-Heisters 2015), *Stand: 2015

Abbildung 55: In Deutschland realisierbare Leistung in GW und Stromerzeugungspotenzial in TWh erneuerbarer Energien



Quelle: Prognos AG, *Perspektivisch weitere Offshore-Leistung in Cluster 14 möglich, ein bisher noch nicht entwickeltes Offshore Cluster mit großer Küstenentfernung, mit 2715 km² Fläche und weiteren ~ 50 GW installierbarer Leistung und ~ 200 TWh Erzeugungspotenzial. (Vgl. Bundesfachplan Offshore für Nordsee/Ostsee des BSH, Stand 2017)

Allgemein ist die Akzeptanz für erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland nach wie vor sehr hoch. Die jährlich durchgeführten repräsentativen Umfragen der Agentur für erneuerbare Energie zeigen seit vielen Jahren ein stabiles Bild. Die Mehrheit der Befragten bewertet eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in ihrer Nachbarschaft positiv. Die höchste Zustimmung finden dabei Solar- und Windparks. Erfahrungen der Projektierer und Betreiber neuer Windparks zeigten aber zuletzt auch, dass sie zunehmend mit Protesten lokal betroffener Bürger konfrontiert werden (Agora Energiewende 2018).

Potenziale

Das inländische **Erzeugungspotenzial** für Strom aus erneuerbaren Energien hängt insbesondere von der gesellschaftlichen Akzeptanz bei der Flächennutzung ab. Es ist davon auszugehen, dass langfristig nicht die physische Verfügbarkeit von Standorten den limitierenden Faktor darstellen wird,

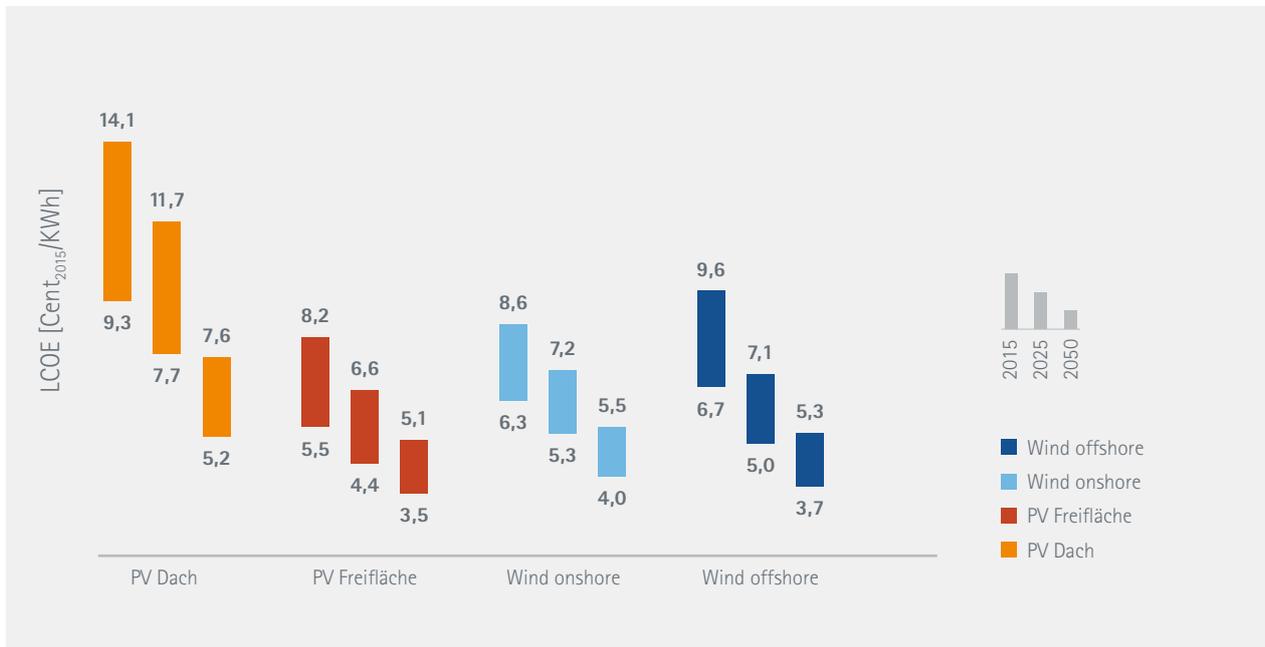
sondern die Frage, wie viel Raum der erneuerbaren Energieerzeugung zugesprochen wird.

Eine wissenschaftliche Untersuchung der Frage, was ein akzeptables Niveau für den Ausbau insbesondere der Onshore-Windenergie und der Freiflächen-Solarenergie ist, steht bisher aus, ist allerdings auch methodisch schwierig. In einigen Bundesländern ist der Ausbau erneuerbarer Energien durch hohe Anforderungen an den Abstand von Windparks zur Wohnbebauung eingeschränkt worden. So verlangt Bayern einen Mindestabstand, der dem Zehnfachen der Gesamthöhe (Nabenhöhe plus Rotorradius) von Windkraftanlagen entspricht.¹⁵

Aktuell weisen die Flächennutzungspläne in Deutschland knapp 1% der Bundesfläche oder 3.515 km² als Windvorranggebiet aus (Stand: April 2015). Dies bezieht bereits Flächen mit ein, die nur in Entwürfen vorgesehen und daher noch nicht verbindlich festgelegt sind. Abbildung 54 zeigt

15 In Ausnahmefällen kann dieser Abstand mit Zustimmung der betroffenen Kommunen in den Bauleitplänen auch unterschritten werden.

Abbildung 56: Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Kapitalkosten zwischen 2% und 7% in Cent/kWh (reale Preise 2015)



Quelle: eigene Berechnungen

die Aufteilung der Windvorranggebiete auf die einzelnen Bundesländer. Schöpft man diese Flächen vollständig aus, so könnten darauf in etwa 65 GW Windenergie installiert werden. Diese Leistung wird in allen in dieser Studie gerechneten Szenarien bereits vor dem Jahr 2030 überschritten. Bis zum Jahr 2050 wären Flächen für weitere 25 GW Windenergie nötig.

Würden 2% der Bundesfläche für Onshore-Windenergie und 0,5% für Photovoltaik (PV) (zusammen knapp 9.000 km²) genutzt, so ergäbe sich zusammen mit den anderen Optionen (Offshore-Windenergie, PV auf Dächern, Biomasse, Wasserkraft) unter Berücksichtigung von moderaten Entwicklungen in der Leistungsfähigkeit der Anlagen etwa 865 TWh jährliches Stromerzeugungspotenzial.

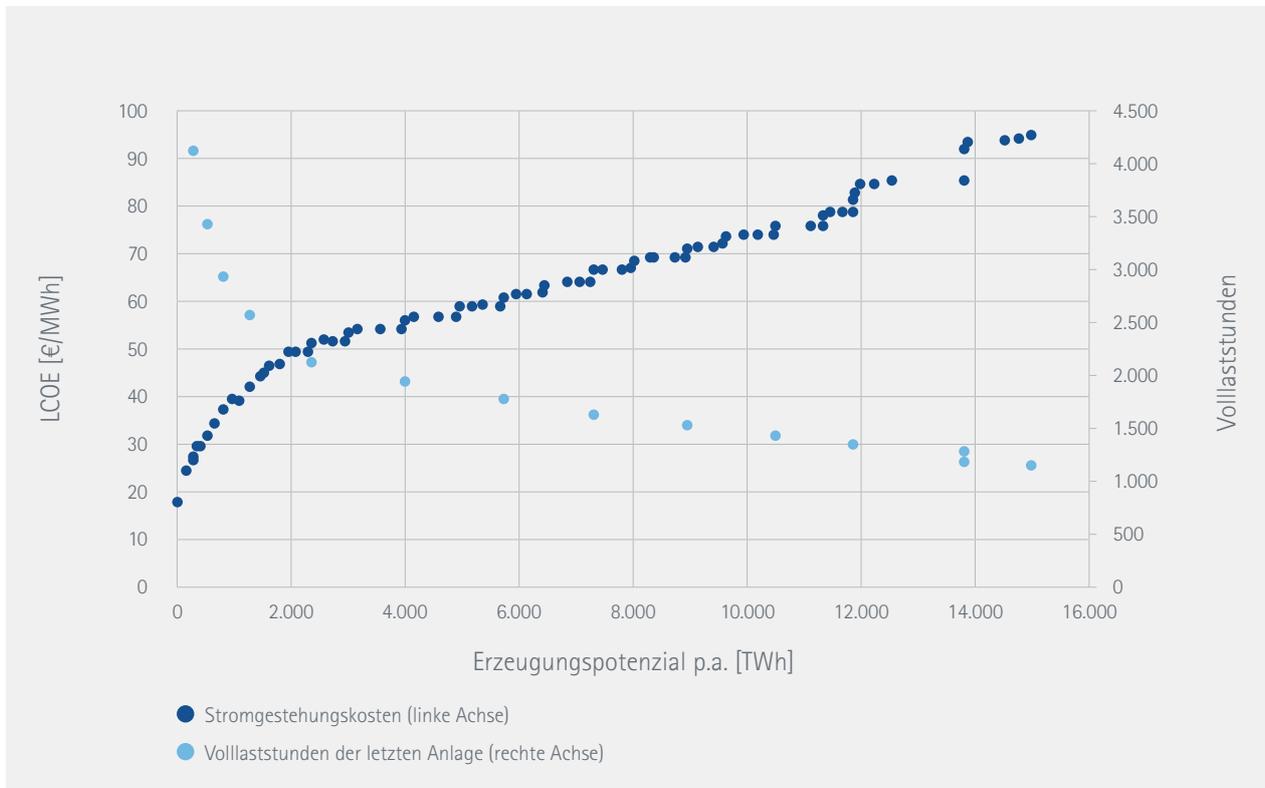
Prognos hat – diesem Ansatz folgend – das Gesamtpotenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland zum einen mit begrenzter Flächenausweisung (Variante A) und zum anderen mit geringerer Flächenrestriktion und höherer Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Variante B) abgeschätzt. Dabei ergab sich ein realisierbares Potenzial zwischen 442 TWh und 865 TWh jährlicher Stromerzeugung. Die Ergebnisse nach Erzeugungstechnologien zeigt Abbildung 55. Die zugrundeliegenden Annahmen zum Flächenbedarf sind Tabelle 54 im Anhang zu entnehmen.

In der Variante A wurden bewusst große Restriktionen beim weiteren EE-Ausbau angenommen, um im Vergleich zu anderen gängigen Energiesystemszenarien deutlich alternative Klimaschutzwege aufzeigen zu können. So kann die installierte Leistung für Wind an Land im Vergleich zur Ende 2017 installierten Leistung nur noch um 14 GW ansteigen. Die Begrenzung der Leistung von PV-Freiflächenanlagen auf in Summe 15 GW ist ebenfalls eher niedrig angesetzt, in Anbetracht der heute hohen Akzeptanz für PV-Parks und der zur Verfügung stehenden Flächen mit geringen Nutzungskonkurrenzen (z. B. entlang von Autobahnen, Bahnstrecken, Rekultivierungsflächen usw.).

An dieser Stelle soll keine Einschätzung darüber abgegeben werden, welcher der beiden Werte realistischer ist. Die Szenarien dieser Untersuchung nehmen jedoch die Setzung vor, dass es Restriktionen in Deutschland gibt und der Ausbau erneuerbarer Energien etwa auf das Niveau des Referenzszenarios beschränkt bleibt.

Fest steht, dass die vollständige Ausnutzung der Flächennutzungspläne in Variante A nicht ausreicht um allein den heutigen Strombedarf zu decken (der Bruttostromverbrauch im Jahr 2016 betrug 595 TWh). Die Auswertung unterschiedlicher aktueller Energiesystemstudien zeigt bis 2050 einen inländischen Strombedarf zwischen 450 und 1.100 TWh (Agentur für erneuerbare Energien 2016).

Abbildung 57: Kosten-Potenzial-Kurve für Onshore-Windenergie in der MENA-Region für das Jahr 2050



Quelle: eigene Darstellung nach (Zickfeld und Wieland 2012)

Kosten

Die spezifischen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in den vergangenen Jahren stark gefallen und liegen damit heute zum Teil unter den Erzeugungskosten von fossilen Kraftwerken. Auch für die Jahre bis 2050 kann von einer weiteren Kostendegression ausgegangen werden. Abbildung 56 zeigt die angenommene Entwicklung der Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien bei unterschiedlichen Kapitalkosten. Die zugrunde liegenden Annahmen sind Tabelle 54 im Anhang zu entnehmen. Der obere und der untere Wert ergeben sich bei angenommenen Kapitalkosten von 7% bzw. 2%. Die übrigen angenommenen Parameter¹⁶ bleiben hingegen konstant. Die errechneten Werte stellen einen Mittelwert für in Deutschland neu installierte Anlagen im Jahr 2015, 2025 und 2050 dar, das heißt, dass zum Teil Anlagen deutlich höhere Stromgestehungskosten aufweisen werden, insbesondere, wenn insgesamt große Potenziale (wie in Variante B in Abbildung 55) erschlossen werden sollen.

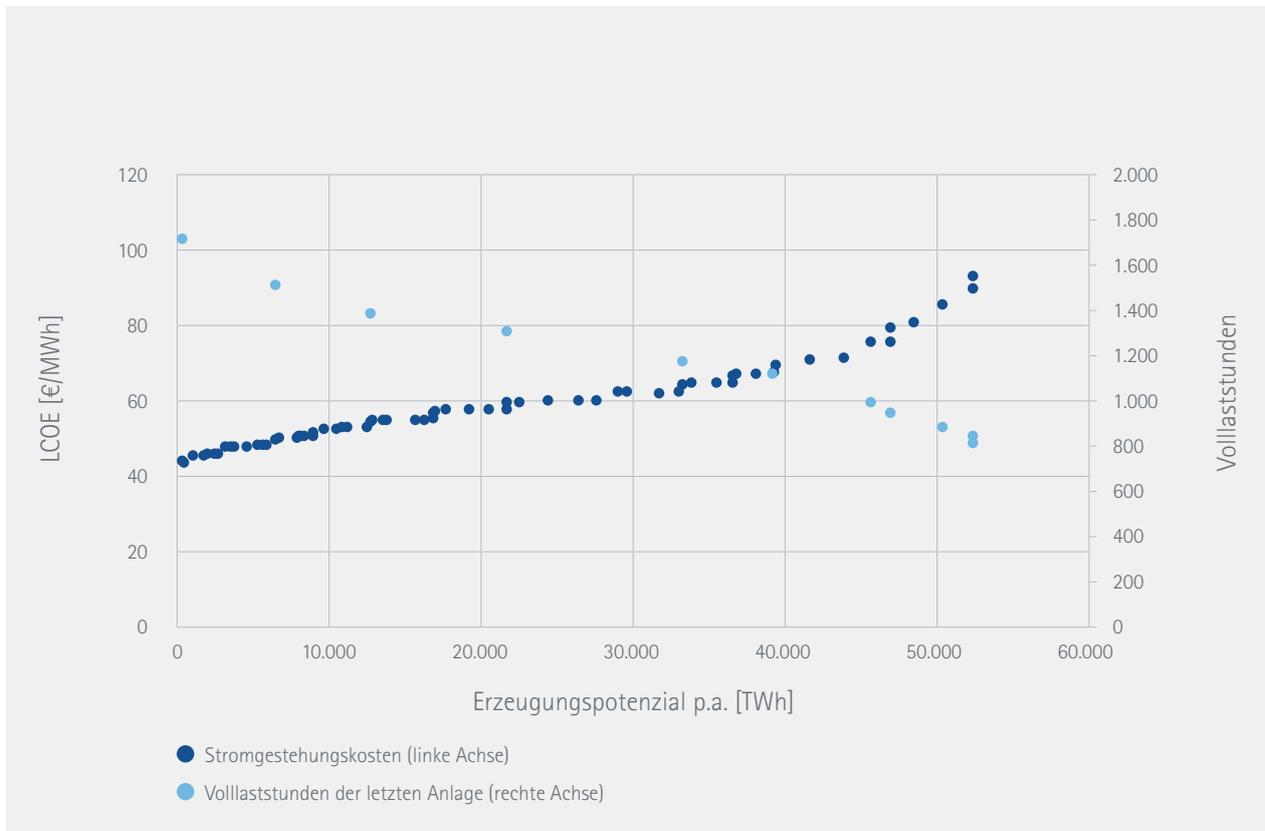
Zur Einordnung der Stromgestehungskosten muss hier insbesondere vor dem Hintergrund eines Vergleichs zum nächsten Abschnitt auf folgendes hingewiesen werden: Die explizite Auswertung einer Kosten-Potenzial-Kurve in Deutschland wurde im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen. Damit wird ein möglicher kostensteigernder Effekt durch die Notwendigkeit der Erschließung von Standorten mit schlechteren Erzeugungsbedingungen und damit geringeren erzielbaren Volllaststunden möglicherweise nicht vollumfänglich erfasst. Insbesondere für die Technologie Wind onshore, bei der die Fragestellung besonders adressiert werden muss, ist dies jedoch teilweise dadurch berücksichtigt, dass die der Rechnung zu Grunde gelegten Volllaststunden im Vergleich zu vielen anderen Systemstudien eher gering angenommen sind (vgl. z.B. (BMW, Fraunhofer ISI et al. 2017), (enervis energy advisors GmbH 2017)).

10.2 POTENZIALE UND KOSTEN IM AUSLAND

Wie im vorhergehenden Kapitel erläutert ist die zunehmende Ausnutzung des inländischen Potenzials zur Stro-

¹⁶ Annahmen: Anlagenlebensdauer 25 Jahre; konstante Erträge und Betriebskosten; alle Investitionskosten (inkl. Reserve und Rückbaukosten) fallen zum Projektbeginn an; ohne Betrachtung von Steuern

Abbildung 58: Kosten-Potenzial-Kurve für Solar-PV in der MENA-Region für das Jahr 2050



Quelle: eigene Darstellung nach (Zickfeld und Wieland 2012)

merzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland möglicherweise durch Restriktionen bei der Akzeptanz und Flächenbereitstellung begrenzt. Alternativ könnte der Strombezug durch Importe erneuerbar erzeugten Stroms aus anderen Europäischen Staaten erfolgen.

In dieser Studie gehen die Autoren davon aus, dass die anderen EU-Staaten langfristig ähnlich ambitionierte Klimaziele wie Deutschland verfolgen und daher zunächst die Deckung ihres eigenen inländischen Strombedarfs priorisieren. Eventuell noch vorhandene Überschussmengen könnten ggf. nach Deutschland exportiert werden. Für den Transport des Stroms aus Südeuropa müssten jedoch spezifische Netzkosten zwischen 2,8 Cent/kWh und 3,9 Cent/kWh zusätzlich zu den spezifischen Erzeugungskosten getragen werden.¹⁷

Für die großtechnische Erzeugung von PtX in Deutschland reichen weder die „akzeptierten Potenziale“, noch sind die erreichbaren Gestehungskosten bei Sicherstellung hoher Anlagenauslastung attraktiv genug. Hierfür dürften vor allem Standorte außerhalb Europas in Frage kommen. Im Rahmen dieser Studie konzentrieren sich die Betrachtungen

daher auf das Potenzial von Windenergie und Solar-PV in der sogenannten MENA-Region (Middle East and North-Africa) sowie Kasachstan.

Potenziale

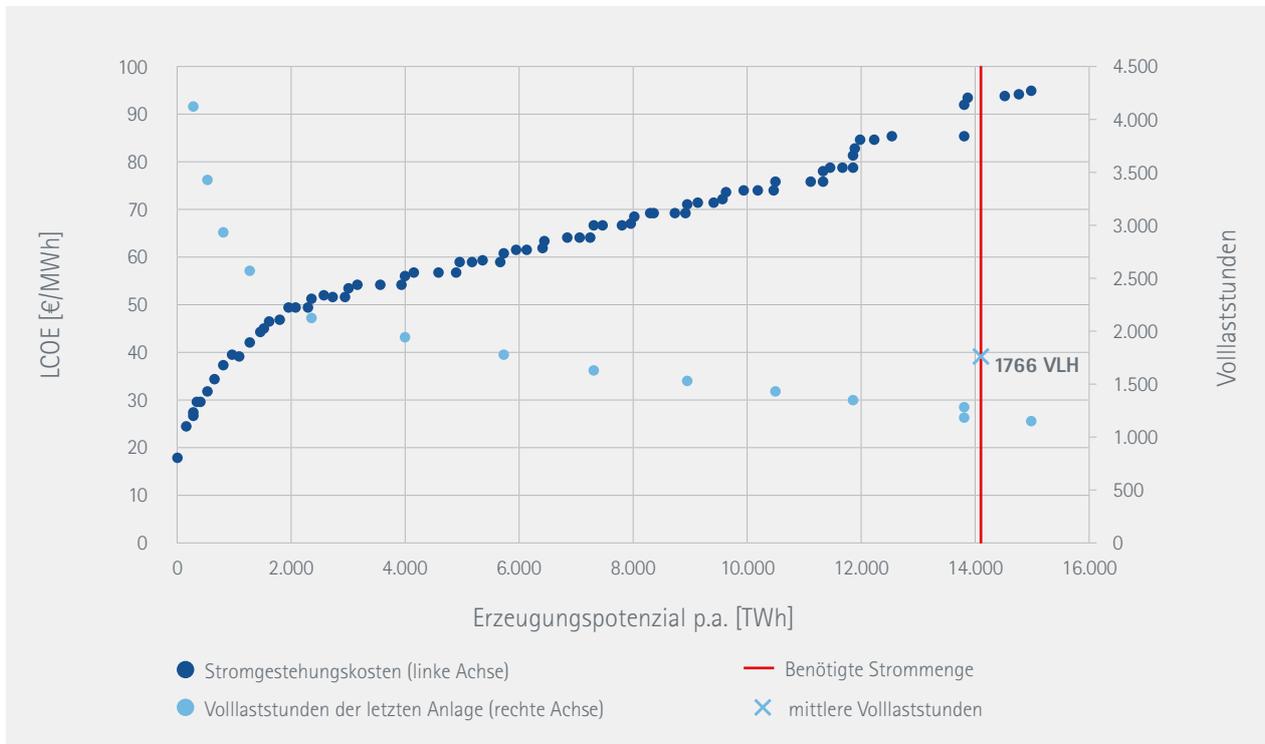
In dieser Studie werden die Potenziale in der MENA-Region anhand vorhandener Potenzialabschätzungen aus der Literatur dargestellt (Zickfeld und Wieland 2012).

Da für die Versorgung Europas mit synthetischen flüssigen Energieträgern große Strommengen benötigt werden, ist es insbesondere wichtig zu wissen, welche Strommengen zu welchen Erzeugungskonditionen (hier: erzielbare Volllaststunden) zur Verfügung gestellt werden können. Eine Aussage darüber lässt sich mit sogenannten Kosten-Potenzial-Kurven treffen.

Abbildung 57 zeigt die Kosten-Potenzial-Kurve für Onshore-Windenergie für die MENA-Region im Jahr 2050. Dargestellt ist das Erzeugungspotenzial mit den zugehörigen Stromgestehungskosten und den erzielbaren Volllaststunden der letzten errichteten Anlage. Das Erzeugungspoten-

¹⁷ Nach eigenen Berechnungen. Angenommene Lebensdauer der Stromleitung beträgt 40 Jahre und die Kapitalkosten werden mit 6% veranschlagt.

Abbildung 59: Mittlere erzielbare Volllaststunden für Onshore-Wind bei Ausschöpfung der notwendigen Potenziale in der MENA-Region



Quelle: eigene Darstellung nach (Zickfeld und Wieland 2012)

zial von Windenergie in der MENA-Region ist mit 15.000 TWh pro Jahr knapp 50-mal größer als das in Deutschland angenommene realisierbare Potenzial von Onshore-Wind in Variante B. Allerdings wird deutlich, dass nur etwa 2.000 TWh an Standorten erzeugt werden können, die mehr als 2.000 Volllaststunden erreichen und damit geringere Erzeugungskosten aufweisen als in Deutschland.

