

Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase)

Abschlussbericht

Ronny Eler

Florian Lehnert

Elisabeth Grube

DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, Freiberg

Felix Ortloff

Christian Müller

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, Karlsruhe

Sabine Feldpausch-Jägers

Eren Tali

Dr. Frank Burmeister

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de

**Ermittlung des Gesamtpotentials er-
neuerbarer Gase zur Einspeisung ins
deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial
EE-Gase)**

Abschlussbericht

November 2019

DVGW-Förderkennzeichen G 201710

Zusammenfassung

Diese Studie ermittelt hochaufgelöst die deutschlandweiten Potentiale für Erneuerbare Gasen (fermentativ und synthetisch erzeugte Biogas sowie Wasserstoff) unter Berücksichtigung der Methanisierung (Einbindung von CO₂). Dabei wird bei der Potentialmengenermittlung zwischen dem theoretischen, dem technischen und dem wirtschaftlich/nachhaltigen Potential unterschieden und die Auswirkungen einer Einspeisung ins Erdgasnetz beleuchtet. Dabei erfolgte diese stufenweise Analyse für 41 verschiedene Substrate (inkl. Untersubstrate) für jedes Substrat in einer räumlich hoch aufgelösten Herangehensweise. Diese Analyse zeigt deutschlandweit, welchen Beitrag erneuerbare Gase bei der Versorgung leisten können. Zum jetzigen Zeitpunkt beschränkt sich die Nutzung von EE-Gasen in Deutschland primär auf die fermentativ erzeugten Biogase (rund 8,3 Mrd. m³ Methan pro Jahr). Die vorliegende Studie zeigt jedoch, dass SNG sowie Wasserstoff unter Berücksichtigung der Methanisierung weitere, wichtige Säulen für die Einspeisung darstellen.

Mit der gewählten Methodik ergab sich ein theoretisches Potential für fermentativ erzeugte Biogase in Höhe von aktuell ca. 17,5 Mrd. m³/a. Unter Berücksichtigung von technischen Verlusten, Verfügbarkeiten usw. reduziert sich diese Menge jedoch auf ein technisches Potential in Höhe von 13,1 Mrd. m³/a. Unter weiterer Berücksichtigung von Preisen und alternativen Wertschöpfungsketten ergibt sich schlussendlich ein wirtschaftliches Potential von 10,3 Mrd. m³/a (+20 % im Vergleich zum Status quo). Für alle Potentiale sind die Zuwachsmöglichkeiten sehr begrenzt, so dass die Zuwachsanalyse bis zum Jahr 2050 ein wirtschaftliches Potential von 10,8 Mrd. m³/a ergibt.

Das theoretische SNG-Potential beträgt 21,8 Mrd. m³/a. Der Großteil des theoretischen Potentials liegt unter Betrachtung der einzelnen Sektoren bei den land- und forstwirtschaftlichen Biomassen (77 %). Das darauf aufbauend ermittelte technische Potential liegt bei 18,7 Mrd. m³/a sowie das wirtschaftliche Potential bei 9,6 Mrd. m³/a. Das Mengen steigen bis zum Jahr 2050 leicht an, so dass dann ein wirtschaftliches Potential von 9,9 Mrd. m³/a vorliegt.

Die Menge an Strom, welche für die PtG-Anlagen und somit für eine Methanisierung zur Verfügung steht, ist in den letzten Jahren gestiegen und wird voraussichtlich durch den weiteren Ausbau von EE-Anlagen weiter zunehmen. Bis zum Jahr 2050 kann dabei die Wasserstoffmenge auf ca. 46,6 Mrd. m³/a ansteigen. Dieser Wasserstoff kann unter Nutzung einer Kohlenstoffquelle (CO, CO₂) in Methan überführt werden. Bei einer Gesamtanalyse der verschiedenen Potentialmengen zeigt sich, dass durch lokal verfügbaren Wasserstoff maximal 2,8 Mrd. m³ CH₄ produziert werden (Basisjahr 2015). Bis zum betrachteten Prognosejahr 2050 wird jedoch mit einem großen Anstieg der Wasserstoffpotentiale gerechnet, da der Ausbau der EE-Anlagen deutlich zunimmt. Rund 220 TWh/a würden dann als Überschussstrom für eine Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse zur Verfügung stehen. Daraus folgt auch ein deutlich größeres Methanisierungspotential. Dieses EE-Methan kann sich als dritte Säule der EE-Gasbereitstellung etablieren und 2050 somit wie die fermentative und synthetische Biogaserzeugung rund 100 TWh Energie bereitstellen.

Die Gesamtanalyse zeigt, dass das Gasnetz mit allen Druckebenen dabei in der Lage ist die Mengen an EE-Gasen ohne Netzausbau aufzunehmen.

Inhaltsverzeichnis

1	Literaturstudie und Vernetzung mit anderen Projekten (AP 1)	1
1.1	Kurzauswertung verschiedener Studien	1
1.1.1	Leopoldina-Studie	1
1.1.2	Biogasatlas	2
1.1.3	Potentialstudie Biogasabfall	3
1.1.4	Bundesländervergleichsstudie Erneuerbare Energien 2014	4
1.1.5	EE-Methanisierung.....	6
1.1.6	eMikroBGAA	6
1.1.7	Agora-Studie „Wärmewende 2030“	7
1.1.8	Enervis-Studie „Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten“	8
1.1.9	STORE&GO.....	9
1.1.10	Helmeth (HT-Elektrolyse und Methanisierung)	10
1.1.11	Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo)	11
1.1.12	H ₂ -Roadmap	11
1.1.13	greenSNG-Projekt.....	12
1.1.14	CO ₂ für PtG Projekt	14
1.1.15	Power&Biomass2Gas	17
1.1.16	Res2CNG.....	17
1.1.17	DVGW-Potentialstudie PtG in Verteilungsnetzen	18
1.1.18	KonStGas.....	19
1.1.19	Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse.....	20
1.1.20	Wuppertal Bulletin zu Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes.....	24
1.1.21	Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme	24
1.1.22	Systemanalyse II	26
1.1.23	Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende.....	30
1.2	Vergleich und Zwischenfazit der verschiedenen Studien.....	32
2	Technologien zur EE-Gaserzeugung und gasnetzseitigen Nutzung (AP 1)	34
2.1	Fermentativ erzeugtes Biogas.....	34
2.2	Synthetisch erzeugtes Biogas (SNG)	36
2.3	Gase aus Power-to-Gas-Anlagen (Wasserstoffherzeugung, biolog./ chem. Methanisierung)	43
2.3.1	Elektrolyse	43
2.3.1.1	Alkalische Elektrolyse	43
2.3.1.2	PEM-Elektrolyse.....	44
2.3.1.3	Hochtemperaturelektrolyse	45
2.3.2	Methanisierung.....	46
2.3.2.1	Festbettreaktoren	47
2.3.2.2	Strukturierte Reaktoren	48
2.3.2.3	Wirbelschicht-Reaktoren	48
2.3.2.4	Dreiphasenreaktoren.....	48
2.3.2.5	Biologische Methanisierung	49

3	Methodik zur Vereinheitlichung und Zusammenführung des Datenbestandes sowie zur Ermittlung des Gesamtpotentials	50
4	Analyse der einzelnen Potentiale (AP 3)	51
4.1	Begriffe und Definitionen	51
4.2	Analyse fermentativer Biogasferzeugung	51
4.2.1	Berechnungsgrundlagen	51
4.2.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	52
4.2.3	Biogasferzeugung mittels industrieller Reststoffe	57
4.2.3.1	Bioethanolproduktion	58
4.2.3.2	Biodieselproduktion	60
4.2.3.3	Brauereien	62
4.2.3.4	Molkereien	64
4.2.3.5	Kartoffelverarbeitung	65
4.2.3.6	Schlachtreste	66
4.2.3.7	Zuckerproduktion	68
4.2.3.8	Rapsölproduktion	71
4.2.3.9	Weintrester	72
4.2.3.10	Summenpotential industrieller Reststoffe	73
4.2.4	Biogasferzeugung mittels Biomasse aus kommunalen/ gewerblichen Einrichtungen	75
4.2.4.1	Biotonne	76
4.2.4.2	Grünschnitt (holzfrei)	77
4.2.4.3	Speisereste	79
4.2.4.4	Autobahn- und Straßenbegleitgrün	82
4.2.4.5	Supermarktreste	86
4.2.4.6	Summenpotential der kommunalen und gewerblichen Reststoffe	87
4.2.5	Biogasferzeugung mittels Biomasse aus landwirtschaftlicher Produktion	89
4.2.5.1	Energiepflanzen	90
4.2.5.2	Erntereste	92
4.2.5.3	Dauergrünland	95
4.2.5.4	Exkrementen	97
4.2.5.5	Summenpotential landwirtschaftlicher Substrate	102
4.2.6	Gesamtpotential fermentativ erzeugtem Biomethan	104
4.3	Thermochemische Biogasferzeugung	106
4.3.1	Berechnungsgrundlagen	107
4.3.1.1	Spezifischer Methangasertrag aus holzartiger Biomasse	108
4.3.1.2	Energiegehalt der eingesetzten Biomasse	108
4.3.1.3	Kaltgaswirkungsgrad der SNG-Anlage	110
4.3.1.4	Berechnung des spezifischen Methangasertrags	110
4.3.1.5	Berücksichtigung von Wasserstoff aus P2G	111
4.3.1.6	Berechnung des SNG-Potentials	112
4.3.1.7	Maximaler Transportradius	113
4.3.2	Industrielle Reststoffe und Nebenprodukte	114
4.3.2.1	Sägeindustrie	114
4.3.2.2	Holzwerkstoffindustrie	116
4.3.2.3	Möbelindustrie	118
4.3.2.4	Papierindustrie	120
4.3.2.5	Holzverpackungsindustrie	122

4.3.2.6	Brettschichtholzindustrie	124
4.3.2.7	Zusammenfassung Industrie	125
4.3.3	Gewerbliche Reststoffe	127
4.3.3.1	Tischlereigewerbe	127
4.3.3.2	Zimmereigewerbe	129
4.3.3.3	Zusammenfassung Gewerbe	131
4.3.4	Kommunale Abfälle und Gehölzpflege	132
4.3.4.1	Holzartige Grünabfälle.....	133
4.3.4.2	Altholz	134
4.3.4.3	Straßenbegleitholz	136
4.3.4.4	Gehölze in der freien Landschaft.....	139
4.3.4.5	Zusammenfassung Kommune.....	141
4.3.5	Land- und Forstwirtschaftliche Rückstände und Energiepflanzen.....	142
4.3.5.1	Waldholz	142
4.3.5.2	Stroh	144
4.3.5.3	Kurzumtriebsplantagen	146
4.3.5.4	Baumschnitt aus Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen	147
4.3.5.5	Zusammenfassung Land- und Forstwirtschaft.....	148
4.3.6	Gesamtes SNG-Methangaspotential	149
4.4	Gase aus PtG-Anlagen	151
4.5	CO ₂ -Quellen mit biogenen und fossilem Ursprung	153
4.5.1	Biogenes Kohlenstoffdioxid (Biomasse und SNG).....	153
4.5.1.1	CO ₂ aus fermentativ erzeugten Biogasen.....	153
4.5.1.2	CO ₂ aus synthetisch erzeugten Biogasen	155
4.5.1.3	Zusammenfassung biogener CO ₂ -Quellen	156
4.5.2	Fossiles Kohlenstoffdioxid (chemische Industrie und Kraftwerke)	156
5	GIS-gestützte Zusammenführung aller Potentiale und Analyse des Gesamtpotentials unter Berücksichtigung von Synergie- und Konkurrenzeffekten (AP 4).....	159
5.1	Priorisierung von Stoffströmen und Analyse von Kopplungsmöglichkeiten der Technologien.....	159
5.1.1	Technische Rahmenbedingungen.....	159
5.1.2	Wirtschaftliche Aspekte	160
5.1.3	Regionale Verfügbarkeit.....	160
5.1.4	Priorisierung der lokalen Stoffströme.....	161
5.2	Synergie- und Konkurrenzeffekte	161
5.3	Resultierende EE-Gasmengen.....	165
5.4	Aktueller Stand des Gesamtpotentials aller relevanten EE-Gase	165
6	Einspeisepotentiale von Wasserstoff und Methan ins deutsche Erdgasnetz.....	168
7	Prognose und Ausblick für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 sowie Entwicklungsmöglichkeiten für den Ausbau von EE-Gasen (AP 5).....	171
7.1	Prognose zur Biomethanherzeugung	171
7.1.1	Biomethanherzeugung mittels industrieller Reststoffen	171
7.1.1.1	Bioethanolproduktion	171
7.1.1.2	Biodieselproduktion.....	172
7.1.1.3	Brauereien	172
7.1.1.4	Molkerei	173
7.1.1.5	Kartoffelverarbeitung.....	174

7.1.1.6	Schlachtreste	175
7.1.1.7	Zuckerproduktion	176
7.1.1.8	Rapsölproduktion	177
7.1.1.9	Weintrester.....	178
7.1.2	Biomethanerzeugung mittels Biomasse aus kommunalen/ gewerblichen Einrichtungen	179
7.1.2.1	Biotonne.....	179
7.1.2.2	Grünschnitt (holzfrei).....	180
7.1.2.3	Speisereste	181
7.1.2.4	Autobahn- und Straßenbegleitgrün	190
7.1.2.5	Supermarktreste.....	192
7.1.3	Biomethanerzeugung mittels Biomasse aus landwirtschaftlicher Produktion	193
7.1.3.1	Energiepflanzen	193
7.1.3.2	Erntereste	194
7.1.3.3	Dauergrünland	198
7.1.3.4	Exkremete (Gülle)	199
7.1.4	Gesamtprognose zur Biomethanerzeugung	202
7.2	Prognose zum SNG Potential.....	203
7.2.1	Industrielle Reststoffe und Nebenprodukte.....	203
7.2.1.1	Sägeindustrie	203
7.2.1.2	Holzwerkstoffindustrie	204
7.2.1.3	Möbelindustrie.....	205
7.2.1.4	Papierindustrie	206
7.2.1.5	Holzverpackungsindustrie	207
7.2.1.6	Brettschichtholzindustrie	208
7.2.2	Gewerbliche Reststoffe	209
7.2.2.1	Tischlereigewerbe	209
7.2.2.2	Zimmereigewerbe	210
7.2.3	Kommunale Abfälle und Gehölzpflege	211
7.2.3.1	Holzartige Grünabfälle.....	211
7.2.3.2	Altholz	212
7.2.3.3	Straßenbegleitholz	213
7.2.3.4	Gehölze in der freien Landschaft.....	214
7.2.4	Land- und Forstwirtschaftliche Landpflege und Energiepflanzen	215
7.2.4.1	Waldholz	215
7.2.4.2	Stroh	216
7.2.4.3	Kurzumtriebsplantagen	217
7.2.4.4	Baumschnitt aus Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen.....	218
7.2.5	Gesamtprognose zum SNG-Potential aus holzartiger Biomasse	219
7.3	Prognose zum PtG-Potential	220
7.4	Prognose des Gesamtpotentials aller relevanten EE-Gase	222
7.5	Zukünftige Anwendungstechnologien.....	223
7.5.1	Strom- und Wärmesektor	223
7.5.2	Mobilitätssektor	227
7.6	Entwicklungsmöglichkeiten der EE-Gasnutzung.....	229
8	Analyse des greening-of-gas-Prozesses für das deutsche Erdgasnetz (Möglichkeiten und Grenzen) sowie bei der dezentralen Anwendung	233
8.1	Gesamtanalyse der deutschen Erdgasversorgung zum greening-of-gas-Prozess.....	233

8.1.1	Politische Hindernisse	233
8.1.2	Wirtschaftliche Hindernisse	234
8.1.3	Gesellschaftliche Hindernisse	235
8.2	Möglichkeiten und Grenzen des greening-of-gas-Prozesses.....	236
8.2.1	SWOT-Analyse von Biomethan (zu Biomethan aufbereitetes Biogas und SNG)	236
8.2.1.1	A – Stärken und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	236
8.2.1.2	B – Schwächen und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	239
8.2.1.3	C – Stärken und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	241
8.2.1.4	D – Schwächen und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	242
8.2.2	SWOT-Analyse von PtG-Biomethan.....	243
8.2.2.1	A – Stärken und Chancen von PtG-Biomethan	243
8.2.2.2	B – Schwächen und Chancen von PtG-Biomethan	246
8.2.2.3	C – Stärken und Risiken von PtG-Biomethan.....	247
8.2.2.4	D – Schwächen und Risiken von PtG-Biomethan.....	248
8.3	Anwendungsmöglichkeiten erneuerbarer Gase	249
8.3.1	Anwendungsmöglichkeiten erneuerbarer Gase im Wärmesektor	249
8.3.2	Anwendungsmöglichkeiten erneuerbarer Gase im Mobilitätssektor.....	253
9	Technisch-wirtschaftliche Gesamtanalyse der Verwertungspfade hinsichtlich Technologie, Effizienz und Wertschöpfung (AP 7).....	257
9.1	Erzeugung der EE-Gase	257
9.1.1	Biogas(einspeise)anlage + Power-to-Gas mittels biologischer Methanisierung	259
9.1.2	Biomassevergasung mit Power-to-Gas im Base-load-Betrieb	261
9.1.3	Power-to-Gas mit CO ₂ aus Abgasen	262
9.1.4	Power-to-Gas mit CO ₂ aus der Luft	265
9.1.5	Zwischenfazit: Kosten der EE-Gaserzeugung	267
9.2	Verwertung der EE-Gase	268
9.2.1	Rahmenbedingungen.....	268
9.2.1.1	Brennstoffe.....	268
9.2.1.2	Brennstoffkosten	269
9.2.1.3	Technologien und Verbrauchsdaten im Haushaltssektor.....	271
9.2.1.4	Stromvergütung im Haushaltssektor.....	272
9.2.1.5	Technologien und Verbrauchsdaten im GHD-Sektor.....	273
9.2.1.6	Stromvergütung im GHD-Sektor.....	274
9.2.2	Technisch-wirtschaftliche und ökologische Analyse im Haushaltssektor	275
9.2.3	Technisch-wirtschaftliche und ökologische Analyse im GHD-Sektor	290
9.2.4	Technisch-wirtschaftliche Analyse im Mobilitätssektor.....	301
9.2.5	Zusammenfassung der technisch-wirtschaftlichen und ökologischen Analysen..	306
10	Handlungsempfehlungen	309
10.1	Handlungsempfehlungen	309
10.2	Identifizierung von weiterem Forschungsbedarf	313

11	Zusammenfassung und Ausblick	314
11.1	Analysen der einzelnen Potentiale	315
11.2	Analyse des Gesamtpotentials unter Berücksichtigung von Synergie- und Konkurrenzeffekten	318
11.3	EE-Einspeisepotentiale	320
11.4	Hemmnisse und Chancen im greening-of-gas-Prozess	322
11.5	Kosten der EE-Gaserzeugung.....	323
11.6	Technisch-Wirtschaftliche Gesamtanalyse	324
11.7	Handlungsempfehlungen	325
12	Literatur	326
13	Anhang.....	347

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Kostenentwicklung von SNG über PtG für verschiedene Strompreise und Volllaststunden (FLH = full load hours; HSH = hot stand-by hours).....	10
Abbildung 1.2:	Räumliche Verteilung der jährlichen CO ₂ -Emissionen aller erfassten Anlagen in Deutschland	15
Abbildung 1.3:	Kosten für SNG aus Biogas und PtG-Prozessen in Abhängigkeit von CO ₂ -Quelle und Anlagengröße	16
Abbildung 1.4:	Kostenentwicklung von SNG aus Biogas und PtG-Prozessen bis 2050	16
Abbildung 1.5:	Vergleich von Kraftstoffgestehungskosten verschiedener Prozessketten ..	18
Abbildung 1.6:	Annahme der Entwicklung der verfügbaren Flächen - Ausblick nach Verwendung bis 2030	22
Abbildung 1.7:	Ableitung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Biogas als Durchschnittsbetrachtung für Deutschland	23
Abbildung 1.8:	H ₂ -Einspeisepotentialorte ins Gastransportnetz [23].....	25
Abbildung 1.9:	H ₂ -Potential im Gasverteilnetz in 2015 und 2050 in NRW [23]	26
Abbildung 1.10:	Entwicklung der Biomethanproduktion bis 2050 in den Szenarien und der heutige Stand.....	27
Abbildung 1.11:	Gaszusammensetzung im Szenario Energiekonzept (links) und Innovationsoffensive Gas (rechts)	28
Abbildung 1.12:	Prognose der Erzeugung von PtG-Gasen aus EE-Strom im Szenario Innovationsoffensive Gas	30
Abbildung 1.13:	Entwicklung der Biomethaneinspeisung bis 2050.....	32
Abbildung 2.1:	Biogas-Verfahren im Überblick.....	34
Abbildung 2.2:	Verfahrensschaubild vom Pfropfenstromfermenter (eigene Darstellung) ...	35
Abbildung 2.3:	Schaubild vom Perkolationsverfahren (eigene Darstellung)	35
Abbildung 2.4:	Schaubild vom Durchfluss-Speicherverfahren (eigene Darstellung)	36
Abbildung 2.5:	Prozessstufen zur Erzeugung von SNG (nach [29])	37
Abbildung 2.6:	Ligninaufbau / Ausschnitt nach [30].....	38
Abbildung 2.7:	Vergasungsmedien und Synthesegasqualität bei autothermer und allothermer Biomassevergasung [34].	40
Abbildung 2.8:	Einteilung der Vergasersysteme nach dem Reaktortyp	41
Abbildung 2.9:	Einteilung verschiedener Methanisierungsreaktoren	47
Abbildung 3.1:	Schaubild der eingesetzten Substrate für fermentativ erzeugtes Biogas und thermochemische Biogaserzeugung	50
Abbildung 4.1:	Übersicht der betrachteten industriellen Reststoffe	58
Abbildung 4.2:	Bioethanolproduktion in Deutschland von 2010 - 2016 [73].....	59
Abbildung 4.3:	theoretisches Biogas-Potential aus Getreideschlempe.....	60
Abbildung 4.4:	Biodieselproduktion von 2010-2016 [74]	61
Abbildung 4.5:	theoretisches Biogas-Potential aus der Biodieselproduktion	62
Abbildung 4.6:	Bierausstoß und -verbrauch in Deutschland [75].....	63
Abbildung 4.7:	theoretisches Biogas-Potential aus Biertreber.....	64
Abbildung 4.8:	theoretisches Biogaspotential aus Molke	65
Abbildung 4.9:	theoretisches Biogas-Potential aus Kartoffelschalen	66
Abbildung 4.10:	theoretisches Biogas-Potential aus Schlachtresten	68
Abbildung 4.11:	Zuckerherstellung aus den letzten drei Rübenkampagnen	69
Abbildung 4.12:	theoretisches Biogas-Potential aus Melasse (Radius:7 km) und Rübenschnitzel (Radius: 32,4 km).....	70

Abbildung 4.13:	theoretisches Biogas-Potential aus der Rapsölproduktion.....	71
Abbildung 4.14:	Biogas-Potential Weintrester auf Basis der Anbauflächen.....	73
Abbildung 4.15:	Biogas-Potential aus industriellen Reststoffen.....	74
Abbildung 4.16:	Verteilung des Methangaspotentials industrieller Reststoffe.....	75
Abbildung 4.17:	Übersicht der betrachteten Rückstände/ Abfälle der Kommune bzw. des Gewerbes	75
Abbildung 4.18:	theoretisches Biogas-Potential aus der Biotonne	77
Abbildung 4.19:	theoretisches Biogas-Potential aus Grünschnitt	79
Abbildung 4.20:	theoretisches Biogas-Potential aus Speiseresten.....	82
Abbildung 4.21:	Autobahnmeistereien mit abgeschätztem Verantwortungsgebiet und Autobahnnetz in Deutschland	84
Abbildung 4.22:	theoretisches Biogas-Potential aus Autobahnbegleitgrün.....	85
Abbildung 4.23:	theoretisches Biogas-Potential aus Straßenbegleitgrün	86
Abbildung 4.24:	theoretisches Biogas-Potential aus Supermarktresten	87
Abbildung 4.25:	theoretisches Biogas-Potential aus kommunalen/ gewerblichen Reststoffen	88
Abbildung 4.26:	Verteilung des Methangaspotentials aus kommunalen/ gewerblichen Reststoffen.....	89
Abbildung 4.27:	Übersicht der betrachteten landwirtschaftlichen Einsatzstoffe	90
Abbildung 4.28:	theoretisches Biogas-Potential aus Energiepflanzen.....	91
Abbildung 4.29:	theoretisches Biogas-Potential aus Maisstroh (links) und Rapsstroh (rechts).....	93
Abbildung 4.30:	theoretisches Biogas-Potential aus Zuckerrübenblatt.....	94
Abbildung 4.31:	theoretisches Biogas-Potential aus Kartoffelblättern	95
Abbildung 4.32:	theoretisches Biogas-Potential aus Dauergrünland.....	97
Abbildung 4.33:	theoretisches Biogas-Potential aus Exkrementen	102
Abbildung 4.34:	theoretisches Biogas-Potential aus landwirtschaftlichen Substraten	103
Abbildung 4.35:	Verteilung des Methangaspotentials landwirtschaftlicher Substrate	104
Abbildung 4.36:	theoretisches Biogas-Gesamtpotential aller betrachteten Substrate.....	105
Abbildung 4.37:	Gesamtpotentiale der fermentativ erzeugbaren Biogasmengen im Vergleich zur bereits aktuell erzeugten Biogasmenge in Deutschland	106
Abbildung 4.38:	Einteilung der Biomassen zur Erzeugung von SNG nach den Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune sowie Land- und Forstwirtschaft.....	107
Abbildung 4.39:	Heizwert holzartiger Biomasse in Abhängigkeit vom Wassergehalt [130]	109
Abbildung 4.40:	Kaltgaswirkungsgrade und Verluste der SNG-Anlage [137, 138].....	110
Abbildung 4.41:	Übersicht zu den industriellen Biomassen zur Erzeugung von SNG.....	114
Abbildung 4.42:	relative Anzahl und relativer Einschnitt deutscher Sägewerke nach Einschnittsgrößenklassen [142].....	115
Abbildung 4.43:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Sägeindustrie	116
Abbildung 4.44:	Entwicklung der deutschlandweiten Produktionskapazität der Holzwerkstoffindustrie nach Produktgruppen [147].....	117
Abbildung 4.45:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzwerkstoffindustrie	118
Abbildung 4.46:	Umsatz- und Unternehmensverteilung deutscher Möbelproduzenten in Abhängigkeit vom Jahresumsatz [150].....	119
Abbildung 4.47:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Möbelindustrie.....	120
Abbildung 4.48:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Papierindustrie.....	122

Abbildung 4.49:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzverpackungsindustrie	124
Abbildung 4.50:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Brettschichtholzindustrie	125
Abbildung 4.51:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Restholz des Sektors Industrie	126
Abbildung 4.52:	Verteilung des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus Restholz der Holzverarbeitenden Industrie	127
Abbildung 4.53:	Übersicht zu den gewerblichen Biomassen zur Erzeugung von SNG	127
Abbildung 4.54 :	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Restholz des Tischlereigewerbes	129
Abbildung 4.55:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Restholz des Zimmereigewerbes.....	131
Abbildung 4.56:	theoretisches Methangaspotential aus Restholz des Sektors Gewerbe...	132
Abbildung 4.57:	Übersicht zu den kommunalen Biomassen zur Erzeugung von SNG	133
Abbildung 4.58:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartigen Grünabfällen	134
Abbildung 4.59:	Verteilung des Altholzaufkommens nach Nutzungspfaden [171]	135
Abbildung 4.60:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Altholz.....	136
Abbildung 4.61:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Autobahnbegleitholz	138
Abbildung 4.62:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Straßenbegleitholz	139
Abbildung 4.63:	Übersicht der Gehölze in der freien Landschaft.....	139
Abbildung 4.64:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Gehölzen der freien Landschaft	140
Abbildung 4.65:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus kommunal gesammelten Hölzern	141
Abbildung 4.66:	Verteilung des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus kommunalem Restholz.....	142
Abbildung 4.67:	Übersicht zu den Land- und Forstwirtschaftlichen Biomassen zur Erzeugung von SNG	142
Abbildung 4.68:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Waldholz.....	144
Abbildung 4.69:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Stroh.....	146
Abbildung 4.70:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus KUP-Holz.....	147
Abbildung 4.71:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus Holz von Obst- und Rebflächen.....	148
Abbildung 4.72:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartiger Biomasse der Land- und Forstwirtschaft.....	149
Abbildung 4.73:	Verteilung des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus holzartiger Biomasse der Land- und Forstwirtschaft	149
Abbildung 4.74:	theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartiger Biomasse in Deutschland.....	150
Abbildung 4.75:	Verteilung des SNG-Methangaspotentials über die Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune sowie Land- und Forstwirtschaft	151
Abbildung 4.76:	Darstellung der Wasserstoffpotentiale je Gemeinde in Mio. m ³ Wasserstoff pro Jahr.....	153
Abbildung 4.77:	Darstellung der Standorte grauer und schwarzer Kohlenstoffdioxidquellen ..	158
Abbildung 5.1:	Priorisierung der lokalen Stoffströme	161
Abbildung 5.2:	Darstellung der Berechnungsschritte des Modells zur Methanisierung von EE-Wasserstoff (GM – Gemeinde).....	163

Abbildung 5.3:	spezifischer Energieertrag aller betrachteten EE-Gase in MWh/(ha*a)....	166
Abbildung 5.4:	verbleibende biogene Kohlenstoffdioxidmenge nach der Methanisierung	167
Abbildung 6.1:	prozentuale Einspeisung von Methan auf Gemeindeebene (bezogen auf die Aufnahmekapazität des Ortsverteilnetzes)	169
Abbildung 6.2:	mögliche n-fache Einspeisekapazität und restliche verfügbare Menge an Methan je Gemeinde.....	170
Abbildung 7.1:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Bioethanolproduktion bis 2050	171
Abbildung 7.2:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Biodieselproduktion bis 2050	172
Abbildung 7.3:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Brauereien bis 2050 ...	173
Abbildung 7.4:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Molkereien bis 2050....	174
Abbildung 7.5:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Kartoffelverarbeitung bis 2050	175
Abbildung 7.6:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Schlachtresten bis 2050	176
Abbildung 7.7:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Zuckerproduktion bis 2050.....	177
Abbildung 7.8:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Rapsölproduktion bis 2050.....	178
Abbildung 7.9:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Weintrester bis 2050...	179
Abbildung 7.10:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Biotonne bis 2050.	180
Abbildung 7.11:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Grünschnitt (holzfrei) bis 2050.....	181
Abbildung 7.12:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Hochschulen bis 2050.....	182
Abbildung 7.13:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Bundeswehrstandorten bis 2050	183
Abbildung 7.14:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Kindertagesstätten bis 2050	184
Abbildung 7.15:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Krankenhäusern bis 2050	185
Abbildung 7.16:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Pflegeeinrichtungen bis 2050	186
Abbildung 7.17:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Schulen bis 2050	187
Abbildung 7.18:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Restaurants bis 2050	188
Abbildung 7.19:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Pensionen bis 2050.....	189
Abbildung 7.20:	Prognose theoretisches Methangaspotential Speisereste (gesamt) bis 2050	190
Abbildung 7.21:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Autobahnbegleitgrün bis 2050.....	191
Abbildung 7.22:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Straßenbegleitgrün bis 2050.....	192
Abbildung 7.23:	Prognose theoretisches Methangaspotential aus Supermarktresten bis 2050.....	193

Abbildung 7.24: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Energiepflanzen bis 2050	194
Abbildung 7.25: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Maisstroh bis 2050	195
Abbildung 7.26: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Zuckerrübenblättern bis 2050	196
Abbildung 7.27: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Kartoffelblatt bis 2050	197
Abbildung 7.28: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Rapsstroh bis 2050	198
Abbildung 7.29: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Dauergrünland bis 2050	199
Abbildung 7.30: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Rindergülle bis 2050	200
Abbildung 7.31: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Schweinegülle bis 2050	201
Abbildung 7.32: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Geflügelgülle bis 2050	202
Abbildung 7.33: Darstellung des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Biomethangaspotentials bis 2050 im Vergleich zur aktuellen Biogasmenge	203
Abbildung 7.34: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Sägeindustrie bis 2050	204
Abbildung 7.35: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Holzwerkstoffindustrie bis 2050	205
Abbildung 7.36: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Möbelindustrie bis 2050	206
Abbildung 7.37: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Papierindustrie bis 2050	207
Abbildung 7.38: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Holzverpackungsindustrie bis 2050	208
Abbildung 7.39: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Brettschichtholzindustrie bis 2050	209
Abbildung 7.40: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus dem Tischlereigewerbe bis 2050	210
Abbildung 7.41: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus dem Zimmereigewerbe bis 2050	211
Abbildung 7.42: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartigen Grünabfällen bis 2050	212
Abbildung 7.43: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Altholz bis 2050	213
Abbildung 7.44: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Straßenbegleitholz bis 2050	214
Abbildung 7.45: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Gehölzen der freien Landschaft bis 2050	215
Abbildung 7.46: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Waldholz bis 2050 ..	216
Abbildung 7.47: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Stroh bis 2050	217
Abbildung 7.48: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Kurzumtriebsplantagen bis 2050	218
Abbildung 7.49: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Obstplantagen und Rebflächen bis 2050	219
Abbildung 7.50: Darstellung des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen SNG-Methangaspotentials bis 2050	220

Abbildung 7.51:	Darstellung der Wasserstoffpotentiale je Gemeinde in Millionen Kubikmeter Wasserstoff pro Jahr	222
Abbildung 7.52:	Entwicklung der Zusammenstellung der Heiztechniken zur Wärmebereitstellung in Gebäuden [216]	225
Abbildung 7.53:	Entwicklung der Wärmeversorgungsstruktur von Wärmeerzeugern im Gebäudebestand 2009 [217].....	226
Abbildung 7.54:	Entwicklung der Anteile der Antriebstechnologien am Pkw-Bestand in Deutschland in drei unterschiedlichen Szenarien[224]	228
Abbildung 8.1:	Stärken und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	239
Abbildung 8.2:	Schwächen und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	241
Abbildung 8.3:	Stärken und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan	242
Abbildung 8.4:	Schwächen und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan.....	243
Abbildung 8.5:	Stärken und Chancen von PtG-Biomethan.....	246
Abbildung 8.6:	Schwächen und Chancen von PtG-Biomethan.....	247
Abbildung 8.7:	Stärken und Risiken von PtG-Biomethan	247
Abbildung 8.8:	Schwächen und Risiken von PtG-Biomethan	248
Abbildung 8.9:	Gasbeschaffenheiten der in Deutschland verteilten Gase gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 [294] und Änderung deren Kennwerte durch H ₂ -Zumischung, Quelle GWI	250
Abbildung 8.10:	H ₂ -Toleranz ausgewählter Technologien für Haushalte, Quellen: [293, 296–300].....	251
Abbildung 8.11:	Morphologische Analyse von dezentralen Technologie-Wasserstoff-Kombinationen, Quellen: [293, 296–300]	252
Abbildung 8.12:	Bestand an Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach Kraftstoffarten unterteilt [304].....	254
Abbildung 8.13:	Modellverfügbarkeit alternative Antriebe in Deutschland 2018 [305]	255
Abbildung 8.14:	Anteil der Antriebsarten bei Pkws bis 2050, Szenarien dena/BDI/ESYS-Studien zu den Neuzulassungen von Fahrzeugen [303, 306].....	256
Abbildung 8.15:	Anteil der Antriebsarten bei Lkws & leichten Nutzfahrzeugen bis 2050, Szenarien dena/BDI/ESYS-Studien zu den Neuzulassungen von Fahrzeugen [303, 306]	256
Abbildung 9.1:	Biogaseinspeiseanlage + PtG mittels PEM-Elektrolyse und biologischer Methanisierung	259
Abbildung 9.2:	Biogasanlage + PtG mittels PEM-Elektrolyse und biologischer Methanisierung	259
Abbildung 9.3:	Biomassevergasung + PtG mittels AEL/SOEC und katalytischer Methanisierung	262
Abbildung 9.4:	CO ₂ -Abtrennung aus Abgasströmen + PtG mittels PEM/SOEC und katalytischer Methanisierung.....	263
Abbildung 9.5:	CO ₂ -Abtrennung aus der Luft + PtG mittels PEM und katalytischer Methanisierung	265
Abbildung 9.6:	Erläuterung der Legende der Brennstoff-Kosten-Diagramme.....	275
Abbildung 9.7:	Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb eines Brennwertkessels im EFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	277

Abbildung 9.8:	Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) im EFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	279
Abbildung 9.9:	Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer PEMFC im EFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	281
Abbildung 9.10:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im EFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	282
Abbildung 9.11:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im EFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen.	283
Abbildung 9.12:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb einer PEM-Brennstoffzelle & BWK im EFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen.....	283
Abbildung 9.13:	Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb eines Brennwertkessels im MFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien.....	285
Abbildung 9.14:	Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im MFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	286
Abbildung 9.15:	Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer SO-Brennstoffzelle & BWK im MFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien ..	287
Abbildung 9.16:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im MFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	288
Abbildung 9.17:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im MFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	289
Abbildung 9.18:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb einer SOFC & BWK im MFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	289
Abbildung 9.19:	Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb eines Brennwertkessels im Büro mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	291
Abbildung 9.20:	Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im Büro mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	292
Abbildung 9.21:	Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb einer KWK-Anlage (SOFC) & BWK im Büro mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	293
Abbildung 9.22:	CO ₂ -Emissionen in kg/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im Büro mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	294
Abbildung 9.23:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im Büro mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	295
Abbildung 9.24:	CO ₂ -Emssionen in kg/a bei dem Betrieb einer SOFC & BWK im Büro mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen	295
Abbildung 9.25:	Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb der Brennwertkessel im Krankenhaus mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	297
Abbildung 9.26:	Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb eines BHKW & BWK im Krankenhaus mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien	298
Abbildung 9.27:	CO ₂ -Emssionen in t/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im Krankenhaus mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen.	299
Abbildung 9.28	CO ₂ -Emssionen in t/a bei dem Betrieb eines BHKW & BWK im Krankenhaus mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen.	300

Abbildung 9.29: Bezugspreise für Pkw, Lkw und ÖPNV im Mobilitätssektor für verschiedene Antriebsenergien in ct/kWh	302
Abbildung 9.30: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Pkw der unteren Mittelklasse für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen	303
Abbildung 9.31: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Pkw der oberen Mittelklasse für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen	304
Abbildung 9.32: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Lkw für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen	305
Abbildung 9.33: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Fahrzeuge im ÖPNV für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen	305
Abbildung 11.1: Einteilung verschiedener Methanisierungsreaktoren	314
Abbildung 11.2: Betrachtete Substrate für die Potentialermittlung der fermentativen (Biogas) und thermochemischen (SNG) Biomethanerzeugung	315
Abbildung 11.3: aktuelles Biogas-Potential aller betrachteten Substrate in $m^3/(ha*a)$	316
Abbildung 11.4: aktuelles SNG-Potential aller betrachteten Substrate in $m^3/(ha*a)$	317
Abbildung 11.5: Darstellung der Wasserstoffpotentiale je Gemeinde in Mio. m^3 Wasserstoff pro Jahr.....	317
Abbildung 11.6: spezifischer Energieertrag aller betrachteten EE-Gase in $MWh/(ha*a)$	320
Abbildung 11.7: Analyse von dezentralen Technologie-Wasserstoff-Kombinationen Quellen: [293, 296–300]	322

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Technisches Biomassepotential, Daten aus 2005	21
Tabelle 2.1:	Brenngaszusammensetzungen aus einer Wirbelschichtvergasung nach [32]	39
Tabelle 2.2:	Übersicht kommerzieller und sich in Entwicklung befindlicher Vergaserverfahren	42
Tabelle 2.3:	Halbzellenreaktionen und Ladungsträger für AEL, PEM-EL und HTEL [36]	43
Tabelle 2.4:	Übersicht über die drei verschiedenen Typen von Elektrolyseuren	46
Tabelle 2.5:	Typische Spezifikationen von verschiedenen Methanisierungsreaktoren ..	49
Tabelle 4.1:	Gasertrag und Methanertrag der Substrate [2, 65, 66]	53
Tabelle 4.2:	Substratpreise nach 1) Biogasatlas [2], 2) Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft [68], 3) proplanta [69]	54
Tabelle 4.3:	Maximaler Substratpreis (Daten zur Berechnung von FNR) [65]	55
Tabelle 4.4:	prozentualer Anteil des wirtschaftlichen Potentials ausgewählter Substrate (Werte des Fachverbandes Biogas e.V.) [71]	55
Tabelle 4.5:	maximaler Transportradius der Substrate in Abhängigkeit ihres Methangasertrags	57
Tabelle 4.6:	Anteil der standortgenauen Erfassung der Schlachtreste [Erhebung DBI].	67
Tabelle 4.7:	Schlachtgewichte der betrachteten Tierarten [79–83].....	67
Tabelle 4.8:	Einzelpotential von Melasse und Rübenschnitzeln aus der Zuckerherstellung	70
Tabelle 4.9:	Abfallmenge 2015 und Methangasertrag (theoretisch, technisch und wirtschaftlich) aus Biotonnen nach Bundesländern [87]	76
Tabelle 4.10:	Abfallmenge 2015 und Methangasertrag (theoretisch, technisch und wirtschaftlich) aus Grünschnitt nach Bundesländern	78
Tabelle 4.11:	Einflussfaktoren zur Bestimmung der Speiserestmenge [91].....	79
Tabelle 4.12:	Amtliche Statistik zu den Straßenlängen des überörtlichen Verkehrs [102]..	83
Tabelle 4.13:	jährlicher Aufwuchs und Pflegeflächen je Kilometer [34]	84
Tabelle 4.14:	Einteilung der Supermärkte nach ihrer Lebensmittelfläche [2].....	87
Tabelle 4.15:	Verluste bei der Silierung von Energiepflanzen	91
Tabelle 4.16:	Korn-zu-Stroh Verhältnis ausgewählter Fruchtarten [114]	92
Tabelle 4.17:	Energiebedarf des Grundfutters bei Rindern, Pferden und Schafen [116] .	96
Tabelle 4.18:	Energiegehalte von Grundfuttermitteln [2, 117]	96
Tabelle 4.19:	geschätzte wirtschaftliche Verfügbarkeit von Dauergrünland in Abhängigkeit der Höhenlage des Landkreises [2]	97
Tabelle 4.20:	Berechnungsgrundlagen für die Berechnung des Biogas-Potentials aus Gülle	98
Tabelle 4.21:	Biogas-Potential aus Rindergülle	99
Tabelle 4.22:	Biogas-Potential aus Schweinegülle	100
Tabelle 4.23:	Biogas-Potential aus Geflügelgülle.....	101
Tabelle 4.24:	Heizwert holzartiger Biomasse in Abhängigkeit vom Wassergehalt.....	109
Tabelle 4.25:	spezifischer Methangasertrag einer SNG-Anlage in Abhängigkeit vom Wassergehalt der eingesetzten, holzartigen Biomasse [eigene Berechnung]	110
Tabelle 4.26:	Gaszusammensetzung des Roh-SNG im Standardfall ohne P2G [57]	111
Tabelle 4.27:	Gaszusammensetzung des SNG-P2G mit H ₂ -Zuspeisung	112

Tabelle 4.28:	Maximaler Transportradius der holzartigen Biomasse [2].....	113
Tabelle 4.29:	Restholzanfall je Unternehmen der Holzverpackungsindustrie in Abhängigkeit von der Rechtsform [148, 159]	123
Tabelle 4.30:	Restholzanfall je Tischlereiunternehmen in Abhängigkeit von der Rechtsform [148, 159]	128
Tabelle 4.31:	Restholzanfall je Zimmereiunternehmen in Abhängigkeit von der Rechtsform [148, 159].....	130
Tabelle 4.32:	spezifische Kennwerte und technische Verluste für Gehölze in der freien Landschaft [34, 172].....	140
Tabelle 4.33:	Waldzuwachs in Abhängigkeit von der Baumart und Bundesland [174] ..	143
Tabelle 4.34:	Baumkompartimente in Abhängigkeit von der Baumart [176]	143
Tabelle 4.35:	Korn-Stroh-Verhältnis nach Haupternteprodukt [178]	145
Tabelle 4.36:	Strombilanz für die Basisjahre, Angaben in TWh/a nach [182]	152
Tabelle 4.37:	EE-Strommenge zur Erzeugung von Wasserstoffs mittels Elektrolyse für 2015.....	152
Tabelle 4.38:	Index und Methan- sowie CO ₂ -Anteile der betrachteten Substrate für das Basisjahr 2015 [2, 65, 66].....	155
Tabelle 4.39:	graue Kohlenstoffdioxidquellen	157
Tabelle 4.40:	schwarze Kohlenstoffdioxidquellen	157
Tabelle 5.1:	Inputdaten und Output für das Modell der Methanisierung in Mrd. m ³ (Datenstand 2015)	165
Tabelle 5.2:	resultierende EE-Gasmengen sowie deren Energiegehalt [191, 192] bezogen auf den deutschen Erdgasverbrauch 2018 nach [193].....	165
Tabelle 6.1:	Einspeisekapazitäten von Wasserstoff in das Ortsverteilnetz im Jahr 2015	168
Tabelle 6.2:	Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz im Jahr 2015 ...	168
Tabelle 7.1:	Strombilanz für die Basisjahre, Angaben in TWh/a nach [182]	221
Tabelle 7.2:	EE-Strommenge zur Erzeugung von Wasserstoffs mittels Elektrolyse für die Jahre 2015, 2030 und 2050, eigene Berechnung	221
Tabelle 7.3:	Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz im Jahr 2030 ...	223
Tabelle 7.4:	Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz im Jahr 2050 ...	223
Tabelle 7.5:	Zukünftige Entwicklung der Anwendungstechnologien zur Wärmebereitstellung	224
Tabelle 7.6:	Zukünftige Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie	227
Tabelle 7.7:	Zukünftige Anwendungstechnologien im Mobilitätssektor.....	229
Tabelle 7.8:	Aktuelle und prognostizierte Kosten verschiedener Elektrolysetechnologien nach [226].....	230
Tabelle 7.9:	Aktuelle und prognostizierte Kosten für SOEC-Systeme mit 100 MW nach [227].....	231
Tabelle 7.10:	Spezifische Investitionskosten der katalytischen Methanisierung heute und zukünftig für unterschiedliche Anlagengrößen.....	231
Tabelle 7.11:	Spezifische Investitionskosten der biologischen Methanisierung heute und zukünftig für unterschiedliche Anlagengrößen.....	231
Tabelle 7.12:	Spezifische Investitionskosten der CO ₂ -Abtrennung aus Luft	232
Tabelle 8.1:	Übersicht der nachfolgenden SWOT-Analyse-Darstellung	236
Tabelle 8.2:	Durchschnittliche Stromgestehungskosten ausgewählter Technologien [267].....	242
Tabelle 9.1:	Betrachtete Prozessketten und Betriebsweisen	257

Tabelle 9.2:	Randbedingungen für die Bewertung der Kopplung der Biogaserzeugung mit der PEM-Elektrolyse und der biologischen Methanisierung	260
Tabelle 9.3:	Bereitstellungskosten in €/MWh bei der Kopplung von Biogaseinspeiseanlage und biologischer Methanisierung (gekoppelt, max. 10 MW SNG Peakleistung) für den Betriebsmodus „netzdienlicher Betrieb“	261
Tabelle 9.4:	Bereitstellungskosten in €/MWh bei der Kopplung von Biogasanlage und biologischer Methanisierung (Kapazität: 10 MW SNG) für den Betriebsmodus „Base-load“	261
Tabelle 9.5:	Bereitstellungskosten in €/MWh aus der Kopplung der Biomassevergasung und der katalytischen Methanisierung mit zwei unterschiedlichen Elektrolysekonzepten (AEL/SOEC), jeweils für den Base-load Betrieb (Kapazität: 100 MW)	262
Tabelle 9.6:	Randbedingungen für die CH ₄ -Erzeugung aus CO ₂ aus Abgasen mittels PEM/SOEC und katalytischer Methanisierung	263
Tabelle 9.7:	Gestehungskosten aus CO ₂ aus Abgasen mittels PEM und katalytischer Methanisierung im netzdienlichen Betrieb	263
Tabelle 9.8:	Gestehungskosten aus CO ₂ aus Abgasen mittels SOEC und katalytischer Methanisierung im Base-load Betrieb.....	264
Tabelle 9.9:	Randbedingungen für die CH ₄ -Erzeugung aus CO ₂ aus der Luft mittels PEM/SOEC und katalytischer Methanisierung	265
Tabelle 9.10:	Gestehungskosten aus CO ₂ aus Luft mittels PEM und katalytischer Methanisierung im Base-load Betrieb.....	265
Tabelle 9.11:	Gestehungskosten aus CO ₂ aus Luft mittels PEM und katalytischer Methanisierung im netzdienlichen Betrieb	266
Tabelle 9.12:	Zusammenfassung der Gestehungskosten der EE-Gaserzeugung ausgewählter Referenzfälle	267
Tabelle 9.13:	Energieträgerkosten für den Sektor Haushalt [227].....	269
Tabelle 9.14:	Energieträgerkosten für den Sektor GHD [227]	270
Tabelle 9.15:	Gebäude-, Verbrauchs- und Technologiedaten für den Haushaltssektor [310].....	272
Tabelle 9.16:	Zusammensetzung der Einspeisevergütung für den Netto-Strom.....	273
Tabelle 9.17:	Gebäude-, Verbrauchs- und Technologiedaten für den GHD-Sektor [311, 313].....	274
Tabelle 9.18:	CO ₂ -Emission der Energieträger (eigene Berechnung auf Datenbasis von GEMIS)	282
Tabelle 9.19:	Energiebezugspreise für den Sektor Mobilität (PKW, LKW, ÖPNV) [227]301	
Tabelle 9.20:	CO ₂ -Einsparpotential bei den Sektoren Haushalt und GHD bei verschiedenen Technologien und in Abhängigkeit des EE-Gas-Anteils...307	
Tabelle 11.1:	aktuelle EE-Gaspotentiale im Vergleich [191-193]	318
Tabelle 11.2:	resultierende EE-Gasmengen 2030 sowie deren Energiegehalt [191,192]	318
Tabelle 11.3:	Gesamtüberblick erzeugbarer Wasserstoff aus Überschussstrom 2050..319	
Tabelle 11.4:	Gesamtüberblick resultierende Biomethan-Mengen 2050 inkl. Energie aus Elektrolyse-Wasserstoff zur Methan-Erzeugung mit Biogas-CO ₂	319
Tabelle 11.5:	Einspeisekapazitäten von Wasserstoff in das Ortsverteilstromnetz im Jahr 2015	320
Tabelle 11.6:	Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilstromnetz für die Jahre 2015, 2030 und 2050	321

Tabelle 11.7:	Zusammenfassung der SNG-Gestehungskosten ausgewählter Referenzfälle.....	323
---------------	--	-----

1 Literaturstudie und Vernetzung mit anderen Projekten (AP 1)

1.1 Kurzauswertung verschiedener Studien

Nachfolgend werden Studien zur EE-Gaserzeugung ausgewertet und zusammengefasst sowie die jeweiligen Entwicklungsmöglichkeiten erläutert als auch die begrenzenden Randbedingungen analysiert.

1.1.1 Leopoldina-Studie

In der Leopoldina-Studie von 2013 [1] wurden die Möglichkeiten und Grenzen der Verwendung von Bioenergie als Energiequelle für Deutschland sowohl heute als auch in der Zukunft betrachtet. Der Fokus lag hierbei zwar auf Deutschland, daneben wurde aber auch die Situation für die EU-25 Länder sowie globale Perspektiven analysiert. Diese Stellungnahme dient als Ergänzung für frühere zum Thema Energie.

Die Leopoldina-Studie betrachtet die Verwendung von Biomasse als Energiequelle zum Primärenergieverbrauch in Deutschland sowie in den EU25-Ländern sehr kritisch. Dabei wurden sowohl ökologische und klimatische Kosten der Produktion und Umwandlung von Biomasse, als auch der konkurrierende Landbedarf für die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie industriellen Rohstoffen einer Bewertung unterzogen. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass etwa 40 % des Holzes aus Deutschland für Brennzwecke genutzt werden. Der Rest ist für die Erzeugung von holzbasierten Produkten, wobei einige später ebenfalls energetisch genutzt werden. Biomasse, die von Feldern und Wiesen stammt, wird zu 10 % als Energiequelle genutzt (vorwiegend pflanzliche Reste). Das auf den Feldern anfallende Stroh muss zu einem Großteil auf den Feldern zur Humusbildung verbleiben. Theoretisch müsste sogar noch mehr Stroh auf den Feldern verbleiben, da die Ackerböden bereits darunter leiden. 2010 wurden ca. 7 % des deutschen Primärenergieverbrauchs durch die energetische Nutzung von Biomasse und erneuerbaren Abfällen gedeckt. Dies war jedoch nur durch erhebliche Importe von Biomasse möglich. Ansonsten hätten weniger als 3 % des Primärenergiebedarfs abgedeckt werden können. Durch die Biomasse-Importe werden die Risiken der intensiven Landwirtschaft exportiert, falls nicht vorher die Nachhaltigkeit vor Ort sichergestellt wurde.

Dem drohenden Mangel an Phosphatdünger (Phosphat-Reserven sind endlich) könnte jedoch durch die Herstellung von Biogas entgegengewirkt werden. Die Energiepflanzen würden den Fermentationsrückstand als Dünger erhalten und somit würde Phosphat zurückgeführt werden. Nachteil hier ist der deutlich höhere Stickstoffanteil, welche sowohl das Grundwasser als auch das Oberflächenwasser mit Nitrat belasten würden. Ebenso sind hohe landwirtschaftliche Erträge nur mit künstlicher Bewässerung zu erzielen. Hier kann es zu einem kritischen Absinken des unterirdischen Wasserspiegels kommen. Es würden dabei langfristig sowohl ökologische als auch energetische Kosten durch künstliche Bewässerungen entstehen. Die Zunahme der Erträge der meisten Nutzpflanzen steigt kaum bis gar nicht mehr. Einzige Möglichkeit wä-

ren für die Zukunft Züchtungen, bei denen durch genetische Modifikationen und über Methoden der synthetischen Biologie verbesserte Pflanzen mit höheren Erträgen entstehen. Diese könnten ohne bzw. mit weniger Düngemittel auskommen.

Die Leopoldina-Studie bewertet es als schwierig, Vergleiche bei den ökologischen und klimatischen Risiken zwischen der Energiegewinnung aus Biomasse mit anderen Erneuerbaren Energien auszuführen, da einzig hier die Verwendung von Feldpflanzen als Bioenergie mit der Verwendung als Nahrungsmittel oder Tierfutter konkurriert. Dabei wird mit einer sich drastisch steigernden Weltbevölkerungszahl gerechnet, wofür sich bis 2050 die globale Lebensmittelproduktion verdoppeln müsste. Zur selben Zeit könnten die weltweiten Feldflächen vermutlich nur um 5 % wachsen.