Die Kosten-Potenzial-Kurve für Solar-PV in der MENA-Region ist in Abbildung 58 abgebildet. Mit etwa 53.000 TWh entspricht das jährliche Erzeugungspotenzial noch einmal knapp dem 260-fachen des in Deutschland angenommenen realisierbaren Potenzials aus Solar-PV. Dabei sind sogar rund 45.000 TWh zu besseren Konditionen als an Deutschen Standorten erzeugbar.

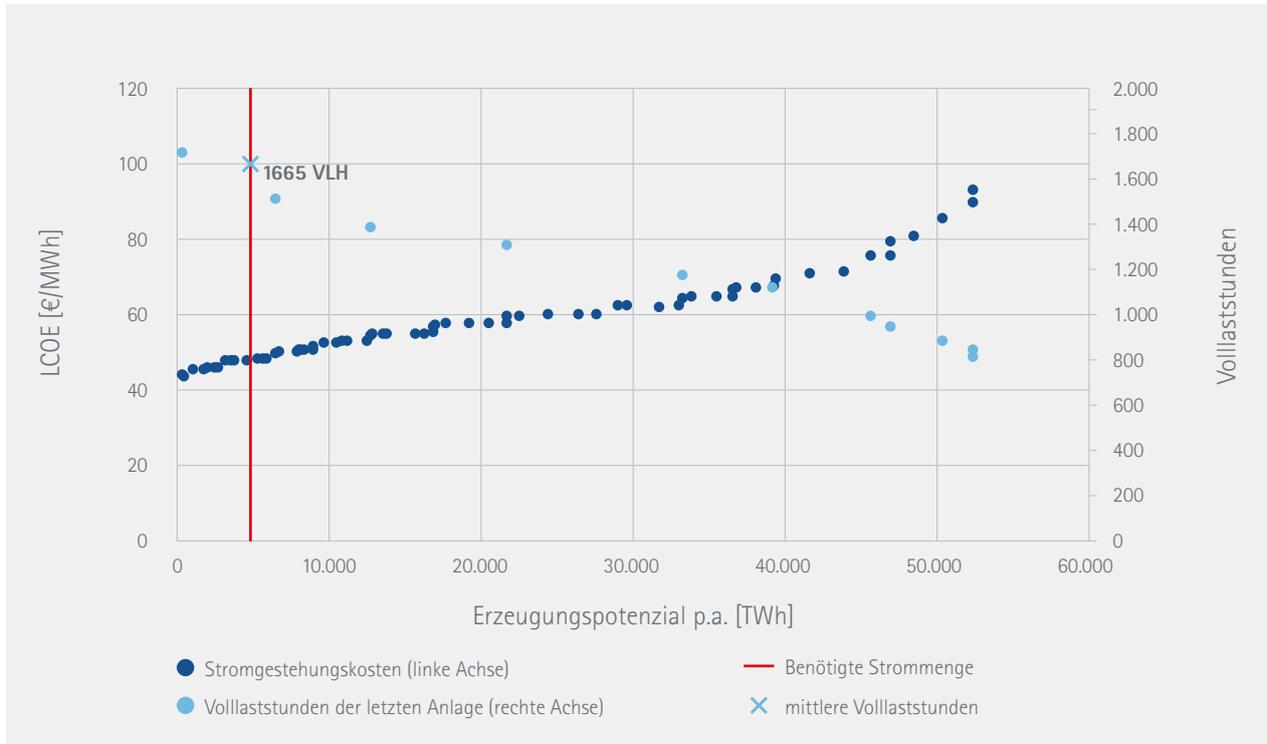
Kosten

Für die Abschätzung der Stromgestehungskosten des für die Erzeugung von synthetischen flüssigen Energieträgern genutzten Stroms muss zunächst betrachtet werden, welche Strommengen benötigt werden, da nicht an allen Standorten zu gleichen Konditionen Strom erzeugt werden kann.

In der vorliegenden Studie wird dazu angenommen, dass der europäische Öl- und Gasbedarf des EU Referenzszenarios 2016 (European Commission 2016) entsprechend der Beimischungsanteile des 95%-Szenarios (siehe Abbildung 7) zu einem Großteil aus synthetischem Öl und Gas gedeckt werden muss. Bei einem Gesamtwirkungsgrad des Synthese-Prozesses von 53% werden dazu im Jahr 2050 insgesamt rund 18.800 TWh Strom benötigt, also knapp das 32-fache des deutschen Strombedarfs im Jahr 2016. Weiterhin wird angenommen, dass diese Strommenge zu 75% aus Onshore-Wind und zu 25% aus Solar-PV zur Verfügung gestellt wird. Damit ergibt sich ein jährlicher Strombedarf von 14.100 TWh aus Onshore-Windenergie und 4.700 TWh aus Solar-PV.

Werden diese Mengen in die Kosten-Potenzial-Kurven von Onshore-Wind und Solar-PV übertragen, lässt sich abschätzen, welche Volllaststunden die Anlagen **im Mittel** erreichen können, wenn das gesamte notwendige Potenzial in der MENA-Region ausgeschöpft würde. Eine Betrachtung ausschließlich der günstigsten Standorte erscheint unter Beachtung der enormen Strommengen, die benötigt werden, nicht sachgemäß. In Abbildung 59 und Abbildung 60 sind die entsprechenden Strommengen durch die vertikale rote Linie markiert. Die Markierung auf der Linie

Abbildung 60: Mittlere erzielbare Volllaststunden für Solar-PV bei Ausschöpfung der notwendigen Potenziale in der MENA-Region



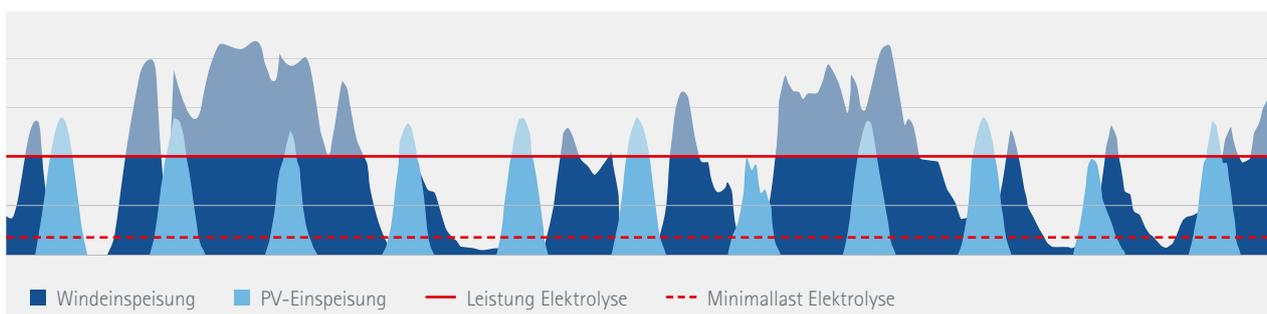
Quelle: eigene Darstellung nach (Zickfeld und Wieland 2012)

zeigt die sich ergebenden mengengewichteten mittleren Volllaststunden aller Erzeugungsanlagen an. Für Onshore-Windenergie ergeben sich mittlere Volllaststunden von 1.766, für Solar PV ergeben sich mittlere Volllaststunden von 1.665. Zur Berechnung der Stromkosten für den Betrieb der Elektrolyseanlagen wird nun angenommen, dass eine Auslastung von 5.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse erreicht werden soll. Dazu werden sowohl Solar-PV als auch Windenergie zusammen installiert und die installierte Anschlussleistung der Elektrolyseanlage wird so weit überbaut, dass die benötigte Auslastung der Anlage erreicht werden kann. Anschließend erfolgt eine stunden-

scharfe Einspeisesimulation, die mit Hilfe von NASA MER-RA-Datensätzen am Standort Foum el-Oued in Marokko erzeugt wird.

Beispielhaft wird das sich ergebende Erzeugungsprofil in Abbildung 61 dargestellt. Gut zu erkennen ist die Tageseinspeisung der Solar-PV-Anlagen, während die Windenergieanlagen häufig die Nachtstunden abdecken, in denen keine PV-Erzeugung möglich ist. Die durchgezogene horizontale Linie zeigt die maximale Bezugsleistung der Elektrolyseanlage. Steigt die Erzeugung über diese Leistung hinaus an, so kann der Strom von der Elektrolyseanlage nicht mehr

Abbildung 61: Beispielhaftes Einspeiseprofil der Stromerzeugungsanlagen über 10 Tage



Quelle: Prognos AG

Tabelle 39: Stromkosten für die Elektrolyse an besonders günstigen Standorten in der MENA-Region bis rund 400 TWh jährlicher Stromerzeugung

WACC	2020 [Cent/kWh]	2030 [Cent/kWh]	2050 [Cent/kWh]
2%	2,3	2,1	1,9
7%	3,4	3,1	2,7

Quelle: Prognos AG

Tabelle 40: Stromkosten für die Elektrolyse an mittleren Standorten in der MENA-Region bis rund 18.800 TWh jährlicher Stromerzeugung

WACC	2020 [Cent/kWh]	2030 [Cent/kWh]	2050 [Cent/kWh]
2%	4,8	4,4	3,9
7%	7,0	6,4	5,7

Quelle: Prognos AG

aufgenommen werden. In der vorliegenden Studie wird zunächst davon ausgegangen, dass die Erzeugungsanlagen in einem solchen Fall abgeregelt würden und kein weiterer Stromverkauf oder Einspeisung in einen Stromspeicher stattfindet.

Um die Auslastung von 5.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr für die Elektrolyseanlage zu erreichen, müssen die Stromerzeugungsanlagen demnach so dimensioniert werden, dass ihre installierte Leistung größer als die der Elektrolyseanlage ist. Die Ausnutzungsrate des aus den Anlagen erzeugten Stroms liegt auf der Basis der stündlichen Ertragssimulation dann bei nur noch 93,5%. Dies führt dazu, dass die Stromkosten für die Elektrolyse größer als die reinen Stromgestehungskosten der Anlagen (LCOE) sind.

Für die Berechnung der Gestehungskosten der synthetischen flüssigen Energieträger wurden daher zwei Stromkosten errechnet: Zum einen die Stromkosten, die sich an besonders **günstigen Standorten** in der MENA-Region ergeben würden. Solche Standorte befänden sich in den Kosten-Potenzial-Kurven weit links und es könnten jährlich etwa 400 TWh Strom, also etwa 16 Mio. t PtX¹⁸ erzeugt werden. Zum anderen Stromkosten, die sich für einen mittleren Standort in der MENA-Region ergeben würden. Bei der Ausnutzung solcher Standorte könnten für die Herstellung

von 858 Mio. t PtX¹⁹ jährlich etwa 18.800 TWh Strom erzeugt werden. Tabelle 39 zeigt die Stromkosten für die Elektrolyse für angenommene Kapitalkosten von 2% und 7% für einen besonders günstigen Standort der MENA-Region.

In Tabelle 40 sind die Stromkosten für einen mittleren Standort der MENA-Region, ebenfalls für die Kapitalkosten von 2% und 7% angegeben.

Die möglichen spezifischen Standorte für die die Stromerzeugungs- und Elektrolyseanlagen wurden nicht im Detail untersucht. Je nach Region werden sich in der Praxis unterschiedliche Entfernungen der Anlagen voneinander ergeben. Je höher die zu produzierende PtL-Menge ist, desto größer werden die Entfernungen zwischen den Anlagen. Bei den Kostenschätzungen wurde vereinfacht davon ausgegangen, dass die PtX-Produktion in der unmittelbaren Nähe der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt und keine Kosten für Stromnetze anfallen. Sofern der erzeugte erneuerbare Strom über größere Entfernungen transportiert werden muss, wird in den meisten Fällen der Bau von neuen Stromleitungen notwendig sein. Damit würden sich die Stromkosten entsprechend erhöhen. Die detaillierteren Annahmen und Zwischenergebnisse sind in Tabelle 55 im Anhang zu finden.

18 Bei einem Gesamtwirkungsgrad des Synthese-Prozesses von 48% (im Jahr 2030)

19 Bei einem Gesamtwirkungsgrad des Synthese-Prozesses von 53% (im Jahr 2050)

11

POTENZIALE UND TECHNOLOGIEN DER BIOMASSENUTZUNG IN DEUTSCHLAND

In Bezug auf den Verbrauch flüssiger Energieträger erbringt Biomasse heute einen nennenswerten Beitrag zur Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe und kann je nach Erschließungsgrad der vorhandenen nationalen Potenziale sowie der Entwicklung des Portfolios für Konversionsanlagen zukünftig auch noch ausgeweitet werden. Zum Ende des Jahres 2016 trugen flüssige Bioenergieträger in Deutschland mit 497 GWh zur Stromerzeugung, 2.129 GWh zur erneuerbaren Wärme (vor allem Kraft-Wärme-Koppelung) und mit 29.558 GWh in Form von Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol zur Kraftstoffversorgung bei (BMWi 2018). Relativ betrachtet decken flüssige Bioenergieträger damit in den Sektoren Strom sowie Wärme und Kälte nur marginale Anteile des Gesamtbedarfs, als auch in Relation zu den anderen erneuerbaren Energien. Im Verkehrsbereich stellen Sie dafür aber den Großteil der erneuerbaren Energiemenge bereit. Für die Bewertung der zukünftigen Beiträge soll nachfolgend zuerst ein Überblick über die nutzbaren Biomassepotenziale und darauf aufbauend eine Abschätzung für verschiedene Nutzungsprioritäten beschrieben werden.

11.1 BIOMASSE POTENZIALE

In der vorliegenden Studie soll vor allem auf das nationale Biomassepotenzial Bezug genommen werden, da als Arbeitshypothese unterstellt wird, dass im Zuge der Umsetzung der Beschlüsse von Paris die beteiligten Staaten ihre individuellen Biomassepotenziale prioritär selbst nutzen. Es ist ungeachtet dessen aber davon auszugehen, dass wie heute durch komparative Kostenvorteile und unterschiedliche Relationen in Bezug auf das Biomasseaufkommen und den Energieverbrauch die nationalen Bedarfe durch Nettoimporte aus anderen Ländern gedeckt werden können. Deutschland hat demnach auch über den Welthandel Zugriff auf energetisch nutzbare Biomassen, die die limitierten Potenziale ergänzen können. Da der Beitrag der Exporte für die Zukunft aber nicht zuverlässig zu prognostizieren ist, soll als konservative Grundannahmen die Prämisse

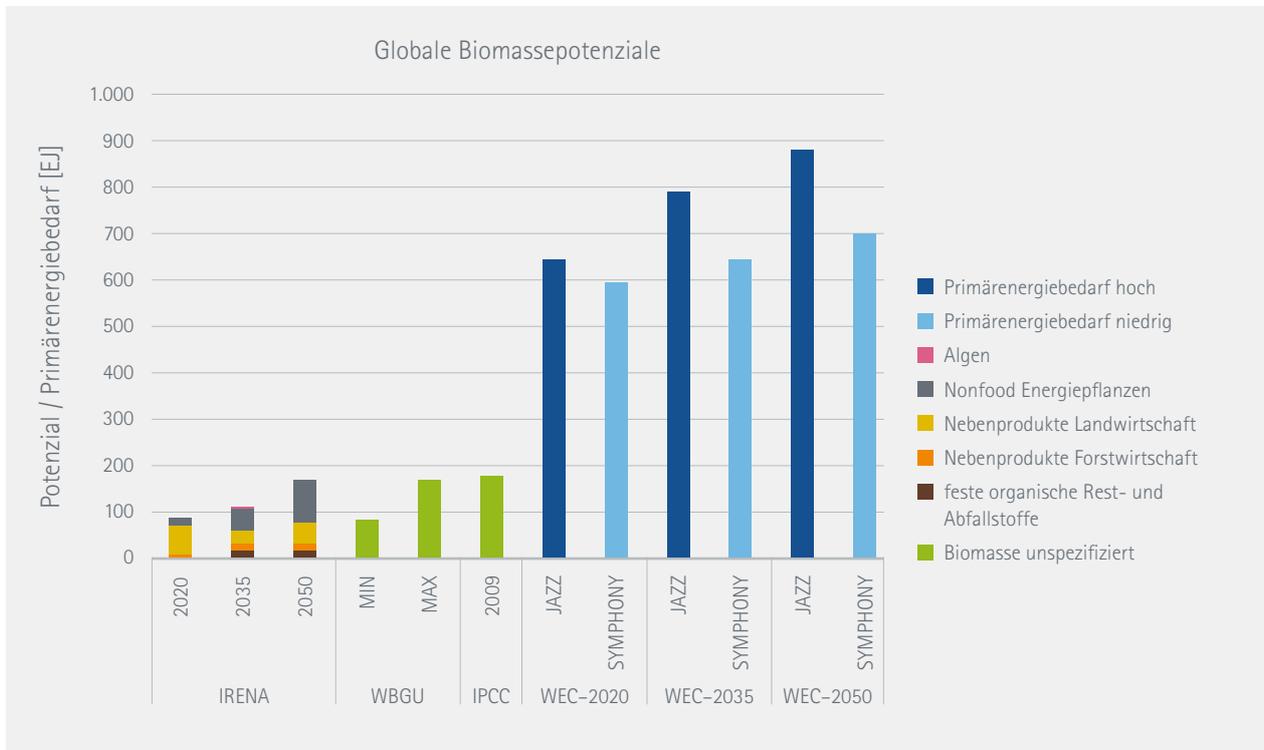
gelten, dass in Deutschland nur die inländischen Biomasseströme für eine energetische Nutzung herangezogen werden können. Um aber einen Überblick der internationalen Biomassepotenziale zur Abschätzung der betreffenden Größenordnungen zu erhalten, soll dazu eingangs ein kurzer Exkurs erfolgen, bevor das nationale Biomassepotenzial detaillierter dargestellt wird.

11.1.1 Exkurs internationale Biomassepotenziale

Für die vorliegende Untersuchung wurde unterstellt, dass für die Bereitstellung von Bioenergie in erster Linie auf die nationalen Biomassepotenziale zurückgegriffen wird, da im Rahmen einer globalen Umsetzung der Klimaschutzziele von Paris davon ausgegangen wird, dass die Potenziale anderer Länder dann vor allem für die Befriedigung der jeweiligen nationalen Bedarfe genutzt wird. Diese Annahme ist sehr konservativ, da auch in Zukunft davon auszugehen ist, dass die Handelsströme vor allem durch Angebot, Nachfrage und die sich hieraus bildenden Marktpreise getrieben sein werden.

Ein Überblick zum globalen Biomassepotenzial das für die energetische Nutzung verfügbar ist und dessen Einordnung im Vergleich zum zukünftigen Primärenergieverbrauch soll auf Basis (World Energy Council 2013, R. Schubert 2008, Shunichi Nakada 2014) gegeben werden. Die dargestellten Szenarien zur Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauches beschreiben eine globale Transformationsstrategie der Energieversorgung bis zum Jahr 2050, wobei im Szenario „Jazz“ vor allem Verbraucherimpulse die Transformationsprozesse bestimmen und im Szenario „Symphony“ eine stärkere Rolle der Politik unterstellt wird. In Abbildung 62 wird bis zum Jahr 2050 mit einem schrittweisen Anstieg des globalen Primärenergiebedarfs auf einen Bereich zwischen knapp 700 EJ bis ca. 880 EJ gerechnet, wobei die nutzbare Bioenergie im gleichen Zeitraum von 84 EJ auf 168 EJ steigt. Die durch die dargestell-

Abbildung 62: Vergleich des globalen Primärenergieverbrauchs, des Bioenergiepotenzials und der möglichen Deckungsanteile der Biomasse



Quelle: Darstellung des DBFZ auf Basis von, IRENA, WBGU, IPCC, WEC

ten Bioenergiepotenziale erreichbaren Deckungsanteile des globalen Primärenergiebedarfs für das Jahr 2050 erreichen damit Werte zwischen 19% und 24%. Im Vergleich zum für 2020 geschätzten Deckungsanteil von 14% bis 15% wird damit eine starke Zunahme der nutzbaren Potenziale unterstellt. Die möglichen Deckungsanteile streuen aber auf Grund der unterschiedlich hohen Primärenergiebedarfe erheblich. Als Kernaussage lässt sich ableiten, dass sich die globale Bioenergienutzung noch ausweiten lässt, wobei durch Unsicherheiten auf der Nachfrageseite noch offen ist, welchen Beitrag diese Potenziale zum Gesamtenergiebedarf leisten können.

11.1.2 Nationale Biomassepotenziale

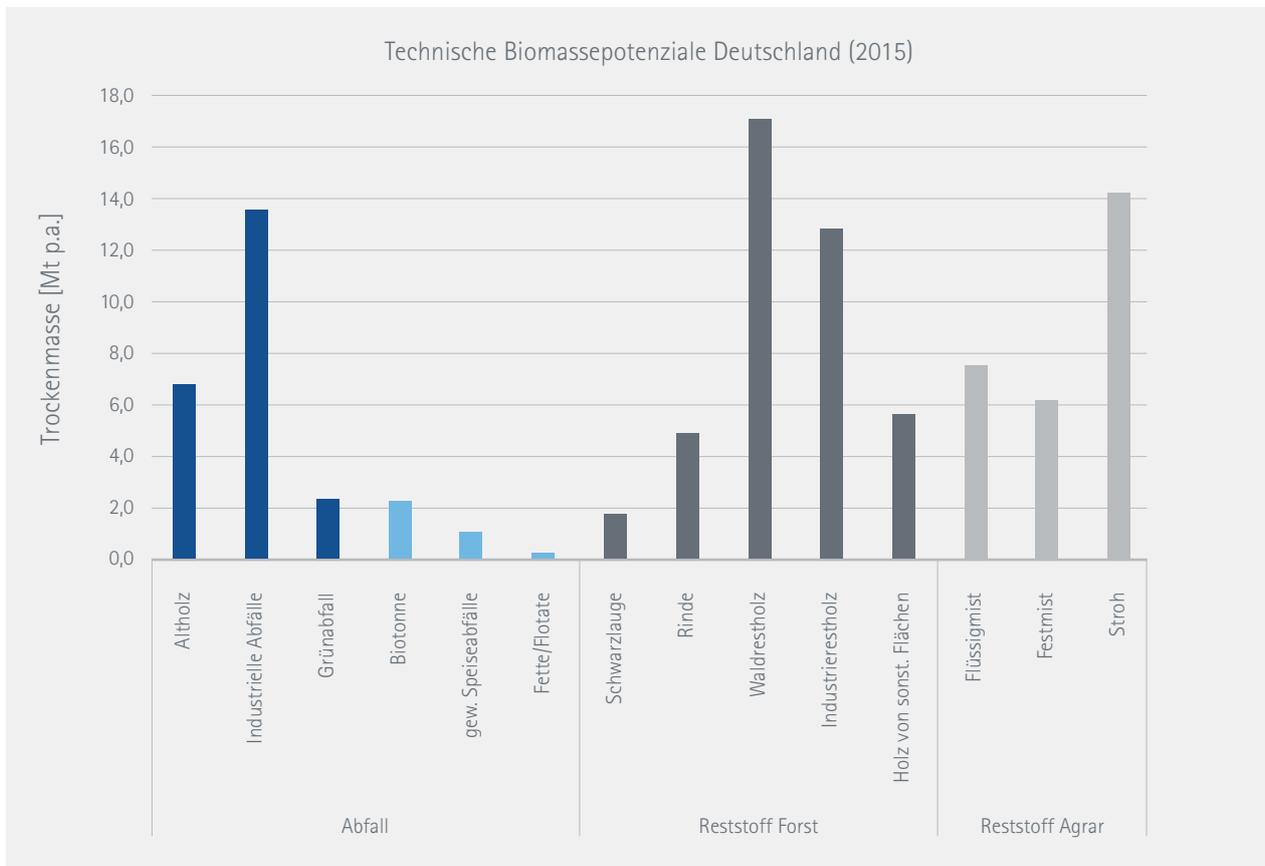
Das nationale Biomassepotenzial Deutschlands speist sich grundsätzlich aus zwei verschiedenen Quellen und soll hier als technisches Potenzial beschrieben werden. Es umfasst den Teil des theoretischen Potenzials, der sich unter Berücksichtigung einer Reihe von begrenzenden Faktoren nachhaltig von einer bestimmten Fläche oder Region gewinnen lässt. Das hier betrachtete technische Potenzial speist sich zum einen aus Rest- und Abfallstoffen die bei der Produktion anderer Güter anfallen und zum anderen aus Anbaubiomassen der Land- und Forstwirtschaft, die

direkt einer energetischen Nutzung zugeführt werden. Es soll zuerst ein Fokus auf den Bereich Rest- und Abfallstoff egelegt werden, da diese Stoffströme wenig Konfliktpotenzial bergen und ihr Aufkommen sich in Zukunft nur wenig verändern wird. Danach sollen die Potenziale für Anbaubiomasse dargestellt werden, die aber weniger bestimmte Quantitäten einzelner Rohstoffe darstellen, sondern sich viel mehr aus der verfügbaren Fläche und weiteren Nebenbedingungen für den Biomasseanbau ergeben.

Potenzial für Rest- und Abfallstoffe

Die Kategorisierung und Quantifizierung der deutschen Biomassepotenziale aus Rest- und Abfallstoffen erfolgt auf Basis der Studie „Biomassepotenziale von Rest und Abfallstoffen–Status quo in Deutschland“ (André Brosowski 2015). Die Studie unterscheidet in Summe 98 Einzelbiomassen, die hier der Übersichtlichkeit halber in 14 Gruppen aggregiert werden, auch weil ein Teil der dort aufgeführten Einzelbiomassen nur sehr geringe Quantitäten aufweist und daher eine Darstellung im Einzelnen auch aus diesem Grund nicht zielführend ist. Für eine Vorabschätzung zur Entwicklung des Biomasseaufkommens in der Zukunft wurde angenommen, dass sich das Aufkommen direkt proportional zur Einwohnerzahl Deutschlands verhält. Als

Abbildung 63: Technische Biomassepotenziale für Rest- und Abfallstoffe in Deutschland (2015)



Quelle: DBFZ 2018, auf Basis von (André Brosowski 2015)

Zeitreihe für das zukünftige Bevölkerungswachstum wurde die 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung von destatis und dort wiederum die Variante 2 „Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“ (destatis 2015) genutzt um das Aufkommen für Rest- und Abfallstoffe bis 2050 abschätzen zu können (siehe Kapitel 4.3).

In Summe stehen in Deutschland im Bezugsjahr 2015 insgesamt **ca. 1.000 PJ Primärenergie aus Rest- und Abfallstoffen** zur Verfügung. Bei der Bewertung des technischen Potenzials ist aber zu berücksichtigen, dass dieses Potenzial zum einen bereits in bestehenden Stoffströmen gebunden, also bisher auch nicht ungenutzt ist und ein Teil der technisch nutzbaren Mengen sich nur mit erheblichem (ökonomischem) Aufwand erschließen lässt. In der Abbildung 63 sind für die 14 gewählten aggregierten Stoffgruppen, die massebezogenen Potenziale dargestellt und dort noch einmal in die Sektoren Abfall, Reststoffe-Forst und Reststoffe-Agrar unterteilt. Die Potenziale aus dem Bereich Abfall können auch zukünftig als relativ sichere Mengengerüste betrachtet werden, wohingegen im Forst als auch im Agrarbereich zum einen das Aufkommen als auch die Allokation sehr stark an übergeordneten Trends gekoppelt

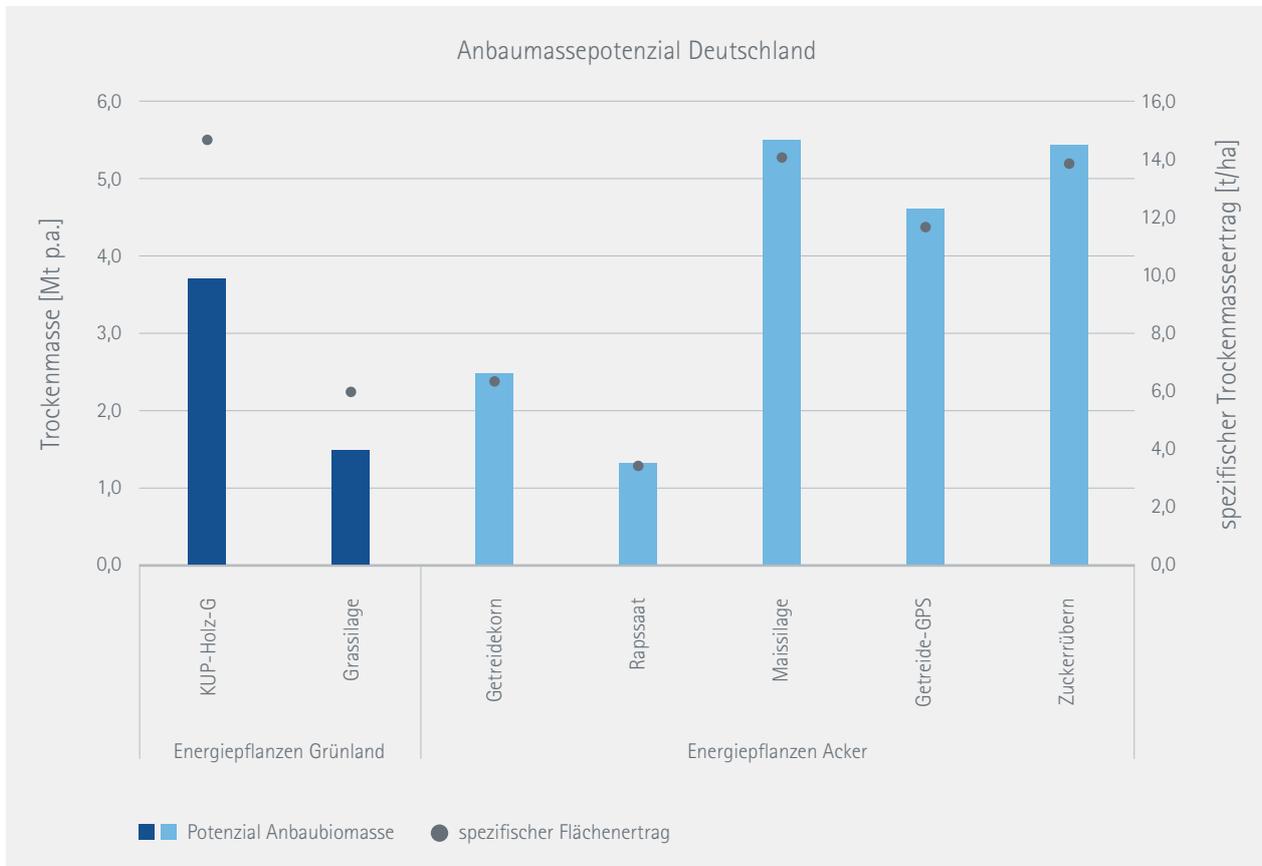
sind, die hier eine größere Unsicherheit mit sich bringen.

Ungeachtet der genannten Unsicherheiten wird deutlich, dass vor allem holzartige Biomassen, Flüssig- und Festmist sowie Stroh das Spektrum an Rest und Abfallstoffen quantitativ dominieren. Die Kategorie „industrielle Abfälle“ ist eine sehr heterogene Stoffgruppe, die aber fast umfangreich für den Einsatz in Abfallbiogasanlagen geeignet ist. Aus dieser Mengenverteilung folgt bereits eine gewisse Tendenz für die Biomasseallokation, die vor allem Technologien zur Biogasproduktion als auch zur Biomasseverbrennung oder -vergasung als sinnvoll erscheinen lässt.

Potenzial für Anbaubiomasse

Das nationale Potenzial für Anbaubiomasse ist in erster Linie durch die verfügbaren Flächen limitiert, die für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen genutzt werden können. Da die forstlichen Biomassen bereits mit den zuvor beschriebenen Rest- und Abfallstoffen abgedeckt sind, bezieht sich der Begriff „Anbaubiomasse“ ausschließlich auf landwirtschaftliche Biomassen. Aktuell werden in Deutschland 2,4 Mio. ha für energetisch genutzte Kulturen

Abbildung 64: Spezifische Flächenerträge und Potenziale für energetisch nutzbare Trockenmasse



Quelle: DBFZ 2018, eigene Berechnungen

beansprucht (FNR 2016). Langfristig wird eine Fläche von mindestens 2,5 Mio. ha als nutzbare Anbaufläche prognostiziert, ohne dabei die Nahrungs- oder Futtermittelproduktion zu gefährden (BMELV 2011).

Da für eine energetische Bewertung die massebezogenen Angaben relevant sind, muss für eine Beurteilung der Primärenergiepotenziale noch der Flächenenertrag möglicher Kulturen berücksichtigt werden. Da aber die Artenzusammensetzung der 2,5 Mio. ha wiederum davon abhängt, für welche Nutzungspfade Biomasse bereitgestellt werden soll, kann keine pauschale Aussage darüber getroffen werden welches Primärenergiepotenzial aus 2,5 Mio. ha Anbaufläche gespeist werden kann.

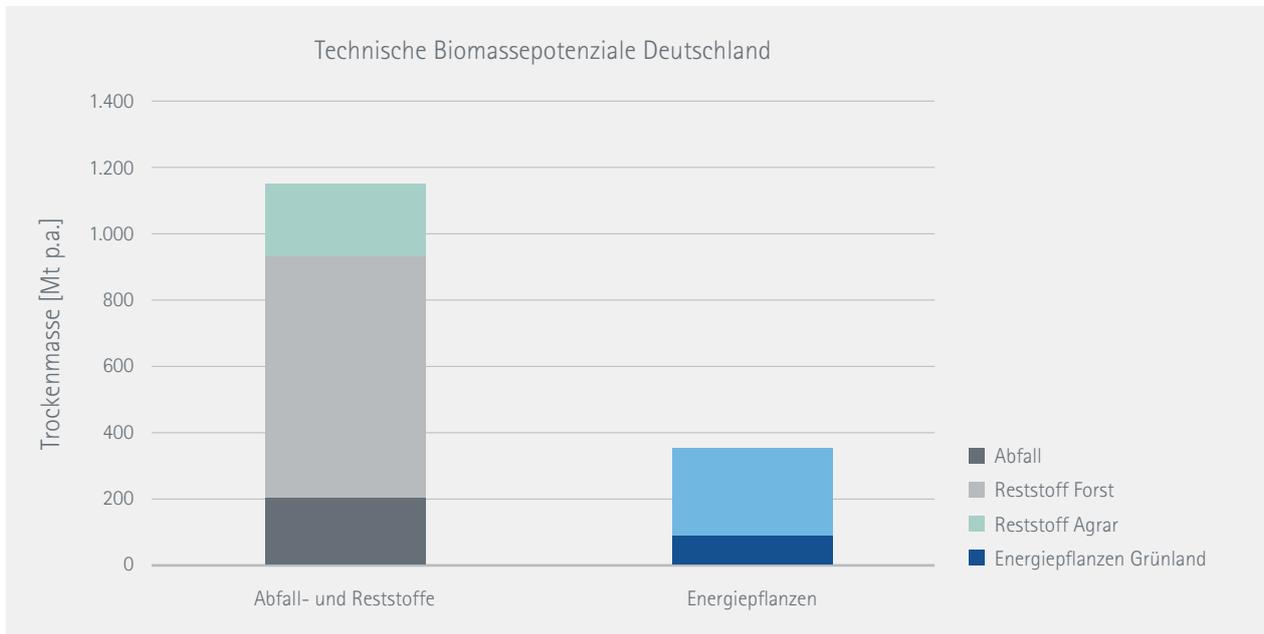
Als Antwort auf diese Unsicherheit wurde für diese Studie unterstellt, dass auf den 2,5 Mio. ha eine definierte Mischung aus sieben verschiedenen Kulturpflanzen angebaut wird. Die in Summe verfügbaren 2,5 Mio. ha verteilen sich demnach auf 2,0 Mio. ha Ackerfläche auf denen zu je 20% (je 0,4 Mio. ha) Silomais, Raps, Ganzpflanzensilage, Korngetreide und Zuckerrüben angebaut werden. Zusätzlich stehen 0,5 Mio. ha Grünland zur Verfügung, auf dem je zu

50% (je 0,25 Mio. ha) Kurzumtriebsplantagen und Grassilage erzeugt werden. Auf Grund der unterschiedlichen spezifischen Flächenerträge ergeben sich für die sieben Kulturen divergierende Potenziale für energetisch nutzbare Trockenmasse (siehe Abbildung 72).

Gesamtes Biomassepotenzial für die energetische Nutzung

Die mengenbezogenen Angaben, sowohl für Rest- und Abfallstoffe als auch für Anbaubiomasse werden nachfolgend in ein Primärenergiepotenzial umgerechnet, indem die Energiegehalte der jeweiligen Biomassen mit spezifischen Energiedichten multipliziert werden. Bei der Berechnung der folgenden Darstellung der technisch verfügbaren Potenziale ist aber zu berücksichtigen, dass viele der beschriebenen Rest- und Abfallstoffe zum einen heute schon in etablierten Stoffströmen gebunden sind, die heute real ungenutzten Potenziale also deutlich niedriger sind, und die noch ungenutzten Potenziale sich mit vertretbarem Aufwand auch nicht vollständig mobilisieren lassen, da die Erschließung bestimmter Biomassen vor allem mit einem hohen logistischen oder auch technischen Aufwand

Abbildung 65: Technisches Primärenergiepotenzial aus Biomasse, inkl. Mobilisierungsquote für Rest- und Abfallstoffe (75%) und pauschalem Verlustabschlag für Anbaubiomasse (10%)



Quelle: DBFZ 2018, eigene Berechnungen

verbunden ist und damit trotz fehlender direkter Produktionskosten hohe Gestehungskosten nach sich zieht. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen wurde für die technischen Rest- und Abfallstoffe ein Mobilisierungsanteil von pauschal 75 % angesetzt. Für Anbaubiomasse wurde analog ein pauschaler Abschlag für verschiedene Verlustarten bei der Bereitstellung (Ernte, Transport, Lagerung) in Höhe von 10% angesetzt. Das unter Berücksichtigung der Mobilisierungsquote und Abzug der Verlustpauschale für Energiepflanzen verbleibende Primärenergieäquivalent von in Summe ca. 1.500 PJ ist in Abbildung 65 dargestellt.

11.2 Übersicht zum Portfolio der Konversionstechnologien in Deutschland

Für die Bewertung der Ausschöpfung der Biomassepotenziale wurde ein Portfolio von insgesamt 20 Technologien erstellen, von denen 15 mit einem sehr hohen Abstraktionsgrad dargestellt werden und 3 bzw. 4 Technologien detaillierter betrachten werden. Die Auswahl der Technologien erfolgte vor dem Hintergrund, dass die verschiedenen Potenziale Ressourcen nicht beliebig in verschiedene Konversionspfade gelenkt werden können und einige Technologien eine hohe Toleranz gegenüber der Veränderung der Rahmenbedingungen besitzen, so zum Beispiel Holzheizungen für Anlagenbetreiber, die die notwendigen Holzressourcen selbst einwerben. Eine Übersicht der 20 Technologien wird in Tabelle 41 dargestellt. Die Biomethananlage (Nr. 8 & 9) wurde von der Anlagentechnik her jedes Mal

gleich abgebildet, nur die Einsatzstoffe wurden variiert.

Für die 15 Technologien, die nur mit geringem Detailgrad abgebildet wurden, wurden folgende Parameter geschätzt: Installierte Leistung der Anlage (Feuerungswärmeleistung), Einsatzstoffe, Hauptprodukt sowie Nebenprodukte, Umwandlungswirkungsgrade, Hilfsenergiebedarfe und Vollbenutzungsstunden. Eine Beschreibung ökonomischer Kennzahlen wurde nicht vorgenommen, da diese nicht für alle Technologien verfügbar waren. Aus den Kennzahlen und der Anzahl installierter Anlagen ließ sich dann der Gesamtbedarf an Biomasse und die damit korrespondierende Potenzialausschöpfung berechnen.

11.3 Detailbetrachtungen für 3 Konversionstechnologien für Biokraftstoffe

Für drei Technologien (Biomethananlage, BtL-Anlage und PBtL-Anlage) zur Herstellung von Kraftstoffen erfolgte eine technoökonomische Betrachtung. Diese umfasst auch eine vereinfachte Investitionskostenrechnung, die auch zur Ableitung der spezifischen Gestehungskosten für die jeweiligen Energieträger genutzt wurde.

Als übergeordnete Annahmen für alle drei Technologien wurden folgende Festlegungen getroffen. Im Gegensatz zu denen im Kapitel 12 beschriebenen vollsynthetischen Kraftstofftechnologien wurde kein Lernkurvenansatz genutzt, da die global kumulierten Produktmengen für BtL

nicht ansatzweise sicher abgeschätzt werden können, diese als Inputparameter für eine Lernkurve aber notwendig und maßgeblich sind. Die Investitionskosten für Synthese- und Elektrolyseanlagen (Als Komponenten der betrachteten Konzepte) orientieren sich an den vom UMSICHT genutzten Kostenstrukturen und unterstellen hier eine Kostendegression durch das zukünftige Marktwachstum. Unabhängig von der konkreten Parametrisierung der Anlagen spielen für die Höhe der Gestehungskosten vor allem folgende Einflussgrößen eine entscheidende Rolle:

- Jährliche Vollbenutzungsstunden (vbh) einer Anlage, bei Technologien mit Biomassevergasung ist unabhängig von den vbh eine intermittierende Betriebsweise nicht zielführend, da die vergleichsweise langen Anfahrzeiten zu hohen Verlusten führen.
- Die Skaleneffekte einzelner Komponenten (Auslegungsgröße der jeweiligen Einzelanlage), wobei sprungfixe Kosten auftreten können, da zum Beispiel bei der Vergasung je nach Größe unterschiedliche Technologien zur Anwendung kommen (Festbett,- Wirbelschicht,- Flugstromvergaser).

- Umgekehrt proportional zur Anlagengröße wachsen der Einzugsradius für Biomasse und damit in der Regel auch die Logistikaufwendungen.
- Für den PBtL-Pfad wurden Strombezugskosten von 94 €/MWh unterstellt, entsprechend dem Preisniveau für Industriekunden in Deutschland 2016, da für eine hohe Auslastung ein nationaler Anlagenstandort gewählt wurde.

11.3.1 Detailbetrachtung Biomass-to-Liquid

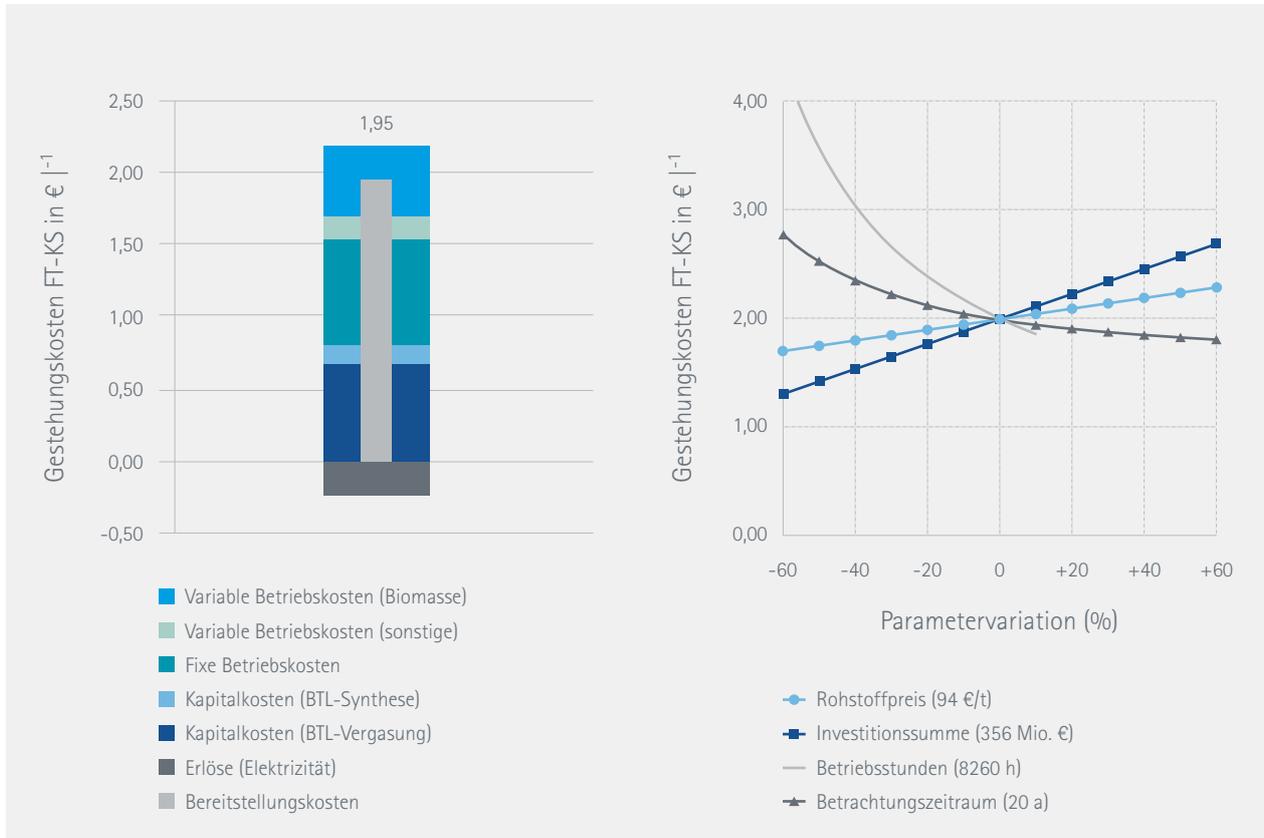
Die Konversionstechnologie „Biomass-to-Liquid“ (BtL) gliedert sich grob in die Prozessschritte Biomassevergasung, Gasreinigung, Fischer-Tropsch-Synthese und Kraftstoffkonditionierung. Die Rohstoffbasis für BtL-Prozesse bilden trockene Lignozellulosehaltige Biomassen, die sich in der vorliegenden Ausarbeitung vor allem aus aschearmen Rohstoffen holzartiger Biomassen rekrutieren (Industrie- sowie Waldrestholz und Sägenebenprodukte). Produktseitig entstehen verschiedene Kohlenwasserstoffe, die im Bereich der Mitteldestillate (Diesel/Kerosin) anzusiedeln sind und

Tabelle 41: Übersicht der betrachteten Technologien im Technologieportfolio für die Bioenergiebereitstellung

Nr.	Beschreibung	Sektor	Detailgrad
1	Altholzkraftwerk	Umwandlung	niedrig
2	Papier-Zellstoff-Kraftwerk	Umwandlung	niedrig
3	Holzheizkraftwerk	Umwandlung	niedrig
4	Rinden-Heizkraftwerk	Umwandlung	niedrig
5	Gülle-Biogasanlage	Umwandlung	niedrig
6	NawaRo-Biogasanlage	Umwandlung	niedrig
7	Abfall-Biogasanlage	Umwandlung	niedrig
8	NawaRo-Biomethaneinspeiseanlage	Umwandlung	hoch
9	Abfall-Biomethaneinspeiseanlage	Umwandlung	hoch
10	Stroh-Biomethaneinspeiseanlage	Umwandlung	niedrig
11	Kleinfeuerungsanlage Haushalt	Haushalte	niedrig
12	Kleinfeuerungsanlage GHD	GHD	niedrig
13	Großfeuerungsanlage Industrie	Industrie	niedrig
14	Stärke / Zucker-Ethanolanlage	Kraftstoff	niedrig
15	Lignocellulose-Ethanolanlage	Kraftstoff	niedrig
16	Biodieselanlage	Kraftstoff	niedrig
17	Biomass-to-Liquid-Anlage	Kraftstoff	hoch
18	Power-Biomass-to-Liquid-Anlage	Kraftstoff	hoch

Quelle: DBFZ

Abbildung 66: Gestehungskosten und Sensitivitätsanalyse für die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoff über den Konversionspfad „Biomass-to-Liquid“



Quelle: DBFZ

deren Kettenlängen und Mischungsverhältnisse ein Stück weit durch die Prozessführung beeinflusst werden. Als Nebenprodukte entstehen Naphtha, Brenngas und, falls das Brenngas direkt in einer stationären KWK-Anlage genutzt werden sollte, auch Elektrizität. Stand der Technik sind Anlagen als Versuchsaufbau in Einsatzumgebungen (TRL 5 (PTJ 2014)) verfügbar. In Deutschland, den USA und Österreich sind Pilotanlagen teils für Kampagnen verfügbar.