Insgesamt empfiehlt die Leopoldina-Studie in Deutschland keinen weiteren Ausbau von Bioenergie anzustreben. Die Fokussierung auf Energieressourcen wie Photovoltaik, Solarthermie und Windenergie soll hingegen konzentriert werden, da deren Flächeneffizienz höher und deren Treibhausgasemissionen und andere Umweltbeeinträchtigungen niedriger als die von Bioenergie sind. Einzig in einer Kombination zwischen Nahrungsmittel- und Bioenergieproduktion lässt sich hier eine Optimierung erkennen, wie zum Beispiel der Einsatz von Lebensmittelabfällen.

1.1.2 Biogasatlas

Im Fokus der DVGW-Studie [2] von 2014 steht die nachhaltige Biogaserzeugung unter besonderer Berücksichtigung einer anschließenden Einspeisung in Erdgasnetz. In dieser Studie wurden deshalb eine regionenspezifische Analyse der Ist-Situation sowie eine Abschätzung der Auswirkungen bei einem weiteren Ausbau der Biogasproduktion durchgeführt. Hierbei wurden erstmalig eine deutschlandweite Berücksichtigung des Gewässerschutzes und die nachhaltige Bewirtschaftung des landwirtschaftlich genutzten Bodens einbezogen. Weiterhin wurde regionengenau in dieser Studie eine Kopplung der Biogaserzeugungspotentiale mit der Gasinfrastruktur betrachtet.

Zur Ermittlung des aktuellen Biogaserzeugungspotentials wurden insgesamt 20 potentielle Substrate sowohl aus der Landwirtschaft, als auch von Kommunen und aus der Industrie betrachtet. Gerade die beiden letztgenannten Bereiche werden zur derzeitigen Biogaserzeugung wenig bis gar nicht genutzt. Im Mittelpunkt der Untersuchungen standen die Berücksichtigung der Wasserwirtschaft, des Naturschutzes sowie konkurrierende Verwertungspfade (z.B.: Futtermittelbereitstellung).

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Erzeugung und Nutzung von Energiepflanzen deutschlandweit möglich, jedoch in Teilen Nordwest- und Süddeutschlands unter Berücksichtigung des Bodens und Trinkwassers kritisch zu bewerten ist. Ursache hierfür ist jedoch nicht die Biogaserzeugung an sich, sondern vielmehr die negativen Auswirkungen einer intensiven Viehhaltungswirtschaft. Diese haben auch ohne Biogaserzeugung bereits seit Jahrzehnten hohe Maisanbauflächen sowie kritische Boden- und Grundwasserwerte hervorgebracht. In Ostdeutschland liegen zudem noch potentielle Flächen für einen Energiemaisanbau, welche zukünftig genutzt werden könnten. Für Mais sollte somit eine regionale Verschiebung sowohl der Anbau- als auch der Gärrestausbringungsflächen erfolgen. Weitere NaWaRo-Einsatzstoffe können bei optimaler Fruchtfolgenkombination auf deutlich mehr Flächen zur Energiepflanzenproduktion zur Verfügung stehen.

Mit Stand 2014 könnten in Deutschland theoretisch ca. 18,5 Mrd. m³ Biomethan pro Jahr produziert werden. Dies entspricht 6,4 Mrd. m³ wirtschaftlich-nachhaltig erzeugtem Biomethan pro Jahr. Ein Großteil dieses Biogases wird derzeit Vorort verstromt und somit gelangen aktuell nur 8 % der erzeugten Biogasmenge im Erdgasnetz.

Für eine Prognose des Biogaserzeugungspotentials bis 2030 mussten sowohl die Entwicklung des Substrataufkommens, als auch beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung berücksichtigt werden. Dabei konnte prognostiziert werden, dass aus dem aktuellen wirtschaftlichen und nachhaltigen Gesamtpotential des Biomethans mit 6,4 Mrd. m³ eine Steigerung auf etwa 10,3 Mrd.m³ pro Jahr möglich ist und dies trotz Berücksichtigung von verschiedenen Nachhaltigkeitsaspekten. Grund dafür ist sowohl die steigende Bedeutung des landwirtschaftlichen Bereichs als auch die zukünftige Wirtschaftlichkeit der industriellen Substrate. Für den Zuwachs muss jedoch eine regionale Steuerung des Ausbaus erfolgen.

Um diesen deutlich höheren Anteil an produzierten Biomethan auch nachhaltig nutzen zu können, müssten im Jahr 2030 ca. 97 % des nachhaltig erzeugten Biogases ins Erdgasnetz eingespeist werden. Einerseits wäre es dafür nötig, dass ein Großteil der bestehenden Biogasanlagen auf Biomethaneinspeisung umgestellt wird. Andererseits ist dies für kleinere Biogasanlagen (<200 m³/h Biomethan) unter den aktuellen Marktbedingungen und dem regulatorischen Rahmen einer Biomethaneinspeisung aus wirtschaftlicher Sicht unwahrscheinlich. Aus diesem Grund ist eine deutliche Überarbeitung der politischen Steuerungsmaßnahmen notwendig, um eine Steigerung der aktuellen Einspeisemenge (0,5 Mrd. m³) bis 2030 auf das 20-fache realisieren zu können.

Das Gasnetz besitzt bereits jetzt ein hohes Potential, große Mengen Biogas aufzunehmen und in den angeschlossenen Untergrundspeichern zu lagern. Jedoch ist es in Gebieten mit geringer Bevölkerungs- und Industriedichte (insb. in den landwirtschaftlich geprägten Gebieten in Nordwest- und Nordostdeutschland) die Einspeisung ins Orts-/Regionalverteilnetz nicht ohne Rückverdichtung ins Transportnetz möglich, da entweder die einspeisbaren Mengen zu hoch oder aber die Gasabsatzmenge zeitweise zu gering sind.

Zur nachhaltigen Gestaltung der Biogasbereitstellung und zur Rücksichtnahme auf den Gewässerschutz ist es nötig, Schadstoffeinträge in Gewässer möglichst zu verhindern. In bereits belasteten Regionen mit gefährdeten Grundwasserkörpern kann der Mineraldünger in Zukunft durch Gärprodukte ersetzt werden. Dafür ist ein umfassendes Gärproduktmanagement und Änderung der Düngepraxis nötig. Werden Teile der mineralischen Dünger durch Gärrestdünger ersetzt, können sowohl Klimagase als auch Kosten, die bei der Produktion von Mineraldünger entstehen, eingespart werden.

Zur Realisierung sind jedoch politische Schritte von Nöten, wie die Gewährleistung der Investitionssicherheit für langfristig betriebene Anlagen. Des Weiteren müssten Genehmigungsverfahren zügiger bearbeitet werden. Die Gasinfrastruktur stellt jedoch kein begrenzender Faktor dar.

1.1.3 Potentialstudie Biogasabfall

In der Potentialstudie „Biogasabfall“ [3] wurden kommunale Abfälle, industrielle Reststoffe und Landschaftspflegematerial hinsichtlich ihrer technisch nutzbaren und verfügbaren Potentiale

auf Basis von verfügbarer Literatur und Statistiken in Abstimmung mit dem DVGW-Forschungsvorhaben GW2 01 10 „Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland“ abgeschätzt.

Insgesamt wurde in dieser Studie ein maximales für die Fermentation geeignetes technisches Potential von 45,6 Mio. t/a (≈ 3.050 Mio. $m^3(CH_4)$) ermittelt. Hiervon wird aber auch ein Großteil schon stofflich oder energetisch genutzt oder biologisch behandelt. Die Unterschiede zum statistischen Bundesamt, welches 13,8 Mio. t/a (≈ 873 Mio. $m^3 CH_4$) erfasst hatte, sind darauf zurückzuführen, dass in der industriellen Reststoffentsorgung/-nutzung keine verpflichtenden Mengenmeldungen bestehen und daher wesentliche Stoffströme ohne Erfassung durch das statistische Bundesamt weiterverarbeitet werden und somit nicht in die Statistiken einfließen.

Die Potentialabschätzungen im Bereich Biotop – und Landschaftspflege-Material bzw. Straßenbegleitgrün liegen beim minimal abschöpfbaren Potential und dem maximal nutzbaren technischen Potential weit auseinander. 100.000 t Frischmasse aus Landschaftspflege sowie 270.000 t aus Park und Gartenpflege können als minimales Potential betrachtet werden. Im Industriebereich stehen keine abschöpfbaren Potentiale zur Verfügung, da bereits die meisten Stoffe, insbesondere die agrarindustriellen Abfälle (z.B. Biertreber, Obst- und Weintrester, etc.) einem ökologischen und ökonomischen effizienten Verwertungspfad zugeführt werden. Aus dem Bereich kommunale Abfälle trägt die Biotonne mit 968.000 t zum verwertbaren Potential bei.

Nach Abzug aller nicht zur Verfügung stehenden Stoffströme ergibt sich daher nur ein noch verfügbares Potential von 1,34 Mio. t (≈ 88 Mio. $m^3(CH_4)$). Zusätzlich könnten noch ca. 90 % (10 % werden schon fermentiert) der erfassten Bioabfallmengen (= 3,5 Mio. t/a ≈ 259 Mio. $m^3 (CH_4)$) aus der Kompostierung einer Fermentation zugeleitet werden. Ein weiteres Potential von ca. 1 Mio. t (≈ 74 Mio. $m^3(CH_4)$) ist zu erkennen, wenn Landkreise, die bisher noch keine Biotonne haben, diese einführen würden. Zusammen wäre dann ein noch vorhandenes minimales Potential von ca. 5,8 Mio. t (ca. 421 Mio. $m^3 (CH_4)$) zu generieren, was einem Potential von ca. 4 Mrd. kWh/a entspricht.

Der Potentialstudie Biogasabfall ist neben der oben genannten abgeschätzten Biogasmenge folgendes Fazit zu entnehmen:

- Ein wesentlicher Anteil der biogenen Abfall- und Reststoffe wird bereits genutzt. Eine Nutzung in der Fermentation ist häufig wirtschaftlich nicht umsetzbar.
- Das Potential der Bioabfälle und Reststoffe ist im Vergleich zu nachwachsenden Rohstoffen deutlich geringer.
- Das Hauptpotential stellt der gesammelte Bioabfall dar. Allerdings wird er momentan hauptsächlich in der Kompostierung verarbeitet.

1.1.4 Bundesländervergleichsstudie Erneuerbare Energien 2014

In der Bundesländervergleichsstudie 2014 [4] vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE) ist es das Ziel, die bereits aus früheren Studien vorhandenen vergleichenden Analysen der Bundesländer im Bereich Erneuerbare Energien zu aktualisieren. Dabei wird eine weitgehende Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der früheren Bundesländer-Vergleichsstudien angestrebt.

In dem Vergleich werden thematisch vier Indikationsgruppen betrachtet:

- 1A: Inputindikatoren zur Nutzung Erneuerbarer Energien (politische Anstrengungen der Bundesländer für einen verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien in ihrem Gebiet)
- 2A: Output-Indikatoren zur Nutzung Erneuerbarer Energien (erreichte Erfolge beim Ausbau Erneuerbarer Energien in den Bundesländern und energiebedingte CO₂-Emissionen und deren Veränderungen)
- 1B: Input-Indikatoren zum technologischen und wirtschaftlichen Wandel (politische Anstrengungen der Bundesländer für einen verstärkten technischen Fortschritt und wirtschaftlichen Strukturwandel)
- 2B: Output-Indikatoren zum technologischen und wirtschaftlichen Wandel (Unternehmen, Beschäftigte, Umsatz, Infrastruktureinrichtungen und Patente aus dem Bereich Erneuerbare Energien)

Insgesamt werden in den Indikationsgruppen 60 Einzelindikatoren berücksichtigt. Die jeweilige Datenverfügbarkeit wird ebenfalls einbezogen.

Im gesamten Bereich der Nutzung Erneuerbarer Energien (1A und 2A) führt Baden-Württemberg. Im Bereich des technologischen und wirtschaftlichen Wandels (1B und 2B) liegt Mecklenburg-Vorpommern auf dem ersten Platz. In der Betrachtung aller Kategorien belegt Bayern den vordersten Platz, gefolgt von Baden-Württemberg und Mecklenburg-Vorpommern. Auf dem hintersten Platz landete Berlin mit den wenigsten Punkten. Es kann insgesamt festgestellt werden, dass sich auf die unterschiedlichen Indikationsgruppen ein uneinheitliches Bild zeigt: in einigen Kategorien führende Länder liegen zum Teil in anderen Kategorien nur im Mittelfeld oder sogar auf den hinteren Rängen. Wird diese Studie mit dem Bundesländervergleich von 2012 verglichen, zeigt sich, dass vorwiegend Länder aus dem Mittelfeld gleiche oder ähnliche Plätze erreichten. Hingegen gab es deutliche Änderungen in der Führungsgruppe und auf den letzten Plätzen.

In den letzten 10 Jahren kann im Bereich der Erneuerbaren Energien zur Energieversorgung ein deutlicher Anstieg in Deutschland verzeichnet werden. Der Anteil am Bruttostromverbrauch hat sich bis 2013 auf 25,3 % erhöht. Der Anteil an Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch betrug 2013 12 %. Jedoch sind damit die Abstände zu den mittel- oder langfristigen Zielmarken noch immens. Die laut EEG 2014 beschriebenen Ausbauziele in Bezug auf den Bruttostromverbrauch können nur mit erhöhten politischen Anstrengungen auf Bundes- und Landesebene erreicht werden. Es müsste die Kapazität Erneuerbarer Energien kontinuierlich ausgebaut werden, der zeitliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch müsste verbessert werden und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende (in Bezug auf Kosten, Erzeugungsanlagen, Infrastrukturen) müsste erhalten bleiben. Ebenfalls ist es wichtig, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht unnötig durch Vorschriften oder administrative Verfahren eingeschränkt wird. Zukünftig werden die Bundesländer weiterhin eine wesentliche Rolle bei der Umsetzung der Energiewende spielen. Durch die unterschiedlichen Stärken und Verbesserungspotentiale der einzelnen Länder können diese bei den Festlegungen von Grundlinien und der Ausgestaltung der Politik voneinander profitieren.

1.1.5 EE-Methanisierung

Das Ziel des DVGW- Projekt „EE-Methanisierung“ [5] war die Analyse des technischen und wirtschaftlichen Potentials der stofflichen Nutzung von biogenem Kohlenstoffdioxid für Methanisierungsanwendungen. Die bearbeitete Fragestellung beinhaltet das Konzept den Methananteil im Biogas zu erhöhen, wodurch eine bessere Substituierbarkeit des „grünen“ Gases vorliegt. Weiterhin wäre dann eine CO₂-Abtrennung im Biogasprozess nicht mehr erforderlich. Zur Ermittlung der Anlagen, die sich für solche Konzepte eignen, sind spezifische Anlagenparameter (Gasmenge, CO₂-Gehalt, etc.) festgelegt und Größenklassen der Biogasverstromung von elektrischen Nennleistungen > 250 kW betrachtet worden. Im Ergebnis konnten rund 70 % der Biogasanlagen als geeignet identifiziert werden. Neben den Biogasanlagen ermöglichen Biogasaufbereitungsanlagen eine schnellere Umsetzung der Methanisierungskonzepte, da hier prozessbedingt bereits CO₂-Mengen abgetrennt werden. Biogasaufbereitungsanlagen weisen eine hohe Standortdichte in Norddeutschland auf, wo auch das Elektrolysepotential durch die leistungsstarken Windkraftanlagen am größten ist. Ein weiteres betrachtetes Konzept waren Biogassammelleitungen. Rund 2.000 Standorte ergaben eine sinnvolle Verschaltung von Rohbiogasmengen. Das ermittelte Gesamtpotential an Biomethan in Deutschland beträgt 16,7 Mrd. m³. Die Methanisierung beträgt alleine davon rund 7 Mrd. m³ Biomethan. Als verfahrenstechnische Anwendungen eignet sich die katalytische Methanisierung am besten. Die biologische ex-situ Methanisierung kann primär bei den kleineren Anlagen < 250 kW kostengünstiger und effektiver sein. Die Kostenanalyse zeigt, dass ein kontinuierlicher Betrieb des Elektrolyseurs zur Bereitstellung des erforderlichen Wasserstoffs rund 4% Kostenreduktion bewirkt. Die Bündelung von Biogasanlagen über Sammelleitungen ermöglicht die Erzeugung von Methan in großen Mengen und führt zu Kostenreduktionen von rund 20% durch Skalierungseffekte. Diese können durch Technologieverbesserungen die Gesteungskosten von Biomethan auf ca. 7,3 bis zu 7,9 ct€/kWh reduzieren. Die Methanisierungskonzepte sind als Geschäftsmodell aktuell sehr interessant, da in den nächsten Jahren die ersten Biogasanlagen aus der EEG- Vergütung (20 Jahren) rausfallen. Es müssen alternative Konzepte für die reine Verstromung von Biogas gefunden werden. Vor dem Hintergrund langer Genehmigungs- und Planungsverfahren besteht ein zeitnaher Handlungsbedarf für die Anlagenbetreiber sowie die Energiewirtschaft und Politik. Für eine stärkere und effektive Nutzung der Anlagenkonzepte bedarf es auch einem Umdenken im regulatorischen Rahmen. Demnach empfiehlt es sich PtG-Anlagen nicht als Letztverbraucher zu deklarieren um diese von Umlagen/Abgaben zu befreien und wirtschaftlich sowie zukunftssicher betreiben zu können.

1.1.6 eMikroBGAA

Das im Jahr 2018 abgeschlossene Forschungsvorhaben „Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen“ (eMikroBGAA) [6] hatte folgende Ziele:

- Festlegung der Rahmenbedingungen zur Aufbereitung und Einspeisung von vergleichsweise kleinen Biogasmengen (insbesondere durch Repowering von Vor-Ort-Verstromungsanlagen mit geringer Wärmenutzung)
- Bestimmung des Potentials für Standorte in Deutschland mit einer solchen Konstellation

Dabei ging es vor allem darum, den wirtschaftlichen Betrieb der entsprechenden Anlagenkonstellationen zu ermöglichen.

Für die Jahre 2015-2030 liegt deutschlandweit die maximale Kapazität der Gasverteilnetze, welche überwiegend Haushalts- und Gewerbekunden mit Gas versorgen, bei 2 und 17 TWh im Jahr. Die installierbare Gesamtanlagenleistung beträgt dabei 3.700 – 2.000 MW. Bei den regionalen Transportnetzen, welche für die Aufteilung für die Verteilnetze als auch für beispielsweise Industriekunden sorgen, liegen die Kapazitäten zwischen 294 und 239 TWh im Jahr. Mit der dazugehörigen möglichen Gesamtanlagenleistung mit 33.500 – 27.000 MW liegt die Kapazität deutlich höher als für die Gasverteilnetze.

Zur Erhöhung der gasnetzseitigen Kapazitäten wäre eine Variante die Reduzierung der zeitlichen Verfügbarkeit der Kapazität um 8 %. Dies führt vor allem in den Gasverteilnetzen zu einer Kapazitätserhöhung sowie einer Steigerung der möglichen Anlagenleistung um einen Faktor von ca. 2,5. Eine weitere Möglichkeit wäre die Kopplung von zwei Orts- bzw. Teilnetzen, welche eine technisch und wirtschaftlich vertretbare Entfernung voneinander haben. Durch die Kopplung wird eine Erhöhung der Gasabnahme ermöglicht. Ist eine Netzkopplung aus topologischen, wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich bzw. zweckmäßig, kann an einem hydraulischen oder topologischen Netzpunkt eine Rückspeisung in das vorgelagerte Netz erfolgen. Im Vergleich ergab sich die Ausnutzung des Netzpuffers als beste Methode, bei der ohne große Investition das Speicherpotential im Netz ausgeschöpft werden kann. Dabei wird das Biogas in zwei unterschiedliche Netz-/Druckebenen eingespeist. Hierbei sollte bevorzugt in das Netz mit dem geringeren Betriebsdruck (Verteilnetz) eingespeist werden.

Einen großen Einfluss auf die Kosten zur Einspeisung des Biomethans in das Gasnetz hat die Länge der Anschlussleitung, welche die Biogasaufbereitungsanlage und das Gasnetz miteinander verbindet. Derzeit liegt die mittlere Anschlusslänge zum Gasverteilnetz bei 2,8 km und zum regionalen Gastransportnetz etwa 4,2 km.

1.1.7 Agora-Studie „Wärmewende 2030“

In der Studie „Wärmewende 2030“ [7] aus dem Jahr 2017 wird der zukünftige Einsatz von Wärmepumpen betrachtet und mit dem Einsatz von „grünem“ Gas verglichen, da davon ausgegangen wird, dass dies die konkurrierenden Anwendungen zur Produktion von erneuerbar erzeugten Strom sind. Dabei werden Energiesystemzielszenarien verglichen und Sensitivitätsrechnungen mit einem Optimierungsmodell durchgeführt. Die neun betrachteten Szenarien werden unterschieden in Zielszenarien sowie Trendszenarien. Die Zielszenarien definieren dabei das Klimaziel auf - 95 % bzw. - 80 % Treibhausgasemissionen für das Jahr 2050 im Vergleich zu 1990.

Das übereinstimmende Ergebnis aller Szenarien dieser Studie ist, dass Wärmepumpen in der Zukunft eine wichtige Rolle bei der Wärmebereitstellung für Gebäude spielen sollten. Trotzdem gibt es in der energiepolitischen Diskussion einige, die diese Schlussfolgerungen infrage stellen, weil ein rascher und breiter Einbau moderner Gasbrennwertkessel schneller und günstiger CO₂-Emissionen reduzieren würde. Aus diesem Grund wurden die wichtigsten Herausforderungen für den zukünftigen Einsatz von Wärmepumpen in der Studie zusammengefasst und mit der Alternative Gas verglichen.

Die bereits heute schon geringen Emissionsintensitäten der Wärmepumpen werden bei zunehmendem Anteil an Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung weiter absinken. Dies setzt jedoch voraus, dass ein zusätzlicher Ausbau an Erneuerbaren Energien erfolgt. Damit

das Gas zur Wärmeerzeugung mithalten kann, müsste es mittels steigender Dekarbonisierung zunehmend „grün“ werden. Dies ist, laut der Agora-Studie, bei begrenztem Biomassepotential nur mittels Power-to-Gas möglich.

Weiterhin wird es als wichtig erachtet, auf eine möglichst hohe Energieeffizienz zu achten, da langfristig gesehen nur ein begrenztes Flächenpotential Erneuerbarer Energien besteht und es noch Akzeptanzprobleme gibt. Im Vergleich der jeweiligen Energieeffizienzen liegen die Wärmepumpen mit einem Faktor von 4-19 deutlich vor Power-to-Gas. Der zusätzliche Vorteil der langfristigen Speicherbarkeit von Power-to-Gas ändert jedoch trotzdem kaum etwas, womit in dieser Studie die Wärmepumpe dem „grünen“ Gas überlegen bleibt.

Eine weitere Herausforderung liegt laut der Agora-Studie in der Erhöhung der Spitzenlast, die beim gleichzeitigen Betrieb von vielen Wärmepumpen (und Elektrofahrzeugen) nötig wird. Die fluktuierende Erzeugung von Strom aus Sonnen- und Windenergie beinhaltet gerade auch in den Heizperioden eine Dunkelflaute (Periode mit wenig Wind- und Sonnenergie). Hier ist die Unterstützung durch Power-to-Gas eine Möglichkeit, um das Klimaschutzziel von - 95 % bis 2050 einzuhalten und somit kein CO₂ zu emittieren. Zwar ist dies durch die hohen Umwandlungsverluste eine teurere Form der Leistungssicherung. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der wenigen relevanten Stunden im Jahr diese Zusatzkosten im Vergleich zu anderen Dekarbonisierungsmöglichkeiten vernachlässigbar sind. Dieser Effekt würde beim „grünen“ Gas nicht auftreten, da die Gasinfrastruktur für solche Heizlasten ausreichend ausgelegt ist.

Die größte Herausforderung für Wärmepumpen liegt in der notwendigen Gebäudeeffizienz. Somit wäre eine Absenkung des Gebäudewärmebedarfs nötig. Hierfür ist laut Sensitivitätsrechnung der Studie eine Steigerung der Sanierungsrate auf 2 % erforderlich. Gerade bei alten Bestandgebäuden würde bereits eine Erneuerung von Fenstern und Dächern ausreichen. Sollte dies nicht umsetzbar sein, wären die technischen Voraussetzungen für den massiven Ausbau an Wärmepumpen nicht gegeben.

Zusammenfassend wird in der Studie festgehalten, dass die Entscheidung, ob Wärmepumpen oder „grünes“ Gas zu Heizzwecken eingesetzt wird, von den zukünftigen Kosten der Power-to-Gas Produkte (Wasserstoff, Synthesegas) bei der Produktion sowie dem Import aus dem Ausland nach Deutschland abhängt.

1.1.8 Enervis-Studie „Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten“

Ziel der 2017 veröffentlichten Studie von Enervis „Klimaschutz durch Sektorkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten“ [8] war es, die Kopplungsmöglichkeit der Sektoren Strom und Wärme genauer zu betrachten. In der Studie wurden sechs verschiedene Szenarien betrachtet, in der die verschiedensten Sektorkopplungen untersucht wurden. Dafür wurden verschiedene Pfade der Sektorkopplung betrachtet und Aussagen zu deren Kosten getroffen.

Als Ergebnis der Studie wird deutlich, dass ohne einen beschleunigten Kohleausstieg eine effiziente und effektive Dekarbonisierung von Strom und Wärme nicht möglich ist. Aus diesem Grund wird der Kohleausstieg als entscheidender energiewirtschaftlicher als auch politischer Schritt angesehen. Dafür ist ein massiver Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nötig. Hierfür wäre jedoch ein deutlicher Ausbau der alternativen Stromspeichertechnologien erforderlich, da ansonsten die EE-Erzeugung nur begrenzt als „Wärmestrom“ genutzt

werden könnte. Power-to-Gas würde die Speicherpotentiale der Infrastruktur erschließen. Erdgas ist für den Wärmesektor bis mindestens 2040 als kosteneffizienteste Möglichkeit zur CO₂-Vermeidung sowie bis 2050 der kosteneffizienteste CO₂-arme Energieträger, welcher in Backup-Kraftwerken eingesetzt werden könnte. Ebenso zeigen die Szenarien aus der Studie, dass das Klimaschutzziel mit einer Verringerung von 95 % des CO₂-Ausstoßes bis 2050 über unterschiedliche Sektorkopplungen erreicht werden kann. Weiterhin wurde in der Studie festgestellt, dass die Klimaschutzziele nur kosteneffizient erreicht werden können, wenn Vorfestlegungen vermieden und Technologieoffenheit gefördert wird. Es sollte somit vermehrt in Szenarien und Optionen gedacht werden. Die Gasinfrastruktur stellt die wohl wichtigste Flexibilitätsoption für Erneuerbare Energien dar. Des Weiteren wurde herausgefunden, dass Power-to-Gas zur Dekarbonisierung volkswirtschaftlich günstiger wäre, als eine Welt ohne Gas.

1.1.9 STORE&GO

Das EU-Vorhaben „Innovative Large Scale Energy STORagE Technologies & Power-to-Gas Concepts after Optimisation“ [9] treibt die Integration von Power-to-Gas- (PtG-) Technologien in das künftige europäische Energiesystem voran und beinhaltet die Demonstration von drei verschiedenen PtG-Konzepten in Falkenhagen (Deutschland), Solothurn (Schweiz) und Troia (Italien). Die Arbeiten bauen auf Forschungsergebnissen auf, welche die technische Machbarkeit von PtG-Technologien bereits gezeigt haben.

Das Konsortium arbeitet kontinuierlich daran, die Energieverluste und Kosten der aktuellen Anlagentechnologien weiter zu reduzieren. Jedes der drei in STORE&GO umgesetzten PtG-Konzepte setzt eine neue Methanisierungstechnologie ein, die auf den jeweiligen Anwendungsfall zugeschnitten wurde. Die drei PtG-Anlagen werden für den realistischen Alltagsbetrieb in bestehende Strom-, Wärme- und Gasnetze eingebunden. Sie zielen darauf ab, zu demonstrieren, dass die Technologie in den Alltagsbetrieb europäischer Energienetze integriert werden kann. Somit werden die Standortbetreiber klimaneutrales, erneuerbares Methan ins Gasnetz einspeisen oder in Form von verflüssigtem Gas bereitstellen, sodass das Gas für beliebig breit gefächerte Endanwendungen genutzt werden kann. Die Demonstrationsstandorte bieten sehr unterschiedliche Umgebungen für die Erprobung: verschiedene Netzarten und -topologien – wie Verteil- oder Transportnetze –, unterschiedliche klimatische Verhältnisse und verschiedene CO₂-Quellen: Bioethanol, Klärschlamm und direktes Abscheiden aus der Luft. So können die Experten wertvolle Forschungsergebnisse sammeln und die Vorteile von PtG in unterschiedlichen Umgebungen analysieren und vergleichen.

Neben einigen Technologien zur CO-Methanisierung aus früheren Zeiten existieren auch zur Methanisierung von CO₂ im Kontext von Power-to-Gas bereits einige Referenzfälle in kleinerem Maßstab. So gelten, neben dem Audi e-gas Konzept in Werlte, auch Anlagen mit biologischer Methanisierung (Viessmann, Allendorf oder das BioCat Projekt im dänischen Avedøre) als Stand der Technik. Die theoretischen Wirkungsgrade der Methanisierungsanlagen liegen (ohne Wärmenutzung) im Bereich > 76 %. Inklusive der Nutzung von Abwärme sind höhere Wirkungsgrade der Methanisierungsanlagen (> 95 %) möglich. Die Kosten der Anlagen variieren stark mit der Anlagengröße.

Nach Erkenntnissen aus dem Bau der Demonstrationsanlagen liegen die voraussichtlichen Kosten für eine Umsetzung im Maßstab von 100 MW_{el} bei 223 Mio € im Jahr 2020. Für 2030 und 2050 werden Kosten von 107 Mio. € beziehungsweise 54 Mio. € prognostiziert.

Im Projekt wurden weiterführend viele Schnittstellenthemen bearbeitet. U.a. wurden auch Daten zur Wirtschaftlichkeit der Prozesskette erhoben und Gestehungskosten für verschiedene Anwendungsfälle berechnet. Für PtCH₄-Anlagen der Größenklasse 10 MW_{el,Input} ergeben sich Kosten nach folgender Auftragung in Abhängigkeit der Volllaststunden der Systeme:

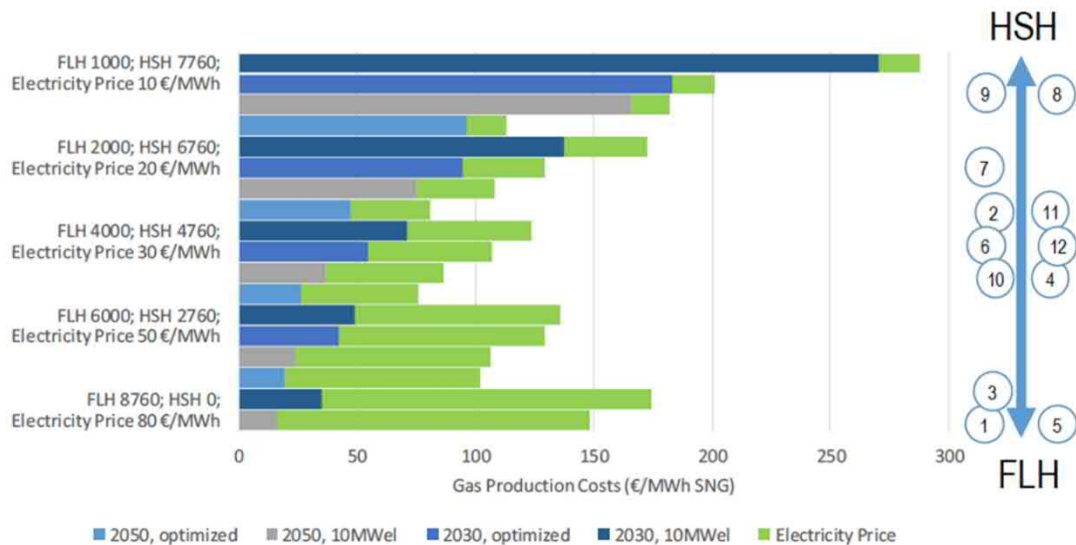


Abbildung 1.1: Kostenentwicklung von SNG über PtG für verschiedene Strompreise und Volllaststunden (FLH = full load hours; HSH = hot stand-by hours)

1.1.10Helmeth (HT-Elektrolyse und Methanisierung)

Die Kopplung von Hochtemperaturelektrolyse (HT-) und -methanisierung und die Verschaltung deren endothermer und exothermer Teilprozesse birgt ein hohes Potential für energieeffiziente Speicherlösungen ohne technische Einschränkung, da sie SNG (Substitute Natural Gas) als Produkt bereitstellt, welches vollständig kompatibel mit dem vorhandenen Erdgasnetz- und der vorhandenen Speicherinfrastruktur ist. Die Hochtemperaturelektrolyse von Dampf verbraucht im Vergleich zur konventionellen Elektrolyse als Folge der günstigeren thermodynamischen und elektrochemisch-kinetischen Bedingungen für die Reaktion weniger elektrische Energie. Außerdem kann die für die Verdampfung des Wassers erforderliche Enthalpie durch eine externe Wärmequelle gedeckt werden. Für ein HT-System können drei Betriebsmodi unterschieden werden: thermoneutral, endotherm und exotherm. Die HT-Elektrolyse arbeitet im thermischen Gleichgewicht (1.285 mV bei 800 °C), wenn der elektrische Energieeintrag dem Gesamtenergiebedarf der Umwandlung von Wasserdampf zu Wasserstoff entspricht. In diesem Fall entspricht die Wasserstoffumwandlungseffizienz 100 %. Im exothermen Modus übersteigt der elektrische Energieeintrag die Reaktionsenthalpie, was einem elektrischen Wirkungsgrad unter 100% entspricht. In diesem Modus wird Wärme von der Zelle erzeugt und kann im System wiederverwendet werden, um z.B. die Feedgase vorzuwärmen. Im endothermen Modus muss dem System Wärme zugeführt werden, um die Temperatur aufrechtzuerhalten. Dieser Modus bedeutet, dass der Wirkungsgrad der SOEC von Elektrizität zu Wasserstoff über 100 % liegt.

Im EU-geförderten Projekt „Integrated High-Temperature Electrolysis and METHanation for Effective Power to Gas Conversion“ (HELMETH) [10] wurde die Realisierung einer solchen

hocheffizienten PtG-Technologie mit Methan als chemischem Speicher untersucht und umgesetzt. Die wesentliche technische Herausforderung des Projekts bestand darin eine möglichst hohe Umwandlungseffizienz von erneuerbarem Strom zu Methan darzustellen.

Das Hauptziel des Projekts, der Nachweis der Realisierbarkeit eines integrierten, hocheffizienten PtG-Prozesses wurde erreicht: Im Projekt wurde erstmals weltweit der erfolgreiche Betrieb eines Hochtemperatur-Elektrolyseurs im Multi-Stack-Maßstab unter Druck, gekoppelt mit einem innovativen Methanisierungskonzept demonstriert. In technischem Maßstab konnten mit dem im Projekt entwickelten Verschaltungskonzept Gesamtwirkungsgrade von EE-Strom zu Methan von > 80 % dargestellt werden. Diese Effizienz ist viel höher als eine herkömmliche Kombination aus Wasserelektrolyse und Methanisierung. Das Projekt HELMETH hat gezeigt, dass eine Darstellung von erneuerbaren Gasen in Form von Methan und dessen Einspeisung in das Gasnetz aus energetischen Gesichtspunkten der konventionellen Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff ebenbürtig ist.

1.1.11 Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden (RegEnKibo)

Das vom BMWi geförderte Verbundprojekt „Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene am Modellstandort Kirchheimbolanden“ (RegEnKibo) [11] hatte die Zielsetzung, eine Reduzierung des überregionalen Stromnetzausbaus durch einen verminderten Bezug von Ausgleichsenergie für die regionale Energiezelle herbeizuführen. Hierfür wurden im Verbundprojekt das Strom- und das Gasnetz mit allen Abnehmern in Kirchheimbolanden durch eine ganzheitliche, sektoreng gekoppelte, regelungstechnisch optimierte Systemsteuerung gekoppelt.

Im Projekt konnte gezeigt werden, dass durch die Installation von multivalenten und stromnetzdienlich regelbaren Wärmeerzeugern (elektrische Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke), die Möglichkeit besteht, ohne Beeinträchtigung der Wärmeversorgung der Liegenschaften elektrische Energie bei regionalen EE-Überschüssen aufzunehmen oder EE-Defizite mit regionalem KWK-Strom auszugleichen. Durch Auswertung von Erzeugung, Verteilungsengpässen und Verbrauch von Energie auf Basis von Realdaten und Übertragung auf verschiedene Zukunftsszenarien im betrachteten Energiesystem wurde für hohe EE-Kapazitäten wie am Modellstandort die Notwendigkeit für größere, zentrale regelnde Elemente (insbesondere zur Leistungsaufnahme) wie z. B. Power-to-Gas-Anlagen nachgewiesen. Hierbei zeigte es sich, dass das Potential von extern regelbaren Gebäudeenergiesystemen und Demand Side Management (DSM) nicht ausreicht, um große Anteile der EE-Erzeugung in der Energiezelle zu nutzen und das Hoch- und Höchstspannungsnetz zu entlasten. Ferner zeigte sich, dass die Versorgungssicherheit mit Sektorenkopplungsoptionen für alle Sektoren leichter zu erreichen ist und, dass die Wirkung der Sektorenkopplung durch einen Zellverbund noch gesteigert werden kann.

1.1.12 H₂-Roadmap

Im DVGW-Forschungsvorhaben „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP21“ [12] wurden der mögliche Beitrag als auch kostenoptimale Transformationspfade der Gasinfrastruktur auf dem Weg in eine treibhausgasneutrale

Energieversorgung untersucht. Das ausgewählte Szenario für die Entwicklung des Gasbedarfs ging von einer Reduktion der Gasmenge von 832 TWh in 2015 auf 482 TWh in 2050 mit einem zwischenzeitlichen Hoch von 882 TWh in 2030 aus. Zunächst kann Erdgas, indem es andere fossile Energieträger wie Kohle substituiert, seinen Absatz steigern, ab 2030 nimmt die Erdgasnutzung deutlich ab und wird teilweise durch EE-PtG-Gase ersetzt, um 95 % THG-Minderung zu erreichen.

Die Integration der EE-PtG-Gase in die Gasnetze und Gasspeicher wurde über zwei Technologiepfade in einem komplexen Berechnungsmodell untersucht. Zum einen können sie als EE-PtG-H₂ (Wasserstoff) dem Erdgas beigemischt werden. Dies erfordert für die Einspeisung von größeren Energiemengen teilweise eine technische Anpassung der Gasinfrastruktur, die wiederum teilweise mit Mehrkosten behaftet ist. Darüber hinaus sind ggf. verbraucherseitig Anpassungen notwendig. Diese wurden bei den bisherigen Bewertungen nicht betrachtet. Zum anderen kann der Wasserstoff in einem weiteren, ggf. mit Verlusten behafteten Prozessschritt zu EE-PtG-CH₄ (Methan) umgewandelt und dem Erdgas beigemischt werden. Dadurch wird die Kompatibilität mit der Erdgasinfrastruktur erhöht, die Umwandlung von H₂ zu CH₄ ist jedoch mit Mehrkosten für die Errichtung und den Betrieb von Methanisierungsanlagen verbunden.

In einem Basis-Szenario wurden hierzu im Zeitraum bis 2050 erforderliche Mehrkosten (gegenüber dem Trend-Szenario) in Höhe von etwa 45 Mrd. € ermittelt bei 192 Mrd. € regulären Ersatzinvestitionen im gleichen Zeitraum. Das Ergebnis bedeutet, dass für nur etwa 25 % höhere Investitionen als ohnehin bis 2050 für den Erhalt der Gasnetzinfrastuktur fällig, eine vollständige Integration von EE-Gasen im deutschen Gasnetz realisierbar ist.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wurde der Gaswirtschaft empfohlen zeitnah und proaktiv eine umfassende Strategie für den Weg in eine treibhausgasneutrale Gasversorgung 2050 in Form einer Strategieroadmap zur Treibhausgasneutralität des Gassystems nach COP 21 zu entwickeln.

1.1.13 greenSNG-Projekt

Im Rahmen dieses Projektes wurde das Potential und die Realisierbarkeit der SNG-Produktion aus ligninhaltiger Biomasse mittels Vergasung untersucht und bewertet. Die unterschiedlichen biogenen Reststoffe aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Kommune sowie aus der Land- und Forstwirtschaft wurden identifiziert, quantifiziert und mittels GIS-Datenbank orts aufgelöst dargestellt. Es wurde dabei zwischen theoretischen, technischen und nachhaltig/wirtschaftlichen Potentialen unterschieden. Die jeweiligen Methangaserträge der verschiedenen Biomassen wurden mit Hilfe einer Referenzanlage berechnet. So wurde ein nachhaltiges und wirtschaftliches Gesamtpotential von 9,7 Mrd. m³/a (ohne gekoppelte PtG-Option) ermittelt, was etwa 10 % der aktuellen Erdgasnachfrage (2016) in Deutschland entspricht. Dabei weisen insbesondere die Regionen Harz, Sauerland und Schwarzwald ein besonders hohes Potential auf, wohingegen die Nordseeküste und das Alpenvorland das Geringste besitzen.

In Kombination mit der Nutzung von Biomethan über die fermentative Route (ca. 10,3 Mrd. m³/a) + PtG-Option = 20 Mrd. m³/a) ergibt sich ein wirtschaftliches und nachhaltiges Gesamtpotenzial von 20 Mrd. m³/a, welches aus heimischen Quellen erzeugt werden könnte. Dies entspricht in etwa 20 % des aktuellen Erdgasbedarfs in Deutschland.

Es kann außerdem Strom genutzt werden, um überschüssiges CO₂ zu methanisieren und so die Methanausbeute zu erhöhen. Theoretisch kann aufgrund der Gaszusammensetzung des Roh-SNG das SNG-Potential in etwa verdoppelt werden. Jedoch ist hierzu nach aktuellem Stand (2017) das 1,7-fache der EE-Stromproduktion in Deutschland erforderlich. Deshalb wurde auf Basis der Mengen an Überschussstrom ein realisierbares Potential an SNG aus P2G ermittelt und auf Landkreisebene dargestellt. Unter Beachtung von sowohl lokaler Biomasseverfügbarkeit als auch von lokalem Überschussstrom können zusätzlich 2,6 Mrd. m³/a produziert werden, was 3 % der aktuellen Erdgasnachfrage entspricht.

Die Berechnung der SNG-Potentiale wurde durch eine umfangreiche Analyse der technischen Realisierbarkeit der Biomassevergasung und der Kopplung mit P2G-Verfahren ergänzt. Nach einem Technologiescreening der notwendigen Teilverfahren wurden geeignete Prozessketten entwickelt und techno-ökonomisch bewertet. Neben der für die Potentialermittlung herangezogenen Referenzkette wurden sechs weitere Prozessketten definiert, welche sich in der Wahl und Anordnung der Teilverfahren unterscheiden und für verschiedene SNG-Produktionskapazitäten geeignet sind. Der Entwicklungsstand der vorgeschlagenen Prozessketten variiert dabei zwischen teilweise umfangreich erprobten Verfahren und neuartigen Konzepten. Die heizwertbezogenen Wirkungsgrade liegen zwischen 43 % bei Kleinanlagen und 76 % bei hochintegrierten Prozessketten.

Für die geeigneten Ketten wurden Möglichkeiten aufgezeigt, wie und in welchem Umfang Wasserstoff eingekoppelt werden kann. Steht genügend Strom zur Verfügung, kann wie bei der Potentialberechnung angenommen, der biogene Kohlenstoff nahezu vollständig zu SNG umgewandelt werden. Wie aus der Potentialanalyse hervorgeht, kann dies gerade in Regionen mit geringem Biomassevorkommen, aber hohem Strompotential entscheidend sein.

Entscheidend für die Umsetzung der SNG-Produktion aus Biomasse sind die Gestehungs- und Bezugskosten für die Endkunden, welche wiederum erheblich durch die politischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden. Wie bei verfahrenstechnischen Anlagen üblich, sinken die Produktionskosten mit der Anlagenkapazität. So kann mit einer SNG-Leistung von 200 MW schon heute zu Kosten von 60 – 70 €/MWh produziert werden, was sogar unterhalb des aktuellen Biomethanpreises liegt. Bei kleineren Anlagen ist mit Kosten von etwa 100 €/MWh zu rechnen, welche jedoch mit einer erheblichen Reduktion der Anfangsinvestition verbunden sind. Wird Strom zur SNG-Herstellung genutzt, ist heutzutage mit einer Erhöhung der Produktionskosten zu rechnen, da Elektrolyseure noch mit hohen Investitionskosten verbunden sind. Außerdem belaufen sich die aktuellen Entgelte, Steuern und Abgaben auf ein Vielfaches des börsengehandelten Strompreises.

Zukünftig ist damit zu rechnen, dass SNG aus Strom zu vergleichbaren Preisen wie rein biomassebasierte SNG produziert werden kann, falls die Elektrolyse-Technologie mit der prognostizierten Reduktion der Investitionskosten standhält und P2G-Anlagen von gewissen Stromabgaben befreit werden. Jedoch liegt der Bezugspreis für Endkunden auch zukünftig deutlich über dem aktuellen Erdgaspreis.

1.1.14 CO₂ für PtG Projekt

Für die Bewertung der Potentiale von erneuerbarem Methan in einem zukünftigen Energiesystem ist es erforderlich die deutschlandweit heute und zukünftig verfügbaren CO₂-Mengen zu kennen und idealerweise räumlich verorten zu können. Aktuell werden als „grüne“ CO₂-Quellen in den meisten Fällen Biogaseinspeiseanlagen betrachtet. Hier liegt das CO₂ in vergleichsweise hoher Reinheit vor und kann ohne großen Aufwand für Power-to-SNG (PtSNG) verfügbar gemacht werden. Es ist jedoch offenkundig, dass die verfügbaren Biogasmengen als CO₂-Quellen nicht ausreichen werden, um den zukünftigen Bedarf von Power-to-SNG als großskaliges Energieversorgungs- und -speicherkonzept zu decken. Daher besteht große Notwendigkeit an der Erschließung von alternativen CO₂-Quellen. Als alternative CO₂-Quellen können Gasströme aus industriellen Prozessen (z. B. aus Kalk- oder Zementwerken, Stahlwerken oder der chemischen Industrie) in Betracht gezogen werden, aber auch CO₂ aus regenerativen Quellen jenseits von Biogas (z. B. Vergasungsanlagen, Kläranlagen) kann verwendet werden. Bei der Auswahl von CO₂-Quellen muss insbesondere die langfristige Verfügbarkeit (bis 2050 und darüber hinaus) gewährleistet sein. Vor diesem Hintergrund sind besonders die produktionsgutgetriebenen industriellen CO₂-Quellen relevant, deren CO₂-Emissionen sich aufgrund des Bedarfs an den entsprechenden Produkten auch in Zukunft nicht vermeiden lassen werden können.

Die in Deutschland für PtSNG-Prozesse erschließbaren CO₂-Potentiale (stationäre Quellen) liegen derzeit bei ca. 500 Mio. t/Jahr. Die räumliche Verteilung der CO₂-Emissionen ist branchenabhängig und wird u.a. von der Rohstoffsituation, Synergien mit anderen Industriezweigen, Verfügbarkeit von Arbeitnehmern und der räumlichen Verortung von Kunden bestimmt. Im Durchschnitt über alle CO₂-Emittenten kann in erster Näherung davon ausgegangen werden, dass CO₂ in Deutschland flächendeckend verfügbar ist (vgl. Abbildung 1.2). Eine zukünftige Reduktion von CO₂-Emissionen ist hauptsächlich im Bereich der konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung zu erwarten. Langfristiges Potential für die Erzeugung von erneuerbarem Methan über PtSNG ist vor allem bei prozessbedingten, industriellen CO₂-Quellen zu sehen. Diese machen derzeit ca. 40 – 70 Mio. t (5 – 9 %) der jährlichen CO₂-Emissionen aus. In 2050 werden nach Einschätzungen dieser Studie in Deutschland pro Jahr insgesamt noch ca. 80-180 Mio. t CO₂ für die stoffliche Nutzung verfügbar sein. Der Anteil biogener CO₂-Emissionen (heute ca. 2 – 3 %) könnte bei weitgehender Ausschöpfung der Biomassepotentiale und Reduktion der fossilen CO₂-Emissionen in 2050 auf einen Anteil von 30 – 50 % steigen. Die zukünftig prognostizierten CO₂-Mengen („grüne“ und zulässige „graue“ Emissionen) reichen aus, um die nach der dena Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (2018) [13] und der Studie nach Nitsch „Die Energiewende nach COP 21“ (2016) [14] für 2050 prognostizierten SNG-Bedarfe von 500 – 880 TWh/Jahr zu decken. Einschränkend muss erwähnt werden, dass ggf. auch andere Industriezweige CO₂ als zukünftigen Rohstoff erschließen werden, was die zur Verfügung stehenden Mengen für PtG reduzieren wird.

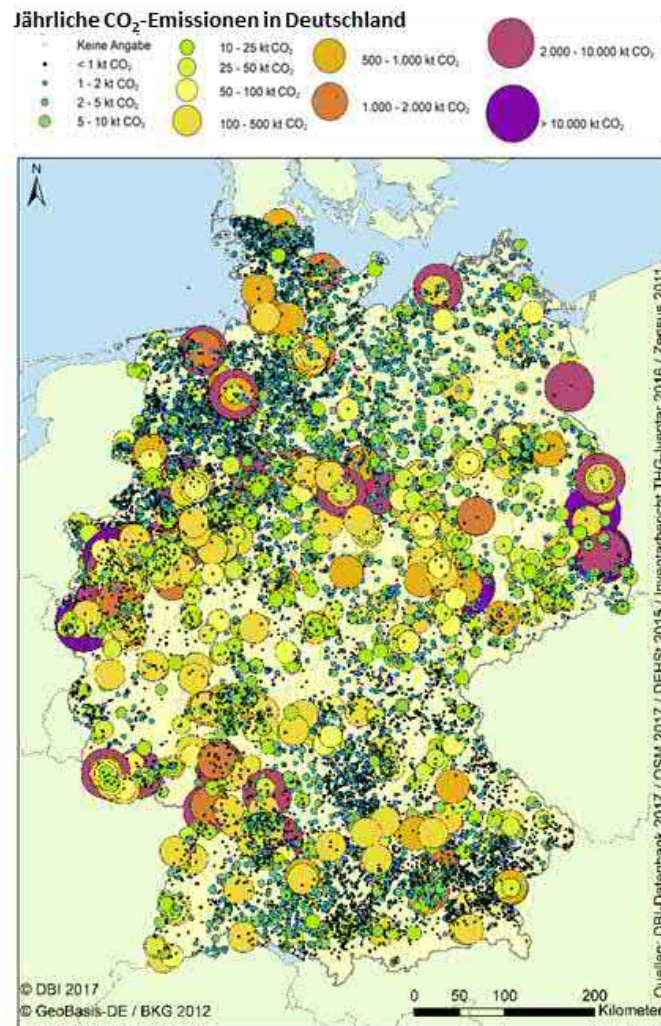


Abbildung 1.2: Räumliche Verteilung der jährlichen CO₂-Emissionen aller erfassten Anlagen in Deutschland

Technologien für die Bereitstellung von CO₂ mit hohem Technologiereifegrad (TRL) sind in Form von Adsorptions- und Absorptionslösungen bereits heute vorhanden. Diese sind vorwiegend im Bereich der Erdgas-, Synthesegas- und Biogasaufbereitung im Einsatz. Neuere Technologien, z. B. membranbasierte Aufbereitungstechnologien finden bereits heute Anwendung im Biogassektor. Die Anwendbarkeit von Membrananlagen auf die CO₂-Abscheidung aus Rauchgas ist Gegenstand aktueller Untersuchungen. Weiterentwicklungen von Technologien zur Bereitstellung von CO₂ finden vornehmlich im Bereich der eingesetzten Materialien (Adsorbentien, Waschflüssigkeiten, Membranmaterialien) statt. Die Kosten der CO₂-Bereitstellung aus Prozessabgasen auf Basis der genannten Technologiealternativen variiert nach CO₂-Quelle und Anlagengröße im Bereich zwischen 20 – 80 €/t CO₂. CO₂ aus Kleinst-Biogasanlagen (< 200 m³/h Rohbiogas) und CO₂ aus Luft liegt im Bereich von 120 – 140 €/t CO₂. In Bezug auf die Gestehungskosten von SNG über PtG-Prozesse ist der Kostenanteil der CO₂-Bereitstellung heute und auch perspektivisch als vergleichsweise gering einzustufen.

Die SNG-Gestehungskosten aus PtSNG-Prozessen liegen heute im Bereich von etwa 0,23-0,33 €/kWh SNG und sind, auch unter Annahme von geringen Strompreisen (in dieser Studie 3 ct/kWh bei 3.500 Volllaststunden), stark von den Stromkosten und von den Anfangsinvestitionen für die erforderlichen Elektrolyseure getrieben. Die vergleichsweise große Variationsbreite der SNG-Gestehungskosten von ca. 30 % ist bedingt durch Kostendegressionseffekte

über die PtG-Anlagengröße (für verschiedene CO₂-Quellen in D). Bei der gekoppelten Biome-
 than- und PtSNG-Produktion eröffnen sich durch Kostenwälzung Möglichkeiten eine ver-
 gleichsweise günstige kleinskalige SNG-Produktion (ca. 0,13 €/kWh SNG), vgl. Abbildung 1.3,
 darzustellen. Effizienzsteigerungen durch effektive Wärmeintegration ist v.a. bei Zukunftstech-
 nologien, d.h. bei der Einkopplung von Prozessabwärme der Methanisierung in die Bereitstel-
 lung von CO₂ aus der Luft oder zur Verdampfung des Wassers in Falle der HT-Elektrolyse
 möglich. Hier ergeben sich Potentiale für Reduktion der SNG-Gestehungskosten um weitere
 3-10 %. Unter Berücksichtigung von zukünftigen Preisentwicklungen der Elektrolyse und der
 Methanisierungstechnologien werden sich die SNG-Gestehungskosten (erneut mit Strombe-
 zugskosten von 3 ct/kWh gerechnet) auf 0,11-0,18 €/kWh SNG reduzieren. Auch hier ist der
 Hauptkostentreiber noch immer der Strompreis (vgl. Abbildung 1.4).