Die Technologie ist relativ komplex im Aufbau und stellt besondere Herausforderung an die Raffination der Rohprodukte, um die Anforderungen bestimmter Produkte gerecht zu werden. BtL-basiertes Kerosin ist beispielsweise für 50/50-Mischungen bei der ASTM für Luftfahrtkraftstoffe zertifiziert (Sniderman 2011). BtL-Kraftstoffe sind unter Einhaltung der einschlägigen Normen technologisch mit den meisten Infrastrukturen kompatibel. Für eine hier betrachtete Anlagenkonfiguration mit einer Brennstoffwärmeleistung von 98 MW, die einem Biomassedurchsatz von 182 kt pro Jahr realisiert und jährlich 24 kt Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, sowie 102.000 MWh elektrische Energie als Nebenprodukt auskoppelt, liegen die berechneten Gestehungskosten

für BtL-Kraftstoff bei 1,95 €/l (siehe Abbildung 66). Die Gestehungskosten beziehen sich auf eine Reihe von Kostennahmen, vor allem aber die beiden Großkomponenten zur Biomassevergasung (298 Mio. €) und zur Kraftstoffsynthese (58 Mio. €) (Friedemann G. Albrecht 2017).

Die Sensitivitätsanalyse für die Gestehungskosten der BtL-Anlagen in Abbildung 66 zeigen, dass vor allem die Auslastung der Anlage (vvh), sowie die absolute Höhe der Investitionskosten und die angenommenen Rohstoffkosten einen sehr starken Einfluss auf die Gestehungskosten ausüben. Als separate Sensitivitätsanalyse wurde die Abhängigkeit der Bereitstellungskosten vom kalkulatorischen Zinsfuß (WACC) durchgeführt, die als Übersicht für die drei detaillierten Technologiekonzepte dargestellt sind.

11.3.2 Detailbetrachtung Power-Biomass-to-Liquid

Das Technologiekonzept „Power + Biomass-to-Liquid“ besteht im Kern aus der zuvor beschriebenen BtL-Technologie wobei ergänzend zur dort eingesetzten Biomassevergasung und Fischer-Tropsch-Synthese eine Wasserelektrolyse-Anlage

ge ergänzt wird. Der produzierte Wasserstoff dient vor allem dazu den stöchiometrischen Kohlenstoffüberschuss in der Biomasse auszugleichen und führt damit im Ergebnis zu einer höheren Kohlenstoffnutzungseffizienz. In einer konventionellen BtL-Anlage wird das Synthesegas, das zum Teil aus Kohlenmonoxid (CO) besteht, einer Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) unterzogen, bei der das CO unter Zugabe von Wasserdampf in CO₂ und H₂ umgesetzt wird. Ein weiterer Vorteil ist, dass damit weniger CO₂ als Reaktionsprodukt aus der WGS aus dem Synthesegasstrom abgetrennt werden muss.

Die anschließende Fischer-Tropsch-Synthese funktioniert nach dem gleichen Prinzip wie bei einer BtL-Anlage, muss aber auf Grund der nahezu vollständigen Kohlenstoffüberführung in das Synthesegas größer ausgelegt werden (ca. Faktor 3,8). Die Investitionskosten für eine PBtL Anlage mit gleichem Biomassedurchsatz wie eine BtL-Anlage liegen damit deutlich höher (Vergaser 276 Mio. €, Syntheseanlage 197 Mio. €, Elektrolyseanlage 203 Mio. € (Friedemann G. Albrecht 2017)). Es können durch den Einsatz von 1.353 GWh Elektroenergie, die über die Elektrolyse in Wasserstoff umgesetzt werden, aber aus ebenfalls 182 kt Biomasse pro Jahr 91 kt Fischer-Tropsch-Kraftstoffe produziert werden.

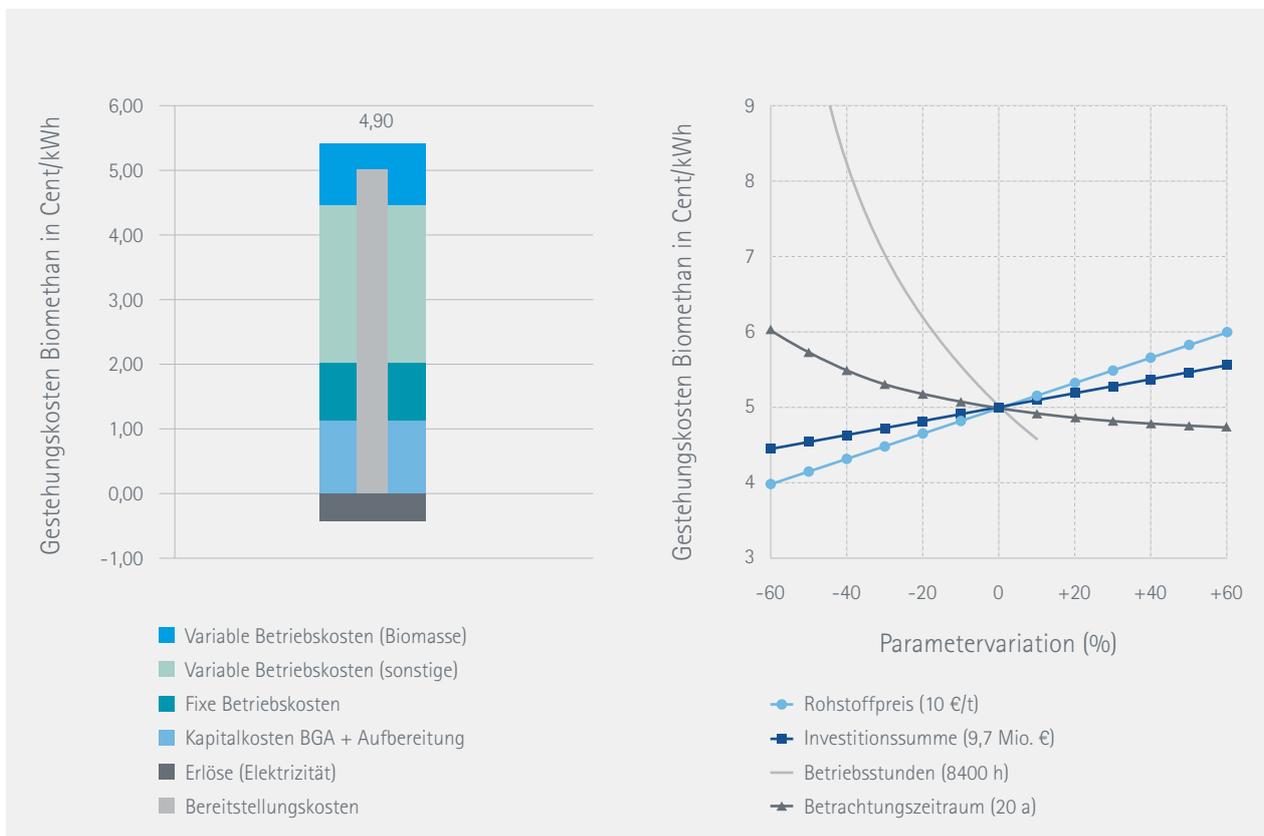
So sind im Ergebnis, trotz der höheren Investitionskosten für den Elektrolyseur, die größer dimensionierte Synthesestufe und der höheren Betriebskosten für den Elektrolysestrom, die Gesteungskosten für den produzierten Kraftstoff niedriger als für den konventionellen BtL-Konversionspfad.

Die Sensitivitätsanalyse für die Bereitstellungskosten wurde hier wie bei BtL in Abhängigkeit der Betriebsstunden, Investitionskosten, Rohstoffkosten und ergänzend der Stromkosten für die Wasserstoffelektrolyse dargestellt. Wie im konventionellen Konzept ist eine hohe Anlagenauslastung notwendig, um geringe Gesteungskosten zu realisieren. Weiterhin fällt auf, dass die Stromkosten einen größeren relativen Einfluss auf die Gesteungskosten ausüben als die biomasseseitigen Rohstoffkosten.

11.3.3 Detailbetrachtung Biomass-to-Gas (Biomethanpfad)

Der Konversionspfad Biomass-to-Gas soll hier die Bereitstellung von Biomethan über die anaerobe Vergärung von Biomasse und die anschließende Gasaufbereitung

Abbildung 67: Gesteungskosten und Sensitivitätsanalyse für den Konversionspfad Biomass-to-Gas (Biomethanpfad)



Quelle: DBFZ 2018, eigene Berechnungen

Tabelle 42: Abhängigkeit der Gestehungskosten für BtL, PBtL und BtG in Abhängigkeit des Zinsniveaus für Fremd- und Eigenkapital (Mischzinssatz)

Konzept	WACC (%)					
	2%	3%	4%	5%	6%	7%
BtL	1,95 €/l	1,97 €/l	1,98 €/l	2,00 €/l	2,01 €/l	2,03 €/l
PBtL	1,81 €/l	1,82 €/l	1,83 €/l	1,84 €/l	1,85 €/l	1,85 €/l
Biomethan	4,90 Cent/kWh	4,99 Cent/kWh	5,08 Cent/kWh	5,18 Cent/kWh	5,28 Cent/kWh	5,38 Cent/kWh

Quelle: DBFZ

beschreiben, wenngleich auch andere Konversionspfade wie beispielsweise eine Biomassevergasung mit anschließender Methanisierung der Synthesegase möglich ist. Für den ersten Prozessschritt der Biogasfermentation kommen vor allem wasserhaltige Biomassen in Frage, die möglichst hohe Gehalte vergärbare Biomassefraktionen (Kohlenhydrate, Fette, Eiweiße) enthalten. Es sind aber auch trockene Rohstoffe wie Getreidekörner oder Stroh nach entsprechenden Vorbehandlungsschritten in einer Biogasanlage einsetzbar. Das im Fermentationsprozess produzierte Rohgas besteht in Abhängigkeit der eingesetzten Rohstoffe ungefähr zu gleichen Teilen aus Methan und Kohlendioxid, sowie anderen Begleitgasen (Wasserdampf, Wasserstoff, Schwefelwasserstoff und weitere Spurengase). Das Rohgas wird zuerst entschwefelt und anschließend einer Gasaufbereitung unterzogen, die vorrangig auf die Trennung von Methan und Kohlendioxid ausgerichtet ist. Die meisten Trennverfahren machen sich die unterschiedlichen Lösungsverhalten der beiden Gase (Kohlendioxid ist eher in polaren Stoffen, Methan eher in unpolaren Stoffen löslich) zu Nutze, um zwei getrennte Gasströme zu erzeugen. Das angereicherte Kohlendioxid wird in der Regel als so genanntes Offgas abgeblasen, gegebenenfalls erfolgt eine Oxidation des Methanschlupfes. Das hochangereicherte Methan wird nach heutigem Stand der Technik in der Regel verdichtet, odoriert und nach Anpassung auf das lokale Brennwertniveau ins Gasnetz eingespeist. Im Gegensatz zu den BtL-Pfaden wird das Biomethan in den allermeisten Fällen leitungsgebunden vermarktet.

Die hier durchgeführte Beispielrechnung basiert auf einer Biomethanlage die 75 kt Abfall und Reststoffe pro Jahr einsetzt und als Hauptprodukt 67 Mio. m³ Methan mit einem Brennwert von 67 GWh erzeugt. Als Nebenprodukt entstehen 58 Mio. m³ CO₂. Die spezifischen Produktionskosten der Anlage betragen bei einer Gesamtinvestition von 9.7 Mio. € bezogen auf den Brennwert des Biomethans 4,9 Cent/kWh.

Die Gestehungskosten sind auch für den Biomethanpfad in erster Linie sehr stark abhängig von der Anlagenauslas-

tung. An zweiter Stelle der Sensitivitätsanalyse rangieren die Investitionskosten. Weil für die Abfall- und Reststoffbasierten Rohstoffe nur Logistikkosten angesetzt wurden, beeinflussen diese die Gesamtkosten weniger stark.

11.3.4 Sensitivität der Gestehungskosten vom WACC

Für drei zuvor beschriebenen Technologien werden nachfolgend die Gestehungskosten nochmals separat in Abhängigkeit des Zinsniveaus für die Investitionsgüter dargestellt, wobei für alle anderen Parameter jeweils die Standardannahmen beibehalten wurden (Tabelle 3). Es ist hierbei zu berücksichtigen, dass die Weighted Average Costs of Capital (WACC) hier den Mischzinssatz für die Gesamtinvestition darstellt, also die mengengewichtete Verzinsung von Fremd- und Eigenkapital abbildet.

Bei allen drei Konversionspfaden sind die Investitionskosten zwar eine dominante Kostenkomponente, der Einfluss der WACC auf die Gestehungskosten dennoch jeweils relativ gering, da auch die verbrauchs- und produktionsgebunden Kosten einen wesentlichen Anteil der Gesamtkosten ausmachen. Erwartungsgemäß zeigen sich bei steigendem Zinsniveau höhere Gestehungskosten.

11.4 GEWÄHLTE BIOMASSEALLOKATION

Die Biomasseallokation erfolgte in zwei Schritten und in insgesamt 6 Varianten. Zuerst wurden aus technischen Gründen bestimmte Biomassen in festgelegte Konversionspfade alloziert, diese Zuordnung hat wahrscheinlich auch in Zukunft Bestand:

- Altholz → Altholzkraftwerk
- Schwarzlauge → Kraftwerk Zellstoffind.
- Gülle / Mist (anteilig) → Gülle-Kleinbiogasanlage

■ Braune Tonne, Speiseabfälle, ind. Abfälle → Abfall-Biomethananlage

■ Rinde und Holz von sonstigen Flächen → Holzheizkraftwerk

Eine feste Zuordnung der anderen forstlichen Biomassen erfolgte explizit nicht, um diese später noch flexibel allokalieren zu können. Davon ausgenommen sind Einzelraumfeuerstätten, die mit selbstgewonnenem Scheitholz betrieben werden, welches in dieser Untersuchung auch potenziell nicht mit berücksichtigt wurde. Für die Ableitung unterschiedlicher Varianten der Biomasseallokation verbleiben also die folgenden Biomassegruppen, für die nachfolgend die priorisierten Nutzungspfade genannt werden:

■ Forstliche Biomassen → BtL, PBtL

■ Stroh → Biomethananlage, LC-Ethanolanlage

■ Anbaubiomasse KUP → BtL, PBtL

■ Anbaubiomasse Feldfrüchte → Biomethananlage, Biodieselanlage

Die im Folgenden dargestellten Biomasseallokationen basieren nicht auf einer deterministischen Herleitung, da hierfür ein deutlich höherer methodischer Aufwand notwendig gewesen wäre, der im Rahmen dieser Untersuchung nicht vorgesehen war. Ziel war eine konsistente Allokation der Biomassen zu erzeugen, die die obere Bandbreite für die Erzeugung flüssiger Bioenergieträger abbildet. Um die mögliche Rolle flüssiger Energieträger in der Energiewende abzuschätzen wurden daher auf zwei Skalen Extrempunkte wesentlicher Einflussgrößen kombiniert. Zum einen wurde dazu einmal auf der Potenzialskala davon ausgegangen, dass nur das Potenzial aus Rest- und Abfallstoffen zur Verfügung steht (BMP-A) und zum anderen zusätzlich auf 2,5 Mio. ha auch Anbaubiomasse erzeugt werden kann (BMP-B). Die mögliche Bandbreite zur Erzeugungskapazität flüssiger Kraftstoffe wurde auf einer zweiten Skala zwischen einer Gaskraftstoff-dominierte

Technologieauswahl und einer Flüssigkraftstoff-dominierte Technologieauswahl aufgespannt. Als allgemeine Rahmenbedingungen wurden dazu folgende Annahmen getroffen:

■ Der Anteil von Biokraftstoffen der ersten Generation (Biodiesel, Bioethanol auf Basis von Stärke und Zucker) wird nicht ausgebaut

■ Rohstoffe mit niedrigem Ascheerweichungspunkt (z.B. Stroh) sind in der Vergasung technologisch anspruchsvoller und werden daher hier über den Lignozelluloseaufschluss in den Bioethanolpfad geleitet

■ Holzige Biomassen bilden die Grundlage für die Produktion von FT-Produkt in (P)BtL-Anlagen

■ PBtL-Anlagen werden für einen deutschen Anlagenstandort kalkuliert, da hier hohe Vollbenutzungstunden und günstige Brennstofflogistik möglich ist.

Es werden nachfolgend die Ergebnisse für die sechs Varianten dargestellt.

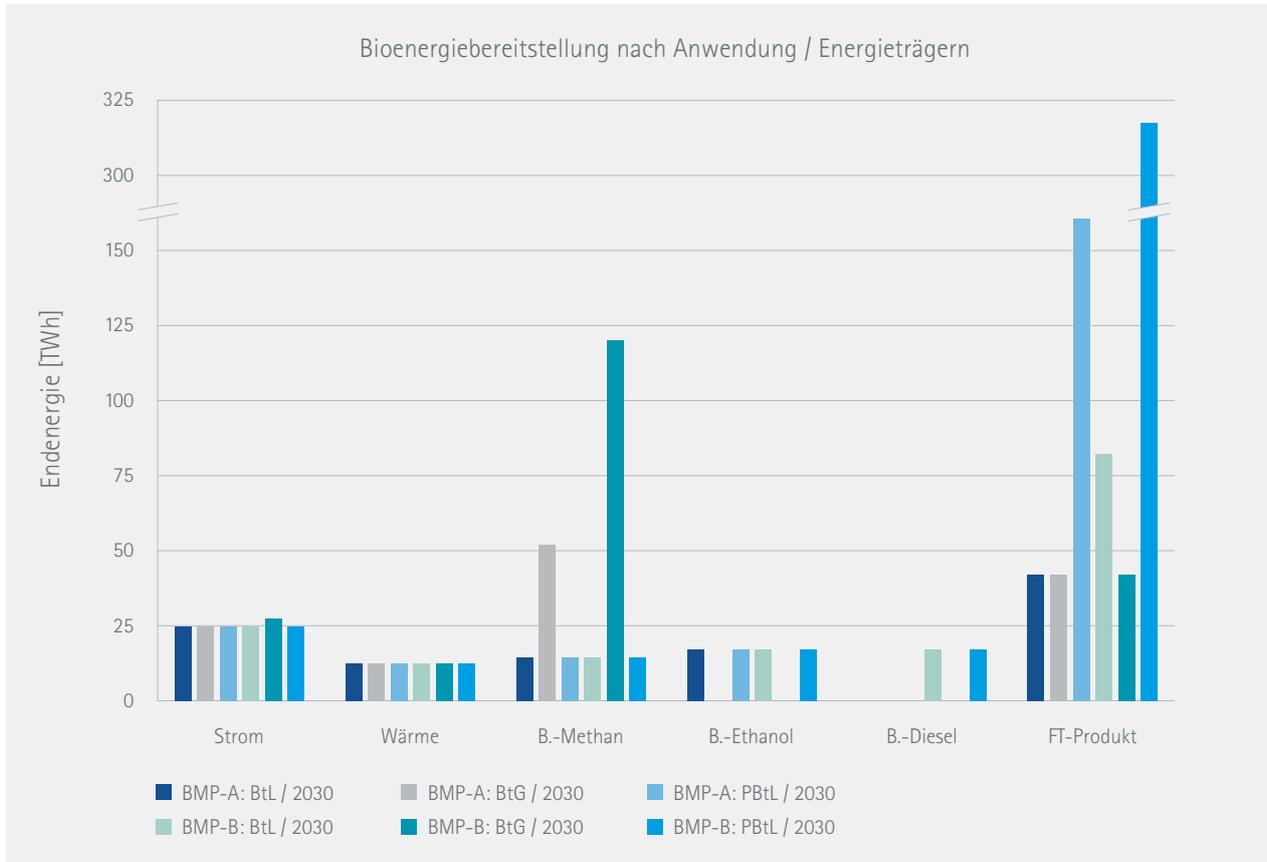
Die Gesamtergebnisse der Biomasseallokation in 6 möglichen Varianten zeigen (vgl. Abbildung 68), dass aufgrund der fixen Zuordnung bestimmter Biomassen in allen Varianten relativ konstante Beiträge zur erneuerbaren Strom- und Wärmeproduktion (26 TWh und 13 TWh) erbracht werden. Die Bereitstellung von Kraftstoffen divergiert aber erheblich. Zuerst ist auch hier zu konstatieren, dass es einen Sockelbeitrag von ca. 15 TWh zur Biomethanproduktion aus bestimmten Reststofffraktionen gibt, die nicht anderweitig allokiert werden können. Auch die Produktion von Fisher-Tropsch-Kraftstoffen (FT-Produkt) ist aufgrund der oben beschriebenen Zuordnung bestimmter Biomassen zu diesem Konversionspfad immer mit einem Mindestbeitrag von 43 TWh in allen Varianten vertreten.

In Abhängigkeit der Priorisierung bestimmter Technologien können aber sowohl die Verteilung als auch die insgesamt erzeugbaren Kraftstoffmengen erheblich variieren. So zeigen die Varianten mit priorisierter Produktion von Biomethan, dass hier vor allem Anbaubiomassen zu Lasten

Tabelle 43: Übersicht der 6 Varianten zur Biomasseallokation

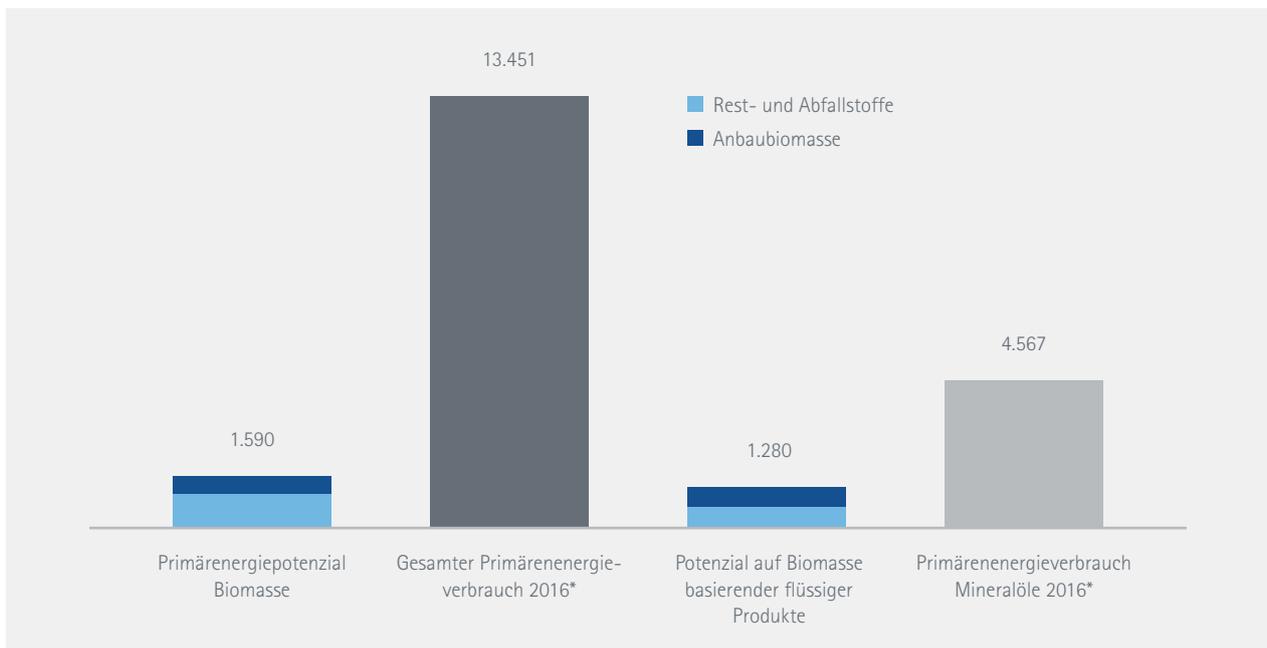
Potenzial / Priorität	Priorität: BtL	Priorität: Biomethan	Priorität: PBtL
Ausschließlich Rest- und Abfall	BMP-A: BtL	BMP-A: BtG	BMP-A: PBtL
Rest- und Abfall + Anbaubiomasse	BMP-B: BtL	BMP-B: BtG	BMP-B: PBtL

Abbildung 68: Darstellung der Ergebnisse der Biomasseallokation in 6 Varianten



Quelle: DBFZ 2018, eigene Berechnungen

Abbildung 69: Darstellung der technisch maximal möglichen Beiträge zur Deckung des deutschen Primärenergiebedarfs in PJ (ohne Ernte- und Lagerverluste über die betrachteten Prozessketten) in Bezug auf den Gesamtverbrauch und den Anteil für Mineralöl für das Jahr 2016



Quelle: Prognos AG

des Volumens von Bioethanol, Biodiesel und anteilig auch FT-Produkt in den Biomethanpfad gelenkt werden. Bei der Priorisierung von BtL, werden anteilig auch Biokraftstoffe der ersten Generation mitproduziert, ein Großteil der Erzeugung entfällt hier aber auf FT-Produkte. Die Varianten mit der Priorisierung von PBtL sind im Prinzip denen mit BtL-Priorisierung gleich zu setzten, mit dem Unterschied, dass hier durch den Einsatz von Wasserstoff und der daraus resultierenden höheren Kohlenstoffnutzungseffizienz, aus dem gleichen Biomassegrundstock deutlich mehr FT-Produkte erzeugt werden können.