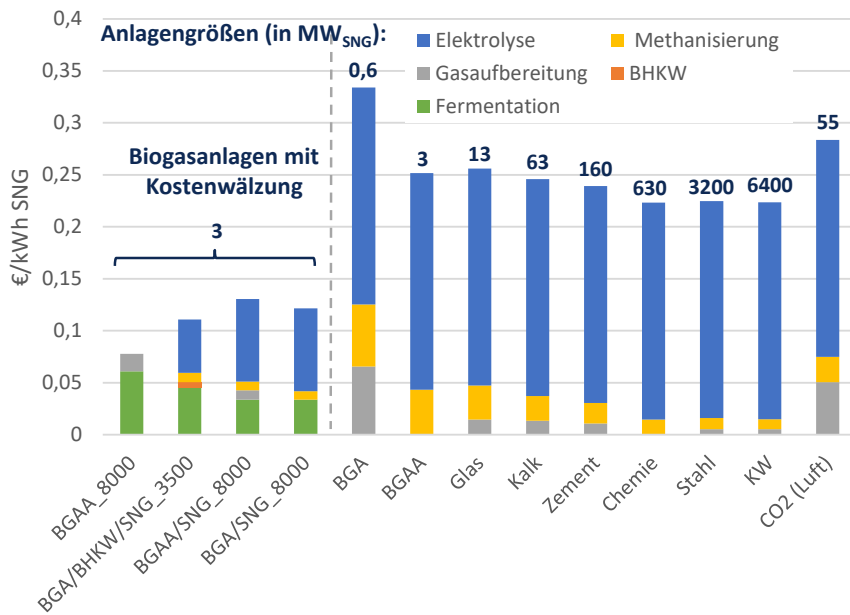


Abbildung 1.3: Kosten für SNG aus Biogas und PtG-Prozessen in Abhängigkeit von CO₂-Quelle und Anlagengröße

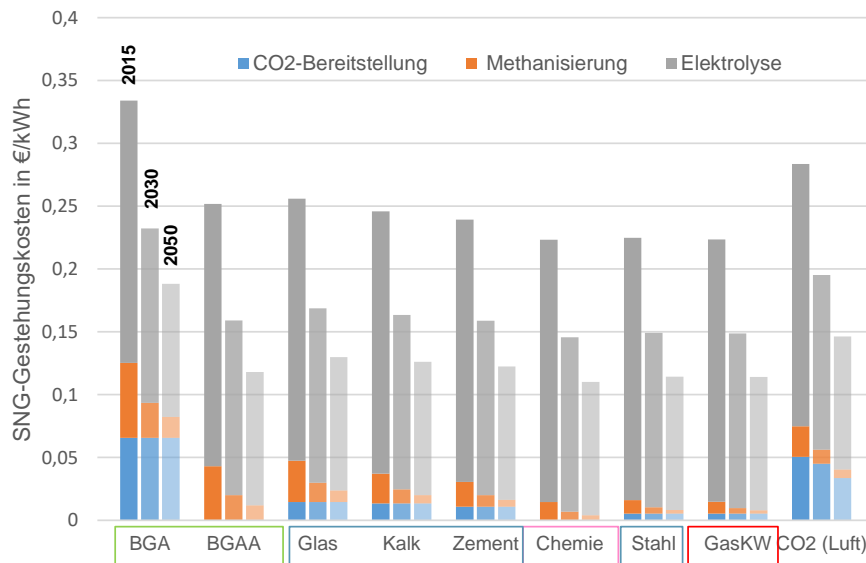


Abbildung 1.4: Kostenentwicklung von SNG aus Biogas und PtG-Prozessen bis 2050

1.1.15 Power&Biomass2Gas

Im vom Land Baden-Württemberg geförderten Projekt „Potenziale der Speicherung erneuerbarer Energie durch gasförmige Kohlenwasserstoffe auf Basis flexibler Biomassenutzung und Auswirkungen auf die Strombereitstellung und Netzentlastung in Baden-Württemberg“ (Power&Biomass2Gas P&B2G) [15] wurde untersucht, wie durch den flexiblen Betrieb von Biomassevergasungsanlagen Strom zu Zeiten hoher Einspeisung durch Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen im Erdgasnetz gespeichert werden kann. Als Vergasungstechnologie wurde die sorptionsunterstützte Wasserdampfvergasung (engl. „sorption enhanced reforming“ SER) in einer dual zirkulierenden Wirbelschicht näher betrachtet. Ein wichtiger Vorteil bei dieser Technologie ist, dass der Verbrennungsreaktor sowohl mit Luft als auch mit Sauerstoff aus einer Elektrolyse betrieben werden kann. Der Betrieb der Elektrolyse richtet sich direkt nach der fluktuierenden, erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik oder Wind. Bei Betrieb mit Sauerstoff (Oxy-Verbrennung mit Rauchgaszirkulation) entsteht ein Abgasstrom mit einem sehr hohen CO₂-Anteil. Das so gewonnene CO₂ kann zusammen mit dem aus der Elektrolyse erzeugten Wasserstoff ebenfalls der Methanisierung zugeführt werden. Somit besteht die Möglichkeit sehr hohe Anteile, unter idealen Voraussetzungen nahezu 100 % des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs, für die Synthetic Natural Gas (SNG)-Erzeugung zu verwenden.

1.1.16 Res2CNG

In dem vom Land Baden-Württemberg geförderten Projekt „Innovative Erzeugung von SNG und CNG aus biogenen Rest- und Abfallstoffen“ (Res2CNG) [16] wurde ein hochintegriertes Verfahren entwickelt, welches die Umwandlung von Reststoffen zu methanbasierten Kraftstoffen ermöglicht. Waldrestholz, Stroh und Klärschlamm wurden als relevante Ausgangsstoffe im Projekt zugrunde gelegt.

Auf Basis der Einzelanalysen der Teilverfahren wurden im weiteren Verlauf des Projekts die Kopplung von Hochtemperaturelektrolyse, Druckvergasung und zweistufiger Methanisierung auf das Potential eines integrierten Gesamtprozesses hin untersucht. Dabei wurde zwischen der Produktion von Bio-CNG und Bio-LNG unterschieden. Die drei untersuchten Anlagenkonfigurationen sind in Form von Szenarien (1: Stand der Technik, 2: Innovative Prozesskette zu CNG, 3: Innovative Prozesskette zu LNG) dargestellt. Für das Bio-LNG-Szenario wurde anstatt von Waldrestholz ein Einsatzstoff-Mix aus Holz, Stroh und Klärschlamm betrachtet, um das Verfahren auf ein breiteres Einsatzspektrum hin zu bewerten.

Es zeigt sich, dass unter den gesetzten Rahmenbedingungen die Szenarien 2 und 3 mit einer SOEC-Elektrolyse und effizienzsteigernder Maßnahmen durch eine Wärmeintegration im Vergleich zum konventionellen Verfahren geringere Kraftstoffgestehungskosten aufweisen. Zwar ist die SOEC-Elektrolyse unter heutigen Bedingungen noch mit deutlich höheren spezifischen Investitionskosten verbunden als die PEM-Elektrolyse, jedoch sind für die Realisierung des Konzepts auf Basis der SOEC-Elektrolyse kleinere Leistungsbereiche erforderlich als im Szenario 1. Weiterhin erfordert die SOEC-Elektrolyse geringere spezifische Strombedarfe und damit auch geringere Strombezugskosten. Insgesamt gesehen nehmen die Strombezugskosten den größten Einfluss auf die Höhe der Kraftstoffgestehungskosten, gefolgt von den Investitionskosten für die Elektrolyse und die Biomassekosten, damit kommt ihnen eine entscheidende Rolle hinsichtlich der Diskussion künftiger kostensenkender Potentiale zu.

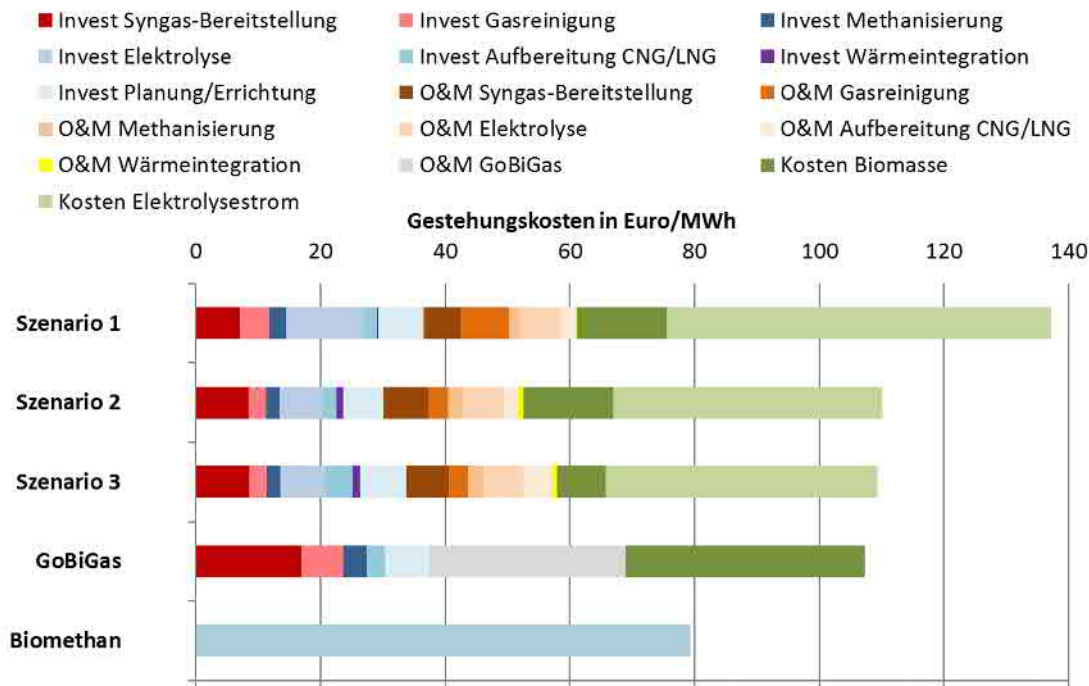


Abbildung 1.5: Vergleich von Kraftstoffgestehungskosten verschiedener Prozessketten

Durch die Kopplung von Vergasung und der zusätzlichen Einbindung von Elektrolysewasserstoff kann der biogene Kohlenstoff nahezu vollständig in den Produkten verbleiben. Günstige Temperaturniveaus der Wärmeströme führen hierbei zu einem äußerst effizienten Betrieb der Prozesskette. Durch die hohen, brennwertbezogenen Wirkungsgrade der Power-to-Methan-Prozesskette von über 80 % sowie durch die ermittelten SOEC-Investitionskosten wird das technisch-wirtschaftliche Potential der SOEC-Technologie im Vergleich zu den anderen Elektrolysetechnologien, wie der PEM- oder der alkalischen Elektrolyse, hervorgehoben, insbesondere bei der thermischen Kopplung mit dampferzeugenden Prozessen und der Biomassevergasung.

Die Erzeugung von Bio-CNG und Bio-LNG aus Biomasse unter Einbindung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff ermöglicht die Bereitstellung von biobasiertem Kraftstoff bei gleichzeitig sehr hohem Kohlenstoffausnutzungsgrad. Sie ist aber (noch) mit vergleichsweise hohen Kraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen verbunden. Auch ist bei diesem Vergleich zu beachten, dass sich die untersuchten Verfahren noch in der Entwicklung befinden und als künftige Technologie mit Unsicherheiten behaftet sind.

1.1.17DVGW-Potentialstudie PtG in Verteilungsnetzen

In der 2015 veröffentlichten DVGW-Potentialstudie „Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze“ [17] ist es das Ziel, den Betrachtungsbereich für PtG unter Berücksichtigung des Vorgängerprojektes („Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“, 2014) zu erweitern. Dabei wird im Gegensatz zum Vorgängerprojekt neben der Niedrig- und Mittelspannung auch die Hochspannungsebene betrachtet. Von den Netzbetreibern der Region Emsland (EWE Netz GmbH und Avacon AG) wurden die Daten ihrer Netze bereitgestellt. Bis 2050 wird mit einem hohen Zubau von Windenergieanlagen sowie Photovoltaik-Anlagen im Emsland gerechnet.

Diese müssen in das Stromnetz integriert werden können. Daraus ergibt sich vor allem für den ländlichen Raum für die Verteilungsnetze Handlungsbedarf. Für den Gasabsatz wird bis 2050 mit einer Reduzierung auf ca. 50 % gerechnet. Der Einsatz von Power-to-Gas im Stromverteilungsnetz bedeutet in verschiedenen Anwendungsfällen einen systematischen Zusatznutzen. Somit würde es zu einer Entlastung der gesamten Verteilungsnetzebenen und infolgedessen zu einer spannungsübergreifenden Reduktion des erforderlichen Stromnetzausbaus kommen. Weiterhin können PtG-Anlagen entsprechend der jeweiligen Anforderung ausgelegt und skaliert werden sowie den Netzausbau gezielt zeitlich verschieben. Falls es bei Windenergie- oder Photovoltaikanlagen zu Prognosefehlern kommt, kann das Risiko von anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie durch die Zuschaltung von PtG-Anlagen minimiert werden. Somit kann sowohl bei einem Überschuss an Strom als auch Mangel Energie aus dem System gespeichert bzw. zugeführt werden. Weiterhin können die Produkte aus PtG im Mobilitätssektor Einsatz finden. Einerseits kann Methan in Erdgasfahrzeugen, andererseits Wasserstoff in Brennstofffahrzeugen verwendet werden. Hierfür würde jedoch zur Anwendung im privaten Personenverkehr eine überregionale Infrastruktur benötigt werden, welche in naher Zukunft nicht erwartet wird. Der Einsatz im ÖPNV könnte zur überregionalen Wasserstoffmobilität dienen. Die maximalen Investitionskosten für PtG beim Einbau in Stromverteilungsnetze liegen bei 520-1.400 €/kW.

1.1.18 KonStGas

In der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Studie „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz Strom- und Gasnetze“ [18] aus dem Jahr 2017 war es das Ziel, mögliche Synergieeffekte bei der Kopplung von Strom- und Gasnetzen zu untersuchen. Die durchgeführten Analysen und Berechnungen wurden zum Großteil modellgestützt realisiert. Zwei zentrale Szenarien wurden in dieser Studie betrachtet. Einerseits das 80 %-EE-Szenario, welches die bis zum Jahr 2050 das im EEG gesetzte Ziel von 80 % Auslastung des Bruttostromverbrauchs mittels Erneuerbarer Energien gewährleistet. Hierfür ist ein Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen nötig. In diesem Szenario wurden zwei Varianten betrachtet. In Variante 1 sollten die 80 % ohne Einsatz von PtG im Energienetz erreicht werden, in Variante zwei mit PtG-Einbindung. Andererseits das 100 %-EE-Szenario, welches die vollständige Deckung der Stromnachfrage aus Erneuerbaren Energien untersucht. Die wichtigste Voraussetzung für dieses Szenario ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie ein gleichzeitig deutlich gesteigerter EE-Ausbau. PtG soll hier in Zeiten eines hohen EE-Aufkommens erneuerbares Gas produzieren. Dieses kann bei Bedarf in konventionellen Gas-Kraftwerken rückverstromt werden. Bei beiden Szenarien wird davon ausgegangen, dass zwar die Stromnachfrage neuer Verbraucher (z.B.: durch Elektromobilität) leicht zunimmt, in der Gesamtheit aber ein Rückgang an benötigtem Strom um ca. 12 % stattfindet. Weiterhin wird für beide Szenarien mit dem gleichen Stromübertragungsnetz gerechnet.

Im 80 %-EE-Szenario ohne PtG werden etwa 70 % der elektrischen Leistung mittels Gas- und Dampfkraftwerken und ca. 30 % durch Gasturbinenkraftwerke erzeugt. Erstgenannte Kraftwerke dienen dabei zur Deckung der Nachfrage, während die Gasturbinen zur Flexibilität eingesetzt werden. Aufgrund von markt- und netzseitigen Restriktionen müssten 12,8 % der EE-Erzeugung abgeregelt werden. Im 80 %-EE-Szenario mit PtG wurden drei Standorte in Norddeutschland ausgewählt, an denen PtG-Anlagen zusammen 5 GW_{el} bereitstellen. Die netzseitigen Abregelungen steigen bei dieser Variante im Vergleich zur ersten leicht an. 2050 werden

etwa 9 % der Gasnachfrage mit erneuerbaren Gasen gedeckt (8 % Biogas, 1 % Wasserstoff). Damit die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen an den drei Standorten der PtG-Anlagen nicht überschritten werden, muss ein Teil des Wasserstoffs vor der Einspeisung ins Gasnetz methanisiert werden.

Grundlage für das 100 %-EE-Szenario ist im Vergleich eine deutliche Steigerung des Ausbaupfades für Erneuerbare Energien, so dass eine ausschließliche Versorgung des Stromsektors mit EE erfolgen kann. Weiterhin müssen deutlich mehr Kraftwerke gebaut werden und der Bedarf an PtG-Anlagen steigt ebenfalls signifikant an, um eine Vollverstromung des Stromsektors mittels EE zu erreichen. Der Anteil an bereitgestellter Gesamtleistung durch PtG nimmt bei diesem Szenario bis 38 GW_{el} zu. Dabei werden 13 Standorte für PtG-Anlagen entlang der Küsten verteilt. Simulationen zeigten, dass sich lokale Netzengpässe ergeben. Werden die PtG-Anlagen auf 30 Standorte verteilt, konnte sowohl die Abregelung reduziert, als auch die Netzengpässe verringert werden. In diesem Szenario werden insgesamt 37 % der Gasnachfrage mittels Wasserstoff (29 %) und Biogas (8 %) abgedeckt. Jedoch sind die Gastransportnetze nicht überall in der Lage, das gesamte Gas aus den PtG-Anlagen aufzunehmen. Im Vergleich zum 80 %-EE-Szenario werden hier jedoch neben den zulässigen Wasserstoffkonzentrationen auch die Transportkapazitäten überschritten. Hier ist zur Umsetzung neben der Methanisierung somit auch ein Ausbau der Transportnetze nötig.

Beide Szenarien führen zwar zu einer deutlichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen, jedoch können die Reduktionsziele gegenüber 1990 um 80 % nicht erreicht werden. Hier müssten ebenfalls in andere Sektoren, wie Industrie und Haushalt, Maßnahmen getroffen werden. Weiterhin wäre ein frühzeitiger Ausbau der Infrastrukturen in allen Sektoren im Sinne der Entwicklung der Erneuerbaren Energien nötig. Dafür müssen die Flexibilitäts- und Speicheroptionen im Energiesystem ausgebaut und detaillierte Analysen und Prognosen für die Entwicklung von Energiesystemen über das Jahr 2050 hinaus durchgeführt werden.

1.1.19 Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse

Die Studie „Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse“ [19] aus dem Jahr 2005 gibt einen Überblick zu den Biomasse- und Biogaspotentialen in Deutschland im Jahr 2005 bis zum Jahr 2030. Das Biomasseangebot wird in die Arten Rückstände und Energiepflanzen unterschieden:

- **Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle** umfassen schon vorhandene Stoffe bzw. Stoffströme, die einer energetischen Verwertung zugeführt werden. Beispiele sind Rest- und Abfallholz, Stroh oder organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe. Die verfügbare Menge der nutzbaren Rückstände wird durch Land- und Forstwirtschaft, Industrieproduktion bzw. durch die Abfallwirtschaft beeinflusst.
- Im Gegensatz dazu werden **Energiepflanzen** direkt für eine energetische Nutzung auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut. Sie zählen zu den nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro), deren Verfügbarkeit im Wesentlichen durch das Flächenangebot und die Ernteerträge bestimmt wird. Hier ist die Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen, etwa der Nahrungsmittelproduktion, zu berücksichtigen.

Für beide Arten gilt, dass die Biomasse über verschiedene Umwandlungsschritte für die Energieerzeugung nutzbar gemacht werden muss. Erst nach einer mechanischen Behandlung

(z.B. häckseln), bio-chemischen (z.B. Vergärung zu Biogas), thermochemischen (z.B. Vergasung) oder physikalisch-chemischen Umwandlung (z.B. Verestern zu Biodiesel) steht der Sekundärenergieträger für die Erzeugung von Strom, Wärme oder als Kraftstoff bereit.

Das technische Bioenergiepotential wird in folgende Kategorien unterschieden:

- **halmgutartige Rückstände**, Nebenprodukte und Abfälle (u. a. Stroh- und Landschaftspflegematerial)
- **holzartige Rückstände**, Nebenprodukte und Abfälle (u. a. Waldrestholz, Schwachholz, Altholz, Industrierestholz, Landschaftspflegeholz)
- **sonstige Rückstände**, Nebenprodukte und Abfälle (d. h. Exkremente und Ernterückstände, Abfälle aus Gewerbe und Industrie, organische Siedlungsabfälle)
- **Energiepflanzen** (Nawaro)

Das technische Biomassepotential aus dem Jahr 2005 ist in Tabelle 1.1 zusammengestellt.

Tabelle 1.1: Technisches Biomassepotential, Daten aus 2005

Biomasse	Energetisch nutzbare Menge	Festbrennstoff	Biogas	Biogas*
Rückstände, Nebenprodukte, Abfälle	Mio. t _{FM} /a	TWh/a	TWh/a	Mio. m ³ /a
Holzartige				
Restholz/Abfallrestholz				
Waldrestholz	13,7	48,9		
Schwachholz	10	34,2		
zusätzlich nutzbar Waldholz	10,7	36,7		
Landschaftspflegeholz	0,5	1,1		
Industrierestholz	4	15,8		
Altholz	6	21,7		
Summe	44,9	156,4	0	1
Halmgutartige				
Stroh	9,3	38,1	0	0
Gras aus Dauergrünland	3,3	12,8	5,3	548,4
Landschaftspflegematerial	1,4	4,6	3,3	340,2
Summe		53,5	8,6	886,6
organische Abfälle aus Gewerbe/Industrie				
Exkremente und Einstreu	182,3		28,7	2752,6
Ernterückstände	13,8		5	515,5
Abfall aus Gewerbe/Industrie	5,2		3,5	360,8
Organische Siedlungsabfälle	8,8		4,4	453,6
Summe	190,1		39,6	4082,5
Energiepflanzen/Nawaro				
Summe		28,1	24	2474,2
Gesamtsumme		238	72,2	7443,3

Das maximal thermo-chemisch nutzbare Potential (Verbrennung, Vergasung) beträgt damit im Mittel 238,1 Mrd. kWh/a, das maximal bio-chemisch nutzbare Potential (Vergärung zu Biogas) liegt bei 72,2 Mrd. kWh/a. Es setzt sich aus den Hauptbestandteilen Exkrementen und Einstreu sowie den Energiepflanzen (Nawaro) zusammen. Das verfügbare Halmgut kann immer nur einmal genutzt werden, also entweder thermo-chemisch (Verbrennung, Vergasung, 53,5 Mrd. kWh/a) oder bio-chemisch (Vergärung zu Biogas, 8,6 Mrd. kWh/a). Die landwirtschaftliche Fläche kann auch zur Herstellung von Biodiesel genutzt werden (physikalisch-chemische Umwandlung), das Gesamtpotential liegt dann im Bereich von 13,9 Mrd. kWh/a.

Die angegebenen Werte unterliegen naturgemäß einer gewissen Schwankungsbreite. Da die Werte in der Regel aufgrund vorhandener Statistiken und unter verschiedenen Annahmen recherchiert wurden, können Schwankungsbreiten von ca. ± 20 % angenommen werden.

Das in den einzelnen Bundesländern bestehende regionale technische Potential zur Biogaserzeugung durch Fermentation ist nahezu proportional zu der Flächengröße, da die landwirtschaftlichen Reststoffe zusammen mit dem Nawaro-Anbau die Potentiale dominieren. Entsprechend liegt in Bayern das größte Potential mit rund 15,1 Mrd. kWh/a vor, während in den Stadtstaaten Bremen, Berlin und Hamburg das technische Potential eher gering ist und sich im Wesentlichen auf industrielle und kommunale Reststoffe stützt.

Die zukünftige Verfügbarkeit von Biomassepotentialen wird maßgeblich durch die Entwicklung der Anbauflächen bestimmt, wobei die Konkurrenz zur Nahrungsmittelindustrie berücksichtigt werden muss. Weiterhin trägt die Ernteertragssteigerung zu höheren Nawaro-Potentialen bei, sie liegt zwischen 1 und 3 % pro Jahr und wird mit 2 % für die zukünftige Potentialberechnung kalkuliert. Die Flächenpotentialentwicklung von 2005 bis 2030 ist in Abbildung 1.6 angegeben.

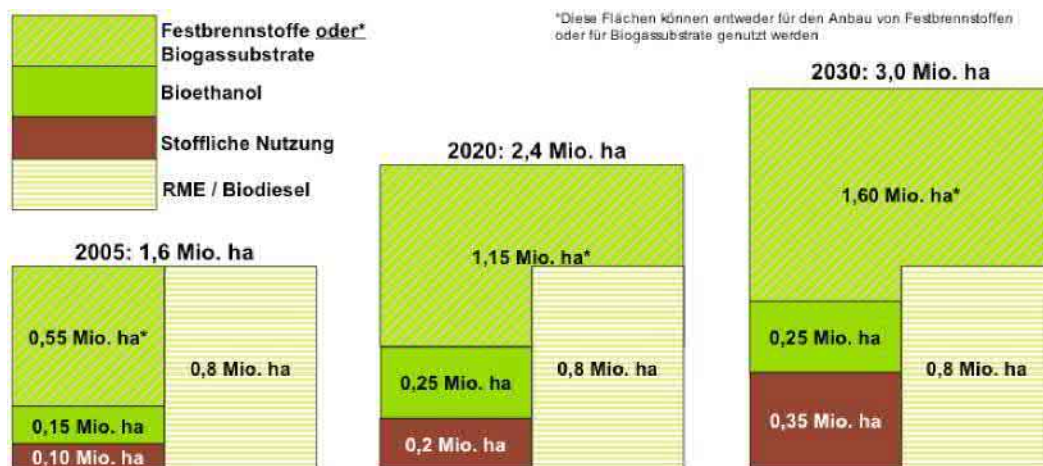


Abbildung 1.6: Annahme der Entwicklung der verfügbaren Flächen - Ausblick nach Verwendung bis 2030

Die Fläche, die für Pflanzen zur Biogasgewinnung im Jahr 2005 zur Verfügung steht, beläuft sich auf 550.000 ha. Bei einem durchschnittlichen Ertrag von Nawaro-Mais von 45 t/ha, einer Biogasertrag von 180 m³/t und einem Methangehalt von 55 % ergibt sich ein Potential von ca. 2,4 Mrd. m³(CH₄)/a oder 24 Mrd. kWh/a.

Stärkster Treiberfaktor für eine deutliche Potentialsteigerung bis 2030 sind dabei die wachsenden Biogaspotentiale durch Energiepflanzenanbau (Nawaro). Bei ausschließlicher Nutzung der für Energiepflanzen zur Verfügung stehenden Flächen in Deutschland (1,6 Mio. ha in 2030) kann das maximale technische Biogaspotential von derzeit ca. 70 Mrd. kWh/a auf 116 Mrd. kWh/a in 2020 sowie gut 165 Mrd. kWh/a im Jahr 2030 ansteigen. Diese Mengen gelten bei einer jährlichen Ernteertragssteigerung von 2 %.

Insgesamt wurde in dieser Studie für einen realistischen Ausbaupfad der Biogaseinspeisung eine Gaserzeugung von rd. 10 Mrd. m³ (105 Mrd. kWh/a) im Jahr 2030 abgeschätzt. Dieses Wachstum der Kapazitäten erfordert jedoch stabile politische Rahmenbedingungen und dauerhafte Wettbewerbsfähigkeit der Energieproduktion aus Biogas.

In der Biomasse-Studie wurden folgende Überlegungen zur Abschätzung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität des deutschen Gasnetzes durchgeführt (dargestellt in Abbildung 1.7)

- Ausgangspunkt ist die Gesamtabgabe im bundesdeutschen Gasnetz von ca. 904 Mrd. kWh/a.
- Die Verteilmenge durch die Ortsverteilungsunternehmen (OVU) beträgt 676 Mrd. kWh/a und stellt die Bezugsgröße für die Biogaseinspeisung dar, wovon jedoch nur die Sommergrundlast von 331 Mrd. kWh/a für einen kontinuierlichen Betrieb der Biogas- und Vergaseranlagen als Referenzgröße zur Verfügung steht.
- Eine theoretische, durch den Gasabsatz gedeckte Aufnahmekapazität von Austauschgas von 212 Mrd. kWh/a ergibt sich aufgrund von Absatzkriterien wie Sommerminimallast und Nachttalfaktoren.
- Für das Jahr 2030 wurde in einem optimistischen Wachstumspfad ein realistisches Biogas-Einspeisepotential von gut 100 Mrd. kWh/a (10 Mrd. m³(CH₄)) abgeschätzt.

Das Einspeisepotential für Deutschland beträgt 212 Mrd. kWh/a an aufbereitetem Biogas (ca. 19 Mrd. m³/a) entsprechend ca. 1,9 Mrd. m³(H₂)/a auf der Verteilerebene ohne Berücksichtigung struktureller Randbedingungen.

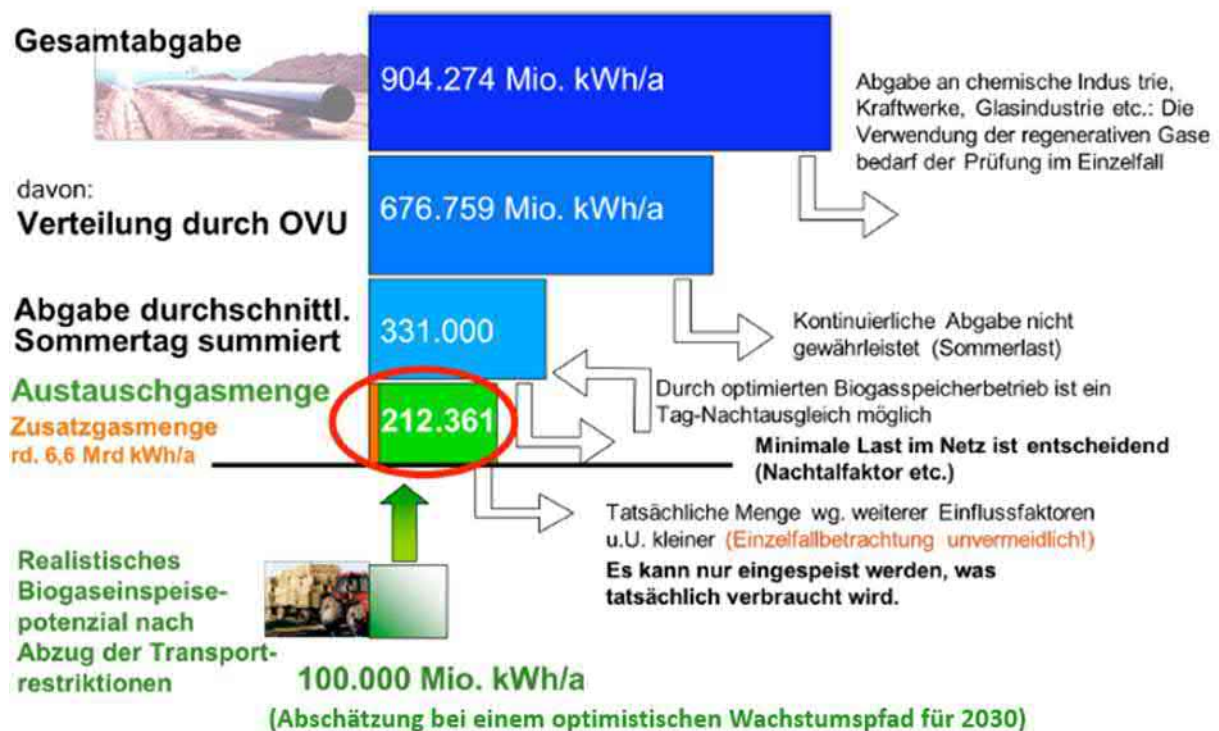


Abbildung 1.7: Ableitung der absatzbezogenen Aufnahmekapazität für Biogas als Durchschnittsbetrachtung für Deutschland

1.1.20 Wuppertal Bulletin zu Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes

Im Wuppertal Bulletin 2009 zu Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes [20] wird auf den Einfluss der Biomethananwendung im Kraftstoffbereich zur Erfüllung der Fuel Quality Directive eingegangen.

Die im Jahr 2009 überarbeitete Fuel Quality Directive (2009/30/EG) beinhaltet das Ziel, zum Schutz des Klimas durch Reduktion von Treibhausgasen im Verkehr beizutragen, indem für alle In-Verkehr-Bringer von Kraftstoffen die Verpflichtung gilt, die Lebenszyklusemissionen ihrer Treibstoffe bis 2020 gegenüber 2010 um 6 % zu reduzieren. Das 6 % - Reduktionsziel können Kraftstoffanbieter erreichen, indem sie a) Biofuels beimischen, b) mehr Niedrigemissionskraftstoffe (Wasserstoff oder Elektrizität) im Transportsektor nutzen oder c) Emissionen bei der Herstellung der fossilen Kraftstoffe reduzieren. Um die Vorgaben der Richtlinie zu erfüllen, können vier Typen von Maßnahmen ergriffen werden:

- Einsatz alternativer Rohstoffe;
- Verbesserung der Exploration (kein unkontrolliertes Ablassen von Begleitgasen etc.);
- Verbesserung der Raffinerie (Effizienzsteigerung, Ko-Feuerung Biomasse, ...);
- Einsatz von Biokraftstoffen oder anderen alternativen Kraftstoffen.

Um die Vorgaben aus der Fuel Quality Directive zu erfüllen, wird neben den ersten drei genannten Maßnahmen der Einsatz von Biokraftstoffen mit einer günstigen Treibhausgasbilanz sicher eine Rolle spielen. Dazu gehört Erdgas, welches in Form von Compressed Natural Gas (CNG) in Deutschland bereits als Kraftstoff eingesetzt wird, allerdings mit bislang äußerst geringem Marktanteil von rund 0,3 % [21]. Zum Ausbau des Marktanteils kann ein weiterer gasförmiger und biogener Kraftstoff genutzt werden: Biomethan als Gas aus der Vergärung von Energiepflanzen, das zu Erdgasqualität aufbereitet und über das Erdgasnetz zur Verfügung gestellt werden kann, bietet eine 78 %ige Minderung von Treibhausgasen gegenüber der fossilen Referenz [22].

Gasförmige Kraftstoffe alleine sind jedoch kein alleiniger Lösungsweg für die Anforderungen der Fuel Quality Directive, da der benötigte Biomethan-Anteil unrealistisch hoch wäre, allerdings gewinnt der Kraftstoff CNG durch die Beimischung von Biomethan an Attraktivität. Auch ist es im Sinne des Klimaschutzes fraglich, ob der Einsatz von Biomethan im stationären Bereich beispielsweise in einem BHKW mit Abwärmenutzung doch sinnvoller ist, da diese Anwendung deutlich bessere Umwandlungsgrade aufweist.

1.1.21 Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme

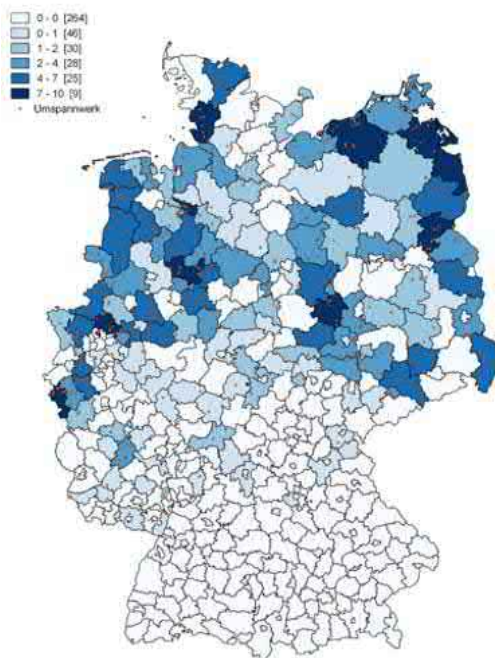
Im Rahmen des Projektes "Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme" [23] wurden Flexibilisierungsoptionen im Strom – Gas – Wärmesystem untersucht. Unter anderem wurden potenzielle H₂-Standorte in Deutschland ermittelt.

Die Gesamtansicht von Deutschland zeigt, dass bei der Betrachtung von Windenergie, vor allem in der nördlichen Hälfte, viele Umspannwerke (USW) eine Belastung durch den eingespeisten Strom erfahren. Sie werden als potenzielle Energieumwandlungsstandorte untersucht, da sie über Anschluss an unterschiedliche Netzebenen verfügen und durch die Einbindung von Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen, z.B. die Hochspeisung von EE-Strommengen auf die Übertragungsnetzebene, reduzieren können.

Auf Ebene der Bundesländer liegen die meisten betrachteten Umspannwerke in Nordrhein-Westfalen (715), gefolgt von Bayern (564) und Niedersachsen (429). Werden unter Einsatz von Abstandsregeln Kriterien zur lokalen Verfügbarkeit, z.B. von EE-Erzeugungsanlagen oder auch Gastransportnetzleitungen definiert, so resultiert eine Teilmenge dieser Anlagen, die für spezielle Nutzungspfade wie „Power-to-Gas plus Einspeisung ins Gasnetz“ potenziell geeignet sind¹. Es ergeben sich so z.B. für das Kriterium „Mehr als 5 Windenergieanlagen innerhalb von 5 km Radius“ 181 USW in NRW, 48 in Bayern (geringe EE-Kapazitäten) und 205 in Niedersachsen. Werden sowohl Wind als auch Photovoltaik betrachtet, rücken auch einige Regionen im Süden in den Fokus, an denen Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Gas sinnvoll installiert werden könnten.

Aus der Anwendung des zusätzlichen Kriteriums der Nähe zum Gastransportnetz resultiert eine Abnahme der potenziellen Standorte. Es wurde ein enger Radius von 2,5 km gewählt und angenommen, dass der infrastrukturelle Anschluss über eine zusätzliche Stromdirektleitung realisiert wird. Für Umspannwerke mit Belastung durch Windenergieanlagen reduziert sich die Anzahl von 884 auf 422 Standorte. Diese liegen zu großen Teilen in Nordrhein-Westfalen (109 Umspannwerke) und Niedersachsen (100 Umspannwerke). In den auf NUTS-3-Ebene aufgelösten Datensätzen ist jedoch zu erkennen, dass auch in anderen Bundesländern Regionen existieren, in denen besonders viele Umspannwerke die genannten Kriterien erfüllen. Im Hinblick auf die Belastung durch sowohl Wind- als auch PV-Einspeisung reduziert sich die Anzahl der Umspannwerke mit Gastransportnetzanschluss von 659 auf 321, siehe Abbildung 1.8.

Regionale Verteilung der 109 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten WEA mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene



Regionale Verteilung der 72 Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene.

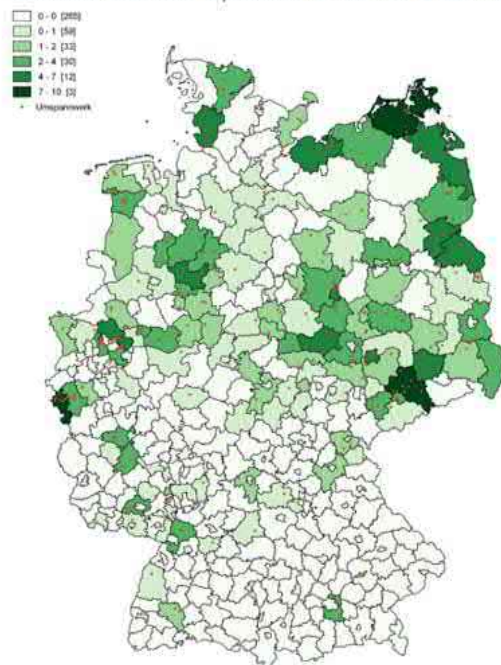


Abbildung 1.8: H₂-Einspeisepotentialorte ins Gastransportnetz [23]

Zur Bestimmung der Wasserstoffaufnahmepotentiale der Verteilnetze in NRW wurden Szenarien untersucht, die Wasserstoffbeimischungen von 5 und 10 Vol.-% für die Gegenwart und 15 Vol.-% für das Jahr 2050 annehmen. Im Hinblick auf die Marktraumumstellung, im Zuge

¹ Dabei ist durch die räumliche Nähe zu EE-Anlagen eine Direktabnahme ohne Netznutzung möglich.

derer das niederkalorische L-Gas bis zum Jahr 2030 vollständig aus dem deutschen Erdgassektor verdrängt werden soll, wurde in der Modellbetrachtung mit der vereinfachenden Annahme gerechnet, dass in den Erdgasnetzen ausschließlich hochkalorisches H-Gas transportiert wird.

In Abbildung 1.9 sind die saisonalen, theoretisch durch Wasserstoff substituierbaren Erdgas-mengen für die Gemeinden NRW aufgetragen. Die bedarfsstärksten Gemeinden bieten entsprechend der angenommenen Einspeiseobergrenzen die höchsten Potentiale zur Wasserstoffbeimischung auf Verteilnetzebene. Die theoretischen Maximalwerte für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff erreichen für die bevölkerungsstärkste Gemeinde Köln bis zu 102 GWh pro Jahr. Im linken Teil der Abbildung 1.9 ist die theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-%, basierend auf dem saisonalen Verlauf des Erdgasbedarfs Stand 2015 dargestellt. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a. Im rechten Teil von Abbildung 1.9 sind die Gasverteilnetze in NRW für das Jahr 2050 bei einer H₂-Beimischung von 15 % aufgeführt, es ergibt sich ein Wasserstoff-Potential von 2.222 GWh in den Verteilnetzen.

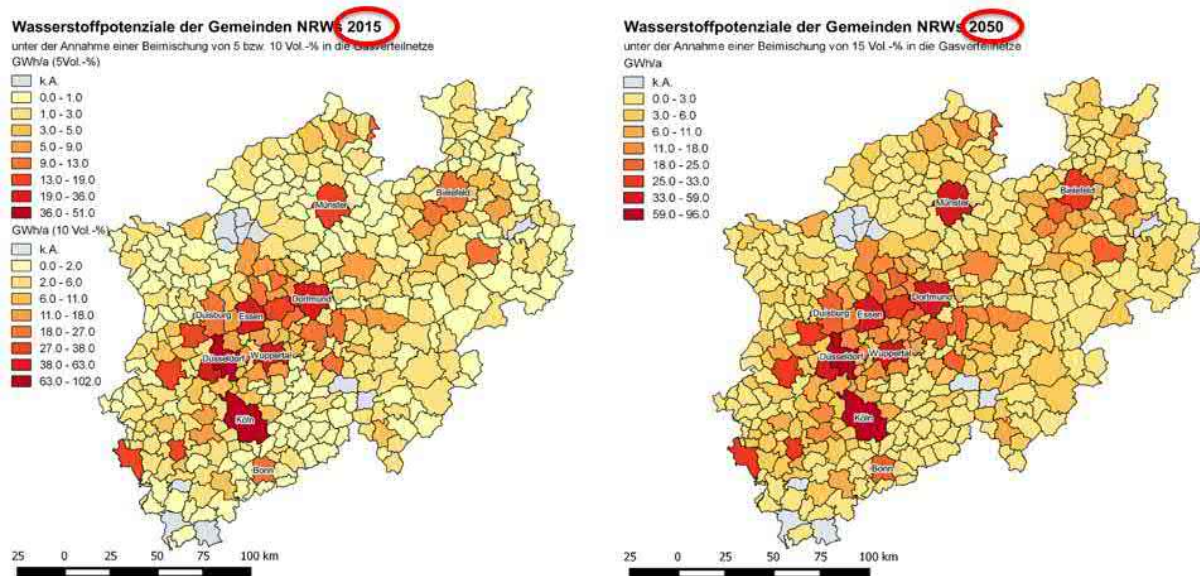


Abbildung 1.9: H₂-Potential im Gasverteilnetz in 2015 und 2050 in NRW [23]

1.1.22 Systemanalyse II

In der Studie [24] über die Bewertung der häuslichen Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Brennstoffen und dem Einfluss moderner Gastechnologien auf Effizienz und Umwelt (Systemanalyse II) wurde der Fokus auf den Energieverbrauch im Wohngebäudebereich der privaten Haushalte gelegt.

Es wurden 3 Szenarien analysiert, die zum einen das Energiekonzept der Bundesregierung abbilden, sowie auch alternative Pfade und Optionen betrachten, mit denen die klimatischen Zielsetzungen der Bundesregierung erreicht werden können. Der Szenarienhorizont wurde bis zum Jahr 2050 festgelegt. Folgende Szenarien wurden betrachtet:

- Trend: jährliche Sanierungsrate 1 % bis 2020, danach bis 2050 Anstieg auf 1,5 %

- Energiekonzept: jährliche Sanierungsrate bis 2015 ansteigend auf 2 %, anschließend bis 2050 gleichbleibend auf 2 %
- Innovationsoffensive Gas:
 - verstärkter Einsatz gasbasierter Heizungsanlagen (z. B. Mikro-KWK-Anlagen);
 - höhere Zumischung von CO₂-freien Gasen (Biogas, Wasserstoff)
 - Sanierung der Gebäudehülle mit jährlicher Sanierungsrate von 1 % (wie bei „Trend“) bis 2020, danach bis 2050 Anstieg auf 1,5 %

Szenario Energiekonzept: Biogas

Für das Szenario Energiekonzept wird unterstellt, dass die Zielstellungen für diesen Bereich aus dem vorherigen und weiterhin aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung [25] (2020: 6 Mrd. m³ und 2030: 10 Mrd. m³ Biogas) erfüllt werden können, obwohl die gegenwärtigen Wachstumsraten der Branche dies nicht nahelegen. Die Anlagengrößen werden nur unwesentlich steigen. Die Entwicklung der Biomethanproduktion bis zum Jahr 2050 für die verschiedenen Szenarien gibt Abbildung 1.10 wieder. Der heutige Stand der Biomethanproduktion ist als roter Punkt eingetragen, die eingespeiste Menge liegt bei ca. 1 Mrd. m³.

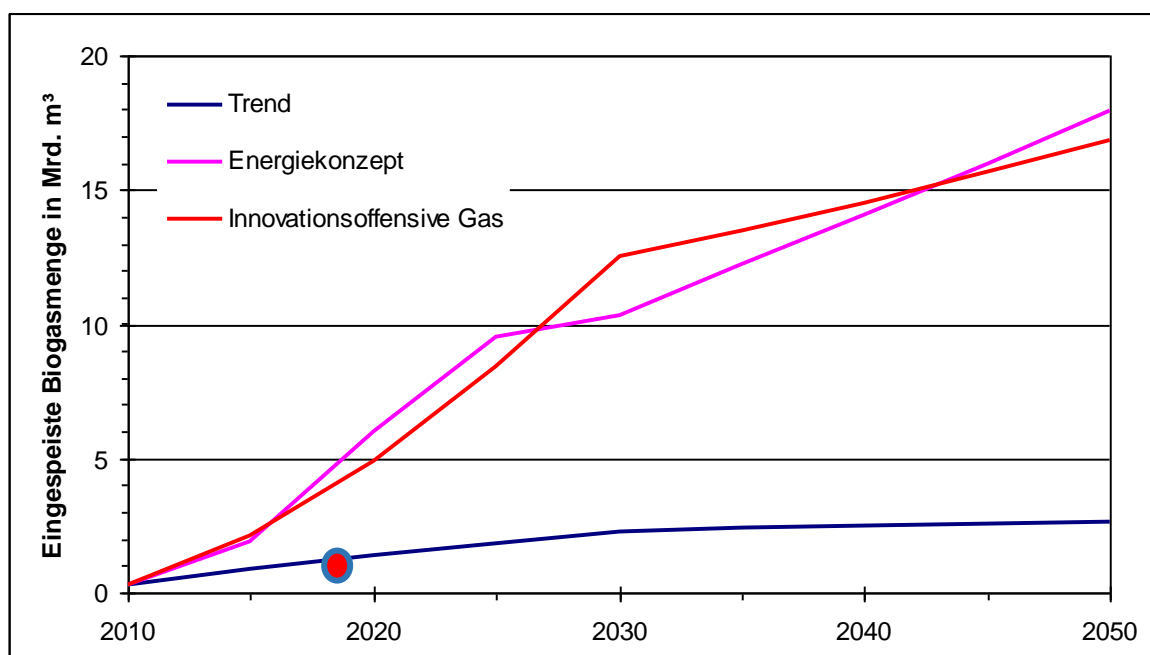


Abbildung 1.10: Entwicklung der Biomethanproduktion bis 2050 in den Szenarien und der heutige Stand

Szenario Energiekonzept: Wasserstoff und Methan aus Wind und PV – Power-to-Gas:

Ähnlich wie im Szenario Trend sind auch im Energiekonzept der Bundesregierung [25] keine Fördermaßnahmen für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan und dessen Nutzung in der Gebäudeenergieversorgung vorgesehen. Derzeit wird lediglich in der Novellierung des EnWG [26] die Einspeisung von Wasserstoff bzw. Methan dem von Biogas gleichgestellt, ohne jedoch konkret in den dazugehörigen Verordnungen ausgeführt zu sein. Dies liefert zwar eine

Grundlage für den regulatorischen Rahmen, ist jedoch nicht ausreichend für die Einführung der Technologie in den Markt.

Szenario Energiekonzept: SNG:

Aufgrund der grundsätzlichen Unterstützung der Erneuerbaren Energien durch die Bundesregierung und der verbesserten Nutzung des einheimischen Rohstoffs Holz [25] kann unterstellt werden, dass auch die Produktion von SNG und dessen Einspeisung in Zukunft eine Förderung erfährt. Diese Förderung bedeutet einerseits die Herstellung eines regulatorischen Rahmens für die Verteilung und den Handel mit dieser Energieform und andererseits auch eine Förderung während des Markteintritts. Anders als bei PtG oder Biogas ist diese Technologie in ihrem Entwicklungsaufwand deutlich höher anzusetzen. Für die Markt- und Vertriebsmodelle gelten allerdings die gleichen Notwendigkeiten: Vermeidung von Nutzungseinschränkungen (EEWärmeG), für die gegenwärtig keine Lösung prognostiziert werden kann. Dies vorausgesetzt wird angenommen, dass eine moderate Entwicklung der Technologie und zeitversetzt der Produktion stattfindet

Szenario Energiekonzept: Gasverbrauch gesamt:

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass der Gasverbrauch den Projektionen der Politikszenerarien V folgt (analog Szenario Trend) und die eingespeisten EE-Gase (Biogas und SNG) Erdgas substituieren. Die eingespeisten Mengen an Biogas und SNG nehmen dadurch gegenüber dem Gesamtgasverbrauch einen wesentlich höheren Anteil ein. Sie erreichen im Jahr 2030 ca. 13,7 % und im Jahr 33,7 %.

Im linken Diagramm der Abbildung 1.11 sind die Volumenanteile von Biogas, SNG und Erdgas im Szenario Energiekonzept angegeben.

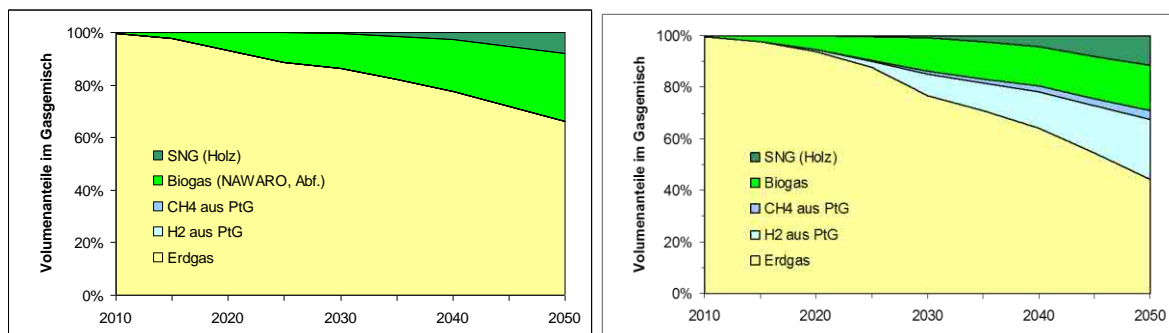


Abbildung 1.11: Gaszusammensetzung im Szenario Energiekonzept (links) und Innovations-offensive Gas (rechts)

Szenario Innovationsoffensive Gas: Biogas:

Der Markt für das Produkt Biogas wird für alle Technologien geöffnet, damit erweitert sich das Absatzvolumen und daraus resultierende Hemmnisse werden aufgelöst. Zusätzlich werden Potentiale zur Vergärung organischer Abfälle aus der Industrie gehoben. Dadurch werden Konkurrenzsituationen auf der Rohstoffseite abgebaut. Ebenso wird vorausgesetzt, dass ein dynamisches Wachstum im Anlagenbau einsetzt und ausreichend Kapazitäten für die Errichtung der Biogasanlagen zur Verfügung stehen. Trotz der positiven wirtschaftlichen Entwicklung der Branche wird das Ziel der Bundesregierung für 2020 (6 Mrd. m³ eingespeistes Biogas) nicht erreicht werden können. Erst in der nachfolgenden Dekade kann davon ausgegangen werden, dass die Branche ein ausreichendes Wachstum schafft. Dann kann allerdings die

Zielstellung für 2030 mit ca. 12,5 Mrd. m³ überschritten werden. Für den Zeitraum danach wird mit einem Rückgang des Wachstums wegen zunehmender Nutzungskonkurrenzen gerechnet (Abbildung 1.10).

Szenario Innovationsoffensive Gas: Wasserstoff und Methan aus Wind und PV - Power-to-Gas:

Die Power-to-Gas Technologien stellen einen wesentlichen Schwerpunkt des Szenarios Innovationsoffensive Gas dar. Es wird unterstellt, dass durch den zunehmenden Ausbau von Wind- und PV-Stromerzeugung gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung einerseits sehr große Erzeugerkapazitäten aufgebaut werden und andererseits ein sehr großer Bedarf besteht, Energie zu speichern um tages-, monats- und jahreszeitliche Fluktuationen in Erzeugung und Bedarf auszugleichen. Es wird erwartet, dass ein entsprechender regulatorischer Rahmen geschaffen wird und sich darauf aufbauend Geschäftsmodelle für Netzbetreiber und Energiehändler in einem liberalisierten Markt ergeben. Analog zum Biogas sollten Einschränkungen zu Nutzung der Gase vermieden werden.

Weiter wird davon ausgegangen, dass die technischen Regelwerke auf den vermehrten Einsatz von Wasserstoff angepasst werden. Im Bereich der technologischen Entwicklung werden bestehende Technologien (alkalische und PEM-Elektrolyse) weiterentwickelt und vor allem auf die erforderlichen Größen skaliert. Nach einem Zeitraum von ca. 5 – 10 Jahren kann erwartet werden, dass die Technologien marktfähig sind und der Anlagenbau in der Lage ist, Kapazitäten für einen beschleunigten Ausbau bereitzustellen. Bedingt durch das große Potential auf der Stromseite und den hohen Bedarf wird danach von einem exponentiellen Wachstum der Erzeugung ausgegangen, siehe Abbildung 1.12. Ebenso wird erwartet, dass aus dem Bereich Biogas genügend regeneratives CO₂ verfügbar ist. Dennoch wird realistischer Weise angenommen, dass es ab dem Jahr 2030, bedingt durch die Verringerung der Förderung in Wind- und PV-Stromerzeugung, zu einer Abschwächung des Wachstums kommt.

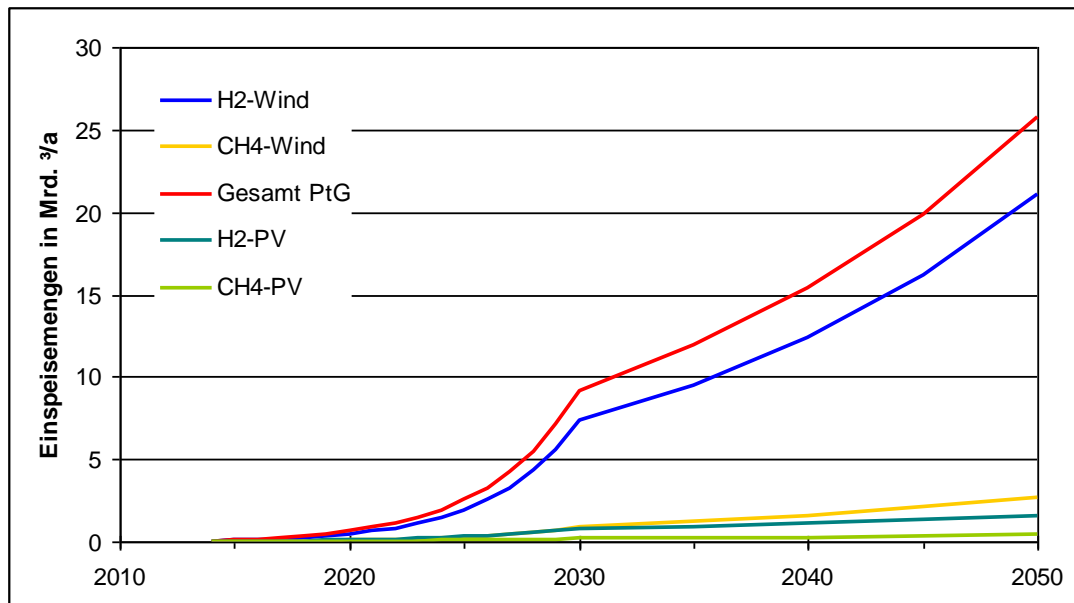


Abbildung 1.12: Prognose der Erzeugung von PtG-Gasen aus EE-Strom im Szenario Innovationsoffensive Gas

Szenario Innovationsoffensive Gas: SNG:

Im Szenario Innovationsoffensive Gas wird für SNG ein größeres Wachstum gegenüber dem Szenario Energiekonzept erwartet. Mit einer Abschwächung wird erst nach 2050 gerechnet.

Szenario Innovationsoffensive Gas: Gasverbrauch gesamt:

Im Vergleich zu den Politikszenerarien erhöht sich der Gesamtgasverbrauch, da aufgrund der Rückverstromung von PtG-Gasen eine Substitution anderer Energieträger (Kohle, Heizöl) erreicht werden muss. Durch den hohen Anteil an EE-Gasen wird aber dennoch eine Substitution von Erdgas in etwa der gleichen Größenordnung wie im Szenario Energiekonzept erreicht. Im Ergebnis erreichen die EE-Gase im Jahr 2030 ca. 23,2 % und im Jahr 2050 55,8 % (siehe Abbildung 1.11(rechts)) am Endenergieverbrauch Gas.

1.1.23 Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende

Die Studie „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“ [27], wurde im Auftrag der enervis energy advisors GmbH vom Bundesverband Windenergie (BWE) sowie der Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) durchgeführt und die Ergebnisse sind am 12.12.2017 erschienen.

In dieser Studie wurde ein Bild des Energiesystems der Zukunft im Jahr 2050 in Deutschland gezeichnet, welches eine kosteneffiziente Treibhausgasneutralität und eine nachhaltige und umweltverträgliche Energieversorgung sicherstellen kann. Es wurde die Entwicklung des Energieaufkommens, der Energieverwendung und der Energieumwandlung untersucht, u.a. wurde die Frage, in welchen Bereichen und in welchem Umfang der Einsatz von Erneuerbaren Gasen technisch zwingend erforderlich und volkswirtschaftlich vorteilhaft ist, fokussiert. Für das Jahr 2050 wurden zwei Zielszenarien untersucht, die das Ziel der Treibhausgasneutralität auf unterschiedlichen Pfaden erreichen.

Das Szenario „Maximale Elektrifizierung“ spiegelt politische Erwägungen wieder, den gesamten Energiemarkt in Deutschland am Strommarkt auszurichten und alle Endkundensektoren soweit möglich zu elektrifizieren. Das Szenario „Optimiertes System“ hingegen ist im Hinblick auf die Erreichung der Treibhausgasneutralität technologieoffen und es werden auch andere Energieträger im Endkundenbereich zugelassen.

Die angenommene Potentialgrenze der Biomethanproduktion beträgt 200 TWh pro Jahr (ca. 20 Mrd. m³/a). Bis 2050 wird ausgehend vom heutigen Einspeisepotential die zur Verfügung stehende Menge sukzessive erhöht. Die Entwicklung der Biomethaneinspeisung ist Abbildung 1.13 zu entnehmen. Es wird von einer über das Jahr verteilt konstanten Biomethaneinspeisung ausgegangen.

Randbedingungen zur Ermittlung der Biomethanproduktion:

Die Verfügbarkeit von Biomethan wird in beiden Szenarien sukzessive erhöht. Der Ausbau in den Szenarien „Maximale Elektrifizierung“ und Optimiertes System ist identisch und hat daher keinen Einfluss auf Unterschiede in den Szenarien. Für den notwendigen Ausbau von Biomethan wird die Produktion von flüssigen biogenen Kraftstoffen bis 2050 durch Biomethananlagen ersetzt. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass im Verkehrssektor andere Technologien und damit Energieträger zum Tragen kommen. Weiterhin wird dort zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs auf Power-to-Liquid zurückgegriffen.

Bei der Produktion von erneuerbarem Kerosin entstehen auch erneuerbarer Diesel und Benzin als Kuppelprodukte. Eine Nutzung des Flächenpotentials zur Bereitstellung von biogenen Kraftstoffen ist nicht mehr erforderlich und kann daher für die Biomethanproduktion verwendet werden. Auch die Direktverstromung von Biogas wird zurückgefahren. Die so freigesetzten Potentiale an Biomethan werden direkt in das Gasnetz eingespeist, um im Rahmen der Sektorenkopplung flexibel durch andere Technologien genutzt werden zu können. Es wird von einem verfügbaren Flächenpotential zur Bereitstellung der Rohstoffe der Biomethanproduktion von 2,1 Mio. ha ausgegangen. Dies entspricht ungefähr den heute bereits für Bioenergie genutzten Flächen. Bis 2030 gehen Studien sogar von einer Verdoppelung auf bis zu 4,2 Mio. ha aus. Andere Studien setzen für das Jahr 2050 rd. 2 Mio. ha für die Biogasproduktion an. Die getroffene Annahme orientiert sich also am unteren Ende der Studienbandbreiten. Die mögliche Biomethanproduktion je Hektar wurde aus einer Mischung von Zuckerrüben, Getreide und Mais mit 4.700 m³ pro ha angenommen. Damit ergibt sich ein Biomethanproduktionspotential in Höhe von 120 TWh pro Jahr. Zusätzlich wird ein Biomethanpotential aus Biomüll, Gülle/Mist sowie Stroh von 80 TWh pro Jahr unterstellt. In Summe ergibt sich eine Biomethaneinspeisung von 200 TWh pro Jahr im Jahr 2050, welches in allen Szenarien zur Verfügung steht.

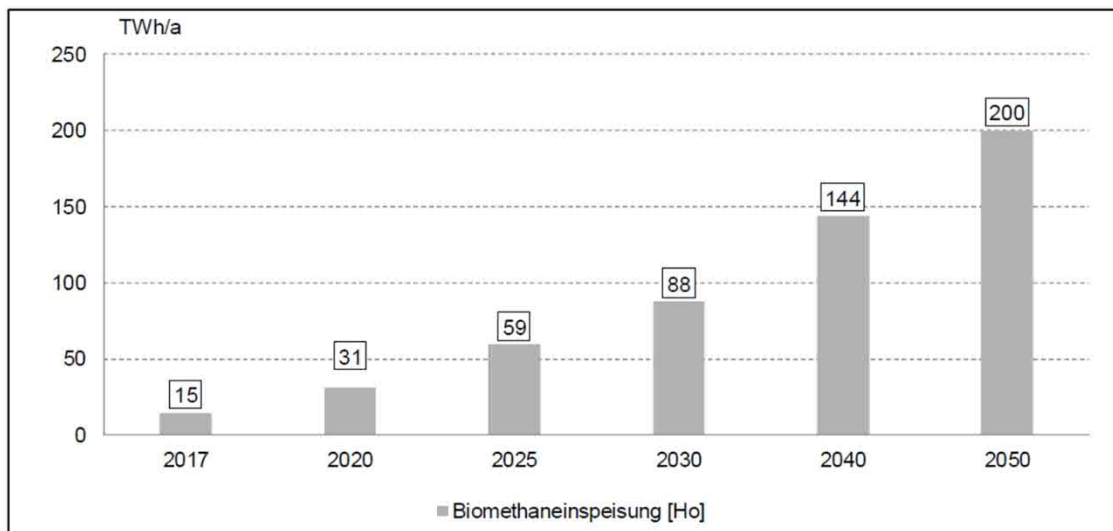


Abbildung 1.13: Entwicklung der Biomethaneinspeisung bis 2050

1.2 Vergleich und Zwischenfazit der verschiedenen Studien

Werden alle vorgestellten Studien miteinander verglichen, fallen sowohl einige Gemeinsamkeiten als auch Unterschiede auf.

Zur Bestimmung des Biogaspotentials wurden in den Studien unterschiedliche Substrate in Betracht gezogen. Während beispielsweise der Biogasatlas [2] 20 Substrate aus den Bereichen Landwirtschaft, Kommune und Industrie betrachtete und allen ein Potential zuwies, wurde dem industriellen Bereich in der Potentialstudie „Biogasabfall“ [3] kein Potential zugeteilt, da bereits andere Verwertungspfade für diese Abfälle genutzt werden. Hier wird davon ausgegangen, dass das größte Potential im gesammelten Bioabfall zu finden ist. In der Studie des Wuppertaler Instituts für Klima Umwelt Energie [19] wird zur Betrachtung des Biogaspotentials auf Reststoffe aus der Industrie, dem Gewerbe und der Land- und Forstwirtschaft sowie auf Energiepflanzen Bezug genommen.

Zudem kommt bei verschiedenen Studien klar zum Ausdruck, dass zur Speicherung des durch Erneuerbare Energien anfallenden fluktuierenden Stroms der Ausbau von Stromspeichertechnologien (z.B.: PtG-Anlagen) nötig ist. Dabei ist eine Sektorkopplung zwischen Strom und Wärme möglich und anzustreben. Jedoch sind hierbei die zukünftigen Kosten für PtG-Produkte bei der Herstellung sowie dem Import von Bedeutung [7, 8]. Zudem wäre bei Bedarf eine Rückverstromung des erneuerbaren Gases aus PtG in konventionellen Gas-Kraftwerken möglich. Es wird sogar davon ausgegangen, dass eine ausschließliche Versorgung des Stromsektors mit Erneuerbaren Energien umsetzbar ist [18]. Eine Möglichkeit, effizient aus erneuerbarem Strom Methan zu generieren, kann durch die Hochtemperaturelektrolyse realisiert werden. Hier liegt der Gesamtwirkungsgrad des Prozesses bei über 80 % [10] und liegt damit über einer herkömmlichen Kombination aus Wasserelektrolyse und Methanisierung. Durch die Umwandlung von Reststoffen (Waldrestholz, Stroh, Klärschlamm) zu methanbasierten Kraftstoffen kann auch im Verkehrssektor eine Minimierung der Treibhausgasemissionen erfolgen. Die Erzeugung von Bio-CNG und Bio-LNG unter Verwendung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff ermöglicht eine Versorgung mit biobasierten Kraftstoffen, welche jedoch durch die

Kraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Quellen deutlich höher sind [16]. Weiterhin belegen mehrere Studien, dass Produkte aus PtG im Verkehrssektor genutzt werden sollten, wie beispielsweise Methan in Erdgasfahrzeugen und Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen. Voraussetzung hierfür wäre jedoch ein überregionaler Ausbau der (Gas-Tankstellen) Infrastruktur [17]. CNG wird als Kraftstoff durch die Beimischung von Biomethan ebenfalls immer Attraktivität zugeschrieben [20].

Verschiedene Studien weisen zudem Norddeutschland als die am besten geeigneten Regionen in Deutschland für den Bioenergieausbau aus (begründet durch eine hohe Standortdichte) [5]. In Ostdeutschland werden zudem potentielle neue Flächen zum Anbau gesehen [2].

Als Risiko beim Ausbau der Bioenergie werden teilweise die steigende Bevölkerungszahl bis 2050 und die damit verbundene steigende Lebensmittelproduktion angesehen. Damit steht weniger Anbaufläche für Biomasse zur Energiegewinnung zur Verfügung [1]. In mehreren Studien wird darauf hingewiesen, dass zur Umsetzung der Minderung der Treibhausgasemissionen mittels vermehrten Einsatz von Erneuerbaren Energien politische Hindernisse überwunden werden müssen. Genehmigungsverfahren sollten zügiger bearbeitet werden sowie Sicherheiten für langfristig betriebene Anlagen gewährleistet werden [2, 4]. Die Power-to-Gas-Anlagen sollten auch nicht als Letztverbraucher deklariert werden, womit diese von Umlagen befreit wären und zukunftssicherer aufgestellt wären. Die Gasinfrastruktur stellt bei der Umsetzung kein Problem dar [2]. Anders sieht es beim Stromnetz aus. In Studien vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird von einem nötigen Ausbau der Transportnetze ausgegangen [18].

Verschiedene Studien sehen zukünftig eine Steigerung des Biogaspotentials. Dies ist auch bei der Betrachtung der verschiedenen Nachhaltigkeitsaspekte durch die steigende Bedeutung der Landwirtschaft sowie die künftige Wirtschaftlichkeit der Substrate aus der Industrie realisierbar [2, 19]. Beispielsweise geht die enervis-Studie [27] von einem Potential für Biomethanproduktion von ca. 20 Mrd. m³/a aus, was über 20% des deutschen Erdgasbedarfes entspricht.

2 Technologien zur EE-Gaserzeugung und gasnetzseitigen Nutzung (AP 1)

2.1 Fermentativ erzeugtes Biogas

Für die fermentative Biogaserzeugung stehen verschiedene Verfahren technisch zur Verfügung. Allerdings konnten sich nur einige Anlagenkonzepte aus dem Versuchsstadium bis zur praxistauglichen Großanlage weiterentwickeln. Unter diesen haben sich wiederum nur einige Verfahren am Markt fest etabliert. In Abbildung 2.1 sind diese verschiedenen Techniken aufgeführt.

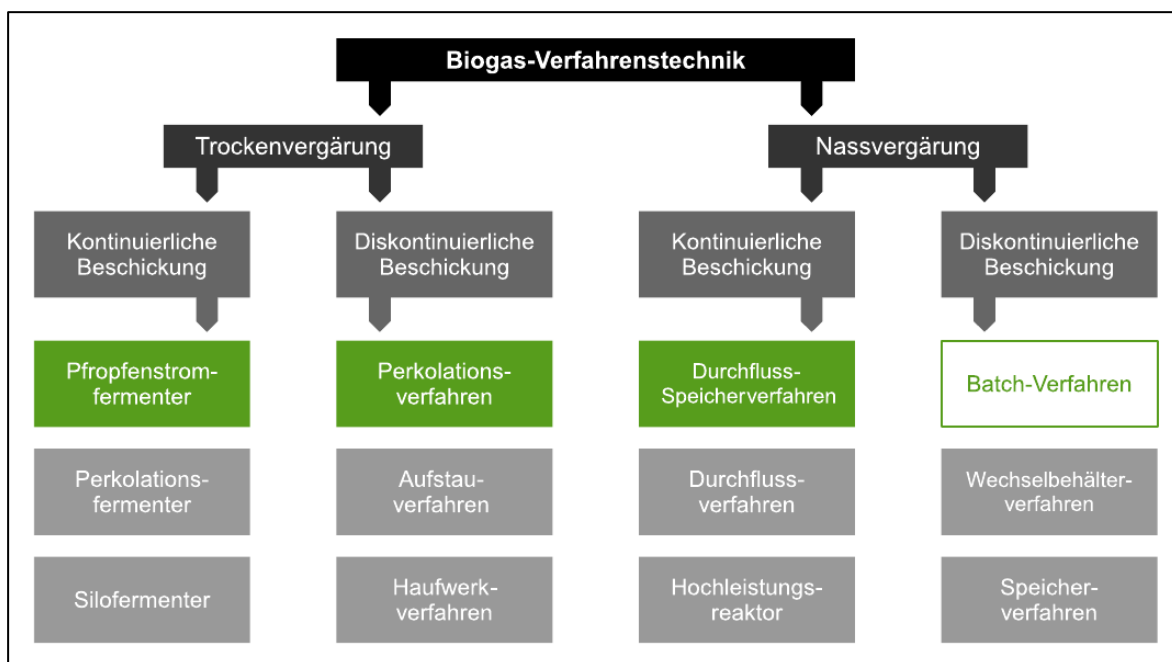


Abbildung 2.1: Biogas-Verfahren im Überblick

Weitere Betrachtungen im Technologiescreening werden nur für die gängigsten Verfahren getätigt. Dies sind bei der Trockenvergärung der kontinuierliche Pfropfenstromfermenter und das diskontinuierliche Perkolationsverfahren (Garagenfermenter). Im Bereich der Nassvergärung ist insbesondere das kontinuierliche Durchflussspeicherverfahren von Bedeutung, da am weitesten verbreitet ist [28]. Im Folgenden werden für die drei Biogastechniken kurz vorgestellt.

Pfropfenstromfermenter

Das in Abbildung 2.2 dargestellte Verfahren arbeitet mit einem liegenden Fermenter. Durch Haspelrührwerke wird das Substrat als quasikontinuierlicher Pfropfenstrom im Reaktor befördert. Ein Teil des Gärrückstands wird nach einer Feststoffseparierung wieder in den Fermenter eingetragen.

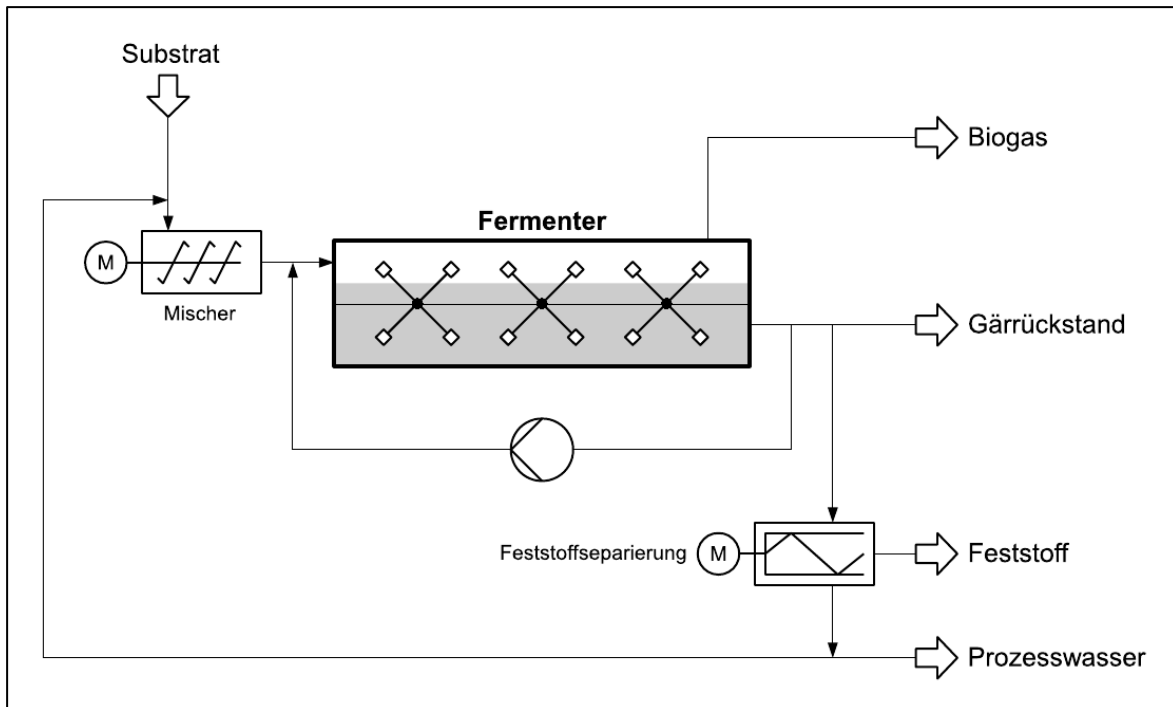


Abbildung 2.2: Verfahrensschaubild vom Pfropfenstromfermenter (eigene Darstellung)

Perkolationsverfahren

In diesem Verfahren (Abbildung 2.3) werden container- oder garagenförmige Boxen mit stapelbarer Biomasse direkt oder in Gitterboxen aufbewahrt beschickt. Die Box wird verschlossen, ggf. unter Luftzufuhr auf Betriebstemperatur erwärmt (Kompostierungsprozess) und nach Verbrauch des Sauerstoffs während dem anaeroben Abbau mit zirkuliertem Perkolat berieselt. Nach mehreren Wochen Verweilzeit wird die Box wieder entleert und neu befüllt. Für eine kontinuierlichere Gasproduktion müssen mindestens vier bis sechs Boxen parallel betrieben und entsprechend zeitversetzt beschickt werden.

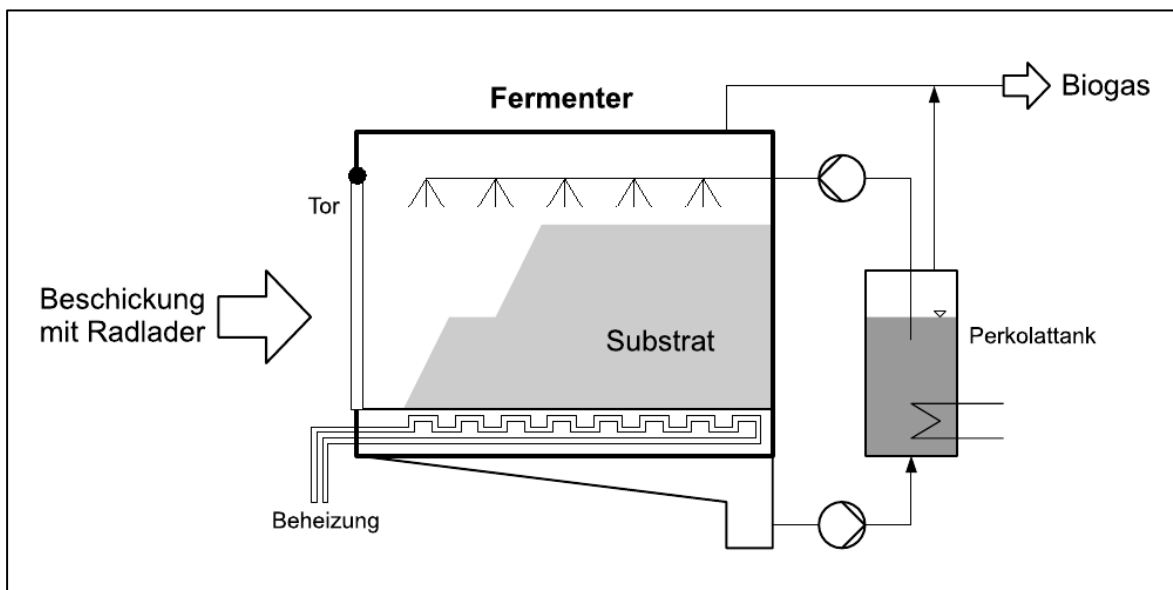


Abbildung 2.3: Schaubild vom Perkolationsverfahren (eigene Darstellung)

Durchfluss-Speicherverfahren

Biogasanlagen nach diesem Prinzip bestehen aus einem Fermenter und Gärrestlager, wobei jeder Behälter abgedeckt ist. Die Beschickung des Fermenters erfolgt mehrmals täglich (flüssiges Substrat aus der Vorgrube, aufbereitetes Substrat über eine Dosierstation), sodass der Prozess quasikontinuierlich abläuft. Das verdrängte Volumen wird über den Überlauf ausgeglichen und fließt in den nachgeschalteten Gärrestbehälter. Somit fungiert dieser als Speicheranlage. Eine Entnahme von Gärrest erfolgt nur diskontinuierlich (wenige Male im Jahr).

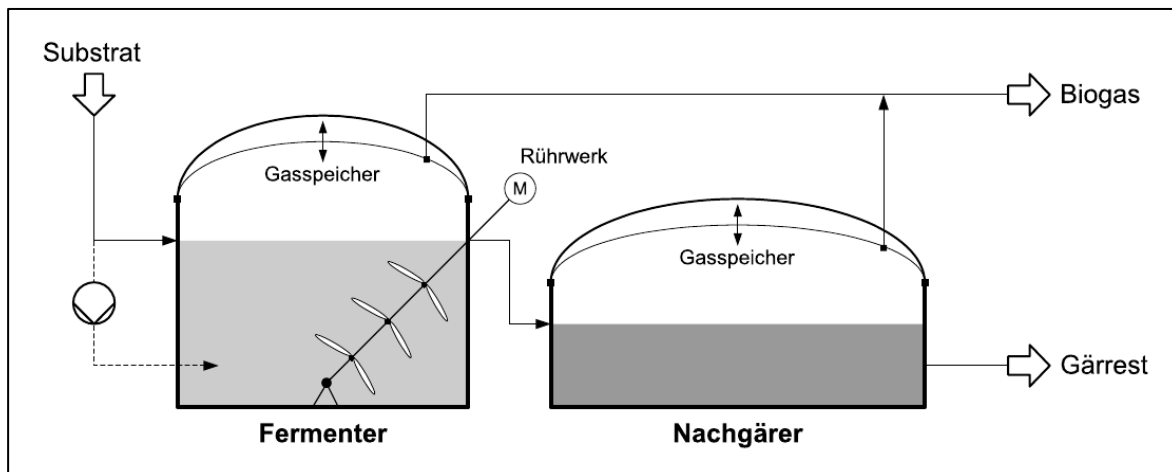


Abbildung 2.4: Schaubild vom Durchfluss-Speicherverfahren (eigene Darstellung)

2.2 Synthetisch erzeugtes Biogas (SNG)

Aus holzartige, schwer fermentierbare Biomasse kann mittels Vergasung synthetisches Biogas (SNG) erzeugt werden. Hierdurch erzeugtes Synthesegas, welches vorrangig aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff besteht, wird im Anschluss methanisiert, um den Methananteil im Gas zu erhöhen. Das nach der Methanisierung vorliegende hauptsächlich aus CH_4 und CO_2 bestehende Gemisch (Roh-SNG) kann durch Abtrennung von CO_2 weiter aufbereitet und schließlich in das Erdgasnetz eingespeist werden. In Abbildung 2.5 sind die zur SNG-Erzeugung aus Biomasse erforderlichen Prozessstufen dargestellt, welche sich in Abhängigkeit vom Produktgas entweder der Synthesegas- oder der Methanherzeugung zuordnen lassen.

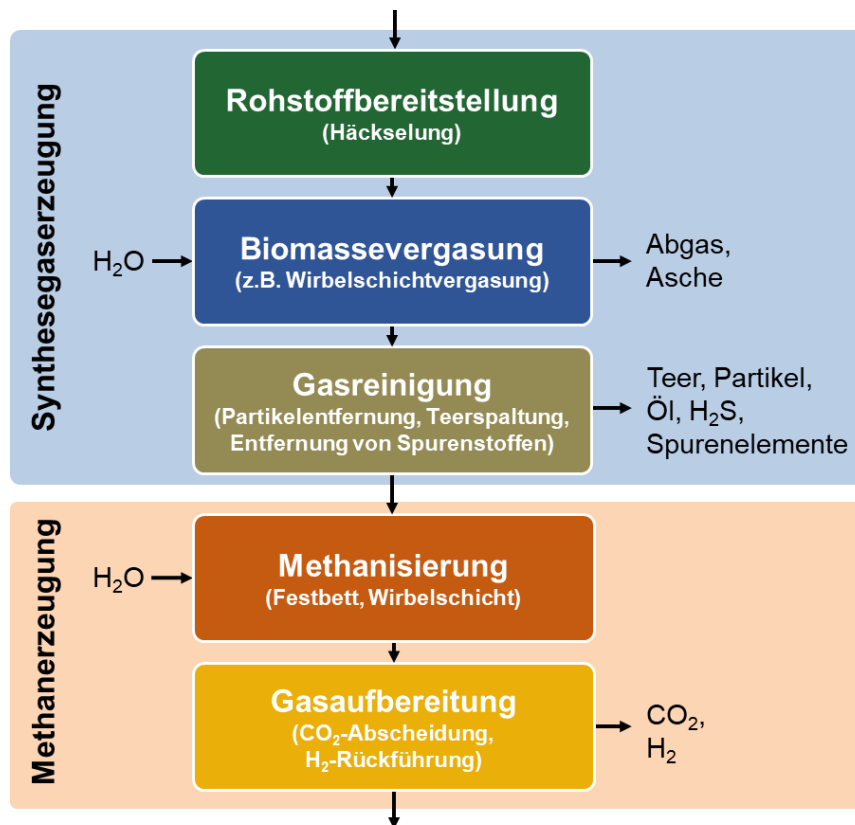


Abbildung 2.5: Prozessstufen zur Erzeugung von SNG (nach [29])

Hintergrund für diese Verfahrensweise ist, dass die Umwandlung von ligninreicher Biomasse wie beispielsweise Holz in energiereiches Brenngas nicht fermentativ erfolgen kann. Lignin kann allerdings bei hohen Temperaturen in gasförmige Stoffe zersetzt werden. Die sog. Vergasung ist eine Möglichkeit diese Substrate aufzuschließen und umzuwandeln. Da die thermochemischen Vergasungsreaktionen in Summe endotherm sind, muss dem Vergasungsprozess Wärme zugeführt werden. Die benötigte Reaktionswärme kann dabei über Teilverbrennung des Brennstoffes (autotherme Vergasung) oder über Wärmezufuhr von außen (aliotherme Vergasung) bereitgestellt werden. Die Vergasung besteht aus den Umwandlungsprozessen Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion.

Bei der anschließenden Trocknung wird das im Brennstoff enthaltene Wasser verdampft. Die anschließende Pyrolyse setzt bei Temperaturen von 200 bis 500 °C flüchtige Bestandteile des Brennstoffes frei. Unter Vernachlässigung von Spurenelementen wie Stickstoff oder Schwefel kann Holz vereinfachend mit der Summenformel $\text{CH}_{1,44}\text{O}_{0,44}$ beschrieben werden. Unter Pyrolyse wird die thermochemische Umwandlung unter Luftabschluss verstanden. Dabei entstehen neben Koks (stark kohlenstoffhaltig) zahlreiche z. T. hochmolekulare Reaktionsprodukte. Das Spektrum reicht von kurzkettigen, gasförmigen Kohlenwasserstoffen bis hin zu teerartigen, bei Umgebungstemperatur flüssigen bzw. festen Verbindungen. Als Permanentgase im Pyrolyseprodukt entstehen vorwiegend CO , CO_2 , H_2 und CH_4 . Höhere Kohlenwasserstoffverbindungen, die aus den Cellulose- und Ligninpolymeren infolge der hohen Temperatur abgespalten werden, reagieren untereinander bzw. mit den Permanentgasen zu Verbindungen, die als Teer bzw. Teeröl bezeichnet werden. Sie sollten durch die weiteren Prozessstufen möglichst abgebaut werden. Abbildung 2.6 zeigt einen Ausschnitt der polymeren Ligninstruktur.

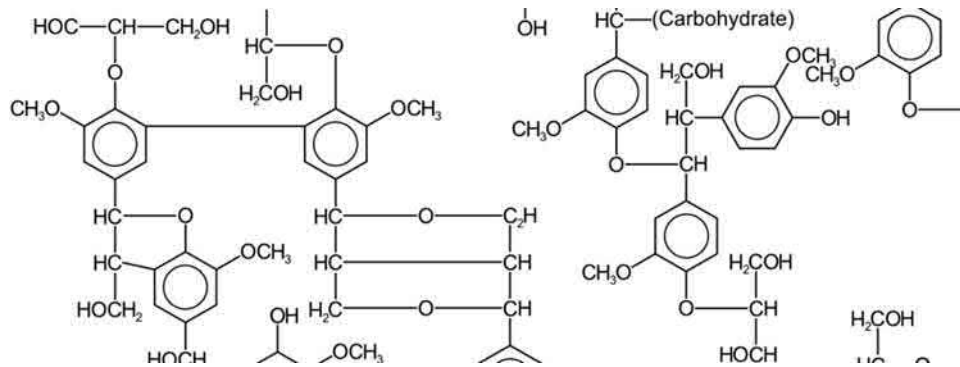
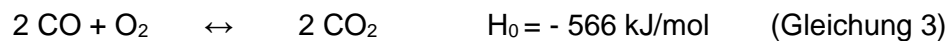


Abbildung 2.6: Ligninaufbau / Ausschnitt nach [30]

In der Oxidationszone wird bei der autothermen Vergasung die für den Prozess notwendige Wärme durch partielle Verbrennung erzeugt (Zugabe von Luft oder Sauerstoff). Hierfür werden Anteile der einzelnen Pyrolysegasfraktionen oxidiert. Die relevanten exothermen Reaktionen zeigen die nachfolgenden Gleichungen.



Neben der partiellen Oxidation laufen auch die zuvor beschriebenen Pyrolyseprozesse weiter ab, wenn diese auf Grund der endlichen Verweilzeit noch nicht abgeschlossen sind. Infolge der Temperaturerhöhung auf bis zu 1.000 °C (lokal bis 2.000 °C) wird auch in dieser Zone die thermische Zersetzung größerer Moleküle begünstigt, sodass die z. B. Teeröle weiter abgebaut werden. Die Dissoziation von Wasserdampf bei hohen Temperaturen (lt. [31] Radikalbildung ab 1.500 °C) beschleunigt ggf. den Abbau hochmolekularer Verbindungen, wie zyklische und ungesättigte und oxidierte Kohlenwasserstoffe (Teerbestandteile).

Ist die Oxidation durch (Luft-)Sauerstoff abgeschlossen, stellt sich in der anschließenden Reduktion die für die nachfolgende Anwendung relevante Zusammensetzung im Produktgas ein. Der Anteil an Teerbestandteilen wird hier aufgrund der katalytischen Wirkung des Pyrolysekokes durch deren Umwandlung in Permanentgase weiter verringert. Letztlich wird auch der Pyrolysekoks in der Reduktionszone zu CO durch sauerstoffhaltige Verbindungen vergast. Im Wesentlichen werden hier Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf reduziert, wodurch sich die Anteile an CO und H₂ im Produktgas erhöhen. Hauptsächlich laufen dabei die Boudouard-Reaktion und die heterogene Wassergasreaktion (siehe nachfolgende Gleichungen) ab.



Ergänzend wird Wasserdampf auch über die homogene Wassergasreaktion (Wasser-Gas-Shift-Reaktion) nach mit CO reduziert.



Eventuell zuvor gebildetes Methan wird mit Wasserdampf bei hohen Temperaturen nahezu vollständig nach zu Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff umgesetzt (Dampfreformierung).



Wird das erzeugte Gas einem Gasmotor zur Energiegewinnung (Elektroenergie und Wärme) zugeführt, wird meist Luft als Vergasungsmittel verwendet. Das anfallende Produktgas besteht dann aus den Hauptkomponenten Stickstoff (N₂), Wasserstoff (H₂), Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Methan (CH₄). Soll das erzeugte Gas hingegen als energiereiches Synthesegas für weitere chemische Umwandlungen fungieren, müssen stickstofffreie Vergasungsmittel eingesetzt werden (Sauerstoff und Dampf bzw. Mischungen). Wasserdampf als Vergasungsmittel führt zu einer höheren Wasserstoffkonzentration im Produktgas. Eine Übersicht zu den wesentlichen Unterschieden der Produktgase in Abhängigkeit vom verwendeten Vergasungsmittel zeigt Tabelle 2.1.

Tabelle 2.1: Brenngaszusammensetzungen aus einer Wirbelschichtvergasung nach [32]

Vergasungsmittel:		Luft	O ₂ /Dampf
Heizwert	MJ/m ³	4 – 6	12 - 14
H ₂	%	11 – 16	35 - 40
CO	%	13 – 18	25 - 30
CO ₂	%	12 – 16	20 - 25
CH ₄	%	3 – 6	9 - 11
N ₂	%	45 – 60	<1

Einteilung der Vergasersysteme

Nach [33] werden Vergasersysteme wie folgt eingeteilt:

- nach Wärmegewinnung und -eintrag
- nach Reaktortyp
- nach Vergasungsmittel

Die Unterteilung der Betriebsweisen kann anhand der Vergasungsmedien sowie die resultierende Synthesegasqualität (N₂- zu H₂-Anteil) erfolgen. Dies ist in Abbildung 2.7 dargestellt.

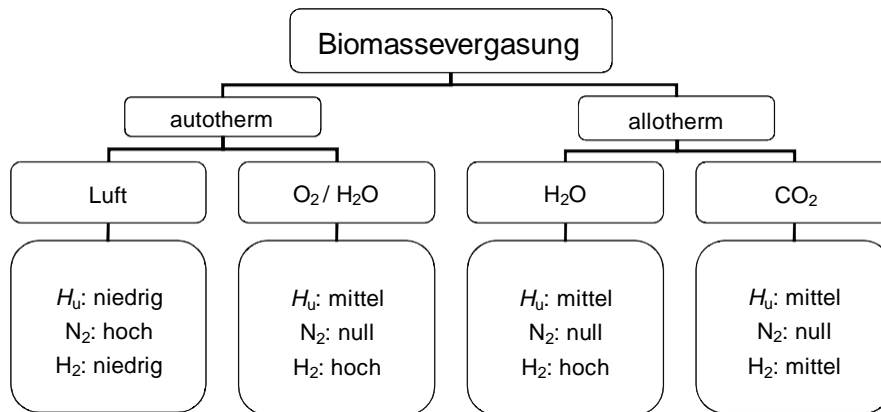


Abbildung 2.7: Vergasungsmedien und Synthesegasqualität bei autothermer und allothermer Biomassevergasung [34].

Beim autothermen Betrieb wird die benötigte Wärme durch partielle Oxidation des Brennstoffes sowie exothermer Vergasungsreaktionen direkt im Vergasungsreaktor erzeugt.

Die Vorteile einer autothermen Vergasung liegen in der effizienten Wärmebereitstellung sowie den geringeren Investitionen, da nur ein Reaktor benötigt wird. Soll das Produktgas Synthesegasqualität haben, darf keine Luft, die einen hohen Stickstoffeintrag bedingt, als Vergasungsmittel (Oxidationsmittel) verwendet werden. Für Vergaser-Leistungsklassen > 100 MW Brennstoffeintrag wäre nach [33] für Produktgas mit Synthesegasqualität eine Luftzerlegungsanlage die wirtschaftlichste Variante der Sauerstoffbereitstellung. Nur für eine motorische Gasanwendung zur Wärme- und Elektroenergiegewinnung kann Luft als Vergasungsmittel bei der autothermen Vergasung verwendet werden.

Die alternative Betriebsweise wird als allotherm bezeichnet. Hierbei wird die benötigte Wärme in einem separaten Reaktor durch Verbrennung eines Produktgasanteils aus der Vergaserstufe erzeugt und über einen Wärmeträger in den Vergaser transportiert. Für den Wärmetransport wird entweder ein zwischen den Reaktoren zirkulierendes Bett oder ein geschlossenes Wärmetauschersystem (z.B. Heatpipes) verwendet. Allotherm betriebene Vergasersysteme produzieren generell zwei Gasströme - zum einen entsteht ein Brenngas im Vergaser und zum anderen entsteht ein Rauchgas aus der Verbrennung. Ein Vorteil der allothermen Vergasung besteht in der Möglichkeit auch mit Luft als Oxidationsmittel für die Verbrennung ein stickstoffarmes Brenngas in Synthesegasqualität zu produzieren. Ein weiterer Vorteil besteht in der vollständigen Kohlenstoffkonversion, da kohlenstoffhaltige Abfallprodukte der Gasreinigung wie Teere in die Verbrennungsstufe zur Wärmerückgewinnung rückgeführt werden können.

Die Reaktortypen lassen sich hinsichtlich der Feststoffführung in zwei Hauptgruppen einteilen. Bei den Festbettvergasern liegt der Feststoff als (fixierte) Schüttung vor und wird von fluiden Phasen durchströmt. Vergaser, bei denen der Feststoff permanent in Bewegung gehalten wird, werden Bewegtbettvergaser genannt. Weitere Unterteilungen sind in Abbildung 2.8 dargestellt.

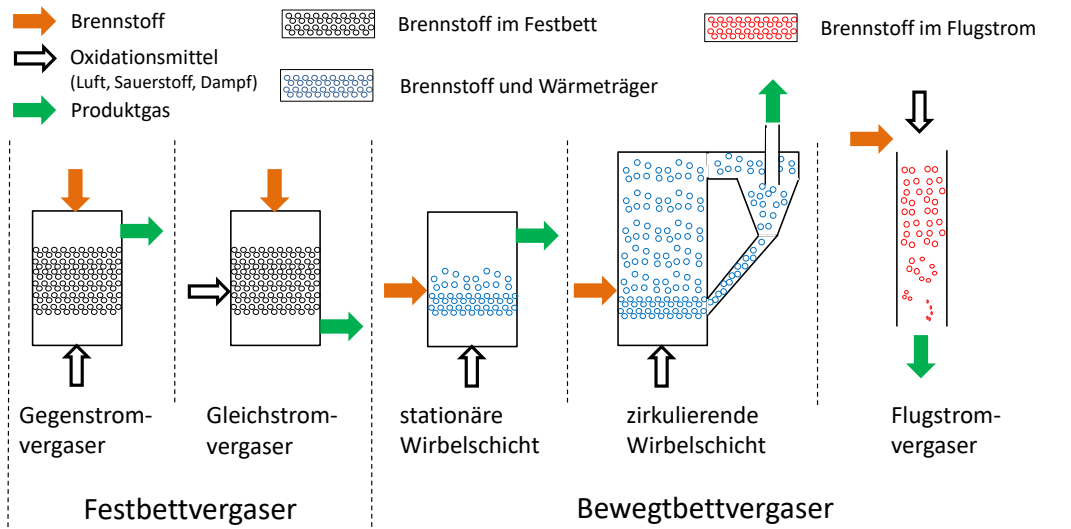


Abbildung 2.8: Einteilung der Vergasersysteme nach dem Reaktortyp

Zur Beurteilung der Effizienz der Vergasung ist der Kaltgaswirkungsgrad als wichtigste Kenngröße zu nennen. Dieser ist definiert als der Energieinhalt vor und nach der Vergasung bei Normbedingungen.

$$\eta_{\text{Kaltgas,NTP}} = \frac{\text{Energieinhalt Produktgas}}{\text{Energieinhalt Biomasse}} = \frac{\dot{m}_{\text{Produkt}} \cdot H_{U,\text{Produkt}}}{\dot{m}_{\text{Biomasse}} \cdot H_{U,\text{Biomasse}}}$$

Nachfolgend ist eine tabellarische Übersicht mit den wichtigsten Kenngrößen der dargestellt.

Tabelle 2.2: Übersicht kommerzieller und sich in Entwicklung befindlicher Vergaserverfahren

	Kommerziell verfügbar			Forschung/Entwicklung				
Anlagengröße	Einsatzstoff	Vergasungs-	Teer-	Verweil-	Betrieb	Druck	Temperatur	
größe	stoff	sungs-	gehalt	zeit		in bar	in °C	
< 10 MW	Fest	Luft/O ₂ , Dampf	hoch	15–30 min	kontinuierlich + batch	1 – 25	750 – 900	Festbett
10 – 100 MW	Fest, Staub 0,5 – 5	Luft/O ₂ , Dampf	mittel	5–50 sec	kontinuierlich	1 – 20	800 – 1.000	Wirbel- schicht
100 – 1.000 MW	Fest, Staub < 0,5 mm	O ₂ , Dampf	gering	1–10 sec	kontinuierlich	1 – 80	1.200 – 1.600	Flug- strom
-	Nasse BM	Überkri- tisches Wasser	gering	-	-	> 220	400 – 700	HTG
Integrierbar in andere VG	auch Schad- stoffe	Lichtbo- gen	gering	< 1 sec	kontinuierlich	-	1.000 – 10.000	Plasma- verga- sung

2.3 Gase aus Power-to-Gas-Anlagen (Wasserstofferzeugung, biolog./chem. Methanisierung)

Elektrischer Strom lässt sich mittels Power-to-Gas-Anlagen in Wasserstoff überführen. Hierdurch ist eine langfristige und großskalige Speicherung und Nutzung im Erdgasnetz möglich. Sektorübergreifend kann so das Stromnetz entlastet sowie weitere erneuerbare Energien in das Erdgasnetz integriert werden.

2.3.1 Elektrolyse

Die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse von Wasser ist eine bekannte Technologie, deren verfahrenstechnische Umsetzung sich über die Jahre stark verändert hat und sich weiterhin in der Entwicklung befindet. Im Folgenden werden die drei verbreitetsten und vielversprechendsten Technologien vorgestellt:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)
- Hochtemperatur-Elektrolyse (engl.: Solid Oxide Electrolyzer Cell, SOEC)

Die Spaltung von Wasser läuft durch zwei Teilreaktionen ab. Wasserstoff wird an der Kathode, Sauerstoff an der Anode gebildet [35]. Eine Zusammenfassung der Halbzellenreaktionen und Ladungsträgern der drei Arten der Wasserelektrolyse ist in Tabelle 2.3 gegeben.

Tabelle 2.3: Halbzellenreaktionen und Ladungsträger für AEL, PEM-EL und HTEL [36]

Technologie	Kathodenreaktion	Ladungsträger	Anodenreaktion
AEL	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	OH^-	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
PEM-EL	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	H^+	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
HTEL	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	O^{2-}	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$

2.3.1.1 Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist eine ausgereifte, sichere und zuverlässige Technologie. Dieses Verfahren ist seit über 100 Jahren im kommerziellen Einsatz. Bei der AEL sind die zwei Elektroden mittels einer gasdichten Membrane geteilt. Die Elektroden sind in KOH-Lösung (25 – 30 %) getaucht, um die Ionenleitfähigkeit zu erhöhen [35]. Typischerweise liegen die Betriebstemperaturen zwischen 50 °C und 80 °C [36], Verfahren bis 100 °C sind allerdings auch möglich [35]. Hohe Betriebstemperaturen sind vorteilhaft, da mit steigender Temperatur auch der Wirkungsgrad steigt. Jedoch ist dieser Anstieg des Wirkungsgrads nur möglich, wenn wärmebeständige Dichtungen verwendet werden [36].

Der Teillastbetrieb liegt zwischen 20 und 100 %, zudem ist ein Überlastbetrieb bis 150 % möglich [37, 38]. Bei den meisten Systemen wird jedoch ein Überlastbetrieb aus anlagentechnischen Gründen vermieden. Allgemein ist ein dynamischer Betrieb möglich, allerdings limitiert die damit verbundene Temperaturschwankung das Betriebsfenster. Häufiger Betrieb im Teillastbereich sowie viele An- und Abschaltvorgänge wirken sich negativ auf den Wirkungsgrad und die Lebensdauer der AEL aus. Ein Betrieb, wie er bei Power-to-Gas-Verfahren erforderlich

ist, weicht deutlich von den optimalen Bedingungen für AEL-Systeme ab [38, 39]. Die Produktreinheiten für H₂ und O₂ liegen bei bis zu 99,9 Vol.-%, bzw. 99,7 Vol.-% [35]. Die Lebensdauern von AEL-Systemen betragen ungefähr 30 Jahre, wobei alle 7 bis 15 Jahre eine Generalüberholung notwendig ist [36, 37, 40, 41].

Die alkalische Elektrolyse kann entweder atmosphärisch oder unter Druck betrieben werden. Bei Druckbetrieb liegt der Druck zwischen 6 und 30 bar [38, 42]. Bei atmosphärischen Verfahren ist der spezifische Energiebedarf zwischen 4,1 und 4,5 kWh/m³ H₂ (NTP) und bei Druckbetrieb zwischen 4,5 und 5 kWh/m³ H₂ (NTP). Damit beträgt der Wirkungsgrad von der alkalischen Elektrolyse theoretisch bis zu 85 % (bezogen auf den Brennwert) bei atmosphärischem Betrieb und bis zu 78 % bei Druckbetrieb. In der Praxis sind die Wirkungsgrade jedoch noch deutlich geringer und liegen zwischen 43 – 69 % für das Gesamtsystem [43]. Ein Vorteil des Druckbetriebs ist der reduzierte Energiebedarf für die Verdichtung des Wasserstoffs zur Einspeisung/Nutzung sowie eine bessere Regelbarkeit für dynamischen Betrieb und höhere Stromdichten. Ein Nachteil ist die reduzierte Reinheit des Wasserstoffs [38, 40].

Der größte Nachteil der AEL ist der korrosive Charakter des Elektrolyten, weshalb ein hoher Wartungsaufwand notwendig ist. Ein weiterer Nachteil ist die niedrige Stromdichte im Vergleich zur PEM-Elektrolyse [44]. In den letzten Jahren ist die AEL optimiert worden, insbesondere hinsichtlich Wirkungsgrad und Kosten. Die Stromdichten werden erhöht, um die Investition zu verringern. Die Investitionen für große AEL Systeme sind proportional zur Zellenoberfläche. Weiterentwicklungen von Materialien für die Kammern und Elektroden hat die Gesteungskosten bis zu 60 % gesenkt [35].

2.3.1.2 PEM-Elektrolyse

Im Vergleich zur alkalischen-Elektrolyse ist die PEM-Elektrolyse eine relativ neue Technologie. Die ersten kommerziellen PEM-Elektrolyse-Systeme sind im Jahre 1978 auf den Markt gekommen. Momentan sind wegen hohen Investitionskosten und relativ kurzer Lebensdauer nur kleine Systeme verfügbar [35].

Bei der PEM-EL werden keine flüssigen Elektrolyte eingesetzt. Als Elektrolyt wird eine gasdichte Membran eingesetzt, die in der Regel aus Nafion (Dupont) hergestellt wird und dünner als 0,2 mm ist [35]. Im Normalbetrieb liegen die Temperaturen unter 120 °C und der Druck ist unter 30 bar. Es sind aber auch Hochdruckverfahren (> 30 bar) möglich [44]. Der Wasserstoff im Produktgas der PEM-Elektrolyse ist ohne zusätzliche Aufbereitungsprozesse reiner (H₂ 5.0) als bei der alkalischen Elektrolyse. Weiterhin zeichnet sich die PEM-EL durch eine hohe Flexibilität aus. Der Protonentransport durch die Polymermembran reagiert schnell auf Leistungsschwankungen von regenerativen Energiequellen. Der größte Nachteil der PEM-EL ist der hohe Investitionsaufwand, welcher hauptsächlich durch hohe Kosten der Membran und den edelmetallbasierten Katalysator verursacht wird. Zusätzlich muss die Kapazität deutlich erhöht werden, um die PEM-Elektrolyse kommerziell zu betreiben [36]. In den nächsten 5 bis 10 Jahren werden PEM-EL Anlagen bis 10 MW (elektrisch) verfügbar sein [45].

PEM Membranen haben eine geringe Gasdurchlässigkeit, wodurch das Risiko zur Bildung brennbarer Mischungen reduziert wird [40].

Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse sind die Hauptvorteile der PEM-Elektrolyse folgende [39]:

- die höhere Reinheit des Wasserstoffs
- schnellerer Kaltstart
- höhere Flexibilität/bessere Leistung mit intermittierender und schwankender Stromquelle
- besseres Verhältnis der Stromdichte zur Zellspannung, deswegen besserer Wirkungsgrad

Im Vergleich zur AEL sind die Hauptnachteile der PEM Elektrolyse folgende:

- erwartete Lebensdauer ist (bisher) geringer
- kleinere maximale Stackgröße

Obwohl die PEM-EL einen besseren Wirkungsgrad und höhere Flexibilität hat, wird derzeit die AEL-EL in mehreren PtG-Anlagen eingesetzt, da sie zu geringeren Kosten und für größere Kapazitäten verfügbar ist [39].

2.3.1.3 Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse ist eine neue, aber sehr vielversprechende Entwicklung. Diese SOEC-Systeme befinden sich deshalb noch im Laborstadium. Das Ziel der HT-Elektrolyse ist die Bereitstellung von Wasserstoff bei verringertem Energiebedarf, wodurch die Stromkosten minimiert werden können. Diese Systeme nutzen Wasserdampf statt flüssigem Wasser. Dies ermöglicht eine signifikante Verringerung des elektrischen Energieverbrauchs für die Elektrolyse [46], da das Wasser mit einer externen Wärmequelle verdampft werden kann. Daher ist die HT-EL ideal für die Kopplung mit exothermen Prozessen (z. B. der katalytischen Methanisierung) geeignet.

Im Normalbetrieb liegt die Betriebstemperatur der SOEC zwischen 600 und 900 °C, aber es sind Betriebstemperaturen bis 1000 °C möglich [35], [40]. Ein wesentlicher Vorteil der HT-Elektrolyse ist, dass das höhere Temperaturniveau einen verbesserten elektrischen Wirkungsgrad (bis 90 %) im Vergleich zur PEM-EL und zur AEL ermöglicht. [35],[40],[39, 47, 48]. Wird die SOEC endotherm betrieben kann die Wärmeenergie des Dampfes genutzt werden, um Wasser zu spalten. Somit sind (je nach Definition) sogar Wirkungsgrade > 100 % möglich.

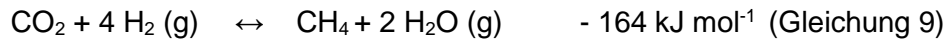
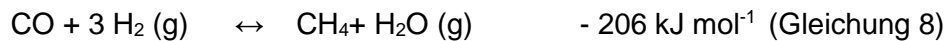
Das am häufigsten verwendete Elektrolytmaterial ist ZrO_2 , welches mit 8 mol-% Y_2O_3 dotiert ist. Bei hohen Temperaturen ist dieses Material gut leitend und hat eine gute thermische und chemische Stabilität [49]. Derzeit sind die größten Herausforderungen der HT-EL der schnelle Materialabbau der Elektroden und die begrenzte Langzeitstabilität [35, 36]. Die HT-EL ist gegen Lastwechsel bisher nicht stabil. Laständerungen führen zu Wärmeverlusten und diese Veränderungen in der Zelltemperatur verursachen Mikrorisse der Zellmembrane, womit die Lebensdauer der Zelle beträchtlich reduziert wird. Somit ist die HT-EL beim aktuellen Entwicklungsstand nicht ideal für die Kopplung mit intermittierenden erneuerbaren Energiequellen [36]. Die Elektroden/Elektrolyten müssen weiterentwickelt werden, so dass sie besser mit den Bedingungen der HT-EL zu Recht kommen [50].