11.5 ABLEITUNG VON HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN ZUR BIOMASSE

Wenn die in Deutschland verfügbaren Biomassepotenziale vorrangig für die Produktion von flüssigen Kraftstoffen genutzt werden würden, könnten bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2016 rechnerisch bis zu 28% des äquivalenten Mineralölverbrauchs gedeckt werden.

Diese Abdeckung würde aber wie oben dargestellt nur noch marginale Mengen des Biomassepotenzials im Strom- und Wärmesektor belassen, in denen heute deutlich mehr Biomasse eingesetzt wird. Darüber hinaus unterstellt die Zahl auch eine Steigerung der Potenzialausschöpfung für bisher ungenutzte Rest- und Abfallstoffe sowie eine Umlenkung von Stoffströmen, die bisher in anderen Wertschöpfungs-

ketten gebunden sind. Welche volkswirtschaftlichen Kostenrelationen die vorgeschlagenen Varianten aufweisen, kann im Rahmen dieser Untersuchung nicht evaluiert werden, so dass die dargestellten Biomasseallokationen nicht notwendigerweise auch gesamtgesellschaftlich den größten Nutzen versprechen, sondern auf Grund der unterstellten Nebenbedingungen eher die obere Grenze für die Produktion flüssiger Energieträger auf der Basis der national verfügbaren Biomassen darstellen. Es zeigt sich dabei, dass selbst bei einer endogen vorgegebenen Priorisierung der Produktion flüssiger Kraftstoffe und sehr progressiven Annahmen zur Ausschöpfbarkeit der vorhandenen Potenziale nur ein Teil des aktuellen Mineralölbedarfs substituiert werden kann.

Ein Teil der Biomassen ist darüber hinaus aufgrund technologischer Restriktionen mit vertretbarem Aufwand nicht in flüssige Kraftstoffe überführbar. Neben den hier nicht dargestellten betriebswirtschaftlichen Aspekten ist zusätzlich unberücksichtigt geblieben, inwiefern politische Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel die derzeit in Abstimmung befindliche RED (Renewable Energy Directive), die Biomasseallokation zukünftig beeinflussen werden. Es ist daher aus gesamtgesellschaftlicher Sicht vor allem zielführend, langfristig ausgerichtete Rahmenbedingungen zu schaffen, um den Marktakteuren ein stabiles Umfeld zu geben und Fehlinvestitionen durch häufige Politikwechsel zu vermeiden.

12

POTENZIALE UND TECHNOLOGIEN VON PTX

Wie bereits dargestellt bieten PtL-Kraftstoffe die Chance Bereiche wie z. B. den Flug- und Schwerlastverkehr mit erneuerbaren Kraftstoffen zu versorgen. In diesem Kapitel werden die für diese Studie in Betracht gezogenen Technologiepfade kurz beschrieben. Der Schwerpunkt liegt insbesondere auf der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS), da diese für die Szenarienrechnungen aufgrund ihrer Drop-In-Fähigkeit in die bestehenden Infrastrukturen ausgewählt wurde. Neben der FTS wurden auch die Methanol- und Polyoxydimethylen-Synthese betrachtet.

Die Inhalte dieses Kapitels wurden von UMSICHT erarbeitet.

12.1 TECHNOLOGIEPFADE PTL

12.1.1 Fischer-Tropsch-Synthese

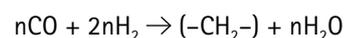
Mithilfe der FTS können aus Wasserstoff (H₂) und Kohlendioxid (CO₂) höhere bzw. länger-kettige Kohlenwasserstoffe hergestellt werden. Dieses Verfahren wird insbesondere in Südafrika seit den 50er Jahren zur Gewinnung von u. a. Diesel- und Ottokraftstoffen sowie Chemierohstoffen aus Kohle eingesetzt, wobei zunächst ein Synthesegas ausgehend von Kohle hergestellt wird (Albrecht et al. 2013). Um mithilfe von erneuerbaren Energien (EE) ein Synthesegas für die FTS bereitstellen zu können sind im Wesentlichen drei Pfade vorstellbar:

- Niedertemperaturelektrolyse und CO/CO₂-Gewinnung aus konzentrierten Quellen oder der Umgebungsluft
- Hochtemperaturelektrolyse und CO/CO₂-Gewinnung aus konzentrierten Quellen oder der Umgebungsluft
- Biomassevergasung

Aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstands und den zukünftig benötigten PtL-Mengen wird im Folgenden der Pfad mit Hochtemperatur-Elektrolyse und CO₂-Gewinnung aus Umgebungsluft beschrieben. Die Leistungsfähigkeit der Einzelkomponenten wird derzeit u. a. von Sunfire und

Climeworks in verschiedenen Demonstrationsprojekten gezeigt (Sunfire GmbH 2017a), (Sunfire GmbH 2017b). Zur Gewinnung von CO₂ aus Umgebungsluft kann beispielsweise mithilfe von Absorption an mit Aminen angereicherter Cellulose, wie von Climeworks derzeit in der Schweiz demonstriert, erfolgen (Climeworks AG 2017a), (Climeworks AG 2017b). Eine schematische Darstellung des Verfahrens und ihrer Komponenten ist in Abbildung 70 abgebildet.

Die FTS ist stark exotherm, sodass ein relativ hoher Anteil des Wärmebedarfs für die Hochtemperatur-Elektrolyse oder der inversen CO-Shift-Reaktion durch eine hohe Wärmeintegration gedeckt werden kann (Fasihi, Bogdanov und Breyer 2016). Der inverse CO₂-Shift ist nötig um CO für die FTS bereitstellen zu können. Nach der folgenden Formel findet die Bildung von Kohlenwasserstoffketten statt.



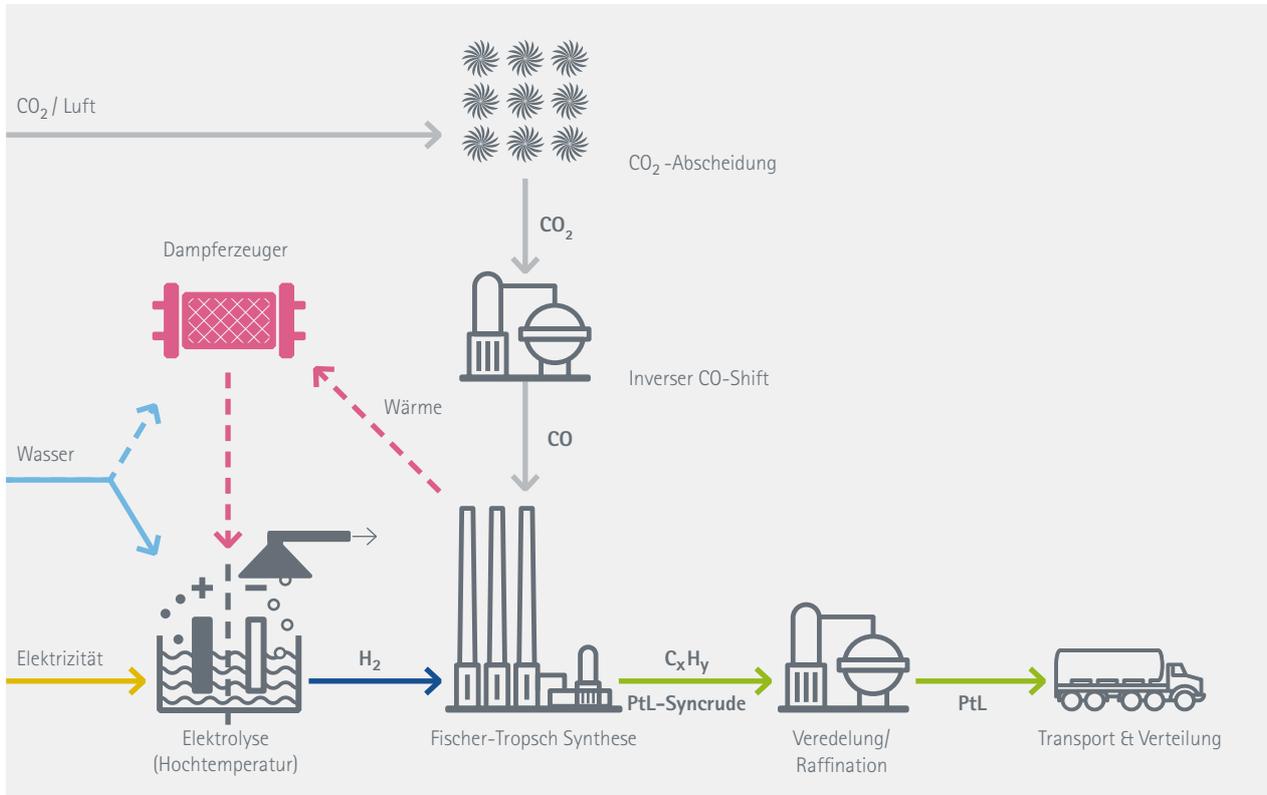
In Abhängigkeit der Betriebsparameter Druck und Temperatur sowie des verwendeten Katalysators kann die Kettenlänge des PtL-Syncrudes beeinflusst werden. In der Regel werden hohe Kettenlängen angestrebt, die anschließend mittels Hydrocracking in die benötigten Fraktionen unterteilt werden (LBST GmbH und Bauhaus Luftfahrt e.V. 2016).

12.1.2 Methanolsynthese

Bei der klassischen Methanolsynthese handelt es sich um ein Verfahren zur Synthese von Methanol aus H₂ und CO. Erste industrielle Anlagen sind bereits seit fast 100 Jahren im Einsatz und seit den 1960er Jahren ist das ICI-Niederdruckverfahren mit Kupfer-Zinkoxid-Alumina-Katalysatoren in der Großindustrie als Standard etabliert. Die derzeit größte konventionelle Anlage ist die Lurgi MegaMethanol-Anlage mit einer Produktionskapazität von 5.000 t Methanol pro Tag (Chemie Technik Fachinformation 2004).

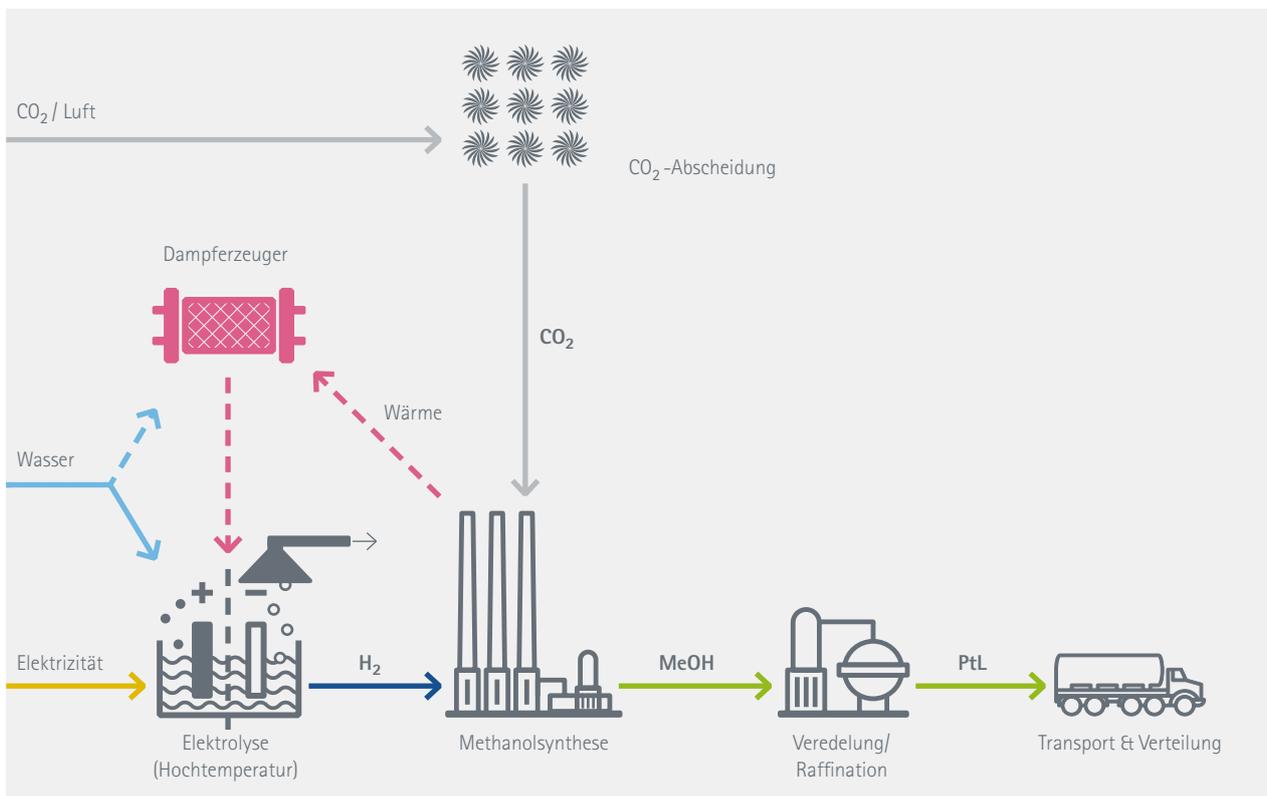
Um jedoch Methanol aus EE herzustellen liegt aktuell der Fokus auf der Katalysatorenforschung zur Direkt-Metha-

Abbildung 70: Schematische Darstellung des Fischer-Tropsch-Verfahrens



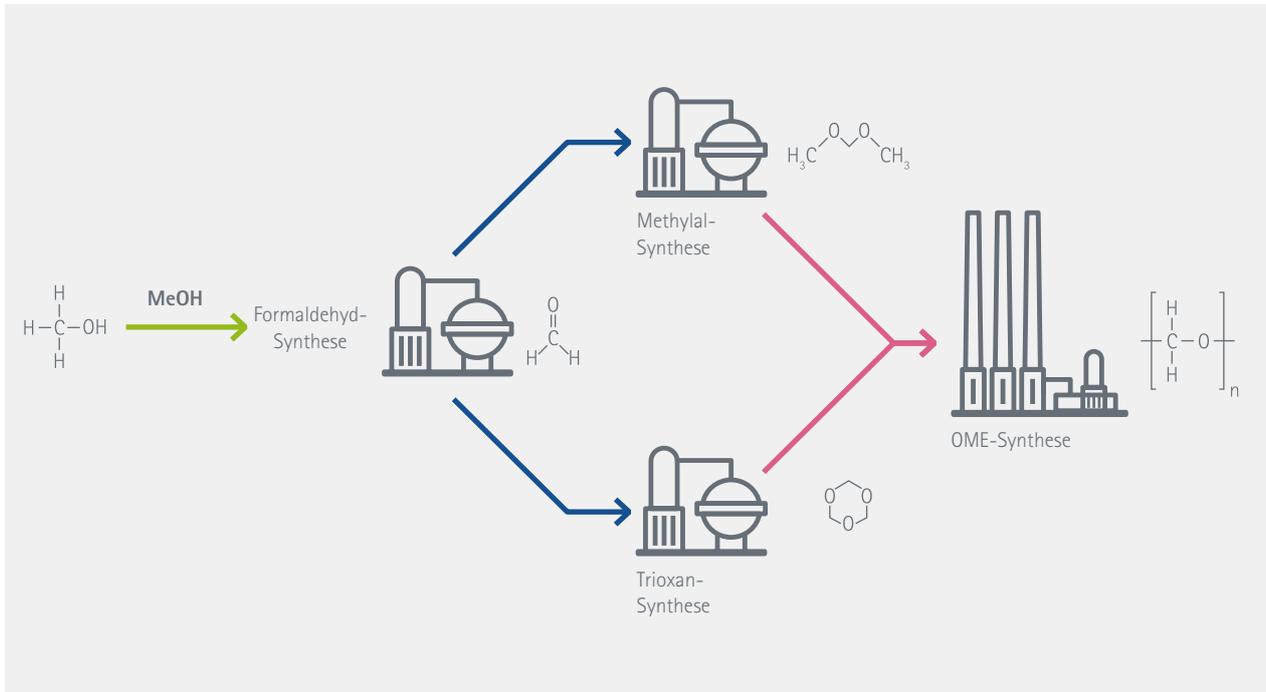
Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an LBST 2016

Abbildung 71: Schematische Darstellung der Methanolsynthese



Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an LBST 2016

Abbildung 72: Schematische Darstellung der Polyoxymethylenethersynthese



Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an Burger 2012

nerzeugung aus CO₂ und H₂, sodass der inverse CO-Shift eingespart werden kann. Das Verfahren ist schematisch in Abbildung 71 dargestellt. Die Gesamtwirkungsgrade liegen etwa bei 45 bis 55 %, vgl. auch (Schmidt, et al. 2016). Die üblichen Betriebsparameter liegen etwa bei 300 °C und 80 bar (Ritzkopf 2005).

12.1.3 Polyoxymethylenethersynthese

Polyoxymethylenether kann als Dieselzusatz stark rußmildernd wirken bzw. als Reinstoff rußfrei verbrennen (Maus, et al. 2014) und bietet dadurch eine vielversprechende Möglichkeit Dieselkraftstoffe zu ergänzen oder zu ersetzen. Die Polyoxymethylenethersynthese basiert auf der Methanolsynthese bzw. benötigt Methanol als Einsatzstoff. Aus Methanol wird zunächst Formaldehyd synthetisiert, woraus wiederum Methylal und Trioxan synthetisiert wird, bevor im letzten Schritt die eigentliche OME-Synthese erfolgt (s. Abbildung 72). Aufgrund der Vielzahl an Synthesestufen ist der Gesamtwirkungsgrad Strom zu PtL mit etwa 38 % im Verhältnis zur FTS und Methanolsynthese relativ gering.

12.2 GESTEHUNGSKOSTEN DER PTL

Im Folgenden wird die Gestehungskostenberechnung der FTS-Route beschrieben. Die Kostenberechnung basiert im Wesentlichen auf Literaturwerten und im Projekt getroffenen Annahmen.

12.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für die FTS wurden für die einzelnen Baugruppen Meerwasserentsalzung, Elektrolyse, Direct-Air-Capture (DAC) und Syntheseinheit ermittelt. Für die Integration eines Zwischenspeichers des produzierten H₂ wurde konstant mit 65 €/kW Elektrolyseanschlussleistung angesetzt. Die ermittelten spez. Kosten der Baugruppen wurden mithilfe von Lernkurven (National Energy Technology Laboratory (NETL) 2013) und eigenen Annahmen zum Zubau auf die betrachteten Zeiträume 2030 und 2050 projiziert. Die resultierenden spezifischen Investitionskosten sind in Tabelle 44 wiedergegeben.

12.2.2 Gestehungskostenberechnung

Mithilfe der spezifischen Investitionskosten und weiteren Annahmen zum Anlagenbetrieb und den Effizienzen der Einzelschritte werden die Gestehungskosten bzw. die Levelised Cost of Fuel (LCOF, s. a. [VGB2015]) pro Liter PtL-Syncrude ermittelt. Ausgangspunkt für die Rechnungen bildet die Annahme, dass Anlagen mit einer jährlichen Produktionsmenge in Höhe von 10 Mio. t pro Jahr bei jährlichen Volllaststunden der Elektrolyseure von 5.000 h realisiert werden können. So ergibt sich für den realistischen Fall in 2050 eine Investitionssumme in Höhe von 22,57 Mrd. €.

Tabelle 44: Spezifische Investitionskosten und Annahmen der einzelnen Baugruppen

		2030				2050			
CAPEX*									
Elektrolyse**	€/kW _{el}	705				370			
Reinvestition Stack (nach 15 a)	€/kW _{el}	430				300			
DAC	€/(t CO ₂ *a)	366				246			
Synthese	€/(l*a)	0,54				0,42			
Meerwasserentsalzung	€/(l H ₂ O*a)	0,0023				0,0023			
Speicher	€/kW _{el} Elektrolyse	65				65			
		günstig		realistisch		günstig		realistisch	
Effizienz Elektrolyse (H₂)		78 %		66 %		86 %		73 %	
WACC		7 %	2 %	7 %	2 %	7 %	2 %	7 %	2 %
Stromkosten	Cent/kWh	3.1^a	2.1^a	6.4^b	4.4^b	2.7^a	1.9^a	5.7^b	3.9^b
Erzeugungskosten PtL-Syncrude	€/l	0,98	0,70	1,75	1,23	0,70	0,49	1,33	0,92
	Cent/kWh	10,3	7,3	18,3	12,9	7,3	5,1	13,9	9,6

Quelle: (Fasihi, Bogdanov und Breyer 2016), (Caldera, Bogdanov und Breyer 2016), (Albrecht et al. 2013), (Becker, et al. 2012), (LBST GmbH und Bauhaus Luftfahrt e.V. 2016), (E4Tech und Element Energy 2014) (Climeworks AG 2017b) und eigenen Berechnungen], *Gilt für Anlagen mit Produktionsmengen in Höhe von 10.000 kt/a, ** 5.000 Vollbenutzungsstunden von Elektrolyse und Synthese, ^aGilt für besonders günstige Standorte in der MENA-Region. Das Potenzial zu diesen Kosten ist begrenzt (vgl. Tabelle 39), ^bGilt für mittlere Standorte in der MENA-Region. Das Potenzial zu diesen Kosten liegt in der Größenordnung von 18.000 TWh/a (vgl. Tabelle 40)

Es wurden zwei Preisfahde ermittelt, deren Rahmendaten und Ergebnisse in Tabelle 44 aufgelistet sind. Im optimistischen Fall erreicht die Elektrolyse im Jahr 2050 einen mittleren Wirkungsgrad von 86%, im realistischen Fall von 73% (bezogen auf oberen Heizwert).

In Tabelle 45 sind die spezifischen Energieverbräuche der einzelnen Prozessschritte für den realistischen Fall aufgeführt. Der angenommene Brennwert des PtL-Syncrude liegt

bei 9,56 kWh/l (Berechnet aus 43 MJ/kg, 0,8 kg/l), sodass sich für den Gesamtprozess ohne Produktaufbereitung ein Wirkungsgrad von 53% im realistischen Fall ergibt.