Tabelle 2.4: Übersicht über die drei verschiedenen Typen von Elektrolyseuren

	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Hochtemperatur-Elektrolyse
TRL	9 Kommerziell (Erfahrung seit ca. 100 Jahren)	8 Kleinanlagen (Erfahrung seit ca. 10 Jahren)	6 Labor-Pilot (klein)
Produktion in m ³ /h H ₂	< 750	Bis 350	-
Elektrolyt/Elektroden	Lauge (z. B. 20 -30 % Kalilauge)/mikroporöses Diaphragma	Feste Polymermembran (Nafion) Elektrolyt	ZrO ₂ -Keramik als Elektrolyt
Zellentemperaturbereich	40 - 90 °C	50 – 100 °C	700 – 1000 °C
Stromdichte	0,2 – 0,4 A/m ²	0,6 – 2,0 A/m ²	0,3 – 1,0 A/cm ²
Zellenspannungen	1,8 – 2,4 V	1,8 – 2,2 V	0,95 – 1,3 V
Systemstromverbrauch Gesamtsystem	4,5 – 6 kWh/m ³ (H ₂)	4,5 – 8 kWh/m ³ (H ₂)	3 – 4,5 kWh/m ³ (H ₂)
Systemstromverbrauch (Potential)	4,3 – 5,7 kWh/m ³ (H ₂)	4,1 – 4,8 kWh/m ³ (H ₂)	-
Wirkungsgrad Gesamtsystem (aktuell)	43 - 69 %	< 75 %	< 83 % (elektr.)
Wirkungsgradpotenzial (zukünftig)	Bis zu 74 %	Bis zu 79 %	90 % [> 100 % (Stack bei endothermem Betrieb*)]
Betriebsweise	Bevorzugt Nennbetrieb, Reduzierung bis auf 20 % Last möglich, Überlastbetrieb möglich	Dynamische Anpassung möglich, Teil- und Überlastbetrieb möglich	
Gasreinheit	Volllast: > 99,9 % H ₂ Teillast: > 99,5 % H ₂	Volllast : > 99,99 % H ₂ Teillast : > 99,99 % H ₂	-
Kaltstartdauer	Stunden	< 10 Minuten	Stunden
Vorteile	Kosten (gegenwärtig), Druck bis 30 bar möglich (2013), (herstellerspezifisch auch bis 100 bar), lange Lebensdauer bei Nennbetrieb	Keine korrosiven Einsatzstoffe, hohe Stromdichten, > 30 bar möglich, Dynamik	Bereitstellung eines Teils der notwendigen Reaktionsenthalpie durch Wärme
Nachteile	Niedrige Stromdichte (vgl. PEM-EL), Wartungsaufwand	Teuer, derzeit nur in kleinen Leistungsbereichen verfügbar	Materialdegradation, Fluktuationen, nur Labormaßstab
Verfügbarkeit (Dauerbetrieb)	Ca. 25 a (50.000 h)	10 – 20 a (20.000-35.000 h)	Keine Erfahrungen
Dynamischer Betrieb	Möglich, macht aber Probleme	Möglich, besser als AEL	kaum möglich
Überholung	Stack: 8 - 10 a	Stack/Pumpen: 5 -10 a Automatisierungstechnik: 10 - 15 a	Stack: 3 a
Investitionskosten (2020)	400 – 900 €/kW	300 – 1.300 €/kW	400 – 1.000 €/kW

2.3.2 Methanisierung

Die Methanisierung ist ein stark exothermer, heterogen-katalysierter Hydrierungsprozess, der durch zwei Methanisierungsreaktionen (siehe nachfolgende Gleichungen) sowie die WGS beschrieben werden kann. Die Reaktion wird in großtechnischen Anwendungen mit Hilfe von geträgerten Nickelkatalysatoren durchgeführt.



Aufgrund der starken Exothermie der Methanisierung muss Wärme aus der Prozess abgeführt werden, um hohe Umsätze erzielen zu können, da sich ansonsten der thermodynamische Gleichgewichtszustand einstellt. Bei Temperaturen von 200 – 250 °C nähert sich die Gaszusammensetzung dem Vollumsatz von CO bzw. CO₂ an. In diesem Bereich spielt der Reaktionsdruck lediglich eine marginale Rolle. Im höheren Temperaturbereich kann durch eine Erhöhung des Drucks im Reaktor das Gleichgewicht jedoch auf die Produktseite verschoben werden. Steigen die Temperaturen, so wird auch der Einfluss der Wasser-Gas-Shift-Reaktion größer, da diese nur schwach exotherm ist. Ist wie bei der SNG-Herstellung ein hoher Methananteil gefordert, müssen hohe Umsätze bei niedrigen Gleichgewichtstemperaturen erreicht werden. Dennoch ist es erforderlich, dass eine schnelle Reaktionskinetik ermöglicht wird und eine akzeptable Desaktivierungsrate für eine gute Langzeitstabilität des Katalysators sorgt. Neben thermochemischen Verfahren können Methanisierungsreaktionen auch in Bio-Reaktoren durchgeführt werden. Die verschiedenen Reaktortypen sind in Abbildung 2.9 dargestellt:

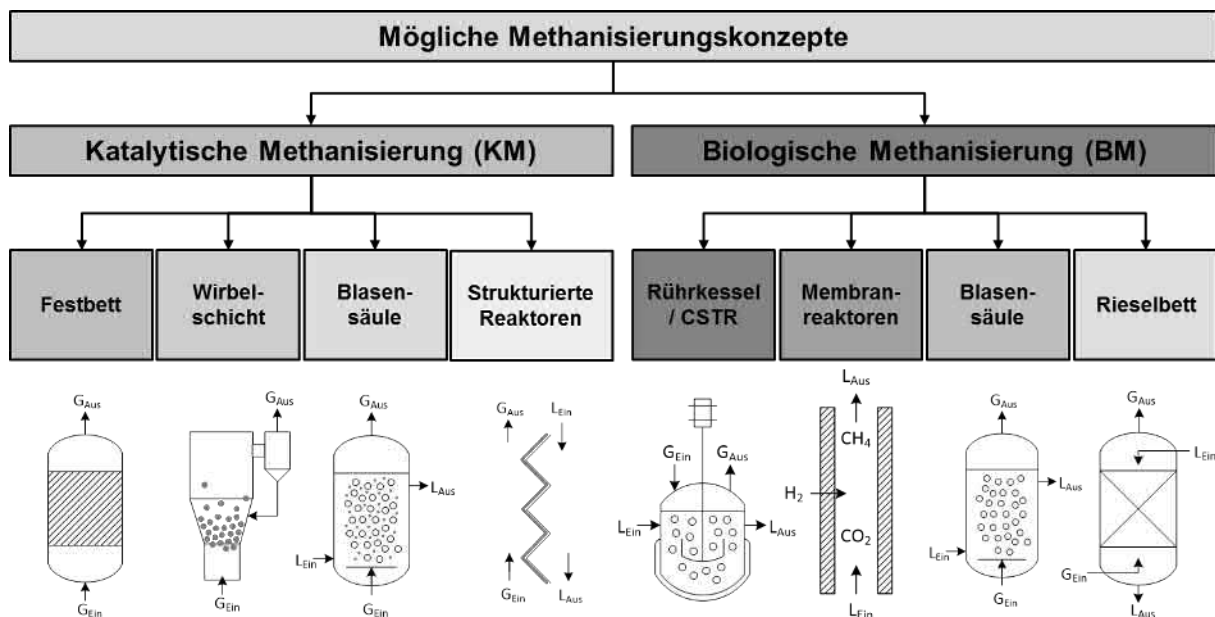


Abbildung 2.9: Einteilung verschiedener Methanisierungsreaktoren

2.3.2.1 Festbettreaktoren

Festbettreaktoren stellen bislang den Stand der Technik dar und finden als adiabate Reaktoren mit Zwischenkühlung bei SNG-Produktion aus Kohle Anwendung oder werden als gekühlte Reaktoren für dezentrale PtG-Prozesse verwendet [51–54].

Bei der adiabaten Fahrweise sorgt die Reaktionswärme für eine Aufheizung des Reaktionsgases, welches zwischen den Reaktoren gekühlt werden muss. Dies ist zum einen erforderlich, da die Methanisierung bei hohen Temperaturen durch das thermodynamische Gleichgewicht gehemmt ist und zum anderen, weil Katalysatoren aufgrund thermischer Desaktivierung nur in gewissen Prozessbereichen betrieben werden können. Die sehr hohen Temperaturen von bis

zu 750 °C stellen auch hohe Ansprüche an die vorgeschaltete Gasreinigung. Alkane und Alkene müssen beispielsweise abgetrennt werden, da sie ansonsten zur Verkokung des Katalysators führen können [55]. Eine Begrenzung der Reaktortemperatur, vor allem in der ersten Stufe, erfolgt entweder durch Produktgasrückführung oder durch Verdünnung des Reaktionsgases. Zur Verdünnung eignet sich zum einen Wasserdampf, welcher nach dem Reaktor auskondensiert werden kann. Da Wasser ein Reaktionsprodukt ist, wird allerdings auch das Gleichgewicht auf die Eduktseite verschoben. Je nach Katalysator kann auch die Kinetik gehemmt werden. Möglich ist auch eines der Edukte im Überschuss zuzuführen, welches zusätzlich Reaktionswärme aufnimmt.

Eine weitere Möglichkeit ist es, eines der Edukte gestuft zuzugeben. Liegt Wasserstoff im Überschuss vor, sorgt die hohe molare Wärmekapazität für eine moderate Temperaturerhöhung im Reaktionsgas [56]. Außerdem wird durch eine nicht stöchiometrische Mischung der Umsatz limitiert. Es kann auch CO₂ im Überschuss, beispielsweise durch einen Recycle, hinzugeführt und nach dem Reaktor mittels Sauergaswäsche abgetrennt werden. Dies wird beim ECN in den Niederlanden sowie beim GoBiGas-Projekt in Schweden angewandt [57, 58].

Festbettreaktoren können in Form von Rohrbündelreaktoren auch mit gekühltem Mantel ausgeführt werden. Hierdurch können bei passender Dimensionierung Temperaturspitzen im Katalysatorbett vermieden werden. Durch die geringere Gasaustrittstemperatur können pro Reaktor höhere Umsätze erzielt werden. Umgesetzt wurde ein solches Konzept bei der Power-to-Gas-Anlage in Werlte [59].

2.3.2.2 Strukturierte Reaktoren

Strukturierte Reaktoren können als Sonderform der gekühlten Festbettreaktoren gesehen werden. Der Wärmetransport wird durch Trägermaterialien gezielt gestärkt, um die Reaktionswärme optimal abführen zu können. Zu nennen sind hier beispielsweise Wabenreaktoren, bei welchen eine metallische oder keramische Trägerstruktur mit katalytisch aktivem Material beschichtet wird [60] und die Wabenkörper über einen Doppelmantel mit Öl oder Siedewasser gekühlt werden. Je nach Dimension der Apparate wird auch von Mikroreaktoren gesprochen, welche sich durch ein besonders hohes von Oberfläche zu Volumen auszeichnen [61]. Strukturierte Reaktoren sind aufgrund ihres eher komplexen Aufbaus vornehmlich für kleine bis mittlere Anlagengrößen geeignet.

2.3.2.3 Wirbelschicht-Reaktoren

Wirbelschicht-Reaktoren sind ebenfalls zweiphasige Reaktoren, bei denen der Katalysator in Form eines Wirbelbettes vorliegt. Hierdurch soll aufgrund des guten Wärmeüberganges eine nahezu isotherme Reaktortemperatur erreicht werden. Außerdem soll die gute Wärmeabfuhr für eine Toleranz gegenüber ungesättigten Kohlenwasserstoffen sorgen [59]. Ein erheblicher Nachteil von Wirbelbetten ist allerdings die mechanische Belastung der Katalysatorpartikel und der daraus folgenden Zerstörung des Bettmaterials [52].

2.3.2.4 Dreiphasenreaktoren

Bei Dreiphasenreaktoren dient eine Flüssigphase zur Dispergierung der Katalysatorpartikel und sorgt für eine gute Abfuhr der Reaktionswärme. Somit kann der Reaktor nahezu isotherm betrieben werden [51]. Die Kühlung erfolgt durch einen internen Wärmeübertrager oder über eine externe Zirkulation der Flüssigkeit. Ein weiterer Vorteil dieses Verfahrens ist die Möglichkeit einen Katalysator-make-up während des Betriebes zu realisieren. Darüber hinaus ist bei

der Realisierung als Blasensäule die Fertigung des Reaktors vergleichsweise einfach. Die Auslegung gestaltet sich aufgrund der komplexen Hydrodynamik jedoch schwierig [62].

2.3.2.5 Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist die enzymatische Umsetzung von H_2 und CO oder CO_2 durch Mikroorganismen. Wohingegen die Umsetzung von CO bislang nur im Labormaßstab untersucht wird [63], existieren schon mehrere Pilotprojekte zur biologischen CO_2 -Methanisierung. Diese findet vor allem im Biogasbereich Anwendung. Hier kann entweder direkt im Fermenter in-situ oder in nachgeschalteten Reaktoren ex-situ methanisiert werden. Der Abbau der gasförmig in den Prozess eingebrachten Edukte H_2 und CO_2 durch Mikroorganismen läuft in einer wässrigen Phase bei Temperaturen von bis zu 70 °C ab und wird momentan bei Drücken von bis zu 10 bar realisiert. Damit liegen die Anforderungen an die Prozessbedingungen deutlich unter denen der chemisch-katalytischen Methanisierung. Jedoch sind auch die spezifischen Umsätze geringer. Einige Unternehmen haben in den letzten Jahren verschiedene Reaktorkonzepte an Pilotanlagen getestet. Die Electrochaea GmbH betreibt in Kopenhagen, Dänemark, einen Blasensäulenreaktor der durch ein zusätzliches Rührwerk (multi stage stirrer) schnelleren Stofftransport ermöglicht. Bei der Viessmann GmbH wird ein Rührkesselreaktor mit einem Flüssigkeitsvolumen von $V_R = 3\text{ m}^3$ betrieben und das PFI, Deutschland betreibt zwei Rieselbettreaktoren und erfüllt mit dem Produktgas die Kriterien für die Einspeisung ins Gasnetz. Ebenso wird am DBI ein Blasensäulenreaktor betrieben.

Tabelle 2.5: Typische Spezifikationen von verschiedenen Methanisierungsreaktoren

	Adiabates Festbett	Gekühltes Festbett	Mikro-reaktor	Wirbelschicht	3PM-Reaktor	biologisch
Betriebsbedingungen	Adiabat	Polytrop	Polytrop	~ Isotherm	Isotherm	Isotherm
Reaktorstufen	2-7	1-2	1-2	1-2	1-2	1
Temperatur in °C	250 – 700	250 – 500	250 – 500	300 – 400	300 – 350	< 50 - 70
GHSV in h⁻¹	5.000 – 15.000	4.000	-	2.000 – 4.000	2.000 – 4.000	< 100
SNG-Kapazität	Hoch	Mittel	Klein - Mittel	Mittel	Klein	Klein
TRLⁱ	9	7	4 – 5	7	4 – 5	7

3 Methodik zur Vereinheitlichung und Zusammenführung des Datenbestandes sowie zur Ermittlung des Gesamtpotentials

Zur Ermittlung des Gesamtpotentials ist eine Methodik entwickelt worden, die die Datenbestände von sowohl fermentativem, als auch thermochemisch erzeugtem Biogas berücksichtigt und vereinheitlicht. Im Ergebnis sind die in Abbildung 3.1 dargestellten Substrate zur Ermittlung des Gesamtpotentials verwendet worden.

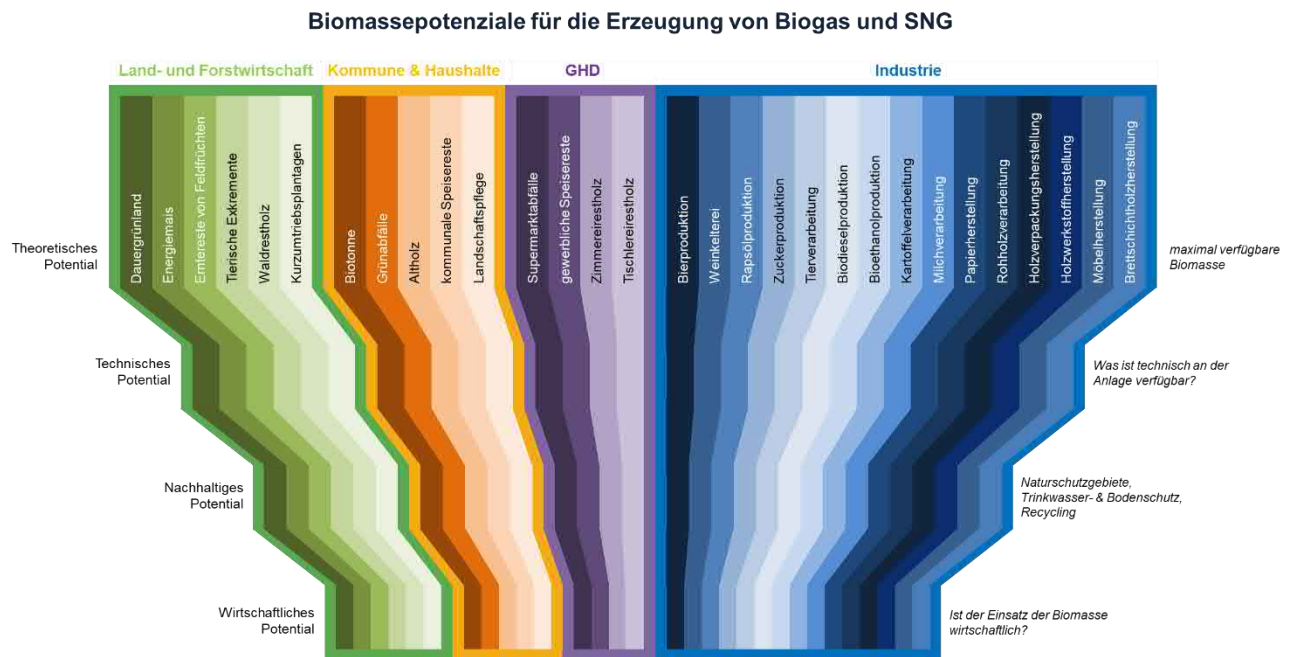


Abbildung 3.1: Schaubild der eingesetzten Substrate für fermentativ erzeugtes Biogas und thermochemische Biogaserzeugung

Für jedes spezifische Substrat konnte eine individuelle Methodik erarbeitet werden, die die zugrundeliegende Datenbasis vereinheitlicht und eine Fortschreibung des Datenbestandes ermöglicht.

Diese abgestufte Potentialermittlung ist für alle Substrate der fermentativen und thermochemischen Erzeugung aufgrund spezifischer Parameter einzeln durchzuführen. Die Abstufung erfolgt nach den in Kapitel 4.1 definierten Potentialbegriffen. Sowohl die Ergebnisse, als auch die Analyse der spezifischen Parameter ergeben sich aus den im nächsten Kapitel getroffenen Annahmen und Berechnungen.

4 Analyse der einzelnen Potentiale (AP 3)

4.1 Begriffe und Definitionen

Die Abgrenzung der unterschiedlichen Potentialbegriffe untereinander ist nicht zwingend präzise und kann auch von anderen Studien abweichen. Um konkrete Aussagen zu den Potentialen machen zu können, ist es notwendig, die Potentialbegriffe zu vergleichen. Die Ausweisung der Potentiale erfolgt in Kubikmeter im Normzustand (m^3 i.N.).

Theoretisches Potential

Das theoretische Potential gibt die maximale Obergrenze für die Bereitstellung an Biomasse, die zur Energieerzeugung genutzt werden kann, an. In industriellen Betrieben ist das die Größe der Produktion. Bei kommunalen/ gewerblichen sowie landwirtschaftlichen Substraten bilden Recherchewerte die Grundlage für das theoretische Potential. Dazu zählen landkreisbasierte Kennwerte aber auch Tierzahlen der Amtlichen Statistiken.

Technisches Potential

Das technische Potential stellt den Anteil des theoretischen Potentials dar, der mit heutigen Restriktionen (zum Beispiel Bergungsrate, Lager-, Entnahme- und Reinigungsverluste) maximal nutzbar ist. In der Beurteilung der industriellen Reststoffe werden meist 8 % Defizite angenommen, die sich aus den genannten Verlusten bestimmen lassen. Bei den landwirtschaftlichen Substraten beinhalten die Restriktionen vorwiegend die Ernte bzw. Lagerung der Erzeugnisse. Solche Minderungen ergeben sich aus bestehenden Erntetechniken und Silierverlusten.

Wirtschaftliches Potential

Das wirtschaftliche Potential ist der Anteil des technischen Potentials, der unter den gültigen Rahmenbedingungen und aus volks- sowie betriebswirtschaftlicher Sicht nutzbar ist. Dabei findet sowohl eine Abschätzung nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2017 als auch die Berücksichtigung einiger Faktoren, die in Absprache mit dem Fachverband Biogas e.V. festgelegt worden, statt. Bei den Substraten kann primär ihr Bezugspreis Auskunft zur Wirtschaftlichkeit geben. Alle Reststoffe, die kostenfrei zur Verfügung stehen, sind per Definition, unter den Rahmenbedingungen des Transportradius, wirtschaftlich einsetzbar. Bei den landwirtschaftlichen Substraten werden Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt. So werden Natur- und Wasserschutzgebiete sowie Nationalparks als landwirtschaftliche Eingrenzungen verstanden und diese Flächen stehen nicht zur Verfügung.

4.2 Analyse fermentativer Biogaserzeugung

4.2.1 Berechnungsgrundlagen

Aus Darstellungs- und Vergleichbarkeitsgründen erfolgt bei der Potentialdarstellung eine Unterscheidung zwischen dem Methangasertrag und dem flächenspezifischen Methangasertrag eines Substrates. Der Methangasertrag kommt dabei vorrangig beim (tabellarischen) Vergleich verschiedener Potentialmengen zum Einsatz, der flächenspezifische Methangasertrag

hingegen vor allem bei der kartographischen Darstellung. Mit Hilfe von Formel 1 kann der Methangasertrag eines Substrates berechnet werden:

Formel 1: Berechnung des Methangasertrags eines Substrates

$$MGE_i = sMGE_i \cdot K_i \cdot PZ_i$$

$sMGE_i$ – spezifischer Methangasertrag eines Substrates in $m^3(CH_4)/t(FM)$

K_i – Kennzahl der Reststoff- bzw. Anfallmenge eines Substrates

PZ_i – Produktionskennzahl/ Recherchewert

Unter Verwendung der Formel ergibt sich das jeweilige Potential. Einige Substrate werden flächenspezifisch (Gemeinde, Landkreis, Bundesland) dargestellt und somit als flächenspezifischer Methangasertrag angegeben. Diese Potentiale lassen sich mit Formel 2 berechnen.

Formel 2: Berechnung des flächenspezifischen Methangasertrags eines Substrates

$$MG_i = \frac{MGE_i}{A}$$

Für diese Berechnung ist der aus Formel 1 berechnete Methangasertrag des Substrates MGE_i , sowie die dazugehörige Fläche nötig. Hiermit können beispielsweise Gemeindeflächenwerte auf die jeweilige Gemeindefläche spezifisch bestimmt werden. Mittels dieser Methodik ist es möglich, Potentiale mit unterschiedlich großen Flächenbezug (z.B. Gemeindefläche) zu vergleichen.

4.2.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeit für den Einsatz eines Substrates ist vom jeweiligen Substratpreis, der möglichen Einnahmen aus dem Biogas (z.B. substratspezifische EEG-Einnahmen) sowie der Verfügbarkeit bzw. dem jeweiligen Transportweg. In der vorliegenden Studie erfolgt deshalb eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit anhand der jeweiligen Bezugskosten unter Annahme einer Verstromung des Biogases und die Modellierung eines maximal wirtschaftlichen Transportradius. Somit kann abgeschätzt werden, welches Substrat überhaupt einen wirtschaftlichen Betrieb in einer Biogasanlage ermöglicht und in welchem Einzugsgebiet das Substrat zur Verfügung steht. Von einer möglichen Wärmenutzung wird bei der Betrachtung abgesehen, da im Fokus die Biomethaneinspeisung steht.

Das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) 2017 brachte für die Betreiber von Erneuerbare Energie-Anlagen einige Änderungen mit sich. So gibt es für eingespeisten Strom ab 2017 im Vergleich zur Vergangenheit keine festen Vergütungssätze. Für Neuanlagen müssen künftige Betreiber am Ausschreibungsverfahren der Bundesnetzagentur teilnehmen. Diese Ausschreibung findet einmal pro Jahr statt und ist auf ein bestimmtes Ausschreibevolumen begrenzt. Für Anlagen, die Strom aus Biomasse einspeisen wollen, liegt das Volumen bei 150 MW für 2017-2019 und danach bei 200 MW pro Jahr [64].

Um die Wirtschaftlichkeit solcher Neuanlagen zu beurteilen, ist es nötig, die Preise für die eingesetzten Substrate zu analysieren. Diese Stoffe nur anhand des Preises zu beurteilen ist kritisch, da einige Substrate kostenlos zur Verfügung stehen, andere wiederum zwar „teuer“ sind, jedoch hohe Potentiale durch einen hohen Methanertrag aufweisen. Für eine Beurteilung

wird deshalb der spezifische Substratpreis mit Hilfe des Preises und der Gas- oder Methanerträge bestimmt (Tabelle 4.1). Über den Methananteil des Substrates lassen sich die beiden Erträge ineinander umrechnen.

Tabelle 4.1: Gasertrag und Methanertrag der Substrate [2, 65, 66]

Substrat	Gasertrag in m³ i.N. / t	Methanertrag in m³ i.N. / tFM
Rindergülle	34,0	18,70
Schweinegülle	20,4	12,24
Geflügelgülle	56,3	36,60
Biomüll	123,0	74,00
Grünschnitt	0,0	105,00
Schlachtreste	0,0	87,60
Kartoffel-/Rübenblatt	88,2	47,98
Straßenbegleitgrün	98,1	52,88
Speise-/Supermarktreste	92,0	55,38
Molke	36,9	18,00
Getreideschlempe	39,0	22,00
Rübenschnitzel	0,0	49,00
Weintrester	0,0	176,00
Kartoffelschalen	67,7	47,00
Grassilage	208,3	100,00
Maissilage	0,0	106,00
Raps- und Maisstroh	187,4	97,64
Biertreber	122,2	70,00
Rohglycerin	250,0	147,00
Rapskuchen	532,6	317,00
Melasse aus Rübenzucker	0,0	229,00

Der spezifische Substratpreis wird mit Hilfe des Methan-Heizwertes von 9,97 kWh pro Norm-Kubikmeter bzw. 36 MJ pro Norm-Kubikmeter berechnet [67]. Für eine bessere Vergleichbarkeit mit klassischen EEG-Biogasanlagen wird zudem der strombezogene Preis in ct/kWh angegeben (Annahme: elektrischen Wirkungsgrade des BHWK = 40 %).

Tabelle 4.2: Substratpreise nach 1) Biogasatlas [2], 2) Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft [68], 3) proplanta [69]

Substrat	Substratpreis		
	Preis € je t	ct / kWh	Strompreis
Rindergülle	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Schweinegülle	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Geflügelgülle	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Biomüll	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Grünschnitt	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Schlachtreste	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Kartoffel-/Rübenblatt	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Straßenbegleitgrün	0,00 ¹⁾	0,00	0,00
Speise-/Supermarktreste	0,00 ²⁾	0,00	0,00
Molke	0,00 ²⁾	0,00	0,00
Getreideschlempe	0,00 ²⁾	0,00	0,00
Rübenschnitzel	1,50 ¹⁾	0,31	0,77
Weintrester	7,14 ¹⁾	0,41	1,02
Kartoffelschalen	4,00 ¹⁾	0,85	2,13
Grassilage	31,00 ²⁾	3,11	7,77
Maissilage	35,00 ²⁾	3,31	8,28
Raps- und Maisstroh	65,00 ²⁾	3,49	8,73
Biertreber	37,00 ²⁾	5,30	13,25
Rohglycerin	80,00 ²⁾	5,46	13,65
Rapskuchen	175,00 ²⁾	5,54	13,84
Melasse aus Rübenzucker	131,00 ³⁾	5,74	14,34

Von der Fachagentur nachwachsender Rohstoffe e.V. (FNR) wurden im Leitfaden Biogas [65] die spezifischen Betriebskosten je Leistungsklasse (75 kW bis 1.000 kW) ermittelt. Hierdurch lassen sich die Betriebs- und Substratkosten mit den möglichen EEG-Einnahmen ins Verhältnis setzen. Unter der Annahme, dass eine Vergütung nach EEG 2017 erfolgt (Annahme max. Vergütung beträgt 15,79 ct/kWh), kann somit dadurch der maximale Substratpreise berechnet werden. Dabei wird angenommen, dass der maximale Gebotswert für Neuanlagen mit 14,88 ct/kWh sowie der 0,91 ct/kWh durch eine Doppelüberbauung der Anlagen zustande kommt. Wie aus nachfolgender Tabelle ersichtlich führen die relativ hohen Betriebskosten bei den Leistungsklassen 75 kW und 150 kW zu die negativen Werte. Die Substrate müssen somit kostenfrei zur Verfügung stehen bzw. die Nutzung dieser weiter vergütet werden (Entsorgungskosten) [70].

Tabelle 4.3: Maximaler Substratpreis (Daten zur Berechnung von FNR) [65]

Elektr. Leistung in kW	Substrat in %		max. Preis Substrat in ct / kWh
	Gülle	NawaRo	
75	80	20	-9,45
150	30	70	-2,13
250	20	80	3,15
250	60	40	2,74
500	20	80	5,75
750	20	80	6,83
1.000	-	100	7,67

Biogaseinspeiseanlagen sind gekennzeichnet durch hohen Leistungen (i.d.R. > 1.000 kW_{el} (äquivalent)), so dass Substratpreise von bis zu 7,67 ct/kWh realistisch sind. Hierbei ist zu beachten, dass dies lediglich eine Abschätzung sein kann, da dies von verschiedenen Faktoren abhängig ist.

Die in Tabelle 4.2 aufgeführten Substrate Getreidestroh, Biertreber, Rohglycerin, Rapskuchen und Melasse aus Rübenzucker sind aufgrund dieses angesetzten Wirtschaftlichkeitskriteriums kritisch zu betrachten, da deren strombezogener Substratpreis deutlich darüber liegt. Hintergrund ist, dass diese Stoffe Verwendung in anderen Industriezweigen finden (z.B. der Futterindustrie (Biertreber) oder Pharmaindustrie (Glycerin)). Somit sind sie für eine Nutzung in Biogasanlagen eher nachrangig. Vor diesen Hintergrund erfolgt eine Abschätzung der möglichen Nutzungspotentiale anhand nachfolgender Tabelle.

Tabelle 4.4: prozentualer Anteil des wirtschaftlichen Potentials ausgewählter Substrate (Werte des Fachverbandes Biogas e.V.) [71]

Substrat	Anteil am wirtschaftlichen Potential
Biertreber	20 %
Rohglycerin	25 %
Rapspresskuchen	10 %
Melasse	57 %

Maissilage und Grassilage werden als wirtschaftlich eingestuft, da diese beiden Substrate in einer akzeptablen Größenordnung von bis zu 20 % Schwankung um den angesetzten maximalen Substratpreise von 7,67 ct/kWh liegen.

Einen weiteren wichtigen Faktor für die Wirtschaftlichkeit des Prozesses spielt der maximal wirtschaftliche Transportweg. Gerade bei den industriellen und kommunalen Reststoffen können teilweise große Transportwege entstehen. Um die Kosten des Betriebes bei der Wirtschaftlichkeit des Substrates zu berücksichtigen, wird der Zusammenhang zwischen der Straßeninfrastruktur und der Substratquelle betrachtet. Der maximale Transportweg hängt von vielen Kriterien ab. Oft ist die Nutzung einer direkten Verkehrsverbindung nicht möglich, da einige Straßen von möglichen Transportfahrzeugen nicht befahren werden dürfen oder es natürliche Begrenzungen, wie Wälder und Flüsse, gibt. Aus diesem Grund ist eine generelle deutschlandweite Aussage, wie groß der Transportweg sein darf, nicht möglich. Um diesen wichtigen Faktor dennoch mit berücksichtigen zu können, wird ein substratspezifischer Transportweg als

Größe eingeführt. Mit diesem ist es möglich, eine Abschätzung durchzuführen, welche jedoch im regionalen Einzelfall stets individuell zu überprüfen ist.

Als Grundlage für die Abschätzung des Transportweges wird das am häufigsten verwendete Substrat für Biogasanlagen genutzt – die Maissilage. Durch die stofflichen und energetischen Vorteile dieses Einsatzstoffes, besitzt die Maissilage aktuell mit 73 % den größten Anteil an der eingesetzten Masse nachwachsender Rohstoffe. Der maximale Transportweg wird für Maissilage mit 15 km angesetzt [2]. Mit Hilfe dieser Festlegung kann eine allgemein gültige Konstante für das entsprechende Einzugsgebiet jedes Substrats berechnet werden. Diese Konstante beschreibt eine Energietransportdichte (ETD), die sich aus dem Verhältnis zwischen spezifischem Methangasertrag (sMGE) und dem Transportradius (R_{\max}) berechnet. Für die Maissilage wird eine Energietransportdichte von $7,07 \text{ m}^3(\text{CH}_4)/\text{t}(\text{FM}) \text{ km}$ ermittelt. Mittels dieser Konstante kann der Transportradius für die restlichen Substrate wie in Formel 3 dargestellt berechnet werden.

Formel 3: Berechnung des Transportradius

$$R_{\max,i} = \frac{\text{sMGE}_i}{\text{ETD}}$$

Eine Übersicht zu den berechneten Transportradien aus Formel 3 ist in Tabelle 4.5 zusammengefasst. Mittels des maximalen Transportradius kann eine wirtschaftliche Abschätzung vorgenommen werden. Ebenfalls wird R_{\max} zu Darstellungszwecken bei Standortdaten verwendet.

Tabelle 4.5: maximaler Transportradius der Substrate in Abhängigkeit ihres Methangasertrags

Wirtschaftszweig	Einsatzsubstrat/Reststoff	sMGE	R_{max,i} in km
Landwirtschaft	Energiepflanzen	106,0	15,00
Tierhaltung	Gülle	17,4	2,46
Schlachthöfe	Schlachtabfälle	87,6	12,40
Weinproduktion	Trester	176,0	24,91
Bierproduktion	Treber	70,0	9,91
Milchproduktion	Molke	18,0	2,55
Zuckerproduktion	Rübenschnitzel	49,0	6,93
Biodieselproduktion	Glycerin	147,0	20,80
Bioethanolproduktion	Schlempe	22,0	3,11
kommunale Einrichtungen	Speisereste	55,4	7,84
Ölproduktion	Rapspresskuchen	317,0	44,86
Kartoffelverarbeitung	Kartoffelschalen	47,0	6,65
Verschiedenes	Biomüll	73,8	10,44
Landschaftspflege	Straßenbegleitgrün	52,9	7,49
Supermärkte	Supermarktreste	55,4	7,84
Zuckerproduktion	Melasse	229,0	32,41
Dauergrünland	Grassilage	100,4	14,21
Biotonne	Biomüll	74,0	10,47
Grünschnitt	Grünschnitt	105,0	14,86
Erntereste	Kartoffelblatt	48,0	6,79
Erntereste	Rübenblatt	48,0	6,79
Erntereste	Rapsstroh	97,6	13,81
Erntereste	Maisstroh	97,6	13,81

4.2.3 Biogaserzeugung mittels industrieller Reststoffe

Im deutschen Industriesektor gibt es eine Vielfalt an Reststoffen, die sich zur Biogasproduktion eignen. Die betrachteten Substrate sind in Abbildung 4.1 dargestellt. Im nachfolgenden wird auf die einzelnen Substrate eingegangen.

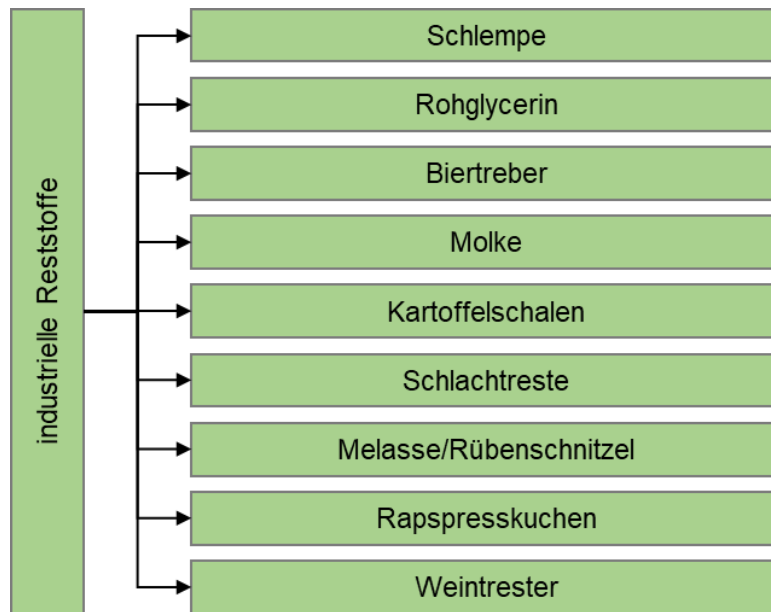


Abbildung 4.1: Übersicht der betrachteten industriellen Reststoffe

4.2.3.1 Bioethanolproduktion

Die Standorte der Bioethanolproduktion sind auf der Website des Bundesverbandes der deutschen Bioethanolproduktion e.V. aufgelistet und wurden davon übernommen. Dabei sind alle sieben in Deutschland befindlichen Standorte sowie eine Forschungsanlage adressgenau ermittelt [72]. Die erfasste Kapazität der Herstellung von Bioethanol liegt bei etwa 800.000 m³/a. In Abbildung 4.2 sind die tatsächlichen Produktionen der letzten Jahre in Deutschland dargestellt. In den letzten Jahren ist die Bioethanolproduktion nahezu konstant geblieben. Die deutschen Anlagen weisen eine Auslastung von über 90 % auf. Als Nebenprodukt fällt Getreideschlempe (Schlempe) an. Die in Deutschland ansässigen Firmen produzierten 2016 insgesamt 738.169 t Bioethanol zur Kraftstoffanwendung [73]. Pro m³ hergestelltem Bioethanol fallen auch 0,16 t der vergärbaren Schlempe an. Diese besitzt eine Methangasertrag von 22 m³/t [65].

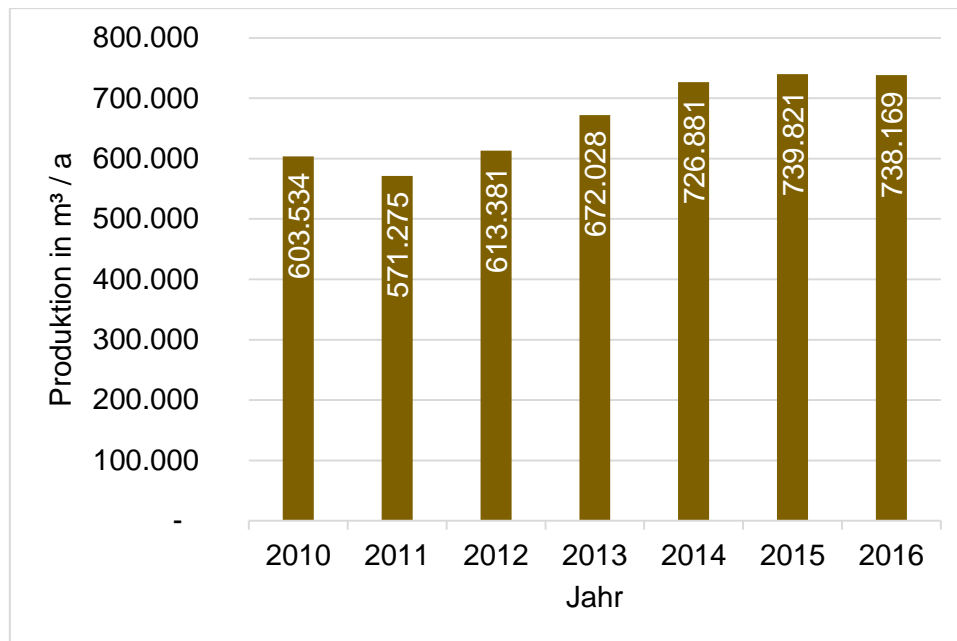


Abbildung 4.2: Bioethanolproduktion in Deutschland von 2010 - 2016 [73]

Bioethanolanlagen sind in Mittel- und Nordostdeutschland zu finden (Abbildung 4.3). Das errechnete theoretische Methangaspotential aus Bioethanol-Schlempe beträgt 3,5 Mio. m³/a. Werden die technischen Verluste (Lager- und Entnahmeverluste, sowie produktionsbedingte Verluste, z.B.: Verluste durch Reinigung) abgezogen ergibt sich ein technisches Methangaspotential von 3,3 Mio. m³/a. Schlempe ist in Biogasanlagen wirtschaftlich einsetzbar. Somit entspricht das wirtschaftliche Potential gleich dem technischen Potential mit 3,3 Mio. m³/a. Der maximal errechnete wirtschaftliche Transportweg des Substrats beträgt 3,11 km.

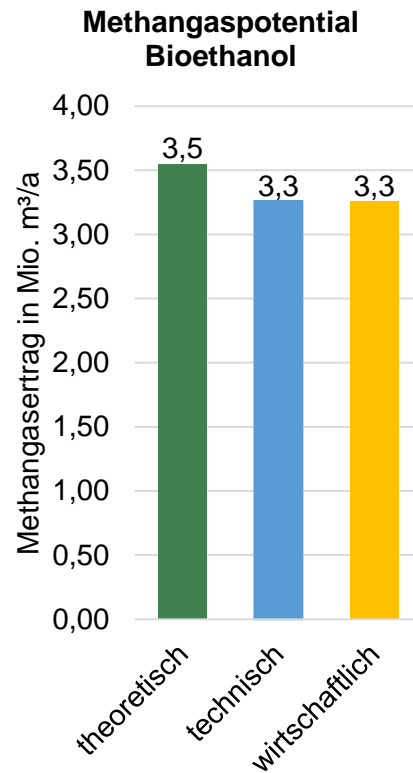


Abbildung 4.3: theoretisches Biogas-Potential aus Getreideschlempe

4.2.3.2 Biodieselproduktion

In Deutschland haben die 27 Standorte eine Produktionskapazität von knapp 4 Mio. t/a. Laut Agentur für erneuerbare Energien gibt es in Deutschland 30 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 3.848.000 t/a [72]. Dies bedeutet, dass nahezu alle bedeutenden Anlagen in der Potentialanalyse integriert wurden. In Abbildung 4.4 sind die Kapazität, die Produktion und der Absatz von Biodiesel in Deutschland zwischen 2010-2016 dargestellt. Im Vergleich zu den Bioethanolanlagen werden die Biodieselanlagen nicht ähnlich stark beansprucht und die Auslastung beträgt nur 80 %. Als Nebenprodukt entsteht bei der Biodieselproduktion Rohglycerin. Davon fallen pro Tonne hergestelltem Biodiesel 100 kg an. Der Methangasgehalt des Rohglycerins beträgt 147 m³/t(FM) [65].

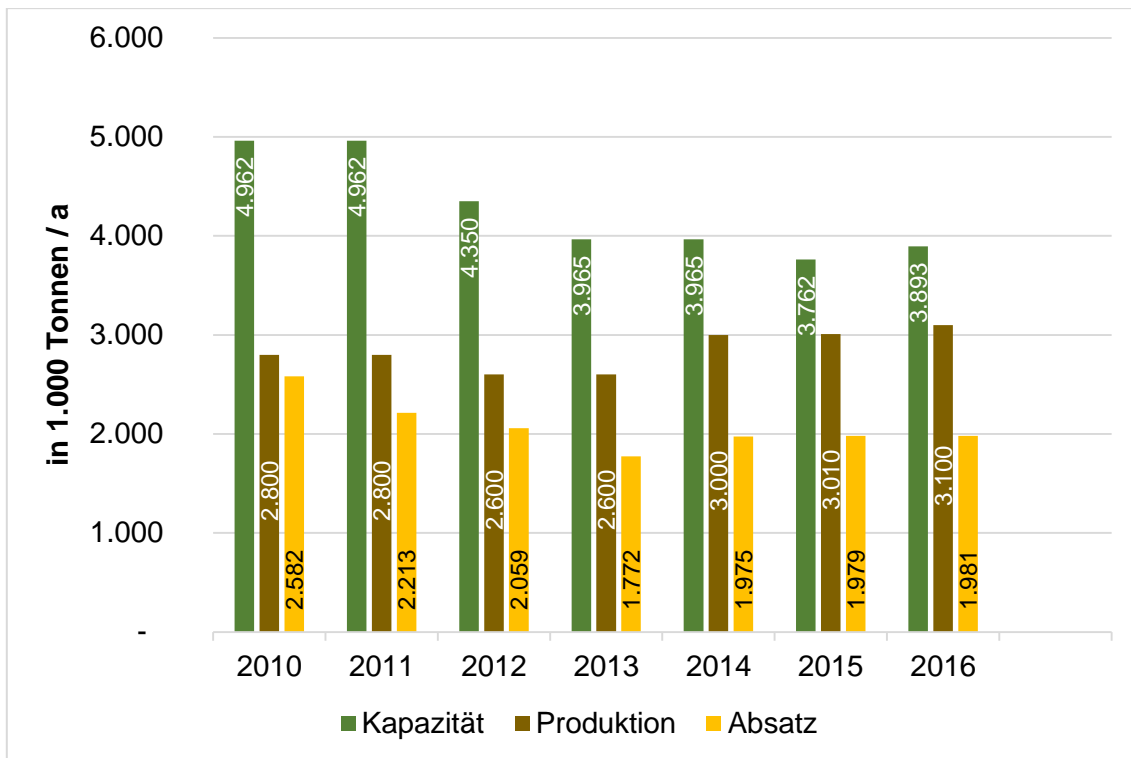


Abbildung 4.4: Biodieselproduktion von 2010-2016 [74]

Die größten Potentiale liegen dabei, wie in Abbildung 4.5 deutlich wird, in Hamburg, Frankfurt am Main und in der Region Leipzig/ Halle. Das errechnete theoretische Methangaspotential aus der Biodieselproduktion beträgt für Deutschland 58 Mio. m³/a. Werden die technischen Verluste (8 %) berücksichtigt ergibt sich ein technisches Methangaspotential mit 53,4 Mio. m³/a. Der Substratpreis für Rohglycerin liegt bei etwa 80 €/t [68]. Da der errechnete spezifische Substratpreis bei 0,54 €/m³(CH₄) liegt, wird Rohglycerin als nicht wirtschaftlich einsetzbar in Biogasanlagen eingestuft. Unter Absprache mit dem Fachverband Biogas e.V. wurden 25 % der Rohglycerinmenge als wirtschaftlich einsetzbar für Biogasanlagen angenommen, da lokale Einflussgrößen bei dieser Einschätzung nicht berücksichtigt wurden. Somit ergibt sich ein wirtschaftliches Methangaspotential in Höhe von 13,3 Mio. m³/a.

theoretischer Methangasertrag in Mio. m³/a

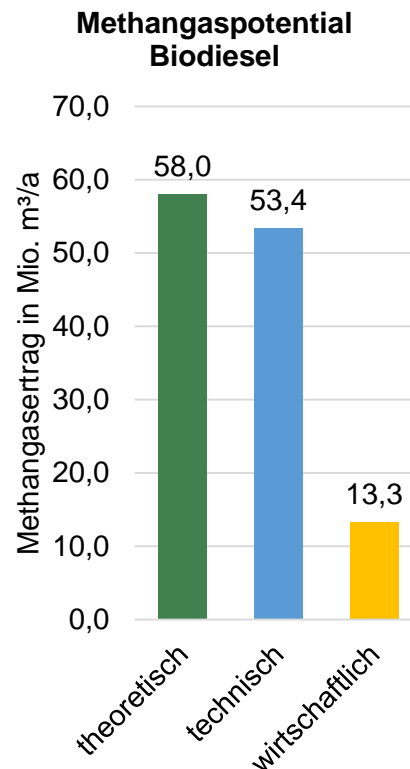
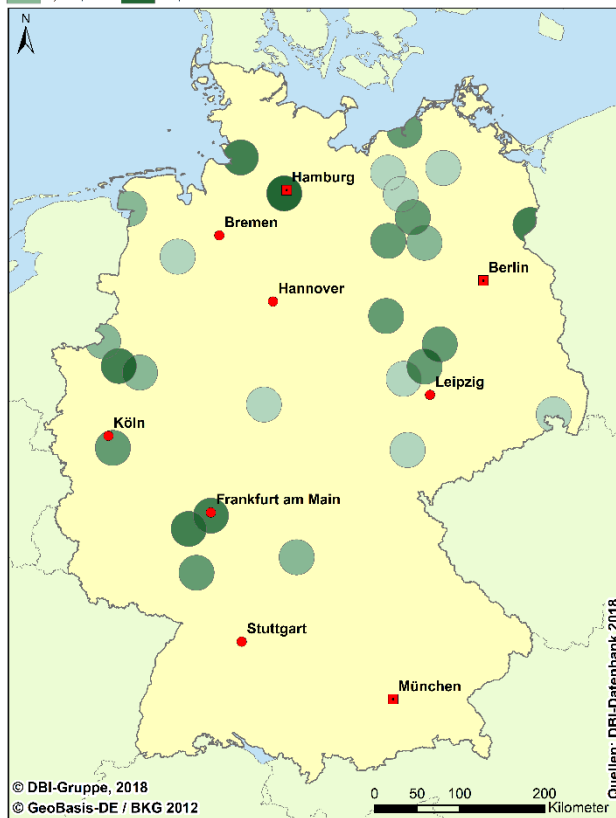
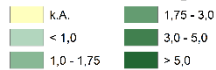


Abbildung 4.5: theoretisches Biogas-Potential aus der Biodieselproduktion

4.2.3.3 Brauereien

In Brauereien fällt bei der Bierproduktion ebenfalls ein verwertbarer Reststoff an – Biertreber. Dieses Substrat eignet sich sehr gut zur Vergärung in Biogasanlagen. Zur standortgenauen Ermittlung der anfallenden Trebermengen werden 53 Großbrauereien in Deutschland erfasst und die dazugehörigen Produktionszahlen recherchiert. Insgesamt gibt es in Deutschland laut dem Deutschen Brauer Bund e.V. etwa 1.400 Brauereien [75]. Ein Großteil dieser Brauereien sind kleinere private Betriebe. Somit sind zwar in der Recherche nur knapp 4 % der Brauereien erfasst, jedoch wird an diesen Standorten ca. 70 % der insgesamt produzierten Biermenge mit 95 Mio. hl hergestellt [75]. Die Datenlage zur Bierproduktion war sehr schwierig zu erfassen, da dies Firmeninterna und somit öffentlich nicht zugänglich sind. Nur für einige Brauerei-Gruppen (z.B.: Radeberger Gruppe) sind Gesamtausstoßmengen zu finden. Diese werden als Grundlage genutzt, um eine Aufteilung auf die jeweiligen Marken vorzunehmen. Die restliche Produktionsmenge wird auf die Bundesländer anhand ihrer spezifischen Produktionszahlen aufgeteilt. In Abbildung 4.6 ist der Bierausstoß sowie der Bierverbrauch in Deutschland dargestellt. Dabei wird deutlich, dass es beim Ausstoß in den letzten sieben Jahren kaum Schwankungen gab, jedoch dazu im Vergleich ein leichter Rückgang im Verbrauch über die Jahre zu beobachten ist. Pro produziertem Liter Bier fallen 0,2 kg Treber mit einem Methangasertrag von 70 m³/t(FM), an [65]. Somit ist es möglich für die Niederlassung eine standortgenaue Ermittlung des Potentials durchzuführen.

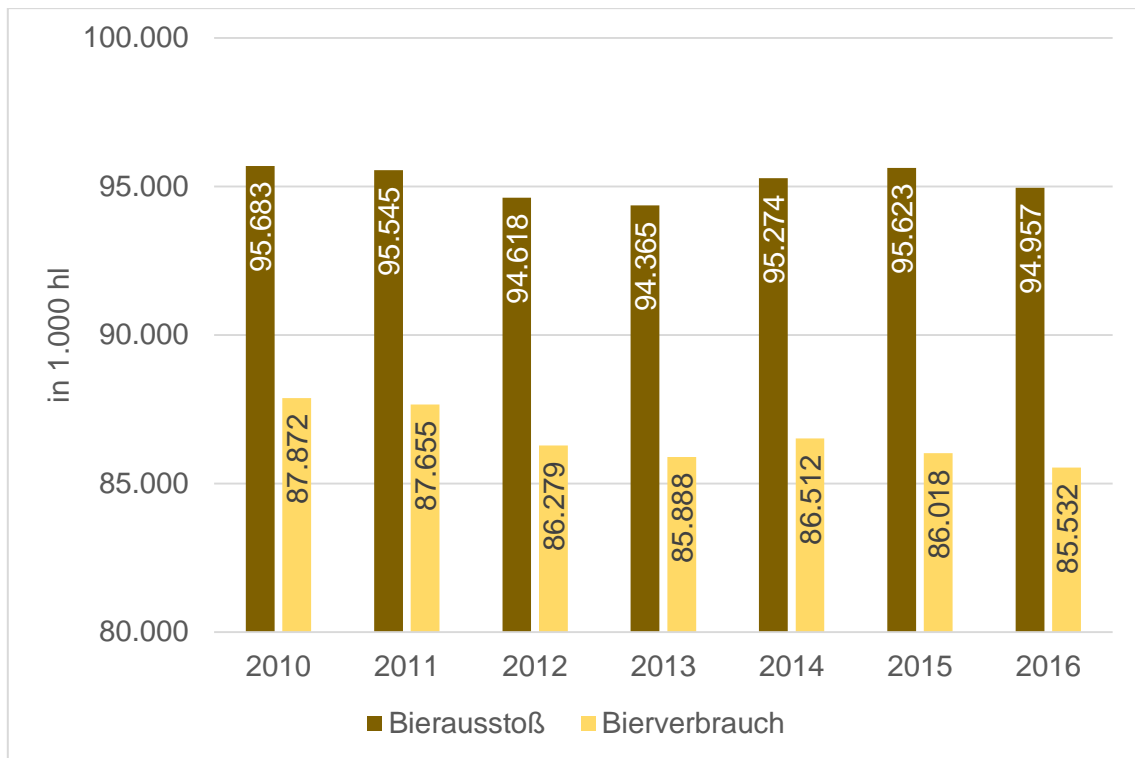


Abbildung 4.6: Bierausstoß und -verbrauch in Deutschland [75]

Die größten Brauereien sind, wie Abbildung 4.7 zeigt, Becks in Bremen und Paulaner (Hacker-Pschorr) in München. Das theoretische Methangaspotential aus Biertreber beträgt 134,2 Mio. m³/a. Werden die technischen Verluste durch Silierung und den möglichen Schimmelbefall berücksichtigt, ergibt sich ein technisches Methangaspotential von ca. 123,4 Mio. m³/a. Biertreber liegt bei einem Substratpreis von 37 €/t [68]. Mit einem spezifischen Substratpreis von 0,53 €/m³ ist es nicht wirtschaftlich dieses Substrat in Biogasanlagen einzusetzen. Treber wird bereits in der Milchviehhaltung als Futtermittel genutzt. Jedoch gibt es auch dafür lokale Unterschiede, weshalb 20 % des Biertreibers als wirtschaftlich einsetzbar charakterisiert wird. Dies entspricht einer Menge von ca. 24,7 Mio. m³/a.

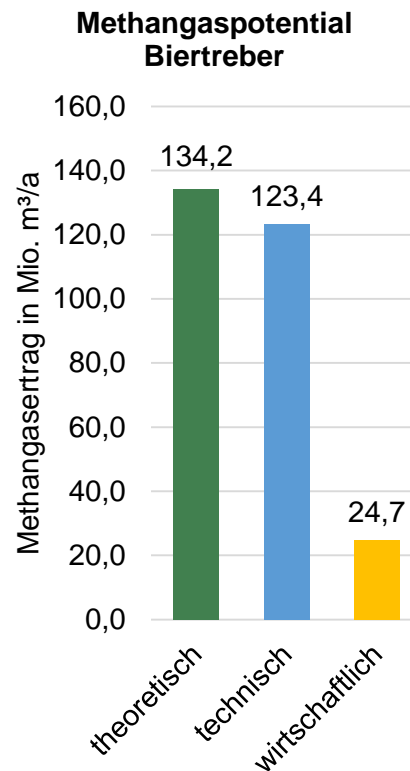


Abbildung 4.7: theoretisches Biogas-Potential aus Biertreber

4.2.3.4 Molkereien

Laut Statista befinden sich in Deutschland 202 Molkereien mit mindestens 20 Mitarbeitern [76]. In dieser Studie werden 1.267 milchverarbeitende Betriebe erfasst, jedoch ohne die Restriktionen hinsichtlich der Mitarbeiterzahlen. Als Quelle dient die „Liste der gemäß Verordnung (EG) Nr.853/2004 zugelassenen Betriebe für den Handel mit Lebensmitteln tierischen Ursprungs in Deutschland (BLtU)“, genauer die Kategorie IX – Rohmilch und Molkereiprodukte [77]. Nach der Aufbereitung und Löschung einiger Betriebe, die offensichtlich keine Verarbeitung von Rohmilch als Aufgabe haben, werden noch 1.089 Betriebe betrachtet. Die verarbeiteten Mengen in den großen Molkereien konnten mittels Recherche bestimmt werden. Für die Betriebe, die bei der Recherche ergebnislos blieben, wird ein durchschnittlicher Wert der Milchverarbeitung angenommen. Dieser ermittelt sich aus der durchschnittlichen Milchleistung je Kuh und der durchschnittlichen Anzahl an Tieren in einem Milchbetrieb. Dies basiert auf der Annahme, dass ein Milchbetrieb genau eine Molkerei beliefert (Hofmolkereien). Dadurch werden ca. 32,8 Mrd. Liter verarbeitete Rohmilch in deutschen Betrieben abgebildet. Dieser Wert ist gut vergleichbar mit der tatsächlichen deutschlandweiten produzierten Milchmenge von 31,3 Mrd. Liter aus dem Jahr 2016. Standortgenau erfasst wurden 85-90 % der Molkereien. Um das Biogaspotential zu berechnen kann nur der Anteil der zu Käse verarbeiteten Milch betrachtet werden, da nur in diesem Fall Molke als Reststoff anfällt. Der Käseanteil bei der Milchverwendung beträgt 44 % und wird für alle Betriebe gleich angewendet [78]. Es fällt bei

der Rohmilchverarbeitung je Liter 1,5 kg Molke inklusive Waschwasser an. Diese besitzt hat einen Methangasertrag von 18 m³/t(FM) [2].

Das theoretische Methangaspotential aus der Milchverarbeitung beträgt 396,7 Mio. m³/a. Werden die technischen Verluste berücksichtigt, ergibt sich ein technisches Methangaspotential von 365 Mio. m³/a. Um das wirtschaftliche Potential bestimmen zu können, muss der Marktpreis der Reststoffe mit einbezogen werden. Da diese nur einen geringen Trockenmassegehalt besitzen, werden die gemischten flüssigen und festen Bestandteile zu einer Weiterverarbeitung transportiert und dort veredelt. Einerseits erfolgt die Aufbereitung zu Futtermittel und Molkepulver, andererseits wird es an Getränkehersteller verkauft. Durch diese Konkurrenz wird die Vergärung zu Biogas wirtschaftlich unattraktiv. Jedoch liegen aktuell keine Daten zum Umfang der Molkenutzung in Deutschland vor. Zudem kann nicht jede Molkerei diese Veredlung am Standort sicherstellen. Aus diesem Grund wurde in dieser Studie das wirtschaftliche Potential gleich dem technischen Potential angesehen. Der maximale Transportradius wird dabei mit 2,55 km angesetzt. In Summe wird somit das wirtschaftliche Methangaspotential mit 365 Mio. m³/a abgeschätzt.

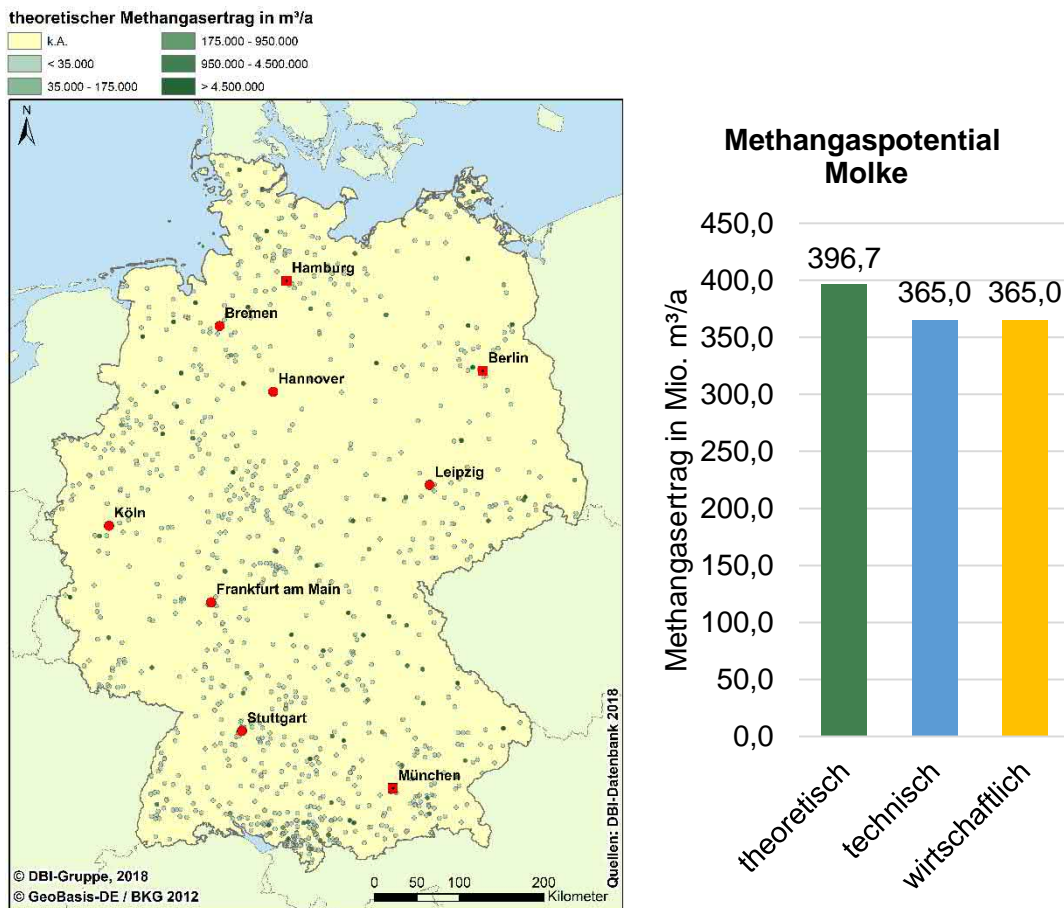


Abbildung 4.8: theoretisches Biogaspotential aus Molke

4.2.3.5 Kartoffelverarbeitung

Bei der industriellen Kartoffelverarbeitung fallen Kartoffelschalen an, die als mögliches Substrat für Biogasanlagen zur Verfügung stehen. Insgesamt sind in Deutschland 29 Standorte

geokodiert, welche entweder Kartoffeln für die Lebensmittelindustrie verarbeiten oder Stärkeprodukte aus der Kartoffel herstellen. Dabei ergab sich eine gesamte Produktionsmenge von 4,6 Mio. t. Bei diesen Produktionsprozessen fallen Schäl- und Putzreste an, die energetisch genutzt werden können. Dabei fallen pro verarbeitetem Kilogramm Kartoffel 0,25 kg Schalen, mit einem Methangasertrag von 47 m³/t(FM) an [65]. Das theoretische Potential für dieses Substrat beträgt damit 54,5 Mio. m³/a. Werden die technischen Verluste mit einbezogen ergibt sich ein technisches Potential von 50,1 Mio. m³/a. Dies entspricht gleichzeitig dem wirtschaftlichen Methangaspotential. Die Kartoffelschalen zählen mit einem spezifischen Substratpreis von 0,11 €/m³ zu den wirtschaftlich einsetzbaren Reststoffen.

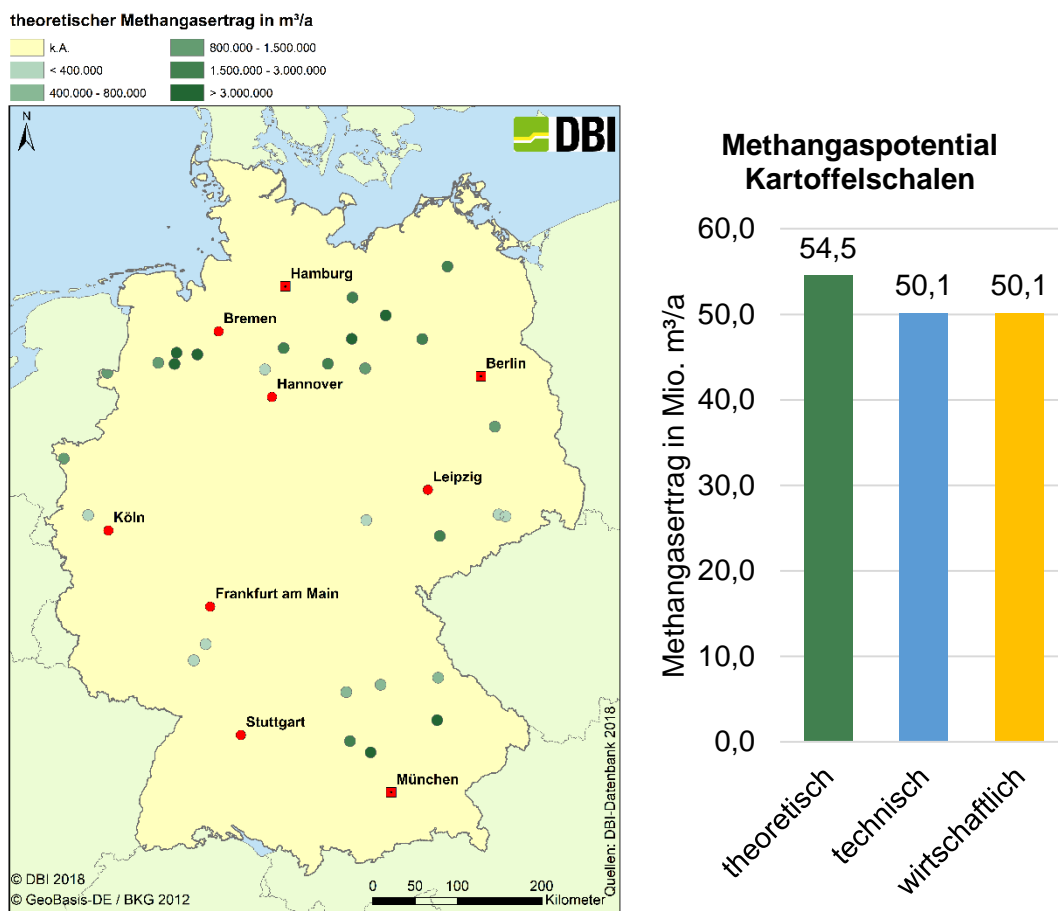


Abbildung 4.9: theoretisches Biogas-Potential aus Kartoffelschalen

4.2.3.6 Schlachtreste

2016 betrug die gesamte Schlachtmenge in Deutschland 8,3 Mio. t. Dabei wurden 3,6 Mio. Rinder/ Kälber, 58,75 Mio. Schweine, 1,08 Mio. Schafe/ Ziegen/ Lämmer, 8.000 Pferde und 690 Mio. Hähnchen (Geflügel) geschlachtet [79]. Neben den gewünschten Endprodukten fallen bei der Schlachtung auch Nebenerzeugnisse an, die nicht als Nahrung verwendet werden können bzw. werden. Das Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz (TierNebG) regelt die Kategorisierung der Nebenprodukte. Demnach dürfen laut „§ 2a Grundsatz für den Umgang mit tierischen Nebenprodukten und Folgeprodukten“ alle Nebenprodukte, die nicht in Kategorie 1 oder 2 des Gesetzes fallen, in Biogasanlagen vergärt werden. Damit die Schlachtreste

möglichst genau abgebildet werden können, werden aktuelle Zahlen zu den Schlachtbetrieben aus dem Jahr 2016 herangezogen [79].

Tabelle 4.6: Anteil der standortgenauen Erfassung der Schlachtreste [Erhebung DBI]

	Rinder	Schweine	Schaf/Lamm/Ziege	Hähnchen (Geflügel)	Pferde
Anzahl geschlachtete Tiere 2016 [79]	3,6 Millionen	58,75 Millionen	1,08 Millionen	690 Millionen	8.000
Erfasst über Standorte der DBI-Datenbank	1,87 Millionen	28,90 Millionen	138.000	183 Millionen	2.000
Anteil in %	52,0 %	49,2 %	12,8 %	26,5 %	25 %

Tabelle 4.6 zeigt, dass die standortgenaue Erfassung der Schlachtmenge über die vorhandene Datenbank der Schlachtbetriebe lückenhaft ist. Bei den Rindern und Schweinen liegt die Erfassung bei etwa 50 % und bei Geflügel bei rund 25 %. Die somit nicht dargestellte Menge wird über die Statistik der Schlachtmenge je Bundesland aufgeteilt. Es werden die Standorte der Betriebe je Bundesland mit ihrer Schlachtmenge aufsummiert und dann die restliche Menge des Bundeslandes als Differenz angegeben. Die vergleichsweise hohe Abdeckung bei den Schlachttieren Schwein und Rind ist für das Ergebnis positiv, weil die anderen Tierarten nicht den massenbezogenen Anteil an der Gesamtschlachtmasse haben, da bei Schwein und Rind größere Schlachtrestmengen anfallen.

Tabelle 4.7: Schlachtgewichte der betrachteten Tierarten [79–83]

Tierart	Schlachtgewicht in kg	Schlachtabfall in % vom Schlachtgewicht	Schlachtabfall in kg
Rind	318	47 %	149,5
Schwein	95	19 %	18,1
Schaf	20	52 %	10,4
Ziege	20	52 %	10,4
Pferd	264	45 %	118,8
Hähnchen	1,5	20 %	0,3
Pute	13	18 %	2,3
Lamm	19	52 %	9,9
Kalb	159	47 %	74,7

Das theoretische Potential berechnet sich aus dem Schlachtabfall (siehe Tabelle 4.7) und dem Methangasertrag von 87,6 m³/t(FM) [2]. Damit ergibt sich ein gesamtes theoretisches Methanpotential von 167,9 Mio. m³/a aus Schlachtresten (siehe Abbildung 4.10). Hier stechen besonders Nordrhein-Westfalen und Bayern hervor. Dies lässt sich damit begründen, dass in diesen Bundesländern hohe Schlachtreste ergeben, die nicht durch standortgenaue Betriebsdaten modelliert werden konnten. Eine Clusterregion ist das Oldenburger-Münsterland mit

dem umgangssprachlich bezeichneten „Schweinegürtel“ (hoher Konzentration an Schweine-Mastbetrieben).

Beim technischen Potential werden die Lager- und Entnahmeverluste einbezogen. Dieses entspricht dabei auch dem wirtschaftlichen Potential und beträgt 154,4 Mio. m³/a. Der maximal wirtschaftliche Transportweg für dieses Substrat beträgt etwa 12,4 km. Durch einen spezifischen Substratpreis von 0,00 €/m³ zählen die Schlachtreste zu den wirtschaftlichen Reststoffen, wobei anzumerken ist, dass aktuell Schlachtreste auch als Futtermittel weiter verwendet werden. Die Biogasproduktion kann somit nur als Nebenzweig betrachtet werden.

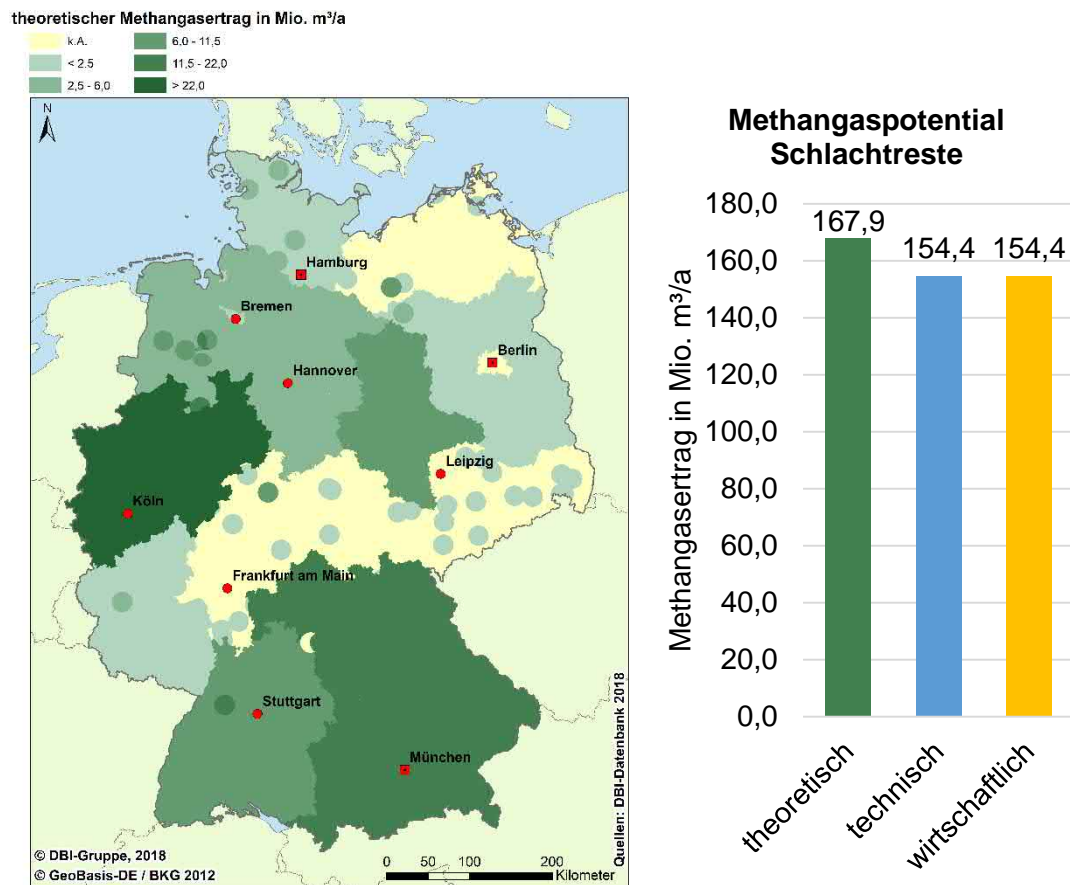


Abbildung 4.10: theoretisches Biogas-Potential aus Schlachtresten

4.2.3.7 Zuckerproduktion

Zuckerrüben sind die bevorzugte Grundlage zur Herstellung von Zucker in Deutschland. Dies wird an 20 Produktionsstandorten in Deutschland realisiert, die alle erfasst worden sind. Die gesamte in Deutschland hergestellte Menge beträgt etwa 4,4 Mio. t/a. Laut der Wirtschaftlichen Vereinigung Zucker e.V. (WVZ) wurden in Deutschland in den Jahren 2016/2017 insgesamt 3,57 Mio. t hergestellt. Grund für diese deutliche Differenz sind die enormen Schwankungen in den Anbaumengen [84]. Diese werden in Abbildung 4.11 verdeutlicht.

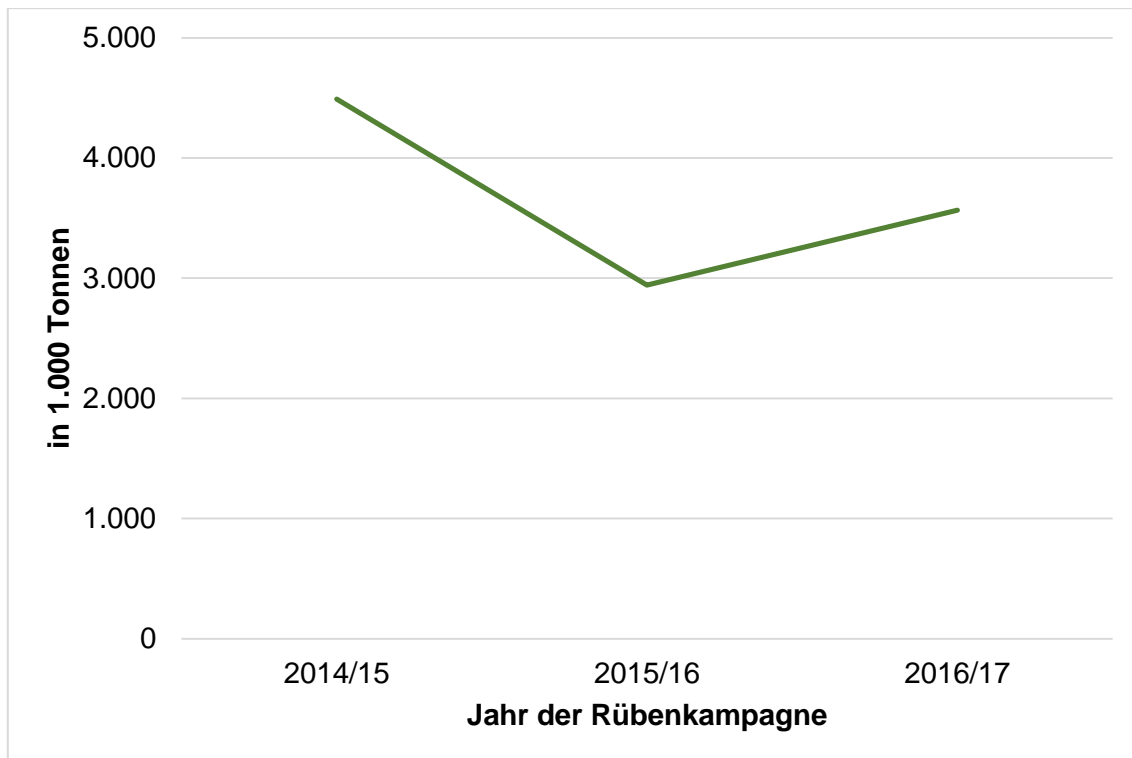
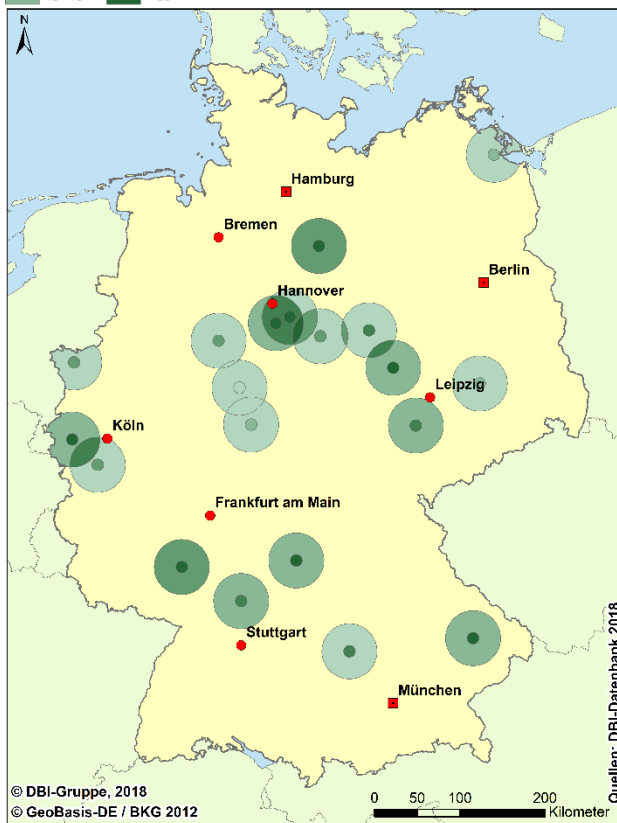
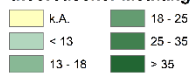


Abbildung 4.11: Zuckerherstellung aus den letzten drei Rübenkampagnen

Durch wechselnde Absatzpreise und Anbauflächen ist es schwierig, Aussagen zur Gesamtmenge zu treffen. Grundlage für die recherchierten Werte, die zu einer Produktion von 4,4 Mio. t führen, sind von den jeweiligen Firmen veröffentlichte Werte. Diese werden deshalb als solche geokodiert und fließen in die Potentialbestimmung ein.

Bei der Zuckerherstellung fallen verschiedene Substrate an, die in einer Biogasanlage genutzt werden können. In dieser Studie werden Melasse und Rübenschnitzel betrachtet. Rübenschnitzel sind dabei die Gesamtheit der Abfallprodukte der Zuckerrübe, unabhängig, ob es Trocken-, Press- oder Nassschnitzel sind. Diese Annahme wurde getroffen, um eine Vergleichbarkeit zu anderen Studien zu gewährleisten. Das theoretische Potential wird aus den spezifischen Methangaserträgen (Melasse: 229 m³/t(FM) und Rübenschnitzel: 49 m³/t(FM)) und den jeweiligen Zuckerproduktionen der einzelnen Niederlassungen gebildet. Je produziertem Kilogramm Zucker fallen 0,24 kg Melasse und 1,5 kg Rübenschnitzel an. Das theoretische Methangaspotential beider Substrate ist in Abbildung 4.12 dargestellt und liegt bei 565,6 Mio. m³/a. Werden die technischen Verluste einbezogen ergibt sich ein technisches Methangaspotential mit 520,3 Mio. m³/a. Zur Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aus Kapitel 4.2.2 berücksichtigt. Rübenschnitzel erweisen sich dabei als vollständig wirtschaftlich, wohingegen Melasse, aufgrund des vergleichsweise hohen Preises, als unwirtschaftlich eingestuft wird. Dies führt, wie in Tabelle 4.4 ersichtlich, zu einem wirtschaftlichen Potential in von 57 % der Gesamtmasse an Melasse. Daraus errechnet sich ein wirtschaftliches Methangaspotential von 424,6 Mio. m³/a. Charakteristisch für die Zuckerherstellung ist die Zentrierung der Anlagen auf Mitteldeutschland. Die ersichtliche Darstellungsform ergibt sich aus dem kleinen Transportradius von Rübenschnitzeln mit etwa 7 km und dem, aufgrund des deutlich höheren Methangasertrags, größeren Transportradius für Melasse mit 32,4 km. Eine bedeutende Region des nutzbaren Potentials aus der Zuckerherstellung ist die Region um Hannover.

theoretischer Methangasertrag in Mio. m³/a



Methangaspotential Melasse und Rübenschnitzel

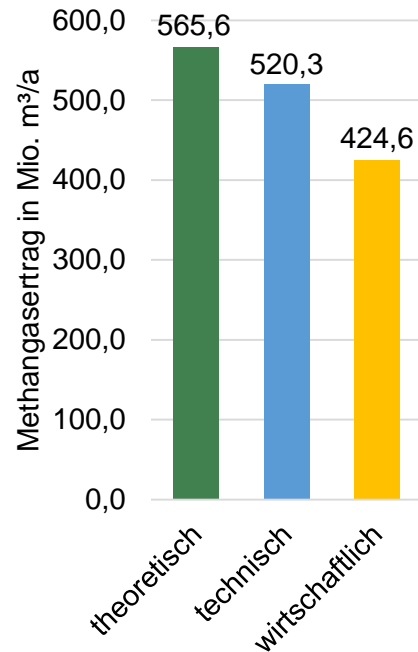


Abbildung 4.12: theoretisches Biogas-Potential aus Melasse (Radius:7 km) und Rübenschnitzel (Radius: 32,4 km)

In Tabelle 4.8 sind die Einzelpotentiale der zwei bei der Zuckerherstellung anfallenden Substrate, dargestellt. Trotz des deutlich geringeren Anfalls an Melasse je Kilogramm Zucker, besitzt diese ein hohes theoretisches und technisches Potential. Die Einstufung als unwirtschaftliche erfolgte durch den wie oben bereits erwähnten hohen spezifischen Substratpreis mit 0,57 €/m³.

Tabelle 4.8: Einzelpotential von Melasse und Rübenschnitzeln aus der Zuckerherstellung

	Potential in Mio. m ³ / a		
	theoretisch	technisch	wirtschaftlich
Melasse	242,0	222,6	126,9
Rübenschnitzel	323,6	297,7	297,7
Gesamt	565,6	520,3	424,6

4.2.3.8 Rapsölproduktion

In Deutschland werden etwa 9,4 Mio. t Rapssaat pro Jahr (Stand 2016) auf 1,3 Mio. ha Ackerfläche angebaut und in Ölmühlen verarbeitet. Beim Verarbeitungsprozess entstehen aus der eingesetzten Rapsmenge 66 % Rapspresskuchen oder 58 % Extraktionsschrot [85]. Das entstandene Rapsöl wird in der Lebensmittelbranche oder bei der Biokraftstoffproduktion eingesetzt. Der anfallende Reststoff Rapspresskuchen kann einerseits als Biogassubstrat eingesetzt werden, andererseits auf Grund seines Nährstoffreichtums auch andere Verwendungsmöglichkeiten, wie zum Beispiel in der Futtermittelindustrie.

Das theoretische Methangaspotential aus der Rapsölproduktion ist in Abbildung 4.13 dargestellt und beträgt 1.974,4 Mio. m³/a. Dieses wurde mit dem spezifischen Methangasertrag von 317 m³/t(FM) [65] und der jeweiligen Produktionsmenge an Rapsöl je Standort bestimmt. Zur Bestimmung des technischen Potentials wird von technischen Verlusten von 8 % sowie von 25 % Abzügen durch den Export des nährstoffreichen Futtermittels ausgegangen [2]. Somit beträgt das technische Methangaspotential 1.322,9 Mio. m³/a. Da Rapspresskuchen einen spezifischen Substratpreis von 0,55 €/m³(CH₄) besitzt, zählt es zu den unwirtschaftlichen Reststoffen. Da es jedoch einen hohen Methangasertrag besitzt, gilt es als attraktives Biogassubstrat und wurde vom Fachverband Biogas e.V. mit einem wirtschaftlichen Potential von 10 % belegt. Das wirtschaftliche Methangaspotential beträgt 132,3 Mio. m³/a. Der maximale Transportradius beträgt 44,86 km.

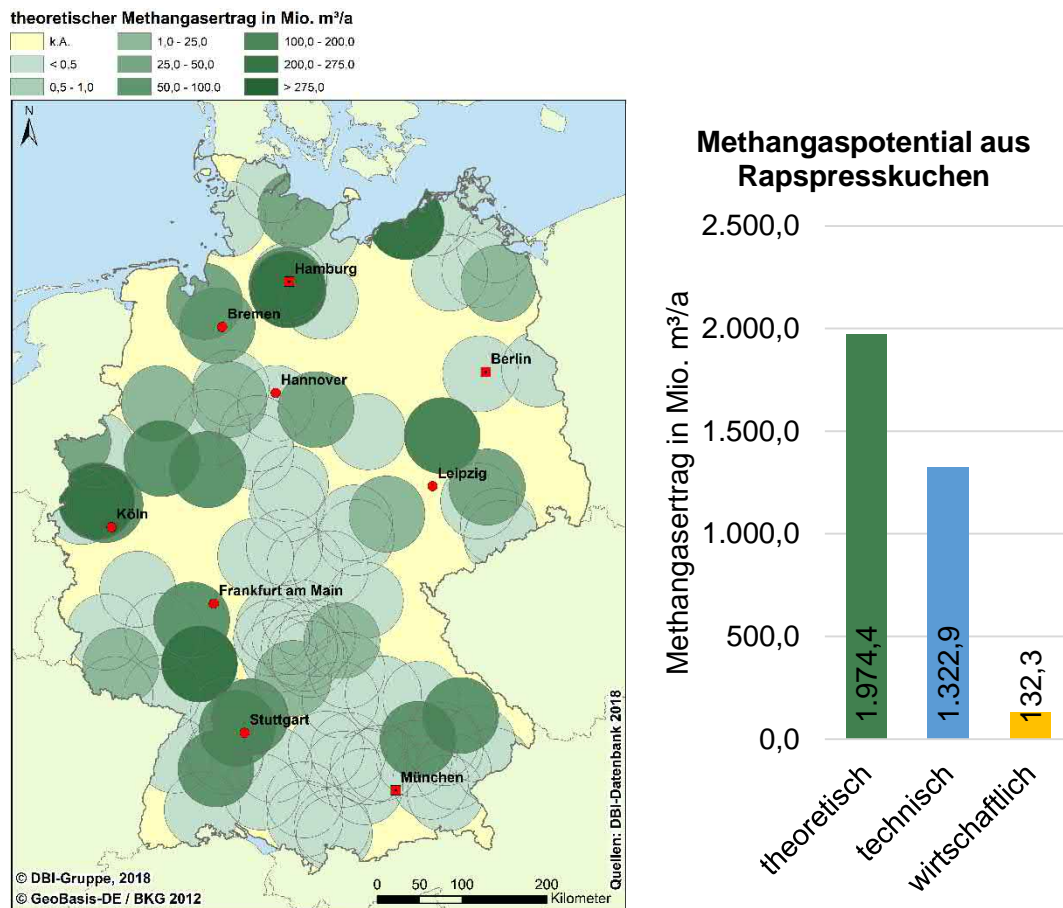


Abbildung 4.13: theoretisches Biogas-Potential aus der Rapsölproduktion

4.2.3.9 Weintrester

In Deutschland kultivieren die Winzer auf ca. 100.000 ha Reben zur Wein- und Mostherstellung. Hier wurden 2016 etwa 9,1 Mio. hl Wein und Most produziert [86]. Die Rückstände, die beim Keltern der Trauben entstehen, fallen eigentlich in den Keltereien des jeweiligen Weingutes an. Da die Datenlage für die Keltereien sehr schwer zu erfassen war, wurde die Annahme getroffen, dass sich die Keltereien in unmittelbarer Umgebung zum Weinanbaugebiet befinden. Weintrester wird als Reststoff der Industrie gewertet, da das Keltern ein industrieller Prozess ist. Die Darstellung mittels der Weinflächen wird nur gewählt, um eine hohe Genauigkeit der regionalen Einflüsse zu gewährleisten. Der Weinanbau findet, begründet durch die klimatischen Bedingungen, in Deutschland vorwiegend im Südwesten des Landes statt. Die wichtigsten Regionen des Weinbaus sind Rheinland-Pfalz, mit den größten Gebieten Rheinhessen, Pfalz und Mosel, sowie das Bundesland Baden-Württemberg mit den gleichnamigen Anbaugebieten Baden und Württemberg. Dementsprechend sind dort die anfallenden Trestermengen erwartungsgemäß hoch.

Das theoretische Methangaspotential von Weintrester ist in Abbildung 4.14 dargestellt. Zur Berechnung wurden die Weinanbauflächen mit ihren, je nach Weinanbaugebiet, spezifischen durchschnittlichen Erträgen aus dem statistischen Jahrbuch multipliziert [86]. Anhand des Substratanfalls und dem Methangasertrag von $176 \text{ m}^3/\text{t}(\text{FM})$ wird der theoretische Methangaspotential von $41,5 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ bestimmt. Der spezifische Substratpreis beträgt $0,04 \text{ €/m}^3$ und ist damit im Bereich der wirtschaftlichen Substrate. Das wirtschaftliche Potential entspricht dem technischen Methangaspotential und beträgt $41,4 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$. Der Transportradius des Weintresters ist mit etwa 25 km im Vergleich recht groß.

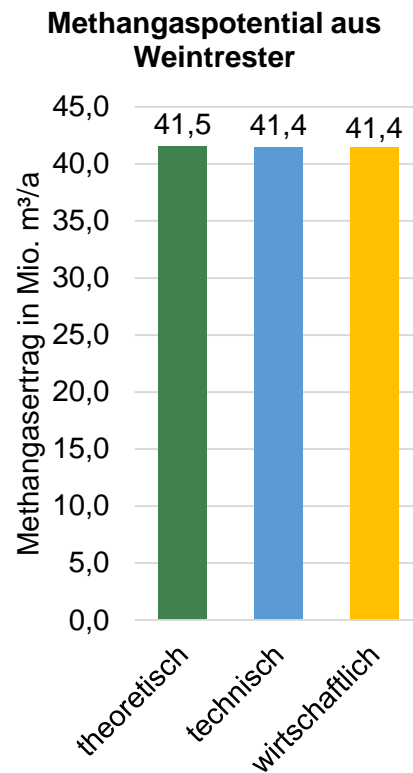


Abbildung 4.14: Biogas-Potential Weintrester auf Basis der Anbauflächen

4.2.3.10 Summenpotential industrieller Reststoffe

Zusammengefasst ist das spezifische theoretische Summenpotential der industriellen Reststoffe in Abbildung 4.15 dargestellt. Die Berechnung zur Bildung des Summenpotentials der Industrie erfolgte mit den Einzelpotentialen (n) der Substrate mit Hilfe von Formel 4.

Formel 4: Summenberechnung für das spezifische Methangaspotential der Industrie

$$MG_{\text{Industrie}} = \sum_{i=1}^n MG_i$$

Ein wichtiger Einflussfaktor für das landwirtschaftlich geprägte, industrielle Summenpotential ist die Standortdichte. Daher sind Gebiete mit hohen Konzentrationen von Produktionsstandorten besonders interessant für die Biomethangewinnung. Hierfür ergeben sich im Westen und Nordwesten Deutschlands die größten theoretischen Potentiale.

spezifischer theoretischer Methangasertrag in m³/(ha*a)

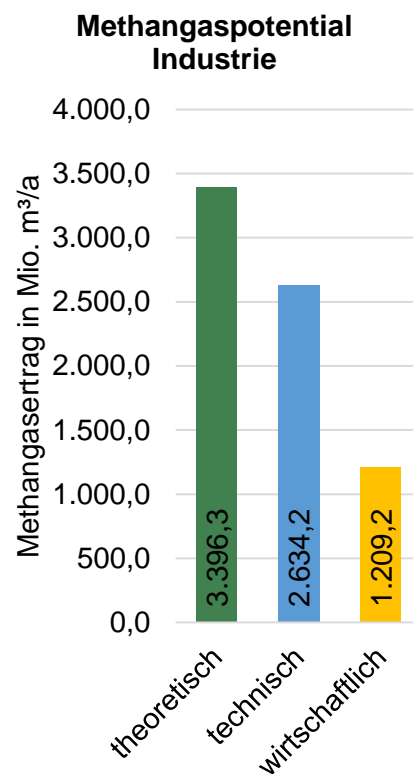
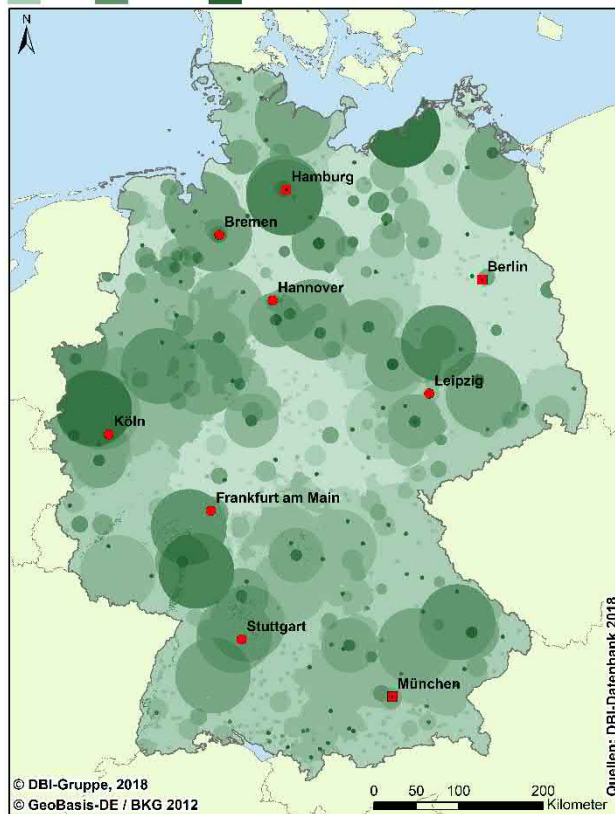
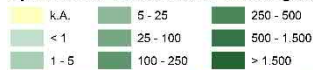


Abbildung 4.15: Biogas-Potential aus industriellen Reststoffen

Das deutschlandweite theoretische Biomethanpotential aus industriellen Reststoffen beträgt etwa 3,4 Mrd. m³/a, das technische Methangaspotential liegt bei 2,6 Mrd. m³/a und das wirtschaftliche bei 1,2 Mrd. m³/a. Neben den absoluten Werten ist auch die Verteilung der Substrate in den Ergebnissen von Interesse. Diese Distributionen sind in Abbildung 4.16 veranschaulicht. Auffällig ist dabei, dass die Substrate Molke sowie Melasse und Rübenschnitzel sehr hohe wirtschaftliche Anteile haben, während ihr prozentualer Anteil bei dem theoretischen Potential vergleichsweise gering ausfällt. Rapsöl zeigt den größten Abwärtstrend im Vergleich der Potentiale. Grund hierfür sind die technischen Verluste des Substrates Rapspresskuchen von 33 %. Während das durchschnittliche Ausmaß an technischen Verlusten in den anderen Industrien bei 8 % lag, bewirkt der hohe Prozentsatz bei Raps eine deutliche Senkung des technischen Potentials der Industrie um 20 %. Insgesamt können Molke, Schlachtreis, Rapspresskuchen sowie Melasse und Rübenschnitzel als wirtschaftliche Substrate identifiziert werden.

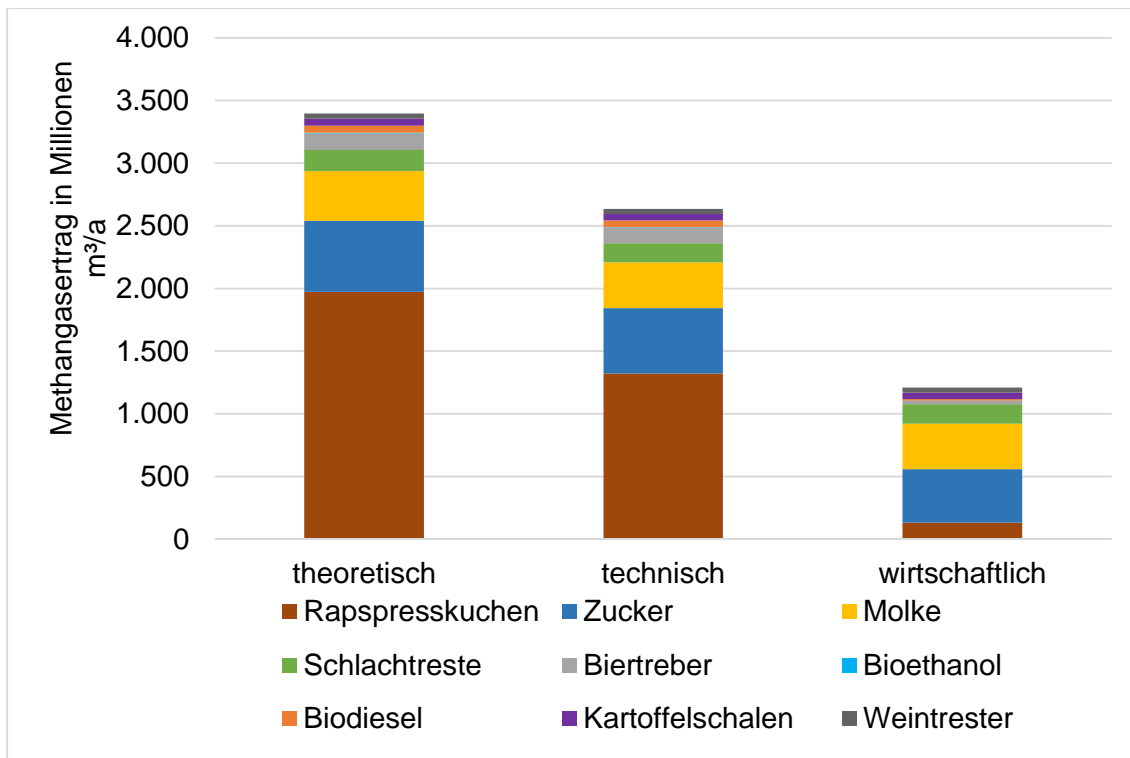


Abbildung 4.16: Verteilung des Methangaspotentials industrieller Reststoffe

4.2.4 Biogaserzeugung mittels Biomasse aus kommunalen/ gewerblichen Einrichtungen

In den verschiedenen kommunalen und gewerblichen Einrichtungen in Deutschland fallen verschiedenste Abfälle bzw. Reststoffe an. Ein Überblick über diese ist in Abbildung 4.17 zusammengetragen.



Abbildung 4.17: Übersicht der betrachteten Rückstände/ Abfälle der Kommune bzw. des Gewerbes

4.2.4.1 Biotonne

In den Abfallbilanzen der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder wird für das Jahr 2015 eine Gesamtmenge an Biomasse aus der Biotonne in Höhe von 4,57 Mio. t angegeben [87]. In der Biotonne werden Speisereste sowie Küchen- und Gartenabfälle aus privaten Haushalten gesammelt. Diese Angaben liegen in der Statistik landkreisgenau vor und bilden die Grundlage für die Berechnung des Biogaspotentials. Die Datenqualität auf Landkreisebene ist nicht flächendeckend gegeben. Dabei weisen 73 der 412 Landkreise in der Amtlichen Statistik keine Mengen in Tonnen auf. Dabei muss zwischen den 21 Landkreisen, die mit dem Wert „keine Angaben“ versehen wurden und den 52 Landkreisen mit null Tonnen unterschieden werden. Die 52 Landkreise haben eine Menge von kleiner 0,5 t und werden deshalb mit Null angegeben [87]. In der Karte erfolgt eine differenzierte Darstellung dieser Werte. Verwaltungsgebiete mit dem Wert „keine Angabe“ befinden sich vorwiegend in den ländlichen Räumen Deutschlands sowie in den neuen Bundesländern. Dies lässt sich mit dem hohen Eigenkompostieranteil, sowie den möglichen größeren privaten Grundstücken bzw. Gärten in den ländlichen Regionen als in städtisch geprägten Gebieten begründen [88]. In Tabelle 4.9 sind die erfassten Abfallmengen aus der Biotonne in Deutschland nach Bundesländern dargestellt. Diese bildeten die Grundlage zur Berechnung der Potentiale für die Biotonne. Das theoretische Methangaspotential ergibt sich unter Nutzung des Methangasertrags von 74 m³/t(FM) rund 340 Mio. m³(CH₄)/a für Deutschland [89].

Tabelle 4.9: Abfallmenge 2015 und Methangasertrag (theoretisch, technisch und wirtschaftlich) aus Biotonnen nach Bundesländern [87]

Bundesland	Abfall der Biotonne in t / a	Potential in m ³ CH ₄ / a		
		theoretisch	technisch	wirtschaftlich
Baden-Württemberg	482.300	35.690.000	33.190.000	33.190.000
Bayern	684.300	50.638.000	47.090.000	47.090.000
Berlin	67.800	5.017.000	4.660.000	4.660.000
Brandenburg	7.800	577.000	530.000	530.000
Bremen	23.000	1.702.000	1.580.000	1.580.000
Hamburg	62.000	4.588.000	4.260.000	4.260.000
Hessen	530.300	39.242.000	36.490.000	36.490.000
Mecklenburg-Vorpommern	31.200	2.308.000	2.140.000	2.140.000
Niedersachsen	511.800	37.873.000	35.220.000	35.220.000
Nordrhein-Westfalen	1.226.200	90.738.000	84.380.000	84.380.000
Rheinland-Pfalz	304.200	22.510.000	20.930.000	20.930.000
Saarland	56.600	4.188.000	3.890.000	3.890.000
Sachsen	122.900	9.094.000	8.450.000	8.450.000
Sachsen-Anhalt	145.300	10.752.000	9.990.000	9.990.000
Schleswig-Holstein	245.900	18.196.000	16.920.000	16.920.000
Thüringen	67.700	5.009.000	4.650.000	4.650.000
Deutschland	4.569.300	338.128.000	314.450.000	314.450.000

In Abbildung 4.18 ist das spezifische theoretische Methangaspotential aus der Verwertung von Reststoffen der Biotonne dargestellt. Dies beträgt 333,6 Mio. m³/a. Die größten Potentiale stellen sich vorwiegend im Westen Deutschlands (Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen) dar. Ebenfalls hohe Potentiale weisen die Großstädte Deutschlands, aufgrund ihrer Bevölkerungsdichte, auf. Das technische Methangaspotential aus Reststoffen aus der Biotonne entspricht dem wirtschaftlichen Methangaspotential und beträgt 310,3 Mio. m³/a.

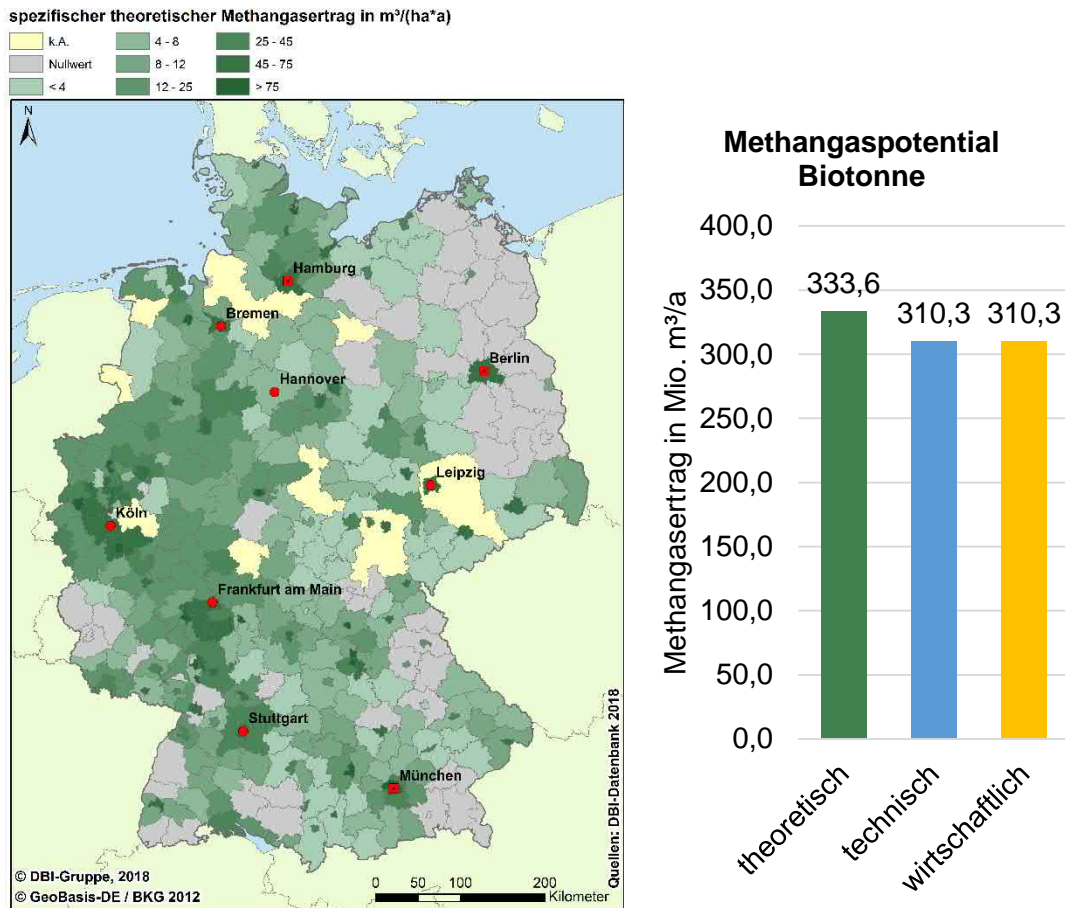


Abbildung 4.18: theoretisches Biogas-Potential aus der Biotonne

4.2.4.2 Grünschnitt (holzfrei)

Ein weiteres mögliches Substrat zur Verwendung in Biogasanlagen ist Grünschnitt. Die Abfallbilanzen der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder geben für 2015 eine Gesamtmenge des kommunalen Grünschnitts von 5,1 Mio. t an [87]. Als Grünschnitt gelten hier alle getrennt erfassten organisch und biologisch abbaubaren Abfälle, wie zum Beispiel Garten- und Parkabfälle, einschließlich Friedhofsabfälle. Diese Rückstände fallen bei Mäharbeiten und Landschaftspflege durch die öffentlichen Entsorger oder Kommunen an. Die Daten werden je Landkreis erfasst und weisen im Gegensatz zur Biotonne eine hohe deutschlandweite Verfügbarkeit auf. Da in diesem Teil der Studie nur krautige Biomasse und keine holzartige Biomasse zu Biogaserzeugung genutzt werden soll, werden nur 30 % des Grünschnittaufkommens in die Potentialbestimmung einfließen [90].

In Tabelle 4.10 ist die erfasste Abfallmenge des kommunalen Grünschnitts in Deutschland nach Bundesländern dargestellt. Diese Daten bilden die Grundlage zur Potentialberechnung.

Das theoretische Methangaspotential beträgt 160,1 Mio. m³/a und ergibt sich aus der Nutzung des Methangasertrags von 105 m³/t(FM) sowie der Abfallmenge des Grünschnittes in Tonnen [65].