Die in Tabelle 45 angegebenen Verbräuche sind im Falle thermischen Energiebedarfs mithilfe von Wirkungsgraden bzw. der Arbeitszahl von Wärmepumpen für den Nieder-temperaturwärmebedarf der DAC bzw. Hochtemperaturwärmebedarf für die RWGS umgerechnet worden (Albrecht

Tabelle 45: Spezifischer Energiebedarf der einzelnen Prozessschritte der FTS

Prozessschritt	spezifischer elektrischer Energieverbrauch in kWh/(l FTS)
DAC	2,35
MWE	0,0033
Elektrolyse	8,89
Synthese RWGS	6,69
Summe	17,93
Wirkungsgrad (H₂, realistischer Fall)	53 %

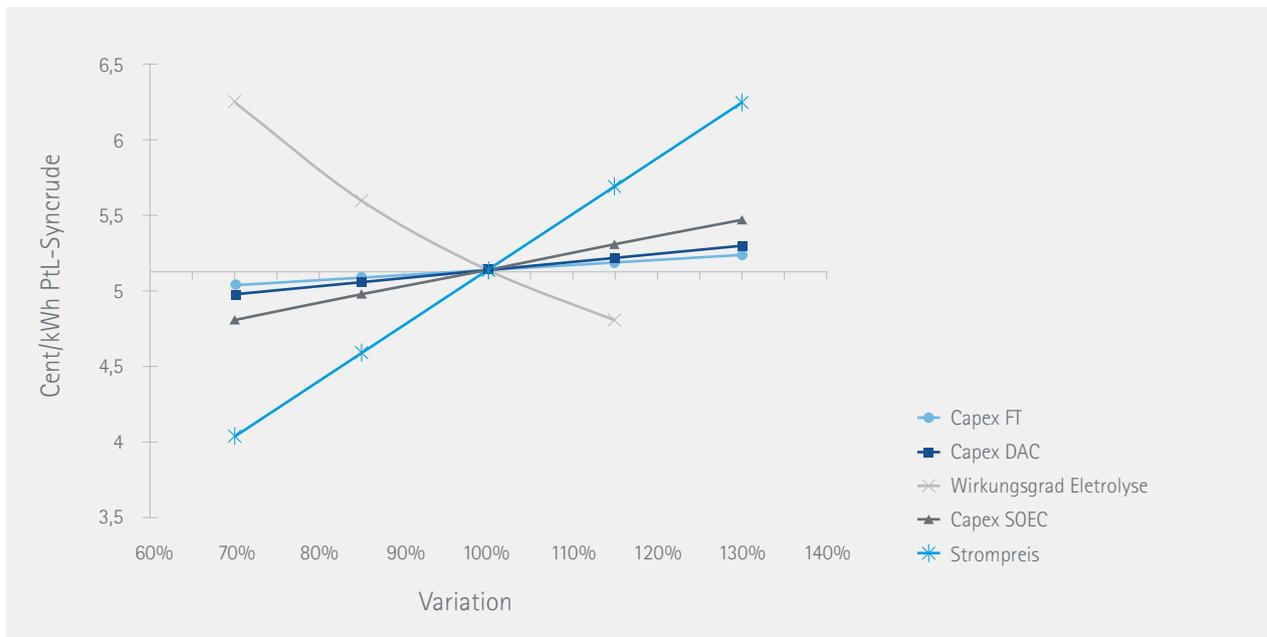
Quelle: (Fasihi, Bogdanov und Breyer 2016), (Caldera, Bogdanov und Breyer 2016) und eigene Berechnungen

Tabelle 46: Lebensdauer und fixe betriebsgebundene Kosten der Baugruppen der FTS

Baugruppe	Lebensdauer	Opex_fix
FTS	30 a	3 %
SOEC	15 a	3 %
DAC	30 a	4 %
MWE	30 a	4 %
H ₂ -Speicher	30 a	2 %

Quelle: (Fasihi, Bogdanov und Breyer 2016), (Caldera, Bogdanov und Breyer 2016), (E4Tech und Element Energy 2014) und eigene Annahmen

Abbildung 73: Sensitivitätsanalyse der Gesteungskosten von PtL-Syncrude auf Basis der FTS 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Berechnungen von UMSICHT, günstiger Fall, 2 % WACC

et al. 2013), (Fasihi, Bogdanov und Breyer 2016). Aus diesen Verbräuchen errechnen sich die variablen betriebsgebundenen Kosten der Anlage. Hinzu kommen fixe betriebsgebundene Kosten gemäß Tabelle 46.

12.2.3 Sensitivitätsanalyse

Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse werden die treibenden Faktoren für die Gesteungskosten ermittelt, um im Folgenden eine Preisspanne aufzuzeigen.

Abbildung 73 zeigt deutlich, dass der Wirkungsgrad der Elektrolyse sowie die Stromgestehungskosten die aus-

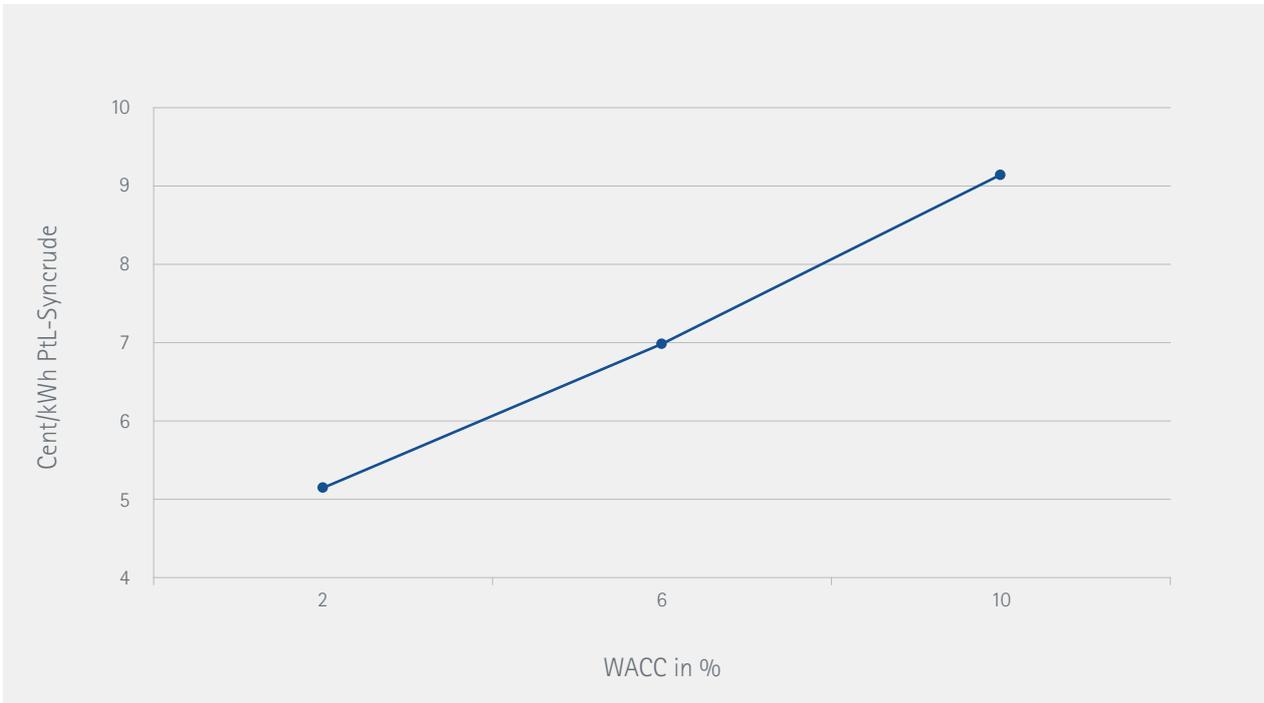
schlaggebenden Faktoren sind. Neben diesen beiden Faktoren hat der kalkulatorische Zinssatz (WACC) einen hohen Einfluss auf die Gesteungskosten (vgl. Abbildung 74).

Auf Basis dieser Erkenntnisse wurden für die Zeitpunkte 2030 und 2050 jeweils realistische und optimistische Gesteungskosten berechnet, bei denen diese ausschlaggebenden Parameter entsprechend variiert werden (vgl. Tabelle 44).

Kombiniert mit den Stromkosten günstiger und mittlerer EE-Standorte in der MENA-Region²⁰ für zwei Zinsniveaus (7 und 2%) ergeben sich die Spannbreiten für die Erzeugungskosten von PtL-Syncrude, die in Abbildung 75 dargestellt sind.

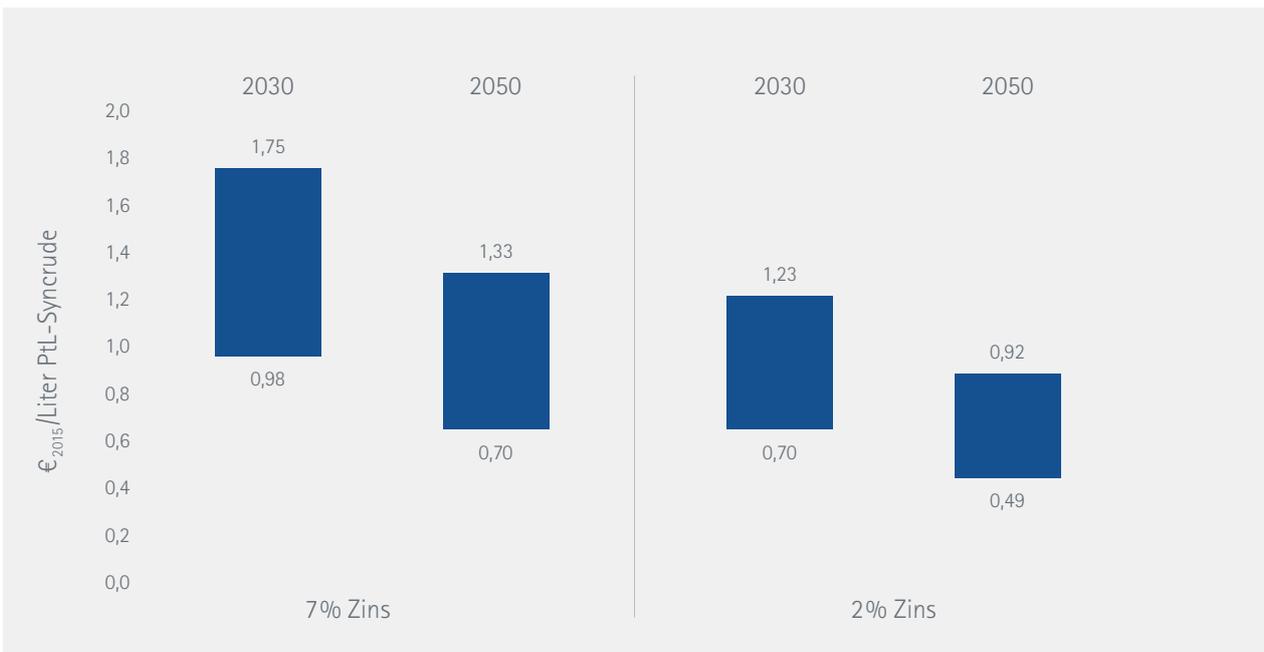
²⁰ Eine Einordnung über das Mengenpotenzial zu diesen Kosten gibt Abschnitt 10.2.

Abbildung 74: Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes auf die PtL-Syncrude Gestehungskosten auf Basis der FTS 2050



Quelle: Eigene Darstellung, günstiger Fall, 2 % WACC

Abbildung 75: Bandbreite der Erzeugungskosten von PtL 2030 und 2050 in €₂₀₁₅/Liter (Fischer-Tropsch-Verfahren)



Quelle: UMSICHT (Stromkosten: Prognos)

Tabelle 47: Annahmen zu Kosten und Effizienzen der Methanisierung (PtG)

Jahr Standort	2030				2050			
	günstig		realistisch		günstig		realistisch	
WACC	2%	7%	2%	7%	2%	7%	2%	7%
Stromkosten in €/kWh	0,024	0,035	0,045	0,065	0,021	0,031	0,040	0,058
CAPEX €/kWh CH ₄	250				200			
OPEX	2%							
Lebensdauer in Jahren	30							
Gesamtwirkungsgrad (H ₂)	61%		52%		67%		57%	

Quelle: Prognos AG

Bei 7% WACC liegen die berechneten Erzeugungskosten 2030 zwischen 0,98 und 1,75 €/l bzw. 2050 zwischen 0,70 und 1,33 €/l PtL-Syncrude.

im Jahr 2050 liegen in der Größenordnung der in (Frontier Economics, IAEW, 4 Management, EMCEL 2017) angenommenen Kosten.

12.3 TECHNOLOGIE UND GESTEHUNGS-KOSTEN POWER-TO-GAS

Aufgrund des Fokus dieser Untersuchung auf die flüssigen Energieträger und Rohstoffe wird synthetisches Erdgas nicht in der selben Tiefe untersucht. Synthetisches Erdgas ist Methan (CH₄), das aus Kohlendioxid (CO₂ aus DAC) und Wasserstoff (H₂) in einer Methanisierungsreaktion gewonnen wird, wobei es katalytische und biologische Verfahren gibt. Wie bei den PtL-Prozessen entstehen in der Synthese Wasser und Abwärme, die in DAC und Elektrolyse genutzt werden können.

In dieser Untersuchung wurde die katalytische Synthese angenommen. Als beispielhaften Standort für die Synthese wurde Kasachstan gewählt, weil dort neben hohen Potenzialen erneuerbarer Stromerzeugung auch eine Anbindungsmöglichkeit an bestehende Gastransportinfrastruktur (Central Asia Centre Pipeline) besteht.

Es gelten dieselben Annahmen zu Kosten und Effizienzen für die Wasserstoffgewinnung, Gewinnung von Kohlendioxid aus der Luft, Meerwasserentsalzung und Zwischenspeichern wie bei PtL.

Die Standortbezogenen Kosten für die Stromerzeugung aus PV und Wind sowie die Annahmen zu Kosten und Effizienzen der Synthese gehen aus Tabelle 47 hervor.

Wie auch bei den Synthesen der flüssigen Energieträger und Rohstoffe werden für die Kosten der Synthese starke Reduktionen durch Skaleneffekte bei der großtechnischen Anwendung und bei Installationsmengen im GW-Maßstab unterstellt. Die angenommenen Kosten von 200 €/kWh CH₄

UNTERSUCHUNGSTEIL C: CASE STUDIES ZU RAFFINERIEEN

Im Rahmen der Studie wurden Fachgespräche mit zwei großen deutschen Raffineriestandorten geführt. Ziel der Gespräche war ein besseres Verständnis über die Raffinerien in den THG-Reduktions-Szenarien zu erlangen. Im Zentrum der Gespräche stand das Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen der flüssigen Energieträger und Rohstoffe.

Dieser Abschnitt widmet sich zunächst der allgemeinen Rolle der Raffinerien im Energiesystem und in der industriellen Wertschöpfungskette in Deutschland. Als Ergebnis der Fachgespräche werden darüber hinaus die Möglichkeiten, Herausforderungen und Voraussetzungen für eine erfolgreiche, schrittweise Reduktion der Treibhausgasemissionen flüssiger Energieträger und Rohstoffe erläutert und diskutiert.

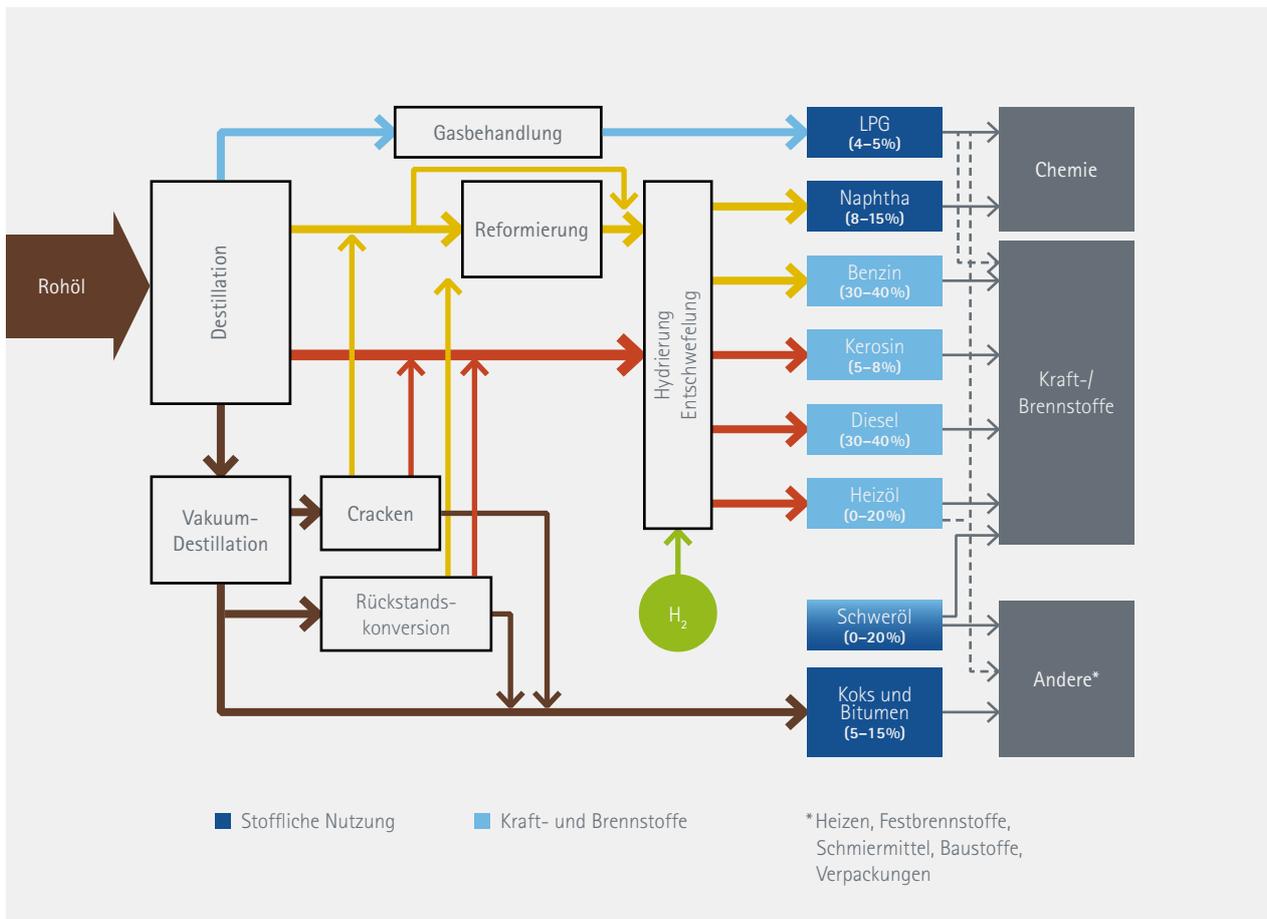
13

RAFFINERIEEN IN DEUTSCHLAND

Unter Raffinerien werden in dieser Studie im Allgemeinen Erdölraffinerien betrachtet. Es handelt sich dabei um komplexe Anlagen, in denen Rohöl in verschiedene flüssige Energieträger und Rohstoffe zerlegt wird. Konkret handelt es sich u.a. um die Sekundärenergieträger Benzin und Dieselkraftstoff, Kerosin und Heizöl aber auch LPG sowie verschiedene Rohstoffe wie zum Beispiel Gase, Naphtha und aromatenreiche Ströme als Chemierohstoffe (Kunststoffe, pharmazeutische Produkte, Faserstoffe etc.), Schmierstoffe, Anodenkoks und Bitumen.

In Deutschland gibt es derzeit 13 Raffineriestandorte, die insgesamt eine jährliche Verarbeitungskapazität von rund 102 Millionen Tonnen Rohöl erreichen (MWV 2017). Jeder Raffineriestandort ist unterschiedlich aufgebaut, was sich in verschiedenen Anlagenkonfigurationen, Rohölsortenbedarf und Produktpaletten und -ausstoßmengenverhältnissen widerspiegelt. In der Regel erfolgt die Versorgung über Rohölpipelines und der Abtransport der Produkte über Produktpipelines, Schiene, Schiff und Tanklaster. Der Verwertungsprozess des Rohöls erfolgt nahezu rückstandsfrei, das

Abbildung 76: Kuppelproduktion in einer typischen europäischen Musterraffinerie



Quelle: Eigene Darstellung nach (Fuelseurope 2017)

heißt, ein Großteil der Bestandteile wird genutzt und geht entweder in die Produkte ein oder wird in Raffineriekraftwerken zur Energieversorgung verwertet. Durch den Eigenverbrauch der Raffinerien und der Energieerzeugung in den Raffineriekraftwerken entstanden im Jahr 2016 Emissionen in Höhe von 25,3 Millionen Tonnen CO₂.

Abbildung 76: Kuppelproduktion in einer typischen europäischen Musterraffinerie stellt das Fließbild einer typischen europäischen Musterraffinerie dar: Die Rohölverarbeitung erfolgt in einer sogenannten **Kuppelproduktion** (auch Verbund- oder Koppelproduktion), einem Produktionsprozess, in dem mehrere Haupt- und Nebenprodukte **parallel** erzeugt werden. Durch Variation der Prozessparameter (abhängig von den installierten Anlagen) können die Produktanteile innerhalb gewisser Grenzen verschoben werden (Prozentwerte in Klammern in Abbildung 76). Veränderungen über eine gewisse Flexibilität der Größenordnung von 10 bis 20% hinaus erfordern bauliche Veränderungen an den Anlagen der Raffinerien. Durch Investitionen in die Raffinerien und apparative Anpassungen ist es theoretisch möglich, ganze Fraktionen zu verschieben, z. B. Benzin in die Naphthafraktion zu konvertieren, um den Anteil an Chemiefeedstock im Produktportfolio zu erhöhen. Je höher der energieintensive Konvertierungsanteil einer Raffinerie ist, um den Marktbedarf an Rohstoffen und Energieträgern zu befriedigen, desto höher ist auch der Eigenverbrauch.

Reduktion der Treibhausgasemissionen

Im vorgegebenen Szenariorahmen mit den in Abschnitt 4.1 beschriebenen THG-Reduktionszielen können die Ziele nur erreicht werden, wenn die Emissionen der flüssigen Energieträger und Rohstoffe reduziert werden können. Auf die Raffinerien als zentrale Verarbeiter großer Mengen Primärenergie (Rohöl) zu einer breiten Palette an Sekundärenergieträgern und Rohstoffen kommen hier besondere Herausforderungen zu. Als mögliche Hebel, um die Emissionsziele zu erreichen, wurden die Rubriken identifiziert, die nachfolgend näher erläutert werden: **Effizienzsteigerungen, Einkopplung erneuerbarer Energien, Veränderung der Rohstoffbasis und CO₂-Abscheidung (CCS)**.

13.1 EFFIZIENZSTEIGERUNGEN

Deutsche Raffinerien gehören zu den effizientesten Raffinerien weltweit, wobei die Effizienzen der Einzelraffinerien sich durchaus unterscheiden. Die Rohölverarbeitung in Raffinerien erfolgt in der Regel sehr effizient durch Integration der Energie- und Stoffströme innerhalb der

Raffinerie und teilweise auch im Verbund mit angegliederten Chemieunternehmen (z. B. Chemieparks). Damit ist ein hoher apparativer Aufwand in Form von Wärmeübertragern, Isolationsmaterial, Leitungen etc. verbunden. Der Eigenverbrauch an Mineralöl der Raffinerien in Deutschland lag 2015 in der Höhe von rund 5%.²¹ Allerdings gibt es verschiedene Trends, die eine Steigerung dieser Effizienz erschweren:

- Aufgrund der weltweit steigenden Rohölnachfrage werden vermehrt neue Vorkommen ausgebeutet und die mittlere Rohölqualität sinkt, was sich in einem moderaten Trend hin zu schwereren, schwefelhaltigeren Rohölen zeigt.
- Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Produkte der Raffinerien (sinkende Schwefelgehalte und andere emissionsrelevante Parameter).
- Ebenso werden global leichtere, qualitativ höherwertige Energieträger vermehrt nachgefragt.

Diese Trends steigern den Verarbeitungsaufwand, was die CO₂-Emissionen einer Raffinerie erhöht²² und tendenziell zu mehr Rückstandsprodukten führt. Gleichzeitig kann die Rohstoffeffizienz verbessert werden, wenn Rückstandsprodukte umgewandelt und nicht mehr zur Dampf- und Stromerzeugung verbrannt werden. Die CO₂-Emissionen können neben der Steigerung der Energieeffizienz auch durch die Umstellung auf Erdgasfeuerungen in den Prozessen und Kraftwerken reduziert werden, sofern das nicht bereits in Deutschland erfolgt ist. Wie in jeder industriellen Anlage, führt eine geringere Auslastung (Anlagen in Teillast) oder höhere Flexibilität (An- und Abfahren, „Hot Standby“) zu einer Verringerung der Energieeffizienz und zu einer Erhöhung der spezifischen CO₂-Emissionen.

13.2 EINKOPPLUNG ERNEUERBARER ENERGIE IN DIE PROZESSE

Der nächste mögliche Schritt, um die Emissionen der Raffinerien zu senken, ist die Einkopplung erneuerbarer Energien in die Prozesse.