Tabelle 4.10: Abfallmenge 2015 und Methangasertrag (theoretisch, technisch und wirtschaftlich) aus Grünschnitt nach Bundesländern

Bundesland	Grünschnitt in t / a	Potential in m ³ CH ₄ / a		
		theoretisch	technisch	wirtschaftlich
Baden-Württemberg	966.900	30.457.000	28.325.000	28.325.000
Bayern	1.167.800	36.785.000	34.210.000	34.210.000
Berlin	12.700	400.000	372.000	372.000
Brandenburg	134.000	4.221.000	3.925.000	3.925.000
Bremen	34.300	1.080.000	1.004.000	1.004.000
Hamburg	25.000	787.000	732.000	732.000
Hessen	271.000	8.536.000	7.938.000	7.938.000
Mecklenburg-Vorpommern	72.300	2.277.000	2.118.000	2.118.000
Niedersachsen	749.600	23.612.000	21.959.000	21.959.000
Nordrhein-Westfalen	788.000	24.822.000	23.084.000	23.084.000
Rheinland-Pfalz	354.600	11.169.000	10.388.000	10.388.000
Saarland	86.100	2.712.000	2.522.000	2.522.000
Sachsen	91.700	2.888.000	2.686.000	2.686.000
Sachsen-Anhalt	136.000	4.284.000	3.984.000	3.984.000
Schleswig-Holstein	71.600	2.255.000	2.097.000	2.097.000
Thüringen	135.000	4.252.000	3.954.000	3.954.000
Deutschland	5.096.500	160.539.000	149.301.000	149.301.000

In Abbildung 4.19 ist der spezifische theoretische Methangasertrag aus kommunalem Grünschnitt dargestellt. Auffällig ist die deutliche Homogenität der Potentiale. Die Landkreise mit dem „Nullwert“ haben eine Menge von weniger 0,5 t und werden deshalb mit Null angegeben. Diese Werte sind in der Karte farblich gesondert dargestellt. Das technische Methangaspotential aus Grünschnitt entspricht dem wirtschaftlichen Methangaspotential und beträgt 148,9 Mio. m³/a.

spezifischer theoretischer Methangasertrag in m³/(ha*a)

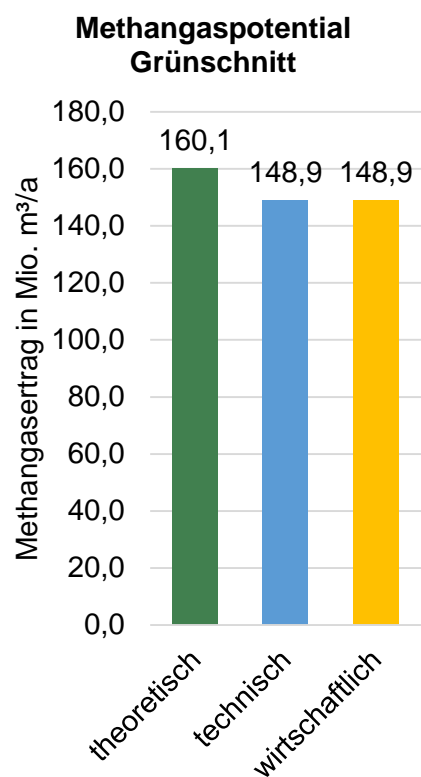


Abbildung 4.19: theoretisches Biogas-Potential aus Grünschnitt

4.2.4.3 Speisereste

Speisereste aus kommunalen bzw. gewerblichen Einrichtungen gelangen nicht wie die privaten Speisereste in die grüne Tonne, sondern werden gesondert gesammelt. Tabelle 4.11 zeigt, aus welchen Einrichtungen diese stammen können und welche spezifischen Mengen anfallen bzw. welche Einflussfaktoren bei der Gesamtmengenermittlung zu beachten sind.

Tabelle 4.11: Einflussfaktoren zur Bestimmung der Speiserestmenge [91]

Speisereste aus	Anfall	sonstige Einflussfaktoren
Pensionen	0,47 kg / Nacht	3), 5)
Restaurants	22,5 kg / Restaurant und Tag	7)
Krankenhäuser	124 g / Mahlzeit	2), 4), 5)
Bundeswehrstandorten	0,19 kg / Mahlzeit	1), 4)
Hochschulen	200 g / Portion	3), 6)
Schulen	6 kg / Schüler und Jahr	
Pflegeeinrichtungen	119 g / Mahlzeit	2), 4), 5)
Kindertagesstätten	200 g / Portion	1), 3)

Die Menge der anfallenden Speisereste wird von den folgenden sonstigen Einflussfaktoren beeinflusst:

1. 250 Arbeitstage pro Jahr
2. 365 Tage pro Jahr
3. 1 Mahlzeit pro Tag
4. 3 Mahlzeiten pro Tag
5. Auslastung der Betten
6. % der Studenten, die in der Mensa essen
7. 300 Arbeitstage pro Jahr
8. 160 Hochschultage im Jahr

Anhand dieser Werte wird der Gesamtanfall der Speisereste berechnet und dieser wird am Standort des jeweiligen Gebäudes dargestellt. Im Folgenden wird auf die Datenrecherche zu den Standorten eingegangen.

Pensionen

Die Standorte der Pensionen, die in dieser Arbeit Anwendung finden, werden über die Internetseite Deutschland-Gastgeber ausgelesen [92]. Dabei können deutschlandweit etwa 6.900 Pensionen erfasst werden. Um die anfallende Menge an Speiseresten der Pensionen werden die in Tabelle 4.11 aufgelisteten Einflussfaktoren genutzt. Die Auslastung der Betten bezieht sich auf die Angaben von Statista [93].

Restaurants

Die Restaurants werden aus der DBI-Datenbank ausgelesen. In dieser befinden sich 91.625 Restaurants standortgenau in Deutschland. Der Einflussfaktor aus Tabelle 4.11 beinhaltet die gewählte Anzahl der Arbeitstage im Gaststättengewerbe. Die Angabe liegt bei 300 Arbeitstagen, wobei von einem wöchentlichen Ruhetag sowie 14 Tagen Betriebsruhe in einem durchschnittlichen Jahr ausgegangen wird.

Krankenhäuser

Laut Regionalstatistik gibt es in Deutschland 1.956 Krankenhäuser [94]. In der DBI-Datenbank befinden sich 1.999 Krankenhäuser. Diese Standorte werden als Grundlage für die Menge an Speiseresten in Krankenhäusern genommen. Die für die Berechnung nötige Anzahl der Betten in den Krankenhäusern ist sehr genau. Für die sonstigen Einflussfaktoren wird angenommen, dass ein ganzjähriger Betrieb mit drei Mahlzeiten pro Tag und Patient gewährleistet wird. Die durchschnittliche Auslastung von Krankenhausbetten in Deutschland beträgt 78 % [95].

Bundeswehrstandorte

Für die Standorte der Kasernen der Bundeswehr wird ebenfalls die DBI-Datenbank herangezogen. Nach einer Überprüfung sind alle Standorte mit mehr als 20 Dienstposten für die Berechnung genutzt worden. Damit ergeben sich 259 Standorte, bei denen an 250 Arbeitstagen jeweils drei Mahlzeiten ausgegeben werden.

Hochschulen

Die Hochschulstandorte in Deutschland können mit Hilfe der Internetseite Hochschulkompass Deutschland ausgelesen werden [96] und belaufen sich auf etwa 400 Standorte. Zu den sonstigen Einflussfaktoren zählt der prozentuale Anteil der Studenten, die in der Mensa essen gehen. Dieser Wert beträgt rund 60 %. Weiterhin wurden 160 Hochschultage im Jahr angesetzt. Die Berechnung erfolgt über die Anzahl der Studenten am jeweiligen Standort.

Schulen

In Deutschland gibt es laut Statista ca. 33.500 Schulen [97], von denen 29.500 adressgenau in der DBI-Datenbank vorhanden sind. Auf diese wird für die Berechnung zurückgegriffen. Um die Genauigkeit zu erhöhen, wird jeder Schule, sollte keine aktuelle Schülerzahl vorliegen, ein bundeslandspezifischer Wert (abhängig vom Bildungsweg) zugewiesen. Somit wird gewährleistet, dass die Schülerzahl, je Bundesland mit der Amtlichen Statistik übereinstimmt [98].

Pflegeeinrichtungen

In dieser Studie werden Alten-, Pflege- und Seniorenheime als Pflegeeinrichtungen eingestuft. Sie werden über die Website kliniken.de [99] ausgelesen und für die Berechnung aufbereitet. Von den 2015 statistisch erfassten 13.600 Pflegeeinrichtungen [100], konnten dabei 11.500 recherchiert werden. Für die sonstigen Einflussfaktoren wird angenommen, dass ein ganztägiger Betrieb mit drei Mahlzeiten pro Tag und Bewohner stattfindet. Die durchschnittliche Auslastung der Betten liegt bei etwa 88 % in Deutschland.

Kindertagesstätten

In der DBI-Datenbank sind ca. 43.000 Kindertagesstätten für Deutschland vorhanden. Dies entspricht 78 % der Einrichtungen zur Kinderbetreuung [101]. Die Kinderbetreuung erfolgt an 250 Tagen im Jahr, wobei zur Mittagsmahlzeit die Speisereste anfallen.

Zusammenfassung

In Abbildung 4.20 ist das spezifische theoretische Methangaspotential aus Speiseresten all dieser Einrichtungen dargestellt. Das gesamte theoretische Methangaspotential für alle Spei-

sereste aus kommunalen bzw. gewerblichen Einrichtungen beträgt 56,2 Mio. m³/a. In die Berechnung fließen die über 180.000 Standorte der Kommunen oder des Gewerbes ein, sowie die Verwendung des Methangasertrag mit 55,4 m³/t(FM) [66]. Die Darstellung auf der Potentialkarte erfolgt auf Gemeindeebene. In Deutschland gibt es 11.563 Gemeinden, von denen etwa 20 % ohne eine einzige der oben genannten Einrichtungen und somit ohne Potential ausgegeben wurde (Werte keine Angabe, siehe Abbildung 4.20). Solche Gemeinden liegen vorwiegend in Rheinland-Pfalz, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Da die Speisereste kostenfrei abgegeben bzw. genutzt werden können, zählen sie zu den wirtschaftlichen Substraten für Biogasanlagen. Das technische Methangaspotential entspricht dem wirtschaftlichen und liegt bei 52,2 Mio. m³/a.

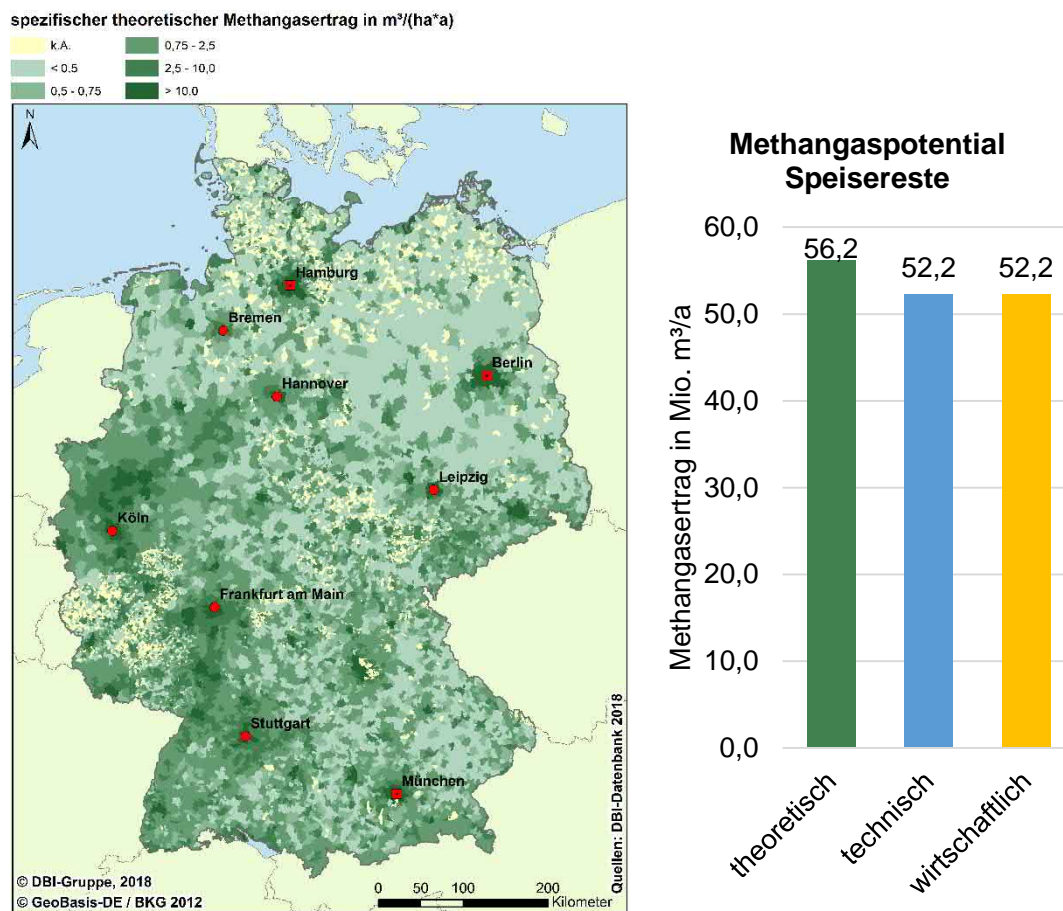


Abbildung 4.20: theoretisches Biogas-Potential aus Speiseresten

4.2.4.4 Autobahn- und Straßenbegleitgrün

Laut dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) gibt es in Deutschland etwa 230.000 km Straßen des überörtlichen Verkehrs [102]. Dies umfasst gemäß der Statistik Bundesautobahnen, Bundesstraßen, Landesstraßen und Kreisstraßen. Das Verkehrsnetz liegt auf Basis von OSM beim DBI vor und dient als Grundlage zur Berechnung des Begleitgrünanfalls. Es erfolgt eine Charakterisierung der Straßen anhand ihres spezifischen Anfalls mit anschließender separater Betrachtung von Autobahnen und anderen Straßenkate-

gorien. Diese Klassifikation deckt sich mit der Einteilung der für die Straßenpflege verantwortlichen Institutionen (Straßen- und Autobahnmeistereien). Als Grundlage für die Berechnungen dienen die Standorte der Meistereien. Es wird angenommen, dass das Mähen des Begleitgrüns an Autobahnen durch die jeweilig zuständige Autobahnmeisterei erfolgt. Somit fällt das Substrat am Standort der jeweiligen Niederlassung an. Gleiches gilt für die Beziehung der übrigen Straßen (Bundes-, Landes- und Kreisstraßen) und den Straßenmeistereien.

In Tabelle 4.12 ist ein Vergleich zwischen den Kilometerlängen der einzelnen Straßenkategorien des BMVI und den erfassten Kilometern in dieser Studie dargestellt. Es fällt auf, dass bei den OSM-Daten stets etwa 10 % mehr Kilometer ausgewiesen werden. Diese Datenbank wird durch eine Organisation bereitgestellt, die sich das Ziel gesetzt hat, eine freie Weltkarte zu erschaffen [103]. Die Karten sind lizenz- und kostenfrei zugänglich, da sie sich aus Geokodierungen von Privatpersonen zusammensetzt. Aus diesem Grund sind diese Daten mit Amtlichen Statistiken nicht zu vergleichen, bilden für diese Studie aber eine sehr gute Näherung. Im Vergleich zu OSM sind in der Amtlichen Statistik die Straßenlängen ohne Astlängen, also ohne Auffahrten, erfasst. Da diese aber auch gemäht bzw. gepflegt werden müssen und in der OSM-Datenbank enthalten sind, finden sie in dieser Studie Anwendung.

Tabelle 4.12: Amtliche Statistik zu den Straßenlängen des überörtlichen Verkehrs [102]

	Amtliche Statistik BMVI	erfasst (OSM-Datenbank)
Bundesautobahn	12.996 km	13.027 km (zzgl. 2.650 km)
Bundesstraße	38.068 km	39.200 km (zzgl. 1.250 km)
Landesstraße	86.968 km	97.380 km
Kreisstraße	91.938 km	107.000 km

Für die Studie wurden die 580 Straßenmeistereien und 180 Autobahnmeistereien in Deutschland einbezogen und die jeweiligen Straßen raumbezogen zugeordnet. Hierbei wurde jede Straße der nächstgelegenen Meisterei zugewiesen. Dieses Vorgehen kann von den realen Verantwortungsgebieten der einzelnen Meistereien abweichen, ist jedoch als gute Näherung für das weitere Vorgehen anzusehen [104], [105].

Standorte der Autobahnmeistereien und abgeschätzte Verantwortungsgebiete

Autobahnnetz mit abgeschätzten Verantwortungsgebieten und den Standorten

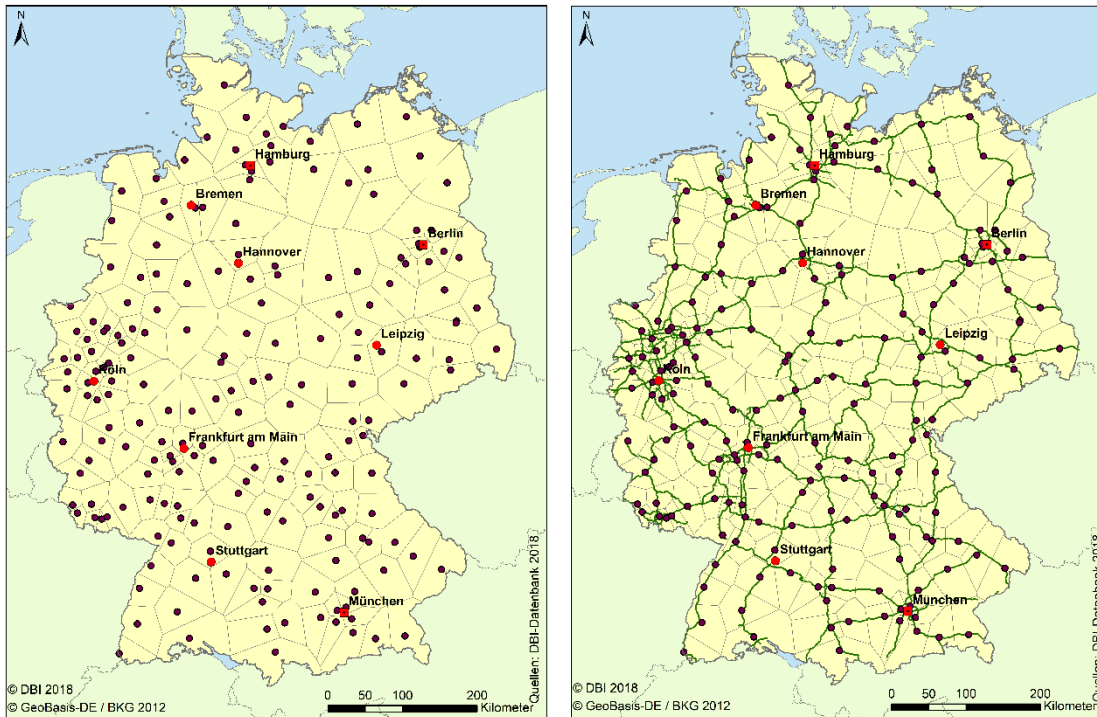


Abbildung 4.21: Autobahnmeistereien mit abgeschätztem Verantwortungsgebiet und Autobahnnetz in Deutschland

Mittels des jährlichen Aufwuchses von $8 \text{ t(FM)/(ha \cdot a)}$ [34] kann die Frischmasse bestimmt werden, die jedes Jahr gemäht werden muss. Die Flächeneinheit Hektar in diesem Aufwuchs wird von Kaltschmitt [34] als Pflegefläche beschrieben, die an der Straße je Kilometer anfällt.

In Tabelle 4.13 sind die Pflegeflächen je Kilometer und Straßentyp dargestellt. Anhand dieser Faktoren werden die Potentiale für die Autobahn- und Straßenmeistereien berechnet. Die dargestellte Pflegefläche in ha/km ergibt sich beispielsweise bei den Autobahnen durch den größeren Rand- bzw. Mittelstreifen, der zu pflegen ist.

Tabelle 4.13: jährlicher Aufwuchs und Pflegeflächen je Kilometer [34]

Straßentyp	jährlicher Aufwuchs	Pflegefläche je km
Bundesautobahn	$8 \text{ tFM / (ha \cdot a)}$	$1,7 \text{ ha / km}$
Bundes- und Landstraße	$8 \text{ tFM / (ha \cdot a)}$	$0,6 \text{ ha / km}$
Kreisstraße	$8 \text{ tFM / (ha \cdot a)}$	$0,4 \text{ ha / km}$

In Abbildung 4.22 ist das theoretische Methangaspotential für die Autobahnmeistereien dargestellt. Dies beträgt $11,2 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$. Zur Ermittlung werden die anfallenden Mengen in Tonnen je Meisterei mit dem spezifischen Methangasertrag von $52,9 \text{ m}^3/\text{t(FM)}$ [66] verrechnet. Das Begleitgrün wird sowohl bei den Autobahnen, als auch bei allen anderen Straßentypen nur zu ca. 20 % von dem Straßenrand entnommen [34]. Damit ergibt sich ein technisches Methan-

gaspotential von 2,2 Mio. m³/a, welches dem wirtschaftlichen Potential entspricht. Da das Autobahnbegleitgrün kostenfrei zur Verfügung steht zählt es zu den wirtschaftlichen Substraten innerhalb eines Transportradius von 7,48 km.

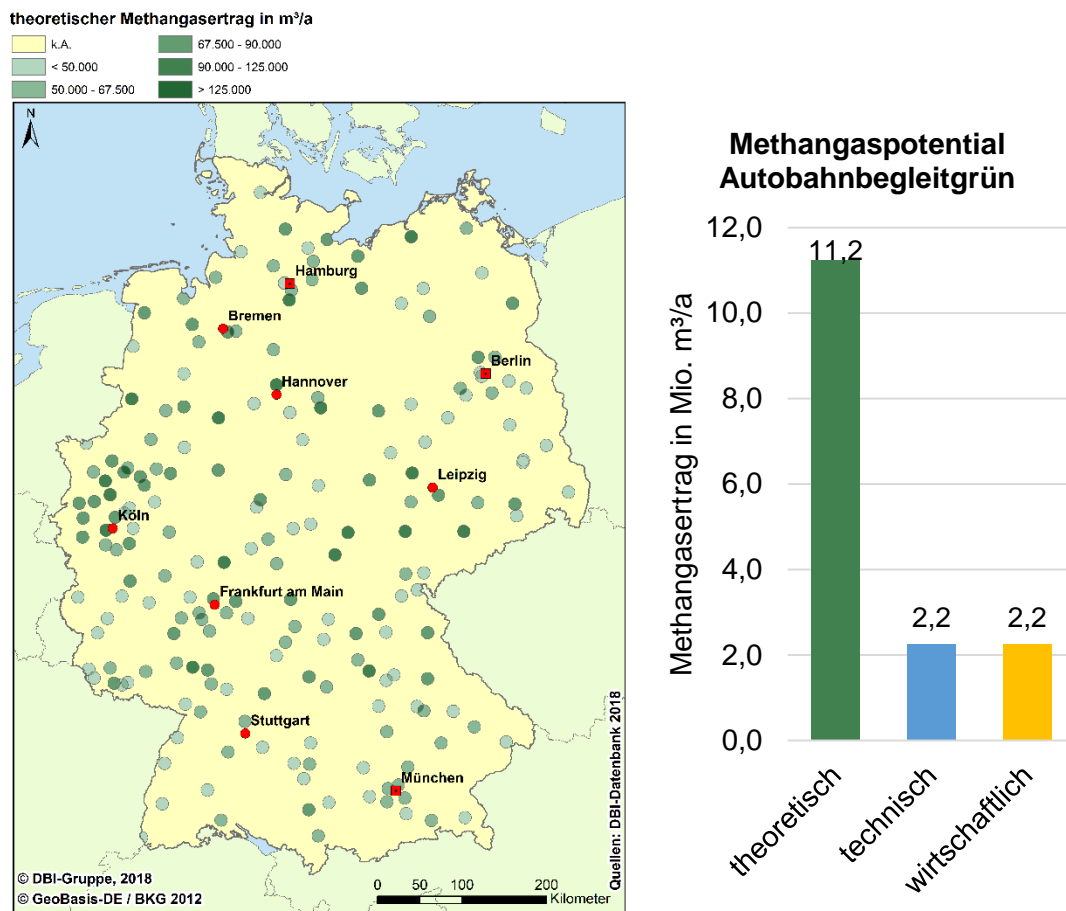


Abbildung 4.22: theoretisches Biogas-Potential aus Autobahnbegleitgrün

In Abbildung 4.23 ist das Potential für die Erzeugung von Biogas aus dem Straßenbegleitgrün dargestellt. Für die Pflege der Bundes-, Landes-, und Kreisstraßen ergibt sich ein theoretisches Potential von 55,1 Mio. m³/a, wenn von einem spezifischen Methangasertrag von 52,9 m³/t(FM) ausgegangen wird. Werden die entstehenden technischen Entnahmeverluste von 80 % abgezogen, ergibt sich ein technisches sowie wirtschaftliches Methangaspotential von 11 Mio. m³/a aus dem Straßenbegleitgrün [34]. Der maximale wirtschaftliche Transportweg beträgt wie schon beim Autobahnbegleitgrün 7,48 km.

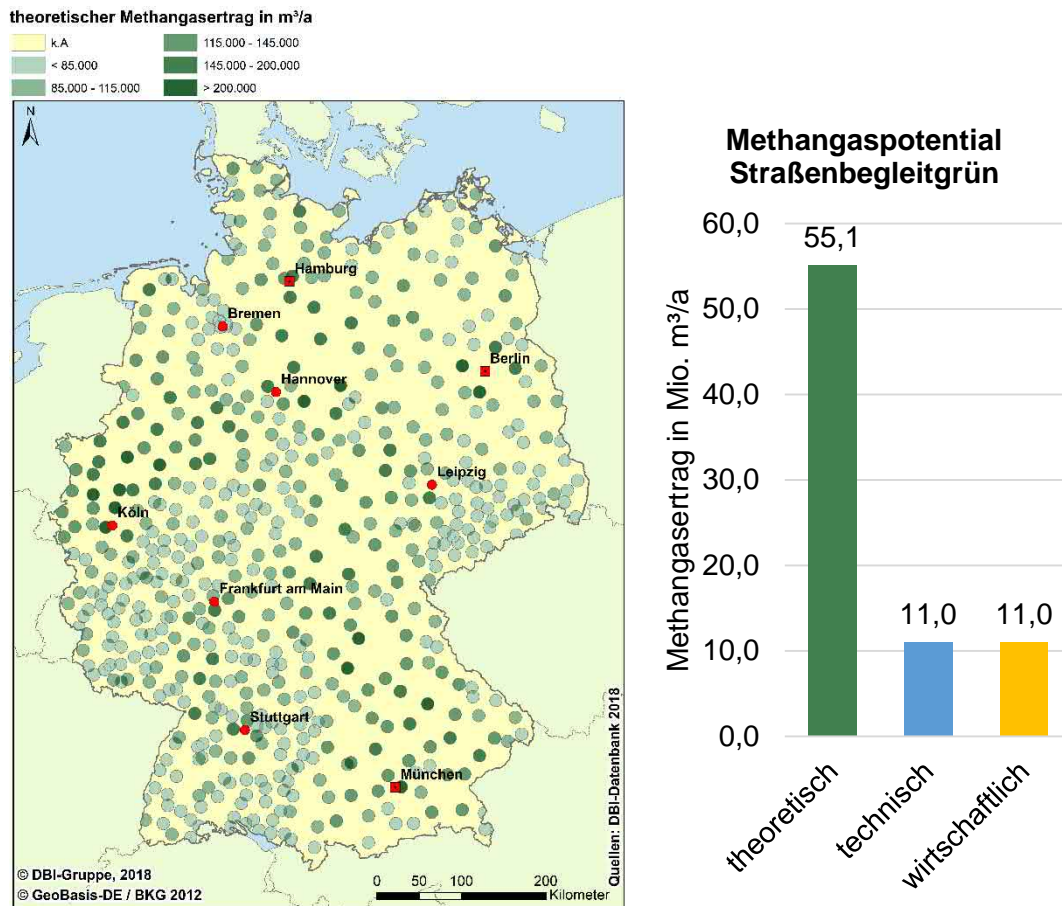


Abbildung 4.23: theoretisches Biogas-Potential aus Straßenbegleitgrün

4.2.4.5 Supermarktreste

In deutschen Supermärkten fallen pro Jahr ca. 2,5 Mio. t an verdorbenen Waren an [106]. Neben den verdorbenen Lebensmitteln zählen auch solche dazu, die durch optische Mängel nicht mehr zum Verkauf freigegeben werden. Zur Ermittlung des Potentials werden zuerst die Supermärkte in Deutschland möglichst standortgenau ermittelt. Als Basis dient die DBI-Datenbank, welche mehr als 34.000 Supermärkte standortgenau in Deutschland aufgelistet hat. Für diese Supermärkte wird die Fläche, auf der die Lebensmittel verkauft werden, ermittelt.

Sowohl die in Tabelle 4.14 aufgelisteten Werte, als auch die für jede Supermarktkette spezifischen Verkaufsflächen finden in der Berechnung Anwendung. Supermärkte spenden pro Tag im Schnitt ca. 40 kg der Lebensmittel für karikative Zwecke [106]. Der Anteil wird von der Gesamtmenge von 2,5 Mio. t abgezogen. Die restliche Gesamtmenge an Supermarktresten pro Jahr wird durch die Lebensmittelfläche aller erfassten Supermärkte geteilt, womit sich eine durchschnittliche Menge in kg/(a · m²) ergibt. Diese liegt bei ca. 110 kg pro Jahr und Quadratmeter. Da es in Deutschland sehr viele Supermärkte gibt, werden diese je Gemeinde aufsummiert, um die Darstellung im GIS zu gewährleisten. Somit ergibt sich ein theoretischer Methangasertrag je Gemeinde. In Deutschland existieren 11.563 Gemeinden, wobei einige keinen Supermarkt haben. Diese bleiben somit ohne Methangasertrag.

Tabelle 4.14: Einteilung der Supermärkte nach ihrer Lebensmittelfläche [2]

Kategorie	Verkaufsfläche	Lebensmittelfläche
Discounter	-	80 %
Vollsortimenter	bis 2.500 m ²	75 %
	2.500 – 5.000 m ²	50 %
	über 5.000 m ²	30 %

In Abbildung 4.24 ist das theoretische Methangaspotential aus Supermarktresten dargestellt. Aufsummiert ergeben sich die aufgelisteten Werte, die im nebenstehenden Diagramm erfasst sind. Die Gesamtsumme des theoretischen Methangaspotentials für die gesamten Supermarktreste beträgt 115,7 Mio. m³/a. Dieser Wert ergab sich unter Hilfenahme des Methangasertrags von 55,4 m³/t(FM) und ist zur besseren Visualisierung auf Gemeindeebene dargestellt [66]. Da Supermarktreste kostenfrei abgegeben bzw. genutzt werden können, zählen sie zu den wirtschaftlichen Substraten. Das technische Methangaspotential entspricht dem wirtschaftlichen Methangaspotential und beträgt 107,6 Mio. m³/a.

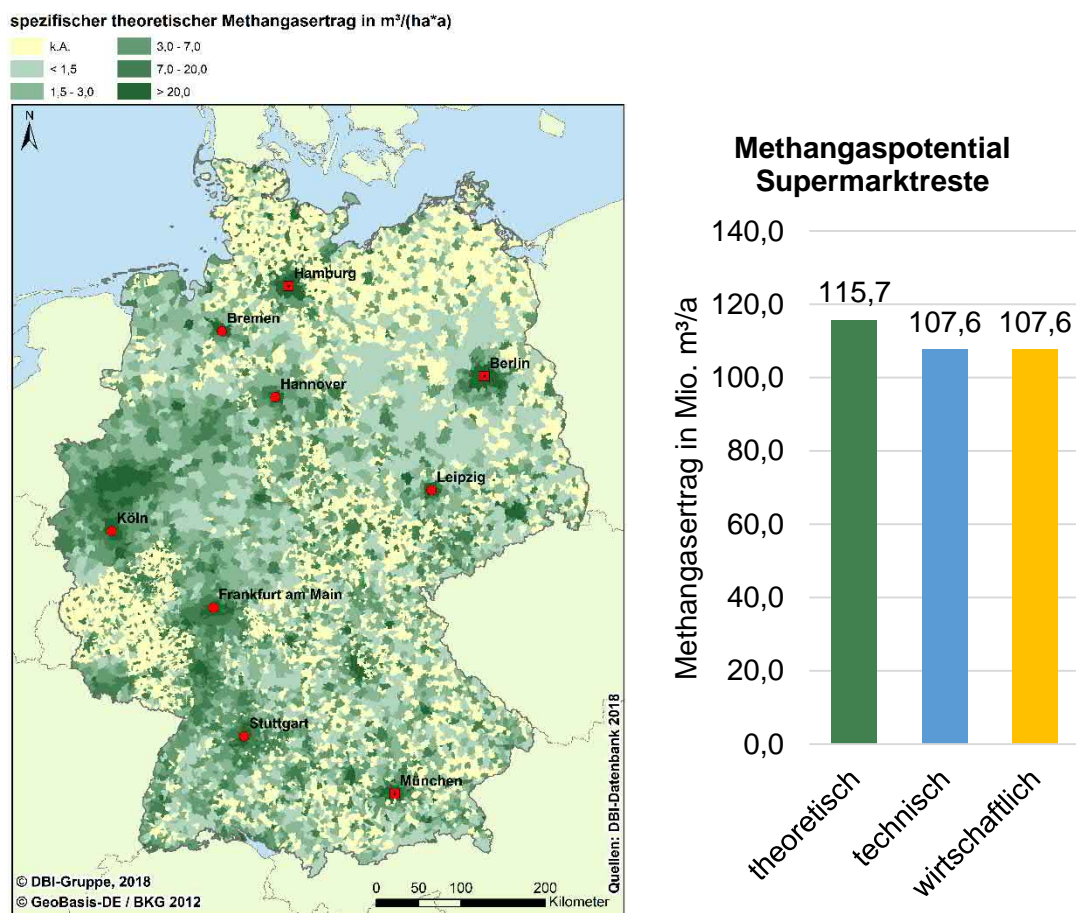


Abbildung 4.24: theoretisches Biogas-Potential aus Supermarktresten

4.2.4.6 Summenpotential der kommunalen und gewerblichen Reststoffe

Bei den Daten der Kommunen handelt es sich vorwiegend um Flächendaten. Da es eine Korrelation zwischen der Anzahl der kommunalen Einrichtungen und Größe der Städte gibt, ergibt

sich das größte Potential in den städtisch geprägten Gebieten Deutschlands. Somit sind die ländlich geprägten Gebiete mit einem geringen Potential versehen.

Die Berechnung zur Bildung des Summenpotentials der Kommune und des Gewerbes setzt sich aus den Einzelpotentialen (k) der Substrate zusammen. Daraus ergibt sich folgende Formel:

Formel 5: Summenberechnung für das spezifische Methangaspotential der Kommune und des Gewerbes

$$MG_{\text{Kommune/Gewerbe}} = \sum_{i=1}^k MG_i$$

Das theoretische Methangaspotential aller kommunalen und gewerblichen Reststoffe beträgt 731,9 Mio. m³/a. Daraus resultiert ein technisches und wirtschaftliches Methangaspotential von 632,3 Mio. m³/a.

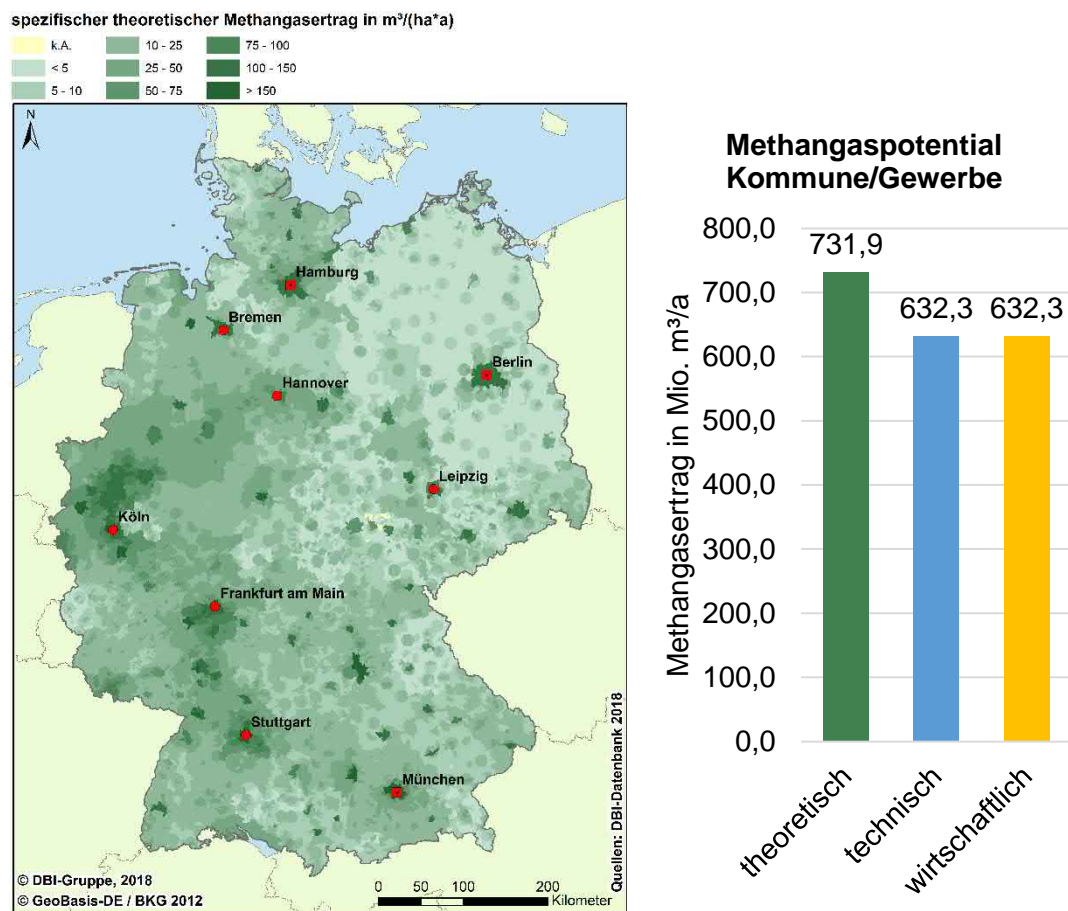


Abbildung 4.25: theoretisches Biogas-Potential aus kommunalen/ gewerblichen Reststoffen

In Abbildung 4.26 ist die Verteilung der Substrate in den jeweiligen Potentialbegriffen dargestellt. Dabei wird hier deutlich, dass die kommunalen/ gewerblichen Reststoffe alle kostenfrei zur Verfügung stehen und daher das technische dem wirtschaftlichen Potential entspricht. Die einzigen Substrate, die erhebliche technische Verluste haben, sind die des Begleitgrüns. Grund dafür sind die geringen Bergungsraten.

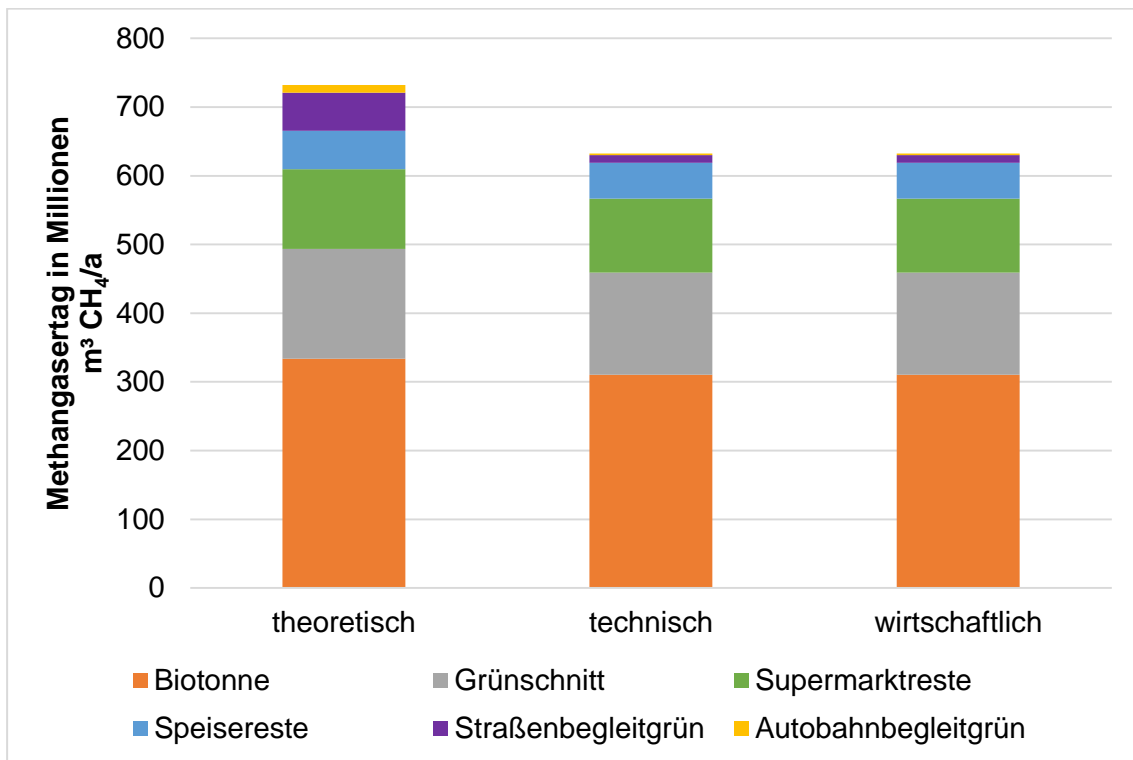


Abbildung 4.26: Verteilung des Methangaspotentials aus kommunalen/ gewerblichen Reststoffen

4.2.5 Biogaserzeugung mittels Biomasse aus landwirtschaftlicher Produktion

Landwirtschaftliche Substrate bilden den massebezogenen Großteil der in BGA eingesetzten Einsatzstoffe. Eine Übersicht der betrachteten Substrate ist in der folgenden Abbildung 4.27 grafisch dargestellt.

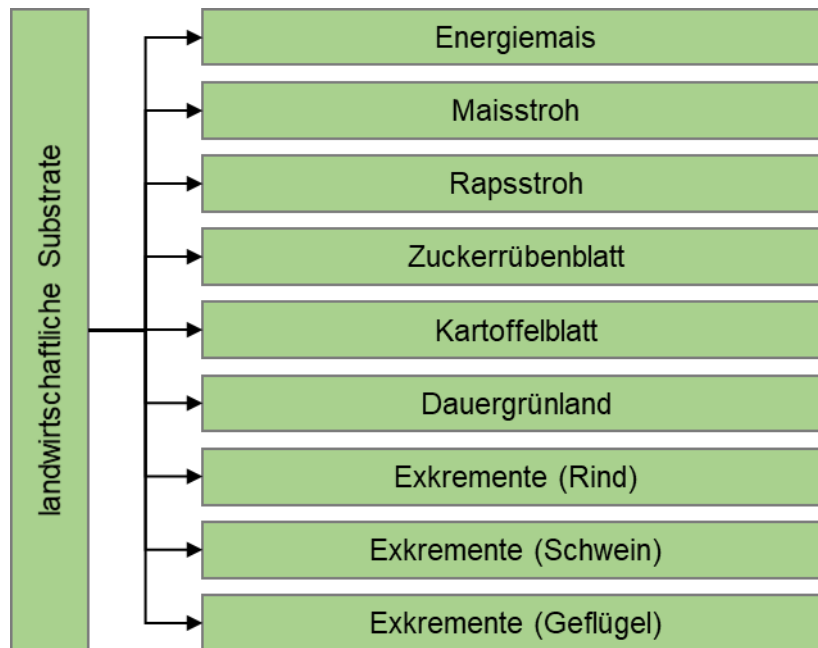


Abbildung 4.27: Übersicht der betrachteten landwirtschaftlichen Einsatzstoffe

4.2.5.1 Energiepflanzen

Maissilage hat einen Prozentwert von 73 % an der Masse von 66,6 Millionen tFM nachwachsender Rohstoffe in BGA und ist damit das am häufigsten eingesetzte Substrat [107]. In Deutschland wurde im Jahr 2016 Mais auf circa 2 Mio. ha angebaut [108]. Daraus konnten circa 86,8 Mio. t Silomais als Ganzpflanzenernte von Feld entnommen werden. In den Amtlichen Statistiken wird zwischen Körner- und Silomais unterschieden. Der Silomais wird als Tierfutter und energetisch genutzt, Körnermais findet in der Nahrungsmittelindustrie Anwendung [109]. Silomais wird als Ganzpflanze geerntet und dann siliert. Diese Maissilage findet dann auch als Futtermittel für Tiere Anwendung. Dieser Anteil wird in der Abschätzung abgezogen. Für die Bestimmung der Silomaismenge in Tonnen, werden die landkreisspezifischen Anbauflächen von Silomais, mit den durchschnittlichen Hektarerträgen (Dezitonnen pro Hektar) je Landkreis multipliziert [108, 110]. Dafür wird die Agrarstrukturerhebung des Jahres 2010 angewendet. Diese weist für jede Fruchtart eine landkreisspezifische Fläche in Hektar aus [111]. Um den neuesten Stand der Daten zu verwenden, wird die jedes Jahr aktualisierte Gesamtfläche aus dem Jahr 2016 auf die Landkreise modelliert. Die aktuellen Werte aus 2016 liegen bundeslandgenau vor. So erhält ein Landkreis, der 2010 10 % Anteil an der Gesamtlandwirtschaftsfläche hatte, diese auch mit den aktualisierten Zahlen aus 2016. So wird sichergestellt, dass die aktuellsten Zahlen der Fläche der Landwirtschaft Anwendung finden. Die Ackerflächen werden mit den in der DBI-Datenbank enthaltenen Ackerkennzahlen charakterisiert. So können die Ackerflächen in drei Kategorien eingeteilt werden (geringer Ertrag, mittlerer Ertrag und hoher Ertrag).

spezifischer theoretischer Methangasertrag in m³/(ha*a)

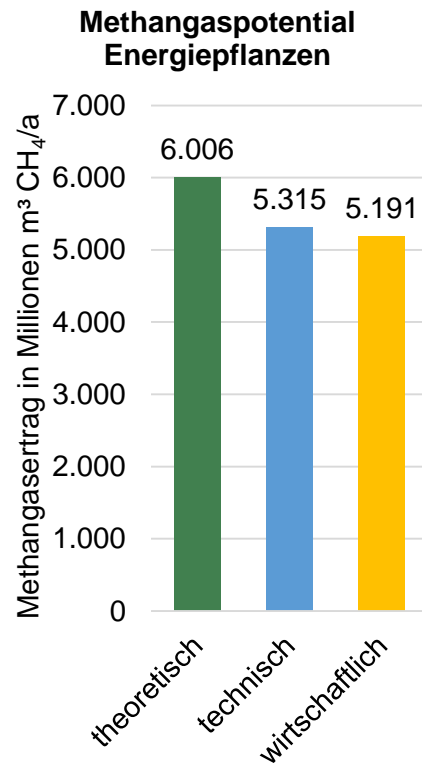


Abbildung 4.28: theoretisches Biogas-Potential aus Energiepflanzen

Unter Anwendung des spezifischen Methangasertrags von 106 m³ / tFM kann das theoretische Methangaspotential ermittelt werden [65]. Für Deutschland ergibt sich nach Abbildung 4.28 ein Potential in Höhe von 6.005,8 Mio. m³/a.

Tabelle 4.15: Verluste bei der Silierung von Energiepflanzen

Verluste	Angabe in % nach [112]	Eigene Annahme in %
Restatmung	1 – 2 %	1,5 %
Vergärung	5 – 10 %	6,0 %
Gärsaftverluste	0 – 7 %	1,5 %
Feldverluste (Entnahme)	1 – 5 %	2,5 %
Gesamt	7 – 24 %	11,5 %

In Tabelle 4.15 sind die technischen Verluste von der Entnahme sowie der Silierung von Mais dargestellt. Insgesamt werden daher 11,5 % an technischen Verlusten angenommen und somit ergibt sich ein technisches Methangaspotential von 5.315,1 Mio. m³/a. Zur Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials werden bei den landwirtschaftlichen Substraten auch die nachhaltigen Auswirkungen auf die Landwirtschaft bzw. die Böden beachtet. Daher werden Nationalparks, Naturschutzgebiete, Biosphärenreservate und Wasserschutzgebiete aus den Betrachtungen rausgestrichen. Diese Schutzgebiete sind in der DBI-Datenbank aufgeführt. Nationalparks sind nicht der Teil der Bearbeitung, weil dies Gebiete sind, die keinen Eingriff des Menschen erlauben und daher keine wirtschaftliche Nutzung ermöglichen. Naturschutzgebiete sind Flächen, mit dem Ziel der Sicherung dieser Zonen aus wissenschaftlichen, naturgeschichtlichen oder landeskundlichen Gründen. Biosphärenreservate werden in verschiedene

Zonen eingeteilt. In der Arbeit sind nur Gebiete der Zone I (Kernzone) ausgenommen, da hier keine Pflege und Erhaltungsmaßnahmen erlaubt sind. Wasserschutzgebiete beschreiben Flächen, die zum Schutz von Gewässern errichtet werden. Alle diese Restriktionen finden Anwendung in der Arbeit und stellen sicher, dass keine geschützten Gebiete in einer wirtschaftlichen Betrachtung angewendet werden. Die Eingriffsbestimmungen stammen aus den Daten der DBI-Datenbank. Aus diesen Einflussfaktoren ergibt sich ein wirtschaftlichen Potential (siehe Abbildung 4.28) von circa 5.191,2 Mio. m³/a.

4.2.5.2 Erntereste

4.2.5.2.1 Mais- und Rapsstroh

Trockene Halme von gedroschenem Getreide werden als Stroh bezeichnet [113]. In dieser Studie erfolgt nur eine Betrachtung von Mais- und Rapsstroh. Diese Wahl wird auf Grund des hohen Feuchtigkeitsgehalts von Stroh (teilweise über 50 % getroffen) [34]. Da das Stroh mit diesen Wassergehalten nicht lagerungsfähig ist und eine Trocknung zu aufwändig wäre, wird von einer Nutzung in einer BGA ausgegangen. Alle anderen möglichen Getreidestrohartarten werden in der Potentialanalyse der nicht fermentativen Erzeugung zugeordnet. Grundlage für die Berechnung sind die Ackerflächen und die landkreisspezifischen Erträge [108, 110, 111] aus dem Jahr 2016. Weiterhin werden die in Tabelle 4.16 dargestellten Korn-zu-Stroh Verhältnisse angewandt.

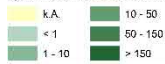
Tabelle 4.16: Korn-zu-Stroh Verhältnis ausgewählter Fruchtarten [114]

	Haupternteprodukt	Korn-zu-Stroh-Verhältnis
Getreide	Körnermais	1,0
Ölfrüchte	Raps	1,7
Hackfrüchte	Kartoffel	0,2
	Zuckerrübe	0,7

Auffällig ist, dass bei Raps im Vergleich zu Mais deutlich mehr Stroh anfällt. Ähnlich wie bei der Maisverteilung, werden auch Maisstroh und Rapsstroh anhand der Ackerflächen je Landkreis, der spezifischen Erträge und der Ackerkennzahlen verteilt. Im Jahr 2016 wurden 4,7 Mio. t Raps und ebenso 4,7 Mio. t Mais geerntet. Dabei entstehen 4,7 Mio. t Maisstroh und rund 8 Mio. t Rapsstroh. Unter Anwendung des Methangasertrags von 97,6 m³ / tFM wird das theoretische Potential bestimmt [66].

Maisstroh

spezifischer theoretischer Methangasertrag in $\text{m}^3/(\text{ha}\cdot\text{a})$



Rapsstroh

spezifischer theoretischer Methangasertrag in $\text{m}^3/(\text{ha}\cdot\text{a})$

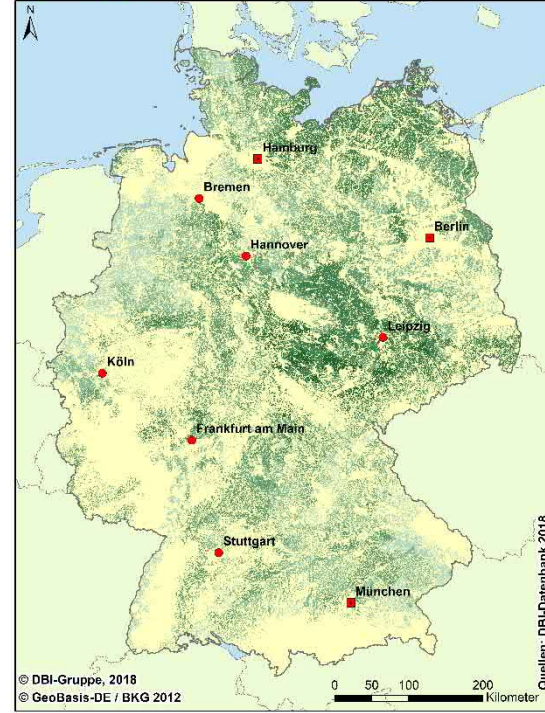
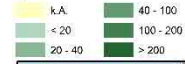


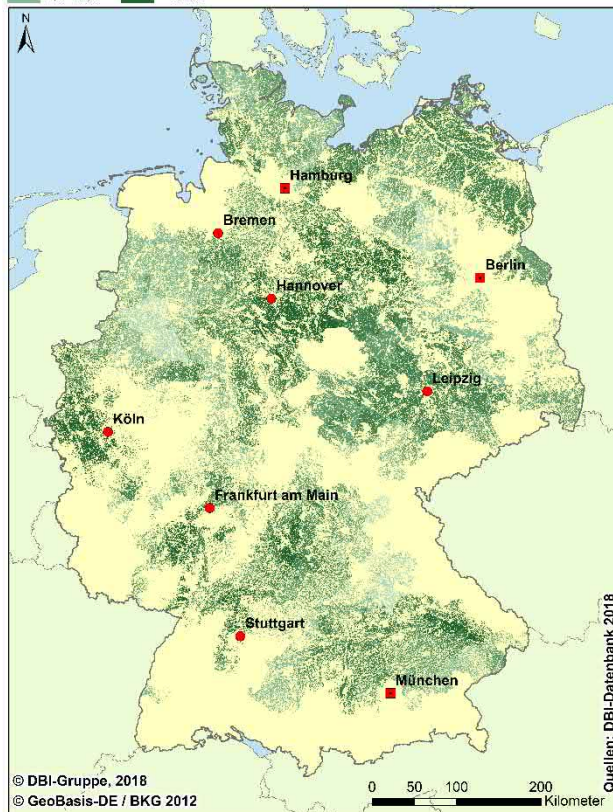
Abbildung 4.29: theoretisches Biogas-Potential aus Maisstroh (links) und Rapsstroh (rechts)

Für Maisstroh ergibt sich ein theoretisches Methangaspotential von 451 Mio. m^3/a und für Rapsstroh ein theoretisches Methangaspotential von 814,7 Mio. m^3/a . In Absprache mit dem Fachverband Biogas e.V. wird für Stroh nur ein theoretisches Potential ausgewiesen, da es erst in Zukunft zu einer Verwendung von Mais- bzw. Rapsstroh in Biogasanlagen kommen wird [71].