Unter dem Stichwort „grüner Wasserstoff“ in Raffinerien wird die Möglichkeit der Einkopplung erneuerbaren Stroms in den Produktionsprozess der Raffinerien über den Sekundärenergieträger Wasserstoff aus Wasserelektrolyse diskutiert. Wasserstoff wird in Raffinerien als Nebenprodukt gewonnen, wie z. B. in der katalytischen Reformierung

²¹ Der Wert bezieht sich nur auf den Eigenverbrauch von Mineralölprodukten. Der gesamte Eigenverbrauch lag mit 6,9% im Jahr 2015 höher.

²² Abhängig von der Zurechnung der THG-Emissionen aus der Strom- und Dampferzeugung der Raffineriekraftwerke.

von Rohbenzin und in verschiedenen Prozessen verbraucht, wie z. B. Hydrotreating (Entschwefelung und Entfernen von Verunreinigungen), oder Hydrocracking (Konversion von Kohlenwasserstoffen mit Hilfe von Wasserstoff). Der Verbrauch an Wasserstoff liegt bei den deutschen Raffinerien höher als die Eigenerzeugung und führt zu einem Netto-Wasserstoffbedarf in der Größenordnung von 144 Kilotonnen pro Jahr (Vanhoudt W. 2016). Dieser wird heute vorrangig durch Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen.

Das Senkungspotenzial der Treibhausgasemissionen durch die Substitution von Wasserstoff aus Dampfreformierung mit grünem Wasserstoff aus Wasserelektrolyse ist abhängig von dem Emissionsfaktor der dabei eingesetzten elektrischen Energie. Überschlägig können in der Raffinerie 10 Tonnen CO₂ pro Tonne grünem Wasserstoff eingespart werden, wenn die elektrische Energie aus vollständig CO₂-neutralen Quellen stammt. Beim aktuellen Strommix würden sich dabei die Emissionen im Stromsektor um rund 22 Tonnen CO₂ pro Tonne erhöhen (Erhöhung der Gesamtemissionen also um 12 Tonnen).

Mit dem derzeitigen Anteil von erneuerbarem Strom im deutschen Strommix ist die THG-Bilanz von Elektrolysewasserstoff also noch nicht mit Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung konkurrenzfähig. Allerdings wird sich dies bei steigenden Anteilen der erneuerbaren Stromerzeugung verbessern und letztendlich zu einer besseren CO₂-Bilanz führen.²³

Vor dem Hintergrund der notwendigen Lernkurven für die Elektrolysetechnologie gibt es allerdings auch wirtschaftspolitische Argumente, die im Abschnitt 14.2 angeführt werden.

13.3 VERÄNDERUNG DER ROHSTOFFBASIS

Die Veränderung der Rohstoffbasis von Raffinerien meint den Ersatz von Rohöl durch Alternativen wie z. B. synthetische Energieträger und andere Rohstoffe (Power-to-Liquid: PtL, Biomass-to-Liquid: BtL)

Diese Maßnahmen stellen den effektivsten Hebel dar, um die THG-Emissionen der Raffinerien und vor allem ihrer Produkte zu reduzieren und die einzige Option den Kohlenstoffkreislauf flüssiger Energieträger und Rohstoffe zu schließen. Die Potenziale und Technologien wurden im Abschnitt 12 dargestellt.

Die Einkopplung von PtL in den Raffinerieprozess ist nach den Fachgesprächen heute bereits mit geringen Veränderung der Anlagenkonfiguration bis zu einem Fünftel²⁴ möglich. Das bedeutet eine Substitution von ca. 20 Mio. Tonnen Rohöl durch strombasiertes PtL-Syncrude bei der aktuellen Rohölverarbeitung in Deutschland.

Das Einbringen des synthetischen Rohstoffes kann an mehreren Stellen erfolgen. Die einfachste Variante ist das Beimischen zum Rohöl, das PtL durchläuft den gesamten Raffinerieprozess beginnend mit der atmosphärischen Destillation. PtL-Syncrude enthält allerdings keine Verunreinigungen wie Schwefel oder Schwermetalle und muss darum Prozessschritte wie das Hydrotreating (Entschwefelung) nicht durchlaufen. Eine weitere Option kann das direkte Einbringen von PtL-Syncrude über Hydro- oder katalytische Cracker sein.

Wenn der Anteil an PtL-Syncrude weiter steigt, werden Anpassungen der Raffineriekonfiguration notwendig sein, um der veränderten Zusammensetzung ggü. Rohöl Rechnung zu tragen. Dabei wird angenommen, dass diese Anpassungen im regelmäßigen Investitionszyklus der Raffinerien mit Mehrkosten in Höhe von 15% erfolgen.

Anlagen wie z. B. die Vakuumdestillation, die gesamte Rückstandsverarbeitung, Anlagen zur Abtrennung von Verunreinigung (Schwermetalle, Schwefel, etc.) werden für die PtL-Syncrude-Verarbeitung möglicherweise nicht mehr gebraucht oder weniger ausgelastet. Die unterschiedliche Zusammensetzung von PtL-Syncrude auf Basis einer Fischer-Tropsch-Synthese und Rohölen ist der Hauptgrund für eine Anpassung der Anlagenkonfiguration in einer Raffinerie, da sich die Produktausbeuten ändern. Bei Produkten wie Schmieröl, Bitumen, Anodenkoks oder anderen Spezialprodukten kann es notwendig sein, einen gewissen Anteil an Rohöl als Rohstoff beizubehalten, da sie aus dem PtL-Syncrude nicht oder nur aufwändig hergestellt werden können.

Für den Raffineriesektor bedeuten die in den Szenarien angenommenen Beimischungsanteile und damit der Rückgang des Erdölanteils in der Verarbeitung eine Umstellung. Neben der Veränderung der Produktanteile wird auch ein Rückgang der konventionellen Raffineriekapazitäten erwartet. Es lassen sich deutliche Standortvorteile für Raffinerien erkennen, die im Chemieverbund produzieren und dadurch eine zusätzliche Absatz-Flexibilitätsoption haben.

23 Ab einem Emissionsfaktor von ca. 197 g CO₂/kWh_{el} oder geringer hat die Wasserelektrolyse geringere CO₂-Emissionen als die Dampfreformierung aus Erdgas (Annahme zum Wirkungsgrad für Wasserelektrolyse und Dampfreformierung je 75%)

24 Je nach Anlagenkonfiguration sind auch höhere Anteile denkbar

Der relative Eigenverbrauch bezogen auf den Rohstoffeinsatz für die Verarbeitung kann infolge einer PtL-Beimischung zunächst möglicherweise ansteigen (vgl. (de Klerk 2008)), wenn sich die Eduktzusammensetzung der Raffinerien ändert und dem maximalem Anteil nähert, der ohne technische Anpassungen für die jeweilige Raffinerie möglich ist. Langfristig, mit steigendem Anteil an PtL-Syncrude, wird angenommen, dass er aufgrund der leichtölähnlichen Eigenschaften von Syncrude und der erfolgten Anpassungen der Raffinerien wieder sinkt.

Wenn Raffinerien sich im Laufe der Zeit auf die Verarbeitung von PtL-Syncrudes anpassen, so werden diese Standorte mit den möglichen Synthese-Raffinerie-Verbundstandorten außerhalb Europas konkurrieren.

13.4 CO₂-ABSCHEIDUNG IN RAFFINERIEEN

Grundsätzlich besteht die Option, dass Raffinerien ihre CO₂-Emissionen abscheiden und in geologische Formationen speichern (Carbon Capture and Storage, CCS). Allerdings bestehen hier vor allem gesellschaftliche Akzeptanzhürden.

Sofern die Raffinerien ihren Eigenverbrauch aus vollständig treibhausgasneutralen Energiequellen decken²⁵, ist auch eine Weiternutzung des abgeschiedenen CO₂ als Rohstoff (Carbon Capture and Utilisation, CCU) für eine PtL-Synthese denkbar. In diesem Fall wäre der Kohlenstoffkreislauf geschlossen.

25 Die deutschen Raffinerien hatten laut Energiebilanz im Jahr 2015 einen Eigenverbrauch von 6,9%. Treibhausgasneutral wird dieser Eigenverbrauch z. B. durch Unterfeuerung der Raffinerieprozesse mit synthetischen Gasen.

14

SCHLUSSFOLGERUNGEN UND HANDLUNGSOPTIONEN

14.1 ALLGEMEINES

Flüssige Energieträger und Rohstoffe haben heute eine **erhebliche Bedeutung** im Energiemix und bilden die Grundlage für wichtige industrielle Wertschöpfungsketten in Deutschland (u. a. für die Chemieproduktion).

Vor allem in wichtigen Teilen des nationalen und internationalen Verkehrssektors sowie in der chemischen Industrie sind flüssige Energieträger und Rohstoffe nicht oder nur schwer zu ersetzen. Dies gilt z. B. im Flug-, Schiffs- und Teilen des Schwerlastverkehrs, in der Bau-, Land- und Forstwirtschaft und weiteren Anwendungsgebieten. In anderen Bereichen, die gegenwärtig zu großen Teilen mit flüssigen Energieträgern versorgt werden, wie etwa im Pkw-Verkehr und im Wärmesektor, wird sich ein Wettbewerb zwischen THG-neutralen Energieträgern und Systemen (einschl. Power-to-Liquid, PtL) einstellen.

Da flüssige Energieträger weiter benötigt werden, ist die Entwicklung des Technologiepfads Power-to-Liquid unter Klimaschutzaspekten eine No-Regret-Maßnahme. Insgesamt könnte sich ein deutscher PtL-Bedarf bis zu 2.000 PJ ergeben. Alleine für den von Deutschland ausgehenden Flug- und Schiffsverkehr zeigen unsere Szenarien einen PtL-Bedarf von rd. 550 PJ. Hinzu kommen bis zu rd. 1.600 PJ an PtG und PtH₂.

PtX-Technologien erhöhen die Robustheit eines anspruchsvollen THG-Reduktionspfades. Dies gilt insbesondere dann, wenn die in Deutschland bestehenden Hemmnisse gegenüber anderen Technologien nicht überwunden werden können. Mit steigenden Klimaschutzanforderungen steigen auch die erforderlichen PtX-Mengen. Dies erfordert vor allem im Ausland erhebliche Investitionen, um die dafür notwendigen Produktionskapazitäten aufzubauen. Die Investitionen in Deutschland sind in unseren Szenarien hingegen vergleichsweise gering.

14.2 HANDLUNGSOPTIONEN

PtL Roadmap entwickeln

Was ist zu tun, um PtL als substantielle Option zur THG-Minderung aufzubauen? Nachfolgend werden Maßnahmen bzw. Instrumente beschrieben, die den perspektivischen Aufbau der PtX-, insbesondere der PtL-Option ermöglichen würden. Die Aufzählung versteht sich weder als vollständig, noch wurde untersucht, ob sie hinreichend ist, um die Mindestmengen an PtL rechtzeitig verfügbar zu machen. Um Hindernisse und mögliche Maßnahmen eines PtL-Markthochlaufes systematisch bewerten zu können, sollte eine **PtL-Roadmap** entwickelt werden, in der die Instrumente aufgeführt, bewertet und in eine zeitliche Abfolge gebracht werden. Hierbei ist eine ausreichende Konsultation relevanter Stakeholder sicherzustellen.

F&E Kapazitäten aufbauen und Real-Labore einrichten

Um die eigene Kompetenz im Bereich PtL weiter auszubauen und rechtzeitig weitere Entscheidungsgrundlagen zu schaffen, wie die Markteinführung von PtL erfolgen kann, empfiehlt sich die Bereitstellung von Forschungs- und Entwicklungsbudgets in Wirtschaft und Wissenschaft, insbesondere mit Beteiligung wichtiger Bereiche, wie z. B. der Mineralölwirtschaft, der Automobilindustrie, der Chemischen Industrie, des Maschinen- und Anlagenbaus sowie der öffentlichen Hand. Da die Verfügbarkeit von kostengünstigem EE-Strom als Teil der PtL-Wertschöpfungskette unerlässlich ist, empfiehlt sich die Suche nach potenziell geeigneten Standorten.

Forschungsförderung etablieren

Die PtL-Erzeugung im großtechnischen Maßstab benötigt Technologien, die zum Teil noch erhebliche Lernkurven durchlaufen müssen. Einige Technologien stehen noch am Anfang der Entwicklung und sind noch nicht im großtechnischen Einsatz. Daher sollte frühzeitig die entsprechen-

de Forschungsförderung sichergestellt werden, um das Durchlaufen der angenommenen Lernkurven sicherzustellen. Konkrete Forschungsfelder werden im anschließenden Kapitel 14.3 adressiert.

Markteinführung von PtL unterstützen

Ähnlich wie bei der Markteinführung erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung in den 90er Jahren, benötigt die Einführung eines innovativen und aussichtsreichen Energieträgers wie PtL zunächst geeignete Rahmenbedingungen. Für die ersten Anlagen, die im großtechnischen Maßstab PtL erzeugen, werden weit höhere Investitionen erforderlich als für die Folgeanlagen. Um in dieser ersten Phase Investitionen anzureizen, könnten Ausschreibungsmodelle ein geeignetes Mittel sein. Der Regulierungs- und vor allem der Finanzierungsrahmen hierfür ist zu entwickeln.

Regulierungsrahmen für PtL-Beimischung anpassen

Eine sukzessive Steigerung der Verwendung von PtL ist sinnvoll. Dies ist durch Beimischungen zu den konventionellen Energieträgern erreichbar. Hierdurch wird ein allmählicher Markthochlauf ermöglicht. Die Beimischung von nachhaltig und erneuerbar erzeugtem PtL sollte in allen energieträgerbezogenen Regulierungen vollständig anrechenbar sein. Dies ist in der Renewable Energy Directive II auf europäischer Ebene bereits vorgesehen. Eine Möglichkeit wäre zudem, die Anrechenbarkeit von PtL bei den Emissionsgrenzwerten für Flotten kurzfristig zuzulassen.

CO₂-freie Energieträger von Steuern, Abgaben und Umlagen entlasten

Es ist zu prüfen inwieweit eine Entlastung CO₂-freier Energieträger von Steuern, Abgaben und Umlagen erfolgen kann, sodass erneuerbar erzeugte PtL-Produkte marktfähig werden und langfristig in ihren jeweiligen Anwendungen auch ohne weitere Förderung preisliche Wettbewerbsfähigkeit erlangen.

Dabei ist zu beachten, dass Rahmenbedingungen, die den Umbau hin zu einer THG-neutralen Energieversorgung flankieren sollen, keinesfalls nur umweltbezogene Aspekte berücksichtigen, sondern auch die sozialen Aspekte und die Akzeptanzgrenzen unter Beachtung sektorspezifischer Besonderheiten.

Einsatz von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff in Raffinerien fördern

Der Einsatz von Wasserstoff im Raffinerieprozess, der mit Hilfe erneuerbarer Energien in Elektrolyseanlagen erzeugt

wird, reduziert die THG-Emissionen bei der Erzeugung der Ölprodukte. Damit wird ein Hochlauf des großtechnischen Einsatzes von Elektrolyseanlagen gefördert, der auch später für die PtL-Erzeugung notwendig ist. Damit PtL einen Klimaschutzeffekt erzielt, müssen dabei zusätzliche Stromerzeugungsanlagen zum Einsatz kommen, die nicht gleichzeitig durch das EEG gefördert werden. Als Instrument für die Förderung dieser Maßnahme bietet sich an, die THG-Minderung durch erneuerbaren Wasserstoff im Raffinerieprozess auf die THG-Minderungsquote anzurechnen. Zur Vermeidung von Doppelanrechnungen sind Bilanzierungsfragen zu lösen.

Grad der nationalen Biomasse-Nutzung konkretisieren

Flüssige Energieträger und Rohstoffe auf Basis von Biomasse sind vielfältig einsetzbar und können eine wichtige Ergänzungsfunktion einnehmen, um die THG-Emissionen zu reduzieren. Biomasse kann zudem in Kombination mit PtL-Technologien (PBtX) genutzt werden. Das inländische Potenzial ist aber begrenzt. Deshalb wäre eine Analyse der langfristigen Positionierung der national verfügbaren Biomasse im Sinne eines optimalen Allokationspfades innerhalb des zukünftigen THG-neutralen Energiemixes in Deutschland hilfreich.

Internationale Zusammenarbeit in EE-Regionen fördern

Die Erschließung von erneuerbaren Ressourcen in hierfür geeigneten Ländern spielt eine Schlüsselrolle beim Aufbau der PtL-Infrastruktur. Partnerschaften mit Ländern, Wissensaustausch und eine Intensivierung der wirtschaftlichen und politischen Beziehungen dürften hierfür notwendig sein. Da besonders PtL-Produkte kostengünstig und flexibel über weite Strecken vom Ort ihrer Produktion zum Ort ihrer Verwendung transportiert werden können, empfiehlt sich die Erschließung von erneuerbaren Ressourcen in hierfür besonders geeigneten Ländern. Internationale Zusammenarbeit eröffnet Chancen für beide Seiten – PtL-Erzeuger- und Abnehmerländer. Diese sollte möglichst frühzeitig initiiert werden.

Kriterienraster für PtL-Produktionsstandorte entwickeln

Zur Auswahl geeigneter PtL-Erzeugungsstandorte sollten umfassende Kriterienraster entwickelt werden, die die Chancen, Risiken und Potenziale für Investoren ausreichend transparent machen. Dabei können eine Vielzahl von Faktoren für die Standortentscheidungen ausschlaggebend sein. Hierzu gehören z. B. die klimatischen Vor-Ort-Bedingungen,

die Flächenverfügbarkeiten, bereits vorhandene und für die PtL-Erzeugung nutzbare Infrastrukturen, die Höhe der Kapitalkosten (WACC), die Möglichkeiten der Beherrschbarkeit potenzieller Ausfallrisiken (z. B. durch Kreditbürgschaften). Darüber hinaus sind etwaige staatliche Unterstützungen vor Ort für den Aufbau von PtL-Infrastrukturen relevant. Zudem sollten politische, volkswirtschaftliche oder auch sozialökonomische Entwicklungspotenziale eine Rolle spielen.

Standards für die Nachhaltigkeit synthetischer Kraftstoffe definieren

Ähnlich wie bei anderen Energieträgern sollten für synthetische Kraft- und Brennstoffe Nachhaltigkeitsstandards formuliert werden. Zum Beispiel wird ein Herkunftsnachweis des benötigten Stroms für die Elektrolyse oder auch der Wasser- und Kohlenstoffquelle benötigt. Mit verbindlichen, international vereinbarten Standards kann die Nachhaltigkeit von synthetisch erzeugten Kraft- und Brennstoffen transparent nachgewiesen werden.

14.3 FORSCHUNGSFRAGEN

Nachfolgend wird konkreter Forschungsbedarf identifiziert, um zur Realisierung der in den Szenarien angenommenen Technologieentwicklung beizutragen. Andere Forschungsfragen zur Zukunft flüssiger Energieträger und Rohstoffe werden in dieser Untersuchung nicht behandelt und sollen der Vollständigkeit halber hier erwähnt werden. Es werden zentrale Forschungsbereiche aufgelistet und beschrieben. Die Reihenfolge entspringt dabei dem Syntheseweg flüssiger Energieträger und Rohstoffe und ist nicht mit einer Priorisierung gleichzusetzen.

Erneuerbare Stromerzeugung und -potenziale weltweit

Den Ausgang für PtL bildet erneuerbarer elektrischer Strom mit hohen Volllaststunden. Vertiefende Analysen zu den **erneuerbaren Energien weltweit** können die Kenntnisse über die tatsächlich zur Verfügung stehenden Potenziale erneuerbaren Stroms schärfen. Ein Fokus sollte auf den Cost-Supply-Curves liegen, um die Wissensbasis über die Erzeugungskosten von PtL zu stärken.

In dieser Arbeit wurden kombinierte PV- und Windpotenziale an Referenzstandorten als Grundlage für die Erzeugungsstruktur für die Elektrolyseanlagen herangezogen. Auch diesbezüglich kann eine vertiefte weltweite Analyse dazu beitragen Standorte mit besonders günstigen kombinierten EE-Potenzialen zu identifizieren.

Kombination mit solarthermischen Prozessen

Ergänzend zu erneuerbarer Elektrizität könnte eine Kombination mit solarthermischen Prozessen für die PtL-Erzeugung sinnvoll sein und sollte aus den folgenden Gründen untersucht werden:

- a) Dadurch können möglicherweise die Volllaststunden der Stromerzeugung weiter gesteigert werden (solarthermische Kraftwerke mit thermischen Speichern).
- b) Die notwendige Prozessenergie kann möglicherweise solarthermisch bereitgestellt werden.

Erneuerbare Rohstoffbasis für synthetische Energieträger und Rohstoffe

Wasser und **CO₂** sowie Biomasse bilden die Rohstoffbasis treibhausgasneutraler synthetischer Energieträger. Da Wasser in vielen potenziellen Erzeugungsregionen knapp ist, werden **Meerwasserentsalzungsanlagen** zur Bereitstellung von Wasser für die Elektrolyse eine entscheidende Rolle spielen und sollten weiterentwickelt werden.

Die **CO₂**-Abscheidung aus der Luft, **Direct-Air-Capture** (DAC), ist eine junge, heute noch kostenintensive Technologie, die erst in vereinzelt Pilotanlagen zum Einsatz gekommen ist. Besonders mit Hinblick auf die angenommene Kostendegression der DAC ist eine schnelle Weiterentwicklung der Technologie notwendig. Die Bewertung von DAC wird sich einfügen in die generelle Diskussion über die Bewertung von negativen Emissionen, die in vielen Szenarien zur Klimagasreduktion angenommen werden. In diesem Zusammenhang ist zu untersuchen, welche konzentrierten CO₂-Quellen unvermeidlich sind und genutzt werden können und sollten.

Der mögliche Beitrag von **BtX und PBtX-Anwendungen** steht in Konkurrenz zur Anwendung der Biomasse in anderen Sektoren. Eine Analyse der nachhaltig einsetzbaren Biomassepotenziale weltweit für die BtX-Erzeugung kann hier wichtige Erkenntnisse liefern. PBtX-Anwendungen nutzen die knappe Ressource Biomasse aufgrund erhöhter Kohlenstoffeffizienz besser aus und sollten darum prioritär weiterentwickelt werden.

Als alternative Rohstoffbasis für flüssige Energieträger könnte auch Plastikabfall betrachtet werden. Synthesen und Potenziale unter dem Stichwort **Waste-to-liquids** wurden in dieser Arbeit nicht untersucht, könnten aber einen Beitrag zur Zukunft flüssiger Energieträger und Rohstoffe leisten und gleichzeitig eine Lösung für das weltweite „Plastikmüllproblem“ bieten.

Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse, unabhängig von der konkreten Technologie, ist der zentrale Schritt von elektrischer Energie zum chemischen Energieträger Wasserstoff und damit von großer Bedeutung für die PtX-Erzeugung. Gleichzeitig ist sie ein sehr sensibler Kostenfaktor. Um die angenommenen Lernkurven zu realisieren, sind große Fortschritte und Kosteneinsparungen in der Fertigung notwendig. Auch in Bezug auf Lastflexibilität, Langzeitstabilität, Lebensdauer und Wirkungsgrad besteht für die verschiedenen Technologien der Wasserelektrolyse noch weiteres Entwicklungspotenzial.

Synthesen auf erneuerbarer Energie- und Rohstoffbasis

Die **Fischer-Tropsch-Synthese** ist bisher nur auf Basis verschiedener fossiler Kohlenstofflieferanten und Kohlenwasserstoffe großtechnisch erprobt, jedoch nicht auf **Basis von Elektrolysewasserstoff und CO₂**. Die Aktivierung von CO₂, einem zunächst „inaktiven Element“, für die chemische Synthese unterscheidet sich von der bisher angewendeten Vergasung eines fossilen Energieträgers. Vor dem Hintergrund der angenommenen Kostendegression für die FT-Synthese besteht auch hier besonderer Forschungsbedarf. Der Fokus sollte dabei auf der Erzeugung eines stabilen **Synthesegases aus Elektrolysewasserstoff und CO₂** liegen.

Andere Synthesen flüssiger Energieträger, z. B. die Methanolsynthese, stehen nicht im Fokus dieser Arbeit, sollten aber parallel zur Fischer-Tropsch-Synthese weiterentwickelt werden. Ebenso die **Katalysatorforschung**, die für verschiedene Synthesen eine zentrale Rolle spielt.

Und auch sogenannte direkte **Power-to-Chemical-Verfahren** bieten das Potenzial den Weg von erneuerbarem Strom zur Zielsubstanz besonders für Basischemikalien abzukürzen. Damit kann Prozessenergie gegenüber einem Syntheseweg über ein synthetisches Kohlenwasserstoffgemisch wie PtL-Syncrude eingespart werden.

Systemintegration und -optimierung

Erzeugungsanlagen synthetischer Energieträger und Rohstoffe basieren auf einer Vielzahl von Anlagen und Nebenaggregaten. Die Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energie, Wasseraufbereitungsanlagen, CO₂-Gewinnungsanlagen, Elektrolyseaggregate und Syntheseanlagen auf einen **integrierten Produktionsprozess** abzustimmen ist eine fortlaufende Optimierungsaufgabe und ein zentrales Forschungsfeld. Denn die **Integration** der volatilen EE-Er-

zeugung in einen möglichst kontinuierlichen Produktionsprozess synthetischer Energieträger setzt eine optimale Abstimmung der Komponenten voraus. An verschiedenen Stellen werden dazu **Speichertechnologien**, wie z. B. Wasserstoffzwischenpeicher, notwendig sein.

Für die Teilanlagen und auch die Gesamtprozesse der PtL-Anlagen wird außerdem weiteres **Upscaling** benötigt, das heißt die Erkenntnisse für Anlagen aus dem Labor- und Technikumsmaßstab sollten auf den industriellen Maßstab übertragen werden und in realen Anlagen getestet und angewendet werden. Denn nur im industriellen Maßstab können die erforderlichen Mengen erzeugt werden und die Kostensenkungspotenziale gehoben werden.

15

LITERATURVERZEICHNIS

AG Energiebilanzen e.V. Energiebilanz für Deutschland 2015. 12. 10 2017. <https://ag-energiebilanzen.de>.

AGEB, AG Energiebilanzen e.V. Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. 2017. <https://ag-energiebilanzen.de/>.

Agentur für erneuerbare Energien. Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme und Verkehr. Metaanalyse, Forschungsradar Energiewende, Agentur für erneuerbare Energien, AEE, , 2016.

Agora Energiewende. „Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore-Windenergie.“ Berlin, 2018.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics. „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.“ Berlin, 2018.

Albrecht et al. Kraftstoffstudie. Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. FVV - Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V., 2013.

Amato, Marco. Elektronik-Zeit. 2018. <https://www.elektronik-zeit.de/mobilitaet-der-zukunft/elektromobilitaet/ladesysteme/wallbox-kosten-sparen-ladestation-elektroauto-preis/> (Zugriff am 01. 03 2018).

André Brosowski, Philipp Adler, Georgia Erdmann, Walter Stinner, Daniela Thrän, Udo Mantau,. Biomassepotentiale von Rest- und Abfallstoffen - Status Quo in Deutschland. Gülzow: FNR, 2015.

André Brosowski, Philipp Adler, Georgia Erdmann, Walter Stinner, Daniela Thrän, Udo Mantau, Christian Blanke, Bernd Mahro, Thomas Hering, Gerd Reinholdt. Biomassepotentiale von Rest und Abfallstoffen-Status quo in Deutschland. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2015.

Bazzanella, M., und F. Ausfelder. Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Technology Study, Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 2014.

BCG, Prognos. „Klimapfade für Deutschland.“ 2018.

BDEW. „BDEW-Pressesgespräch zum Stromerzeugungsmix 2017.“ Berlin, 2017.

BDEW. „Strompreisanalyse 2018.“ 2018.

Becker, W., R. Braun, M. Penev, und M. Melaina. „Production of Fischer-Tropsch liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units.“ Energy Volume 47, 1. November 2012: 99-115.

BMELV. „Nationaler Biomasseaktionsplan.“ 11. 01 2011.; <https://www.bmbf.de/files/BiomasseaktionsplanNational.pdf> (Zugriff am 19. 03 2018).

BMVI. Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Berlin: Bosch & Partner GmbH, 2015.

Climeworks AG. BMWi-Webseite zum Klimaschutz-Abkommen von Paris. 04 2018a. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html>.

BMWi. „Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2015.“ 18. 04 2018. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-kurzfassung.pdf?__blob=publicationFile&tv=15 (Zugriff am 18. 04 2018).

BMWi. „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.“ 03 2018. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2017-excel.xlsx?__blob=publicationFile&tv=13 (Zugriff am 19. 03 2018).

BMWi, Fraunhofer ISI et al. „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.“ Berlin, 2017.

Burger, J.: A novel process for the production of diesel fuel additives by hierarchical design; Dissertation, Universität Kaiserslautern, 2012

Caldera, U., D. Bogdanov, und C. Breyer. „Local cost of seawater RO desalination based on solar PV and wind.“ *Desalination* 385, 2016: 207–216.

Chemie Technik Fachinformation. Mitteilung zur Inbetriebnahme der Lurgi-Megamethanolanlage. 19. 10 2004. <http://www.chemietechnik.de/lurgi-megamethanol-anlage-in-betrieb-genommen/> (Zugriff am 01. 02 2018).

Claire, Curry. *Lithium-ion Battery Costs and Market*. Bloomberg New Energy Finance, 2017.

Climeworks AG. „Climeworks captures CO2 directly from the atmosphere.“ *Carbon Capture Journal*, April 2017b: Download unter: <http://b59d35675b007f59b1d7-0196d366fe-21fa4c957de1aaf4b3fb16.r82.cf1.rackcdn.com/CCJ56web-8329jd.pdf>.

Climeworks AG. Pressemitteilung zur Climeworks-Anlage in Hinwil auf der Webseite der Climeworks AG. 31. 05 2017a. http://www.climeworks.com/wp-content/uploads/2017/05/02_PM-Climeworks-DAC-Anlage-Case-Study.pdf (Zugriff am 1. 03 2018).

Global CCS Institute. „Global Cost of Carbon Capture and Storage - 2017 Update.“ 2017.

DAT, Deutsche Automobil Treuhand GmbH. 2018. <https://www.dat.de/gebrauchtfahrzeugwerte.html#/start>.

de Klerk, A. „Hydroprocessing peculiarities of Fischer-Tropsch syncrude.“ *Catalysis Today* 130, 2008: 439–445.

destatis. 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2015.

E4Tech, und Element Energy. Study on development of water electrolysis in the EU. Final Report, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU), 2014.

enervis energy advisors GmbH. „Erneuerbare Gase- ein Systemupdate der Energiewende.“ Berlin, 2017.

Europäisches Parlament. „Verordnung 333/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. März 2014.“ 2014.

European Commission. „EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.“ 2016.

European Commission. „EU reference scenario 2016: energy, transport and GHG emissions trends to 2050.“ 2016.

ExxonMobil. *Energieprognose Deutschland 2018-2040*. Energieprognose, Hamburg: ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, 2018.

Fasihi, M., D. Bogdanov, und C. Breyer. Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15–17 March 2016, Düsseldorf, Germany: Elsevier, Science Direct, *Energy Procedia* 99 (2016) 243 – 268, 2016.

FNR. „Entwicklung der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe.“ 2016. <https://mediathek.fnr.de/anbauflaeche-fur-nachwachsende-rohstoffe.html> (Zugriff am 19. 03 2018).

Follmer, R et al. *Mobilität in Deutschland (MiD)*. Berlin: Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung, 2008.

Fortes, M., J. Schöneberger, A. Boulamanti, und E. Tzimas. „Methanol synthesis using captured CO2 as raw material: Techno-economic and environmental assessment.“ *Elsevier, Applied Energy* Vol. 161, 1. Januar 2016: 718–732.

Fraunhofer ISI. „Markthochlaufzeiten für Elektrofahrzeuge, Studie im Auftrag der acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE).“ Karlsruhe, 2013.

Friedemann G. Albrecht, Daniel H. König, Nadine Baucks, Ralph-Uwe Dietrich. „A standardized methodology for the techno-economic evaluation of.“ *Fuel*, 19. 01 2017: 511–526.

Frontier Economics, IAEW, 4 Management, EMCEL. *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, eine modellbasierte Analyse*. Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.), 2017.

Fuelseurope. Webseite des europäischen Raffinerieverbandes. 2017. <https://www.fuelseurope.eu/> (Zugriff am 10. 11 2017).

ICCT, TNO. *From Laboratory to Road. A 2017 update of official and „real-world“ fuel consumption and CO₂ values for passenger cars in europe*. ICCT, 2017.

Jess, A., und P. Wasserscheid. *Chemical Technology*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2013.

Kasten, Peter. Ein Kostenvergleich zwischen batterieelektrischen und verbrennungsmotorischen Pkw als Klimaschutzoption für das Jahr 2030. Kurzstudie, <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/ein-kostenvergleich-zwischen-batterieelektrischen-und-verbrennungsmotorischen-pkw-als-klimaschutzopt/>: Agora Verkehrswende und Öko-Institut e.V., 2018.

Kraftfahrtbundesamt, KBA -. FZ 14: Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Flensburg, 2016.

LBST GmbH, und Bauhaus Luftfahrt e.V. Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Background, Umweltbundesamt, 2016.

Lutsey, Paul Wolfram and Nic. Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions. ICCT, 2016.

Maus, W., E. Jakob, M. Härtl, P. Seidenspinner, und G. Wachtmeister. „Synthetische Kraftstoffe – OME1: Ein potenziell nachhaltig hergestellter Dieselmotorkraftstoff.“ 35. Internat. Wiener Motorensymposium, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 12, Nr. 777, Bd.1. Wien: VDI, 2014. 325-347.

MWV. „Datenlieferung vom Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV).“ Absatzzahlen für Mineralölprodukte in Deutschland im Jahr 2016. 2017.

MWV, Mineralölwirtschaftsverband e.V. „Jahresbericht.“ 2017.

National Energy Technology Laboratory (NETL). Technology Learning Curve (FOAK to NOAK). Quality Guidelines for Energy System Studies, DOE/NETL-341/081213, US Department of Energy, 2013.

ÖKV, Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik. Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis, Kosten, Reichweite, Umwelt und Komfort. 1. Februar 2012. http://www.övk.at/aktuelles/2012/Batterieelektrische_Fahrzeuge_in_der_Praxis_2.pdf.

Petrochemicals Europe. Webseite des Verbandes der europäischen petrochemischen Industrie. 14. 11 2017. <http://www.petrochemistry.eu/flowchart.html>.

Prognos AG. Stadtumbau und Energieeffizienz. AGFW, 2014.

Prognos AG, DBFZ, UMSICHT. „Zwischenbericht Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende.“ 2017.

PTJ. „Definition des Technologischen Reifegrades.“ 04. 09 2014. https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/system-files/cbox/2373/live/lw_file/definition_des_technologischen_reifegrades.pdf.

R. Schubert, H. J. Schellhuber, N. Buchmann, A. Epiney, R. Grießhammer, M. Kulesa, D. Messner, S. Rahmstorf, J. Schmid. Future Bioenergy and. Berlin: German Advisory Council on Global Change (WBGU), 2008.

Ritzkopf, Inga. Kupfer-Katalysatoren für die Methanol-Dampfreformierung. Dissertation, Download unter: <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/netahtml/HSS/Diss/RitzkopfInga/diss.pdf>, Bochum: Dissertation an der Fakultät für Chemie der Ruhr-Universität Bochum, 2005.

Schmidt, P., W. Zittel, W. Weindorf, T. Raksha, und LBST. Renewables in Transport 2050, Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity, Kraftstoffstudie II. Abschlussbericht, Download unter: http://www.lbst.de/news/2016_docs/FWV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf, Frankfurt am Main: FVV, Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V., 2016.

Schmitz, N., J. Burger, E. Ströfer, und H. Hasse. „From methanol to the oxygenated diesel fuel poly(oxyethylene) dimethyl ether: An assessment of the production costs.“ Fuel Volume 185, 1. Dezember 2016: 67-72.

Shunichi Nakada, Deger Saygin, Dolf Gielen. Global Bioenergy – Supply and Demand Projections. Bonn: International Renewable Energy Agency, 2014.

Sniderman, Debbi. New Options Emerge. 11. 08 2011. <https://www.asme.org/engineering-topics/articles/aerospace-defense/new-options-emerge-for-aviation-fuel> (Zugriff am 27. 03 2018).

Stan, Cornel. Alternative Antriebe für Automobile. Springer Verlag, 2015.

Sunfire GmbH. „Unternehmenswebseite der Sunfire GmbH.“ Mitteilung über erste kommerzielle Blue-Crude-Anlage in Norwegen. 10. Juli 2017a. www.sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/erste-kommerzielle-blue-crude-produktion-entsteht-in-norwegen?file=files/sunfire/images/content/company/press/sunfire%20PM%20Nordic%20Blue%20Crude_final.pdf (Zugriff am 16. 03 2018).

Sunfire GmbH. „Unternehmenswebseite der Sunfire GmbH.“ Pressemitteilung über Lieferung eines Dampf-Elektrolysemoduls an die Stahlindustrie. 29. Juni 2017b. <http://www.>

sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/DAMPF-ELEKTROLYSE-MODUL_SALZGITTER_FLACHSTAHL (Zugriff am 16. 03 2018).

Töpler, J., und J. Lehmann. Wasserstoff und Brennstoffzellen, Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2017.

Türk, Oliver. Stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe, Grundlagen - Werkstoffe - Anwendungen. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.

UBA. „Umweltbundesamt, Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen.“ Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidemissionen des deutschen Strommix. 03 2017. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix> (Zugriff am 03. 01 2018).

Umweltbundesamt. „Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2016.“ Dessau-Roßlau, 2017.

Vanhoudt W., Barth, F. (Hinicio), Schmidt, P., Weindorf, W. (LBST), et al. Power-to-gas - Short term and long term opportunities to leverage synergies between electricity and transport sectors through power-to-hydrogen. Brussels/Munich, 2016.

VCI. Verbandswebseite vom Verband der chemischen Industrie e.V. (VCI). 14. 11 2017. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie.pdf>.

Wallbox Test. 2018. www.wallbox-test.de.

World Energy Council. „World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050.“ London, 2013.

Zaspel-Heisters, Dr. Brigitte. Steuerung der Windenergie durch die Regionalplanung - gestern, heute, morgen. Bonn: Bundesinstitut für Bau, Stadt- und Raumforschung, 2015.

Zickfeld, Florian, und Aglaia Wieland. 2050 Desert Power - Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA. München: Dii GmbH, 2012.

16

TABELLENANHANG

Tabelle 48: Grenzübergangspreise*, € Cent/kWh, real 2015, Basis höherer PtL-Preisfad

	Referenz, PtX 80			PtX 95		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Steinkohlen	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	0,5
Braunkohlen	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7
Heizöl	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
Erdgas	2,1	2,6	2,8	2,1	2,3	2,2
Biomasse (fest)	2,5	3,4	3,8	2,5	3,3	3,3
Ottokraftstoff	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
Dieselmotorkraftstoff	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
Flugturbinenkraftstoffe	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
PtOtto	51,8	19,2	14,8	51,8	19,1	14,8
PtDiesel	51,8	19,2	14,8	51,8	19,1	14,8
PtG	53,4	18,9	14,2	53,4	18,9	14,2
PtKerosin	51,8	19,2	14,8	51,8	19,1	14,8
PtHEL	51,8	19,2	14,8	51,8	19,2	14,8

Quelle: Prognos AG, *inklusive Raffinierung

Tabelle 49: Grenzübergangspreise*, € Cent/kWh, real 2015, Basis niedriger PtL-Preisfad

	Referenz, PtX 80			PtX 95		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Steinkohlen	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	0,5
Braunkohlen	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7
Heizöl	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
Erdgas	2,1	2,6	2,8	2,1	2,3	2,2
Biomasse (fest)	2,5	3,4	3,8	2,5	3,3	3,3
Ottokraftstoff	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
Dieselmotorkraftstoff	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
Flugturbinenkraftstoffe	3,2	5,8	6,3	3,2	4,2	2,8
PtOtto	51,8	10,8	7,8	51,8	10,8	7,8
PtDiesel	51,8	10,8	7,8	51,8	10,8	7,8
PtG	53,4	11,1	8,0	53,4	11,1	8,0
PtKerosin	51,8	10,8	7,8	51,8	10,8	7,8
PtHEL	51,8	10,8	7,8	51,8	10,8	7,8

Quelle: Prognos AG, *inklusive Raffinierung

Tabelle 50: Investitionskosten nach Inbetriebnahmezeitpunkt in €₂₀₁₅/kW

€ ₂₀₁₅ /kW	2015	2020	2030	2040	2050
Steinkohle-Kraftwerke	1500	1500	1500	1500	1500
Braunkohle-Kraftwerke	1800	1800	1800	1800	1800
Erdgas-GuD	1000	1000	1000	1000	1000
Erdgas-GT	600	550	550	550	500
Motoren-BHKW (MW-Klasse)	800	750	750	700	700
Biomasse	2500	2500	2500	2500	2500
Speicher (Batterien)	1200	500	300	250	200
Wind an Land	1300	1200	1100	1050	1000
Wind auf See	3300	2900	2200	2100	2000
PV-Freifläche	750	650	550	500	450
PV-Dach (Einfamilienhaus)	1300	1200	950	700	650

Quelle: Prognos AG, GuD = Gas und Dampf, GT = Gasturbine, PV = Photovoltaik, Komplettkosten inklusive Planung ohne Bauzeitinsen

Tabelle 51: Fixe Betriebskosten nach Inbetriebnahmezeitpunkt in €₂₀₁₅/kW/a

€ ₂₀₁₅ /kW/a	2015	2020	2030	2040	2050
Braunkohle-Kraftwerke	40	40	40	40	40
Steinkohle-Kraftwerke	35	35	35	35	35
Erdgas-GuD	20	20	20	20	20
Erdgas-GT	15	15	15	15	15
Motoren-BHKW (MW-Klasse)	15	15	15	15	15
Wind an Land	30	28	27	24	24
Wind auf See	80	64	60	58	58
PV-Freifläche	12	12	12	12	12
PV-Dach (Einfamilienhaus)	16	16	16	16	16

Quelle: Prognos AG, GuD = Gas und Dampf, GT = Gasturbine, PV = Photovoltaik, Komplettkosten inklusive Planung ohne Bauzeitinsen

Tabelle 52: Technische Lebensdauer in Jahren

	Technische Lebensdauer in Jahren
Braunkohle-Kraftwerke	50
Steinkohle-Kraftwerke	50
Erdgas-GuD	40
Erdgas-GT	40
Motoren-KW	40
Wind an Land	25
Wind auf See	25
PV-Freifläche	25
PV-Dach (Einfamilienhaus)	25

Quelle: Prognos AG, GuD = Gas und Dampf, GT = Gasturbine, PV = Photovoltaik, Komplettkosten inklusive Planung ohne Bauzeitinsen

Tabelle 53: Mittlere Handelskapazität in GW

	Import	Export
2015	20	19
2030	25	22
2050	32	28

Quelle: Prognos AG

Tabelle 54: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Deutschland

Jahr	2015	2025	2050
PV Dach			
Lebensdauer [a]		25	
Volllaststunden Neuanlagen [h/a]	930	930	930
CAPEX [€2015/kW]	1300	1075	650
OPEX [€2015/kW*a]	20	17	15
Flächenbedarf [MW/km ²]		166	
PV Freifläche			
Lebensdauer [a]		25	
Volllaststunden Neuanlagen [h/a]	950	950	950
CAPEX [€2015/kW]	750	600	450
OPEX [€2015/kW*a]	14	11	10
Flächenbedarf [MW/km ²]		59	
Wind Onshore			
Lebensdauer [a]		25	
Volllaststunden Neuanlagen [h/a]	2000	2086	2300
CAPEX [€2015/kW]	1300	1150	1000
OPEX [€2015/kW*a]	60	53	40
Flächenbedarf [MW/km ²]		18	
Wind Offshore			
Lebensdauer [a]		25	
Volllaststunden Neuanlagen [h/a]	4000	4114	4400
CAPEX [€2015/kW]	3300	2550	2000
OPEX [€2015/kW*a]	100	75	60
Flächenbedarf [MW/km ²]		18	

Quelle: Prognos AG

Tabelle 55: Annahmen und Teilergebnisse der Berechnung der Stromkosten für die Erzeugung flüssiger Energieträger in der MENA-Region

Jahr Standort	2030				2050			
	Günstig		Mittel		Günstig		Mittel	
Erzeugungsart	Wind	PV	Wind	PV	Wind	PV	Wind	PV
Volllaststunden EE-Erzeugung [~ h/a]	4.200	2.100	1.800	1.700	4.200	2.100	1.800	1.700
CAPEX [€/kW]	1.100	550	1.100	550	1.000	450	1.000	450
OPEX [€/kW]	27	12	27	12	24	12	24	12
Ausnutzungsrate des EE-Stroms [%]	93,5%				93,5%			
Vollbenutzungstunden der Elektrolyseanlage [h]	5.000				5.000			
Kapitalkosten von 2 %								
LCOE [Cent/kWh]	2,0	1,9	4,6	2,5	1,8	1,7	4,2	2,2
Strompreis Elektrolyse [Cent/kWh]	2,1		4,4		1,9		3,9	
Kapitalkosten von 7 %								
LCOE [Cent/kWh]	2,9	2,9	6,7	3,7	2,6	2,4	6,1	3,1
Strompreis Elektrolyse [Cent/kWh]	3,1		6,4		2,7		5,7	

Quelle: Prognos AG

Tabelle 56: Installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland in zwei Varianten

Technologie	Installierte Leistung (GW)			Stromerzeugung [TWh/a]		
	Ist 2016*	A	B	Ist 2016*	A	B
PV Dachanlagen	40,9	85	110	37,5	75	100
PV Freifläche		15	105		15	105
Wind Onshore	45,5	65	130	77,8	155	310
Wind Offshore	4,1	31	70		127	280
Wasserkraft	5,6	6	6	19	22	22
Biomasse	7,1	8	8	46	48	48
Gesamt	90,5	210	430	115,3	442	865

Quelle: Prognos AG

■ stark flächenrelevant ■ teilweise flächenrelevant ■ kaum flächenrelevant

IMPRESSUM

Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende

Erstellt im Auftrag von

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWW)
Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO)
MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.
UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.

Bearbeitet von

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon +49 30 5200 59-210
www.prognos.com
twitter.com/Prognos_AG

Fraunhofer Institut
für Umwelt-, Sicherheits- und
Energietechnik UMSICHT
Institutsteil Sulzbach-Rosenberg
An der Maxhütte 1
92237 Sulzbach-Rosenberg
Telefon +49 208 8598-0
www.fraunhofer.de

DBFZ Deutsches
Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Telefon +49 341 2434-112
www.dbfz.de

Autoren

Alex Auf der Maur
Hans Dambeck
Jens Hobohm (Projektleitung)
Dr. Andreas Kemmler
Sylvie Koziel
Sven Kreidelmeyer
Dr. Alexander Piégsa
Paul Wendring

Benedikt Meyer
(UMSICHT)
Dr. rer. nat. Andreas Apfelbacher
(UMSICHT)
Martin Dotzauer (DBFZ)
Dr. Konstantin Zech (DBFZ)

Kontakt

Jens Hobohm (Projektleitung)
Telefon +49 30 52 00 59-242
E-Mail: jens.hobohm@prognos.com

Satz und Layout: STÜRMER & DRÄNGER – Visuelle Kommunikation GmbH
Grafikdesign: STÜRMER & DRÄNGER – Visuelle Kommunikation GmbH
Druck: Oeding Druck, Braunschweig
Bildnachweis: Umschlag Copyright: IWO AdobeStock_103230565 und AdobeStock_143524486

Stand: Mai 2018
Copyright: 2018, Prognos AG

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplares an die Unternehmenskommunikation der Prognos AG zulässig. Bitte zitieren als: Prognos/DBFZ/UMSICHT (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Alle Angaben in dieser Publikation beziehen sich grundsätzlich sowohl auf die weibliche als auch auf die männliche Form. Zur besseren Lesbarkeit wurde meist auf die zusätzliche Bezeichnung in weiblicher Form verzichtet.