4.2.5.2.2 Zuckerrübenblatt

Im Jahr 2016 wurden in Deutschland 28 Mio. t Zuckerrüben angebaut. Bei dieser Ernte fallen auf dem Feld, unter Anwendung des Verhältnisses Hauptprodukt zu Nebenprodukt, circa 19,6 Mio. t Rübenblätter an. Diese können in BGA energetisch genutzt werden. Anhand der Ackerflächen je Landkreis, der spezifischen Erträge und der Ackerkennzahlen werden die Erntemengen verteilt. Unter Verwendung des spezifischen Methangasertrags von $48 \text{ m}^3 / \text{tFM}$, kann das theoretische Potential aus Rübenblättern bestimmt werden.

spezifischer theoretischer Methangasertrag in $\text{m}^3/(\text{ha}\cdot\text{a})$



Methangaspotential Zuckerrübenblatt

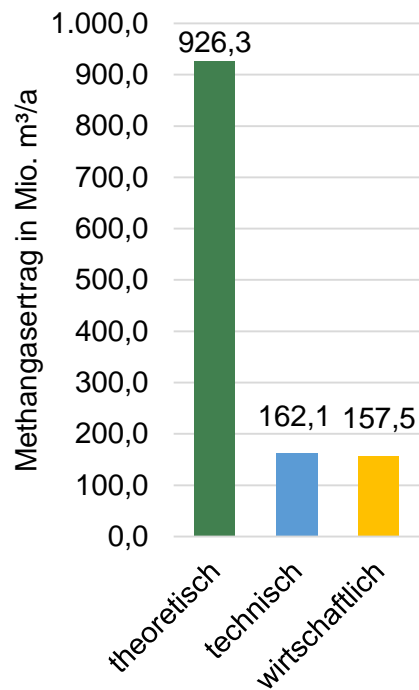


Abbildung 4.30: theoretisches Biogas-Potential aus Zuckerrübenblatt

Für die energetische Nutzung von Zuckerrübenblättern ergibt sich ein theoretisches Methangaspotential von 926,3 Mio. m^3/a . Kaltschmitt geht von einer Nutzung zwischen 10 – 25 % aus [34]. Daher verbleiben im Mittel 82,5 % vom theoretischen Potential als Humus auf dem Feld oder werden als Futtermittel genutzt. Das technische Methangaspotential wird daher mit 162,1 Mio. m^3/a beziffert. Unter Nutzung der Nachhaltigkeitsfaktoren entsteht ein wirtschaftliches Potential in Höhe von 157,5 Mio. m^3/a .

4.2.5.2.3 Kartoffelblatt

2016 wurden in Deutschland 11 Mio. t Kartoffeln geerntet. Bei dieser Ernte fallen auf dem Feld, unter Anwendung des Verhältnisses Hauptprodukt zu Nebenprodukt, circa 2,2 Mio. t an Kartoffelblättern an. Diese können in BGA energetisch genutzt werden. Anhand der Ackerflächen je Landkreis, der spezifischen Erträge und der Ackerkennzahlen werden die Erntemengen verteilt. Unter Verwendung des spezifischen Methangasertrags von $48 \text{ m}^3 / \text{tFM}$, kann das theoretische Potential aus Kartoffelblättern bestimmt werden [66, 108, 110, 111].



Abbildung 4.31: theoretisches Biogas-Potential aus Kartoffelblättern

Es ergibt sich ein theoretisches Potential von 103,4 Mio. m^3/a . Nach Kaltschmitt ist die technische Bergung des Kartoffelblattes zu aufwendig und es verbleibt daher zur Humusbildung auf dem Feld [34].

4.2.5.3 Dauergrünland

Diese Bewirtschaftung von Dauergrünland wird in Deutschland auf rund 4,7 Mio. ha betrieben. Damit werden circa 28 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche bewirtschaftet. Es besteht vorrangig aus Wiesen (40 %), Weiden (56 %) sowie Hutungen und Naturschutzflächen (4 %) [115]. Das auf Grünland erzeugte Grünfutter findet häufig Verwendung als kostengünstiges Futtermittel (Heu oder Grassilage), aber auch als Substrat für Biogasanlagen. Um den Bedarf an Grünlandfuttermitteln abbilden zu können, werden die Tierzahlen und der Grundfutterbedarf der Tiere herangezogen.

Der Grundfutterbedarf wird mit den Daten aus Tabelle 4.17 bestimmt. Diese sind für das Bundesland Baden-Württemberg angegeben, werden aber auch deutschlandweit angenommen.

Tabelle 4.17: Energiebedarf des Grundfutters bei Rindern, Pferden und Schafen [116]

Tierart	Energiebedarf MJ ME/ Tier und Jahr	Anteil an der Futterration in %					
		Grassilage	Heu	Maissilage	Weide	Dauerweide	Hutung
Rinder							
Mastbulle*	20.987	50	-	50	-	-	-
Kalb	1.840	-	100	-	-	-	-
Färse*	20.291	25	25	25	25	-	-
Mutterkuh	34.146	20	30	-	10	40	-
Milchkuh*	28.020	24	8,5	42,5	25	-	-
Pferde							
Pferde	27.740	-	60	-	40	-	-
Schafe							
Mutter-schaf	3.820	13	14	-	51	-	22
Mastlamm	2.143	7	7	-	60	-	26
Jungschaf	3.187	11	12	-	54	-	23

*Mittelwerte gebildet

Neben dem Grundfutter wird in der Landwirtschaft auch Energiefutter eingesetzt, welches aber nicht aus Grünlandflächen zur Verfügung gestellt wird. Daher erfolgt nur die Betrachtung des Grundfutters in dieser Arbeit. Die oben gezeigten Tierarten werden vorrangig mit Heu und Gras gefüttert [117].

Tabelle 4.18: Energiegehalte von Grundfuttermitteln [2, 117]

Grundfuttermittel	Energiegehalt	
	MJ ME / kg (TM)	MJ NEL / kg (TM)
Grassilage	9,625	5,800
Heu	8,425	5,050
Maissilage	11,400	6,850
Weide	9,950	5,975
Dauerweide	8,300	5,000
Hutung	7,500	4,500

Anhand der in Tabelle 4.17 und Tabelle 4.18 dargestellten Faktoren kann der Futterbedarf je Tier berechnet werden. Somit ergibt sich ein Bedarf an Grundfutter, den jeder Landkreis in Abhängigkeit der Tierzahl bereitstellen muss. Neben dem Dauergrünland werden auch Feldfrüchte wie Leguminosen und Feldgras als Raufutter auf Grünlandflächen angebaut [108]. Diese Erträge werden, unter Annahme, dass sie ausschließlich nur zur Grundfutterbereitstellung angebaut werden, von dem Grundfutterbedarf abgezogen. Somit verbleibt ein Bedarf, der durch Dauergrünland gedeckt werden muss, zur Versorgung der Tiere. In Summe ergibt sich deutschlandweit eine Menge von rund 24,5 Mio. tFM, die an Dauergrünland zur energetischen Nutzung zur Verfügung steht. Unter Beachtung der Trockenmasse (35 %) und des Methangasertrags von Dauergrünland, von rund 100 m³ / tFM, wird das theoretische Methangaspotential bestimmt [65]. Dies beträgt 2.462,1 Mio. m³/a. Unter Zugrundelegung von 15 % technischen Verlusten ergibt sich ein technisches Potential von 2.092,8 Mio. m³/a. Zur Abgrenzung des wirtschaftlichen Potentials wird die Topologie des jeweiligen Landkreises einbezogen. Anhand der durchschnittlichen Höhe des Landkreises werden die in Tabelle 4.19 dargestellten Restriktionen angewandt. Diese sind über die Annahme, dass in Hochlagen durch die Gebirge

keine Bergung wirtschaftlich sinnvoll ist, genutzt worden. In Summe führt das zu einem wirtschaftlichen Methangaspotential von 887,7 Mio. m³/a.

Tabelle 4.19: geschätzte wirtschaftliche Verfügbarkeit von Dauergrünland in Abhängigkeit der Höhenlage des Landkreises [2]

Topologie	Höhenlage	Wirtschaftliche Verfügbarkeit
Flachland	unter 350 m	55 %
mittlere Lage	350 bis unter 900 m	30 %
hohe Lage	über 900 m	15 %

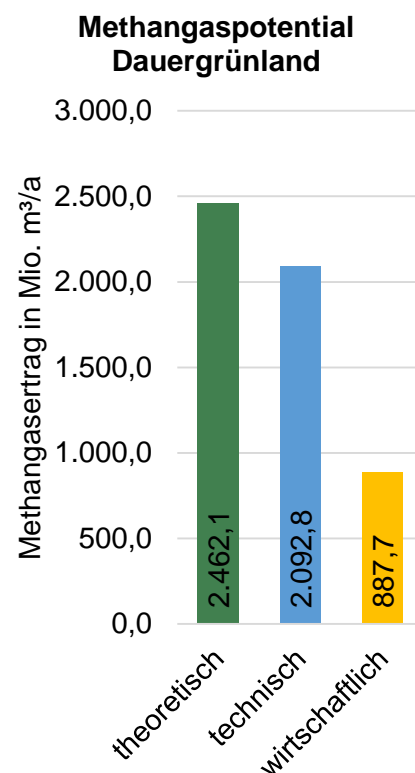


Abbildung 4.32: theoretisches Biogas-Potential aus Dauergrünland

In Abbildung 4.32 ist das Biogaspotential aus der Nutzung von Dauergrünland dargestellt. Auffällig sind die vielen Landkreise, die „keine Angabe“ haben. In diesen Gebieten ist der Grundfutterbedarf an Dauergrünland größer, als der Landkreis zur Verfügung stellen kann. Daher gibt es dort keine Fläche, die zur Erzeugung von Biogas mehr zur Verfügung steht. Daraus folgend ist dort auch kein Potential ausgewiesen.

4.2.5.4 Exkrememente

Tierische Exkrememente sind eines der am häufigsten verwendeten Substrate in Biogasanlagen. Sie können als Haupt- oder Nebensubstrat zum Einsatz kommen [65]. Neben der Energiegewinnung, hat der Einsatz von Gülle auch Vorteile für die Hygiene. Beim Gärprozess in der Biogasanlage wird die Keimzahl in der Gülle verringert und es kommt zu einer Hygienisierung [118]. Dabei verbleiben die Nährstoffe im Medium und können danach, in Form von Gärresten,

trotzdem zur Düngung auf das Feld ausgebracht werden. Die Exkremente der Stalltiere Rind, Schwein und Geflügel fallen direkt am Tierstall an. Da keine frei zugänglichen Daten vorliegen, ist eine Ermittlung der exakten Mengen nicht möglich gewesen. In Deutschland fehlen Statistiken zu den Standorten von größeren Tierställen, aber vor allem auch kleinere Ställe sind nicht flächendeckend erfasst. Um dennoch eine hohe regionale Tiefe zu erreichen, sind die Tierzahlen der Rinder und der Schweine auf Landkreisebene erfasst worden [119, 120]. Für die Berechnung des Gülleaufkommens durch Geflügel können nur Bundeslandwerte herangezogen werden [121]. Die anderen Tierarten finden, begründet durch ihre geringe Bedeutung bzw. mangelnder Datenlage, keine Anwendung. Im Folgenden wird auf die oben genannten Tierarten einzeln eingegangen.

Tabelle 4.20: Berechnungsgrundlagen für die Berechnung des Biogas-Potentials aus Gülle

Spezifische Größen	Quellen	Rinder	Schweine	Geflügel
Gülleanfall in m ³ / (Tier und Jahr)	[2, 122]	2,5 – 21,0	1,5	0,0182
Dichte der Gülle in t / m ³	[2]	1,035	1,050	1,0092
Stallhaltungsquote in %	[2]	68	100	68
Methangasertrag in m ³ CH ₄ / tFM	[66]	18,7	12,2	36,6
Abzug in % nach Bestandsklassengröße	eigene Berechnung, [121]	10,10	5,99	5,00

In Tabelle 4.20 sind die Berechnungsgrößen für die drei Tierarten dargestellt. Diese bilden neben den Tierzahlen die Basis für die Berechnung des jeweiligen theoretischen Potentials.

Tabelle 4.21: Biogas-Potential aus Rindergülle

Bundesland	Anzahl Rinder	Exkrementen- menge in tFM / a	Potential in m ³ /a	
			theor.	techn./wirtsch.
Baden-Württemberg	991.773	8.639.000	161.549.300	137.155.000
Bayern	3.178.657	28.310.000	529.397.000	449.458.000
Berlin	762	6.000	112.200	95.000
Brandenburg	542.926	4.370.000	81.719.000	69.379.000
Bremen	9.765	90.000	1.683.000	1.429.000
Hamburg	6.592	50.000	935.000	794.000
Hessen	448.935	3.832.000	71.658.400	60.838.000
Mecklenburg-Vorpommern	548.397	4.545.000	84.991.500	72.158.000
Niedersachsen	2.632.461	21.906.000	409.642.200	347.786.000
Nordrhein-Westfalen	1.441.532	11.580.000	216.546.000	183.848.000
Rheinland-Pfalz	350.884	3.025.000	56.567.500	48.026.000
Saarland	47.852	404.000	7.554.800	6.414.000
Sachsen	492.094	4.329.000	80.952.300	68.729.000
Sachsen-Anhalt	340.924	2.946.000	55.090.200	46.772.000
Schleswig-Holstein	1.103.561	9.747.000	182.268.900	154.746.000
Thüringen	329.471	2.739.000	51.219.300	43.485.000
Deutschland	12.466.586	106.519.000	1.991.905.300	1.691.128.000

In Tabelle 4.21 sind die Potentiale aus Rindergülle dargestellt. Diese sind anhand der in Tabelle 4.20 dargestellten Berechnungsgrößen bestimmt worden. Die Stallhaltungsquote beschreibt nach [2], dass eine sinnvolle Nutzung nur möglich ist, wenn die Exkremente zentral im Stall gesammelt werden. Rinder leben in den vier Wintermonaten zu 85 % im Stall. In den restlichen Monaten halten sich 60 % der Tiere im Stall auf. Weiterhin finden technische Verluste, davon Entnahmeverluste von circa 5 %, und Verluste anhand der Bestandsgröße der Betriebe die Rinder halten, Anwendung. Diese können mit 10,1 % angenommen werden (siehe Tabelle 4.20). Es wird angenommen, dass es nur technisch sinnvoll ist, bei Betrieben ab 50 Rindern die Gülle zentral zu sammeln. Die Bestandsgrößenklassen sind Daten aus dem Jahr 2016 [121].

Tabelle 4.22: Biogas-Potential aus Schweinegülle

Bundesland	Anzahl Schweine	Exkrementenmenge in tFM/a	Potential in m ³ /a	
			theor.	techn./wirtsch.
Baden-Württemberg	1.875.626	2.954.000	36.039.000	32.075.000
Bayern	3.456.293	5.444.000	66.417.000	59.111.000
Berlin	44	69	1.000	1.000
Brandenburg	803.412	1.265.000	15.433.000	13.735.000
Bremen	0	0	0	0
Hamburg	0	0	0	0
Hessen	613.507	966.000	11.785.000	10.489.000
Mecklenburg-Vorpommern	782.396	1.232.000	15.030.000	13.377.000
Niedersachsen	8.917.955	14.046.000	171.361.000	152.511.000
Nordrhein-Westfalen	7.263.582	11.440.000	139.568.000	124.216.000
Rheinland-Pfalz	188.148	296.000	3.611.000	3.214.000
Saarland	5.385	8.000	98.000	87.000
Sachsen	654.271	1.030.000	12.566.000	11.184.000
Sachsen-Anhalt	1.188.953	1.873.000	22.851.000	20.337.000
Schleswig-Holstein	1.461.628	2.302.000	28.084.000	24.995.000
Thüringen	764.412	1.204.000	14.689.000	13.073.000
Deutschland	27.977.515	44.065.000	537.593.000	478.458.000

In Tabelle 4.22 sind die Potentiale aus Schweinegülle dargestellt. Diese sind anhand der in Tabelle 4.20 dargestellten Berechnungsgrößen berechnet worden. Die Stallhaltungsquote beschreibt nach [2], dass eine sinnvolle Nutzung nur möglich ist, wenn die Exkremente zentral im Stall gesammelt werden. Schweine werden ganzjährig im Stall gehalten und daher sind 100 % als Stallhaltungsquote angenommen. Weiterhin finden technische Verluste, davon Entnahmeverluste von circa 5 % und Verluste anhand der Bestandsgröße der Betriebe die Schweine halten, Anwendung. Diese können mit 5,9 % berechnet werden (siehe Tabelle 4.20). Es wird angenommen, dass es nur technisch sinnvoll ist, bei Betrieben ab 400 Schweinen die Gülle zentral zu sammeln. Die Bestandsgrößenklassen sind Daten aus dem Jahr 2016 [121].

Tabelle 4.23: Biogas-Potential aus Geflügelgülle

Bundesland	Anzahl Geflügel	Exkrementenmenge in tFM/a	Potential in m ³ /a	
			theor.	techn./wirtsch.
Baden-Württemberg	5.436.090	68.000	2.489.000	2.240.000
Bayern	12.283.234	153.000	5.600.000	5.040.000
Berlin	0	0	0	0
Brandenburg	10.320.617	129.000	4.721.000	4.249.000
Bremen	0	0	0	0
Hamburg	0	0	0	0
Hessen	2.573.982	32.000	1.171.000	1.054.000
Mecklenburg-Vorpommern	9.812.583	123.000	4.502.000	4.052.000
Niedersachsen	92.189.871	1.151.000	42.127.000	37.914.000
Nordrhein-Westfalen	13.560.407	169.000	6.185.000	5.567.000
Rheinland-Pfalz	1.470.912	18.000	659.000	593.000
Saarland	166.686	2.000	73.000	66.000
Sachsen	5.448.909	68.000	2.489.000	2.240.000
Sachsen-Anhalt	12.994.716	162.000	5.929.000	5.336.000
Schleswig-Holstein	3.855.960	48.000	1.757.000	1.581.000
Thüringen	3.451.552	43.000	1.574.000	1.417.000
Deutschland	173.573.929	2.168.000	79.349.000	71.414.000

In Tabelle 4.23 sind die Potentiale aus Geflügelgülle dargestellt. Diese sind anhand der Tabelle 4.20 dargestellten Berechnungsgrößen berechnet worden. Die Stallhaltungsquote beschreibt nach [2], dass eine sinnvolle Nutzung nur möglich ist, wenn die Exkremente zentral im Stall gesammelt werden. Geflügel lebt in den vier Wintermonaten zu 85 % im Stall. In den restlichen Monaten leben 60 % der Tiere im Stall. Daraus kann eine Stallhaltung von durchschnittlich 68 % angewendet werden. Weiterhin finden technische Verluste, davon Entnahmeverluste von circa 5 % und Verluste anhand der Bestandsgröße der Betriebe die Schweine halten, Anwendung. Diese sind in Großvieheinheiten in der Amtlichen Statistik angegeben [121]. Für Geflügel wird angenommen, dass 250 Hühner oder Puten eine Großvieheinheit darstellen [123]. Das Ergebnis aus dieser Abschätzung ergibt, dass 5 % der Betriebe zu klein für eine technisch sinnvolle Aufnahme der Gülle sind. Diese Grenze liegt bei 50 Großvieheinheiten (GVE), was 12.500 Hühner darstellt.

In Abbildung 4.33 ist das Biogas-Potential aus Exkrementen in Deutschland dargestellt. Dabei wird die Gesamtsumme über alle drei vorher vorgestellten Tierarten gebildet.

spezifischer theoretischer Methangasertrag in m³/(ha*a)

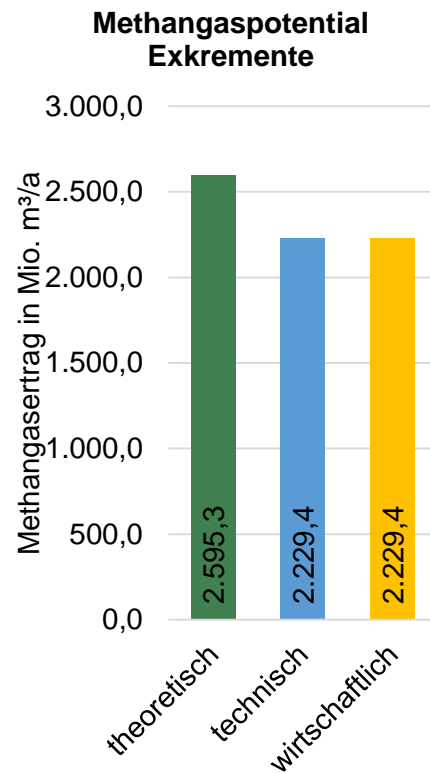


Abbildung 4.33: theoretisches Biogas-Potential aus Exkrementen

Das dargestellte theoretische Methangaspotential beträgt rund 2.595,3 Mio. m³/a. Unter Abzug der technischen Verluste ergibt sich ein technisches bzw. wirtschaftliches Methangaspotential von 2.229,4 Mio. m³/a. Exkremete sind ein wirtschaftliches Substrat für die Biogasanlage.

4.2.5.5 Summenpotential landwirtschaftlicher Substrate

Die Daten der Landwirtschaft sind ausschließlich Flächendaten. Daher erfolgt die Darstellung der Potentiale einerseits sehr genau bei den Ernteerträgen über die Ackerflächen und andererseits über landkreisgenaue Werte. Damit weist die Landwirtschaft eine hohe Qualität der Projektion auf. In Abbildung 4.34 ist das deutschlandweite Potential aus den landwirtschaftlichen Substraten dargestellt. Die größten Potentiale ergeben sich im Nordwesten und Südosten des Landes.

Die Berechnung zur Bildung des Summenpotentials der Landwirtschaft setzt sich aus den Einzelpotentialen (m) der Substrate zusammen.

Formel 6: Summenberechnung für das spezifische Methangaspotential der Landwirtschaft

$$MG_{\text{Landwirtschaft}} = \sum_{i=1}^m MG_i$$

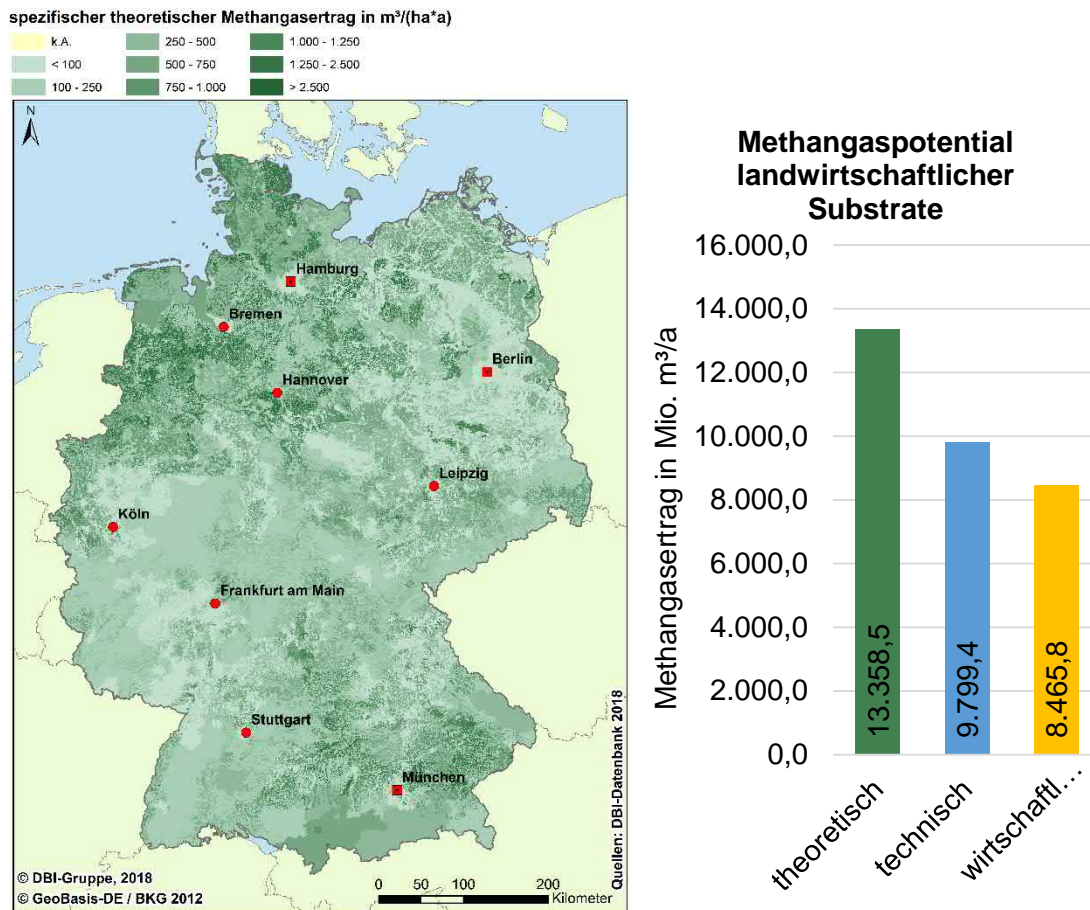


Abbildung 4.34: theoretisches Biogas-Potential aus landwirtschaftlichen Substraten

Das deutschlandweite theoretische Biomethanpotential aus landwirtschaftlichen Substraten beträgt rund 13,4 Mrd. m^3/a , das technische Methangaspotential 9,8 Mrd. m^3/a bzw. das wirtschaftliche Potential 8,5 Mrd. m^3/a . Weiterhin ist neben den absoluten Werten der Potentiale von Interesse, wie sich die Verteilung der Substrate in den Ergebnissen zusammensetzt. Diese Distributionen sind in Abbildung 4.35 dargestellt.

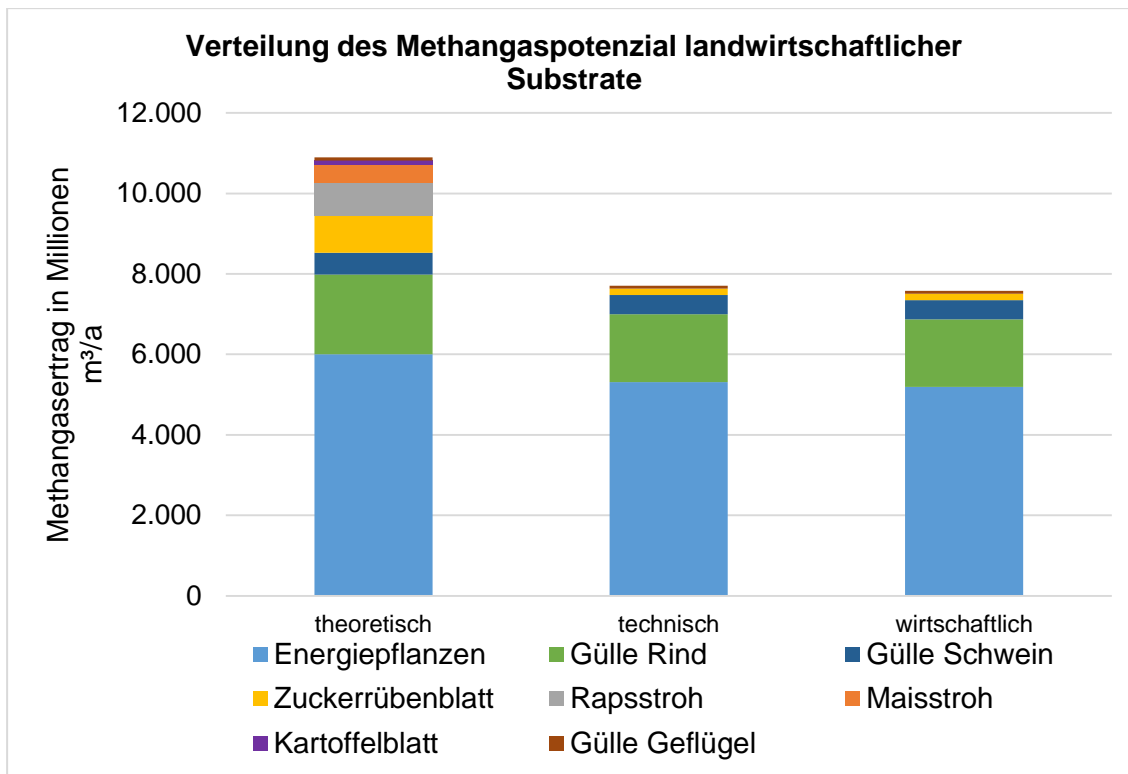


Abbildung 4.35: Verteilung des Methangaspotentials landwirtschaftlicher Substrate

4.2.6 Gesamtpotential fermentativ erzeugtem Biomethan

Für die Bestimmung des deutschlandweiten Gesamtpotentials des fermentativ erzeugten Biomethans werden die flächenspezifischen Biomethanerträge aufsummiert und es ergibt sich die in Abbildung 4.36 dargestellte Potentialkarte. Das theoretische Potential beträgt hier rund 17,5 Mrd. m³/a. Deutlich lassen sich zwei bedeutende Regionen erkennen. Zum einen die Region im Nordwesten des Landes, die hauptsächlich die Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein einschließt und zum anderen im Südosten, hier primär Bayern. Das hohe Potential in Niedersachsen ist durch einen hohen Anteil an landwirtschaftlich genutzter Fläche zu erklären. Sowohl der Anbau von Mais als auch die intensiv betriebene Tierhaltung mit dem damit einhergehenden Exkrementenaufkommen ermöglichen, zusammen mit dem Potential aus Schlachttresten, Maximalwerte. Im Südosten Deutschlands sind die großen Molkereien und ebenso wie in Niedersachsen, die Tierhaltung ein maximierender Faktor. Deutschlandweit stechen die in dieser Studie betrachteten Zuckerproduzenten hervor.



Abbildung 4.36: theoretisches Biogas-Gesamtpotential aller betrachteten Substrate

Aktuell werden in Deutschland bereits ca. 8,3 Mrd. m³/a in Biogasanlagen erzeugt. Das wirtschaftliche Gesamtpotential liegt dem gegenüber bei 10,3 Mrd. m³/a, was einer weiteren Steigerung von über 20 % entspricht. Diese wirtschaftlich verfügbare Menge steigt bis zum Jahr 2050 auf 10,8 Mrd. m³/a an (siehe grafische Darstellung der Entwicklung des Biogas-Gesamtpotentials in Kapitel 7.1.4). In Summe ist hierbei somit festzuhalten, dass ein Ausbau der fermentativen Biogaserzeugung in Deutschland möglich ist.

Bei genauerer Betrachtung der Biogasmengen ist festzuhalten, dass die aktuell erzeugbaren Biogasmengen nicht vollumfänglich den in dieser Studie aufgestellten Nachhaltigkeitskriterien entsprechen. Ebenso wird aktuell nur ein kleiner Teil des fermentativ erzeugten Biogases ins Erdgasnetz eingespeist. Wie aus nachfolgender Abbildung ersichtlich, bestehen noch große Ausbaupotentiale für die Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz. Aktuell läuft sich die eingespeiste Biomethanmenge auf ca. 0,853 Mrd. m³/a [124]. Vor dem Hintergrund, dass die EEG-Förderung für viele Anlagen in den nächsten Jahren auslaufen wird [5], ist somit eine Überführung dieser EEG-Stromerzeugungsanlagen in Biomethaneinspeiseanlagen sehr wichtig, da anderenfalls die erzeugbaren Biomethanmengen sinken werden und somit der Anteil von EEG- Gasen abnimmt!

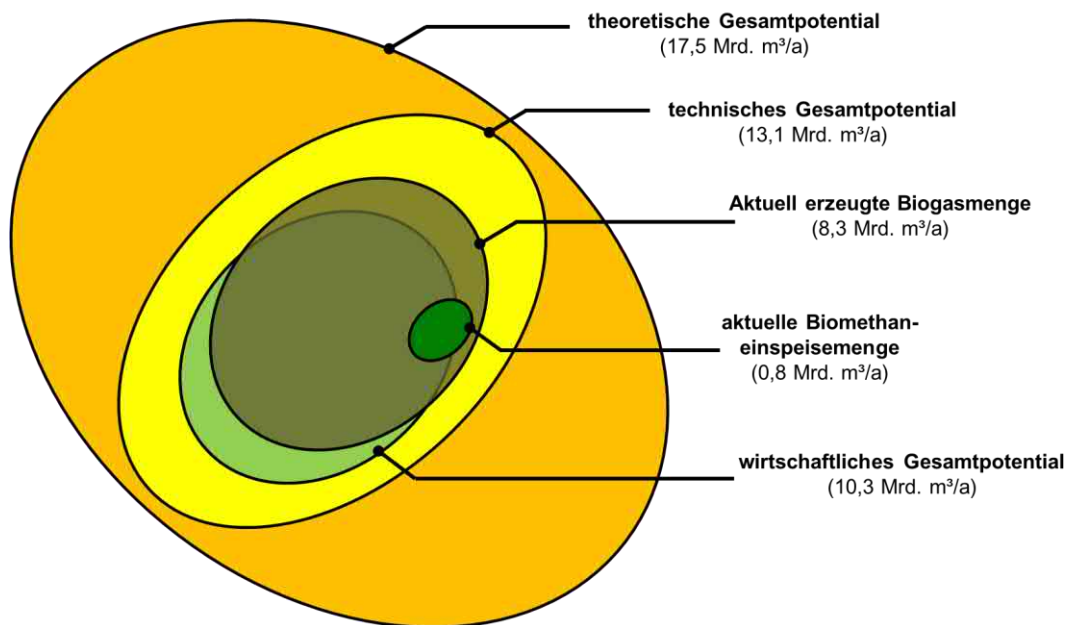


Abbildung 4.37: Gesamtpotentiale der fermentativ erzeugbaren Biogasmengen im Vergleich zur bereits aktuell erzeugten Biogasmenge in Deutschland

4.3 Thermochemische Biogaserzeugung

SNG wird durch eine chemisch-katalytische Methanisierung von Synthesegas erzeugt, welches aus fossilen oder erneuerbaren Energieträgern durch eine Vergasung gewonnen werden kann. Aufgrund der Bestrebung des DVGW, erneuerbare Gase als Erdgassubstitut zu erzeugen, werden in dieser Studie ausschließlich nachhaltige Biomassen betrachtet [125]. Es handelt sich dabei insbesondere um biogene, holzartige Festbrennstoffe, welche sich durch ihren hohen Lignin-Anteil nicht für eine fermentative Umwandlung in Biogasanlagen eignen [126].

Bis auf Energiepflanzen sind alle Einsatzstoffe der SNG-Erzeugung Nebenprodukte oder Rückstände und somit Koppelprodukte konventioneller Holznutzungspfade. Das heißt, deren Aufkommen ist abhängig von industriellen Produktionskapazitäten, der Erntemenge land- und forstwirtschaftlicher Erzeugnisse oder kommunalen Pflegemaßnahmen. Zu beachten ist, dass aufgrund von etablierten Absatzmärkten nicht alle holzartigen Biomassen als Einsatzstoff für SNG-Anlagen zur Verfügung stehen. Eine stoffliche Nutzung in der Holz- und Zellstoffindustrie oder eine unternehmensinterne energetische Verwendung verhindert häufig die Nutzung von holzartigen Reststoffen in SNG-Anlagen [127].

Um eine Aussage zu den sektorspezifischen SNG-Potentialen treffen zu können, ist eine Zuordnung der verschiedenen Biomassen zu den Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune und Land- und Forstwirtschaft hilfreich. Durch eine Klassifizierung der Biomassen nach Sektoren können gemeinsame Wertschöpfungsketten abgeleitet werden. In Abbildung 4.38 ist die in dieser Studie zu Grunde gelegte Zuordnung dargestellt.

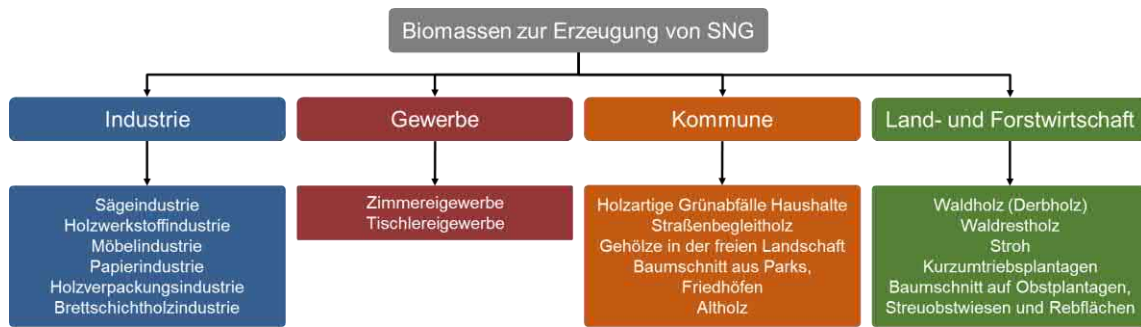


Abbildung 4.38: Einteilung der Biomassen zur Erzeugung von SNG nach den Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune sowie Land- und Forstwirtschaft

4.3.1 Berechnungsgrundlagen

Als Datengrundlage dient die DBI-Datenbank, in welcher zu den genannten Biomasse-Potentialen sowohl Punkt- als auch Flächendaten vorliegen. Punktdaten sind hierbei bspw. Gebäudedaten der einschlägigen Sektoren Industrie, Kommune und Gewerbe. Die Flächendaten sind neben den Verwaltungsgebieten der Bundesrepublik Deutschland, land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen oder anderweitig relevante Gebiete mit einem Biomasseaufkommen.

Hinweis zum SNG-Potential:

In dieser Studie wurde bei der Ermittlung der Holzmengen, die für die SNG-Erzeugung zu Verfügung stehen, nicht die weitere, konkurrierende Nutzung des Restholzes durch weitere Dritte berücksichtigt. Aktuell werden große Mengen des Restholzes energetisch verwertet. Nach [128] wurden im Jahr 2016 ca. 59,35 Mio. m³ Holz in privaten Haushalten und Biomassefeuerungsanlagen energetisch genutzt. Dies entspricht einem CO₂-Äquivalent von ca. 54,56 Mio. Tonnen [129]. Neben den CO₂-Emission sind dabei insbesondere bei den kleineren (häuslichen) Heizungen größere Mengen Staub und Stickoxide in die Umwelt gelangt. Hätte man diese Holzmenge zur SNG-Erzeugung eingesetzt und anschließend energetisch genutzt, so würde nicht nur der Gesamtwirkungsgrad steigen (Erdgas-basierte Technologien sind deutlich effizienter als Holz-basierte), sondern auch die Emissionen deutlich gesenkt werden (staubfreie Verbrennung von Methan). Aus 59,35 Mio. m³ Holz lassen sich alternativ ca. 12,7 Mrd. m³ Methan bzw. SNG erzeugen. Vergleicht man diese Menge mit den in der Studie ausgewiesenen SNG-Potentialmenge von ca. 9,7 Mrd. m³/a so zeigt sich, dass ca. 76 % des aktuell energetisch genutzten Holzes zur SNG-Erzeugung benötigt würde. Da langfristig die höchsten Emissionsstandards nur mit „grünen“ Gasen erzielt werden können, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass Holz zunehmend in diese überführt und anschließend dezentral, mit hohen Gesamtwirkungsgraden und emissionsarm genutzt werden. Bezüglich des Gesamtwirkungsgrades ist zudem noch festzuhalten, dass die direkte Nutzung von Holz i.d.R. mit höheren Exergieverlusten einhergeht. SNG ermöglicht dabei nicht nur eine Stromerzeugung für unterschiedliche Leistungsklassen und Bedarfswerte (höheres Exergieniveau), auch sind ein Einsatz in Hochtemperaturprozessen sowie eine bessere Abwärmenutzung möglich.

Für die zunehmende Erzeugung und Nutzung von SNG ist ein gesellschaftlicher Konsens zu suchen sowie politische Anreize zu setzen. Aktuell ist beides jedoch noch we-

nig ausgeprägt. Um eine Vergleichbarkeit mit den fermentativen Gasen zu ermöglichen, wird in dieser Studie beim wirtschaftlichen SNG-Potential immer davon ausgegangen, dass die rechtlichen und gesellschaftlichen Anreize bestehen.

4.3.1.1 Spezifischer Methangasertrag aus holzartiger Biomasse

Zur Verbesserung der Vergleichbarkeit der einzelnen Substrate wird der spezifische Methangasertrag (sMGE) verwendet. Dieser Kennwert gibt an, wie groß das Volumen an Methan ist, welches aus einer Frischmasseeinheit Biomasse erzeugt werden kann. Der sMGE wird in diesem Bereich in $\text{m}^3 \text{ i.N./t}_{\text{FM}}^2$ angegeben. Der sMGE der verschiedenen Substrate wird jeweils über eine energetische Bilanzierung der oben genannten SNG-Anlage in den folgenden drei Schritten bestimmt.

1. Berechnung des Energiegehalts der eingesetzten Biomasse über den Heizwert in Abhängigkeit des Wassergehalts
2. Berechnung des Energiegehalts des erzeugten Methangases über den Kaltgaswirkungsgrad der SNG-Anlage
3. Berechnung des spezifischen Methangasertrags über den Heizwert von Methan

Für die Berechnung des Methangasertrags wird in dieser Studie angenommen, dass der Energiegehalt des SNG dem Energiegehalt des erzeugten Methans entspricht. Somit werden die geringen Volumenanteile von H_2 und CO im SNG, welche nur einen geringen Einfluss auf den Heizwert und somit auf den Energiegehalt haben, vernachlässigt. Hintergrund für die Annahme ist, dass die Anteile einerseits je SNG-Erzeugungsverfahren und Betriebsweise variieren können und somit keine „Standard-SNG“-Zusammensetzung angesetzt werden kann. Ziel der SNG Erzeugung muss es zudem sein, ein Substitut zu produzieren, welches H-Gas Qualität erreicht und somit direkt in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden kann. In Abhängigkeit vom Wassergehalt der eingesetzten holzartigen Biomasse wird über den Energiegehalt des SNG ein spezifischer Methangasertrag sMGE bestimmt.

Formel 7: Berechnung des spezifischen Methangasertrags

$$\text{sMGE} = \frac{H_{i,\text{Biomasse}} \cdot \eta_{\text{KG,SNG}}}{H_{i,\text{Methan}}}$$

4.3.1.2 Energiegehalt der eingesetzten Biomasse

Der Energiegehalt einer Tonne holzartiger Biomasse wird über den Heizwert in GJ/t_{FM} angegeben. Er ist abhängig vom Wassergehalt (WG), welcher je nach Art und Nutzungspfad der Biomasse zwischen 10 – 60 % beträgt [34]. Je höher der Wassergehalt der Biomasse, desto geringer ist der Heizwert. Diese Beziehung ist in Abbildung 4.39 dargestellt. Es handelt sich um den Mittelwert des Heizwertes von Laub- und Nadelholz in Anlehnung an [130].

² FM = Frischmasse

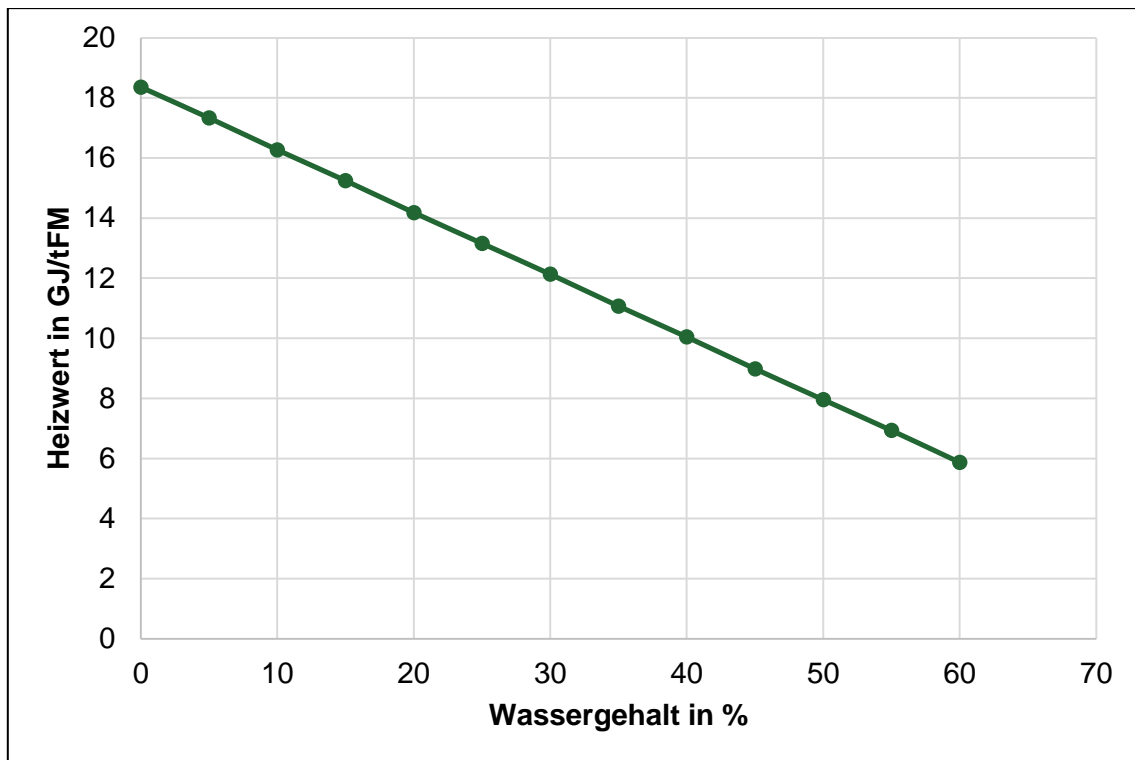


Abbildung 4.39: Heizwert holzartiger Biomasse in Abhängigkeit vom Wassergehalt [130]

Der Heizwert von Holz als Naturstoff unterliegt gewissen Schwankungen [130]. Für die energetische Bilanzierung der SNG-Anlage findet dies keine Beachtung.

Mittels linearer Regression kann die Funktionsgleichung aus dem Graphen der Abbildung 4.39 abgeleitet werden. Der Heizwert und somit der Energiegehalt von Holz in Abhängigkeit vom Wassergehalt wird wie folgt bestimmt:

Formel 8: Berechnung des Heizwerts von Holz in Abhängigkeit vom Wassergehalt, in Anlehnung an [130]

$$H_{i, \text{Holz}} = -0,2081 \text{ WG} + 18,362 \text{ in GJ/tFM}$$

Für die verschiedenen holzartigen Biomassen ist der Heizwert in nachfolgender Tabelle 4.24 dargestellt.

Tabelle 4.24: Heizwert holzartiger Biomasse in Abhängigkeit vom Wassergehalt

Biomasse	WG in %	H _i in GJ/tFM	Quelle H _i
Getreidestroh	15	14,30	[131]
Industrierestholz	17,2	14,78	[132]
Altholz	19,6	14,28	[132]
Sägerestholz	38,5	10,35	[132]
Waldholz	43,6	9,29	[132]
Straßenbegleitholz	45,3	8,94	[133]
Landschaftspflegeholz	45,9	8,81	[132]
Schwarzlauge	50	7,96	[134]
KUP-Holz	55,5	6,81	[135]

4.3.1.3 Kaltgaswirkungsgrad der SNG-Anlage

Der Kaltgaswirkungsgrad bestimmt, wie viel Energie der eingesetzten Biomasse im SNG enthalten ist. Als energetische Verluste der SNG-Anlage werden die Kaltgaswirkungsgrade der Prozessschritte Biomassevergasung, Methanisierung und Gasaufbereitung berücksichtigt. Der Kaltgaswirkungsgrad η_{Kg} , auch chemischer Wirkungsgrad genannt, ist das Verhältnis aus dem chemischen Energiegehalt der Produkte zum chemischen Energiegehalt der Edukte. Er charakterisiert damit die stoffgebundene Energiewandlung und bezieht sich auf den jeweiligen Heizwert[136]. Die Berechnung des Kaltgaswirkungsgrads ist Formel 9 in zu sehen.

Formel 9: Berechnung des Kaltgaswirkungsgrads

$$\eta_{Kg} = \frac{\sum (H_{i,Produkte} V_{Produkte})}{\sum (H_{i,Edukte} V_{Edukte})}$$

In Abbildung 4.40 sind die einzelnen Kaltgaswirkungsgrade der SNG-Anlage dargestellt. Zur Ermittlung der SNG-Methangasmengen aus den Biomassepotentialen wird der Gesamtwirkungsgrad der SNG-Anlage in dieser Studie mit 61,2 % angesetzt.

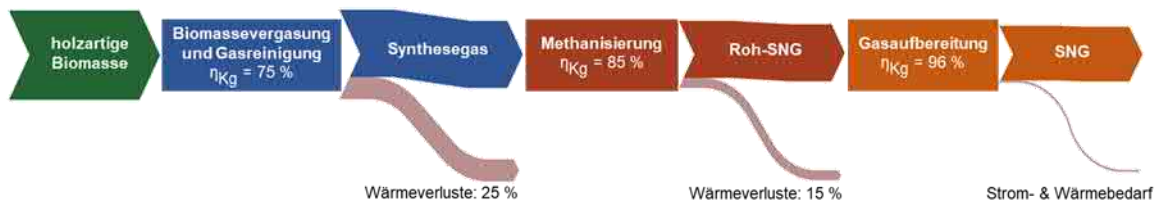


Abbildung 4.40: Kaltgaswirkungsgrade und Verluste der SNG-Anlage [137, 138]

4.3.1.4 Berechnung des spezifischen Methangasertrags

In Tabelle 4.25 ist der spezifische Methangasertrag einer SNG-Anlage in Abhängigkeit vom Wassergehalt der eingesetzten, holzartigen Biomasse dargestellt. Der lineare Verlauf (Getreidestroh ausgenommen), welcher bereits in Abbildung 4.39 zu beobachten war, ist auch hier erkennbar.

Tabelle 4.25: spezifischer Methangasertrag einer SNG-Anlage in Abhängigkeit vom Wassergehalt der eingesetzten, holzartigen Biomasse [eigene Berechnung]

Biomasse	sMGE in m ³ /tFM
Industrierestholz	252,1
Getreidestroh	243,9
Altholz	243,6
Sägerestholz	176,5
Waldholz	158,4
Straßenbegleitholz	152,4
Landschaftspflegeholz	150,3
Schwarzlauge	135,7
KUP-Holz	116,2

4.3.1.5 Berücksichtigung von Wasserstoff aus P2G

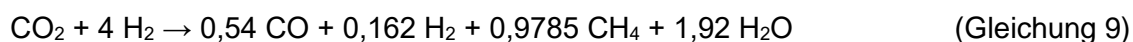
Der Output von SNG-Anlagen kann durch die Methanisierung des nicht umgesetzten Kohlenstoffdioxids gesteigert werden. Diese nicht umgesetzte CO₂-Menge ist neben dem CH₄ als Hauptkomponente im Roh-SNG zu finden. Die Gaszusammensetzung des Roh-SNG ist in Tabelle 4.26 dargestellt. Demnach beträgt der CO₂-Anteil 52,84 %.

Tabelle 4.26: Gaszusammensetzung des Roh-SNG im Standardfall ohne P2G [57]

Vol.-%	Synthesegas	nach Wassergas-Shift + Olefin-Hydr.	nach Methanisierung	nach CO ₂ -Abtrennung
H ₂	39,90	43,44	0,76	1,62
CO	24,00	14,48	0,25	0,54
CO ₂	25,20	30,12	52,84	0,00
CH ₄	8,60	11,96	46,14	97,85
C ₂ H ₄	2,00	0,00	0,00	0,00
C ₂₊	0,30	0,00	0,00	0,00

Im Standardfall wird in einem Wassergas-Shift-Reaktor das Verhältnis H₂/CO = 3 eingestellt und vor der Methanisierung das im Gas enthaltene CO₂ vollständig abgetrennt. Der CO-Umsatz bei der Methanisierung beträgt 99 %. Damit kann in diesem Prozess ein H-Gas mit einem Methangehalt von rund 98 % produziert werden. Zur Bestimmung der CO₂-Menge wird die SNG-Anlage energetisch bilanziert. Der Energiegehalt der Biomasse ergibt sich aus dem Heizwert in Abhängigkeit vom Wassergehalt. Die Kaltgaswirkungsgrade der einzelnen Prozessschritte sind in Kapitel 4.3.1.3 dargestellt.

Für die Methanisierung wird eine CO₂-Konvertierungsrate von 95 % angesetzt [139]. Das heißt 95 % des CO₂ werden zu Methan umgewandelt und 5 % verbleiben im Produktgas. Dies führt zu folgender Reaktionsgleichung für die CO₂-Methanisierung:



Bezogen auf 1 m³ Roh-SNG ergeben sich die in Tabelle 4.27 dargestellten Edukt- und Produktgasvolumen. SNG-P2G steht dabei für das Produktgas nach der Methanisierung mit einem CO-Umsatz von 100 % und einem CO₂-Umsatz von 99 %. Durch die H₂-Zuspeisung ist kein Wassergas-Shift-Reaktor mehr erforderlich.

Tabelle 4.27: Gaszusammensetzung des SNG-P2G mit H₂-Zuspeisung

Vol.-%	Synthesegas	nach Olefin-Hydr. + H ₂ -Zuspeisung	Nach Methanisierung
H ₂	39,90	74,93	1,71
CO	24,00	10,41	0,00
CO ₂	25,20	10,93	0,43
CH ₄	8,60	3,73	97,86
C ₂ H ₄	2,00	0,00	0,00
C ₂₊	0,30	0,00	0,00

Für die energetische Bilanzierung wird das Verhältnis des Energiegehalts des Roh-SNG-P2G zum Roh-SNG bestimmt. Dies geschieht mit Hilfe der Edukt- und Produktvolumina aus Tabelle 4.27 sowie deren Heizwerte. Der Energiegehalt des zusätzlich zugeführten H₂ wird dabei auf der Produktseite in Form von CH₄ berücksichtigt:

Formel 10: Berechnung des Verhältnisses des Energiegehalts des SNG-P2G

$$\frac{E_{\text{Roh-SNG-P2G}}}{E_{\text{Roh-SNG}}} = \frac{V_{\text{Roh-SNG-P2G}} \cdot H_{i,\text{Roh-SNG-P2G}}}{V_{\text{Roh-SNG}} \cdot H_{i,\text{Roh-SNG}}} = 2,144$$

Das in Formel 10 bestimmte energetische Verhältnis beschreibt den Unterschied zwischen dem Betrieb einer SNG-Anlage mit und ohne der Zufuhr von H₂. Es ist auf das in der SNG-Anlage erzeugte Methan übertragbar, da für beide Betriebsweisen die gleichen Kaltgaswirkungsgrade für die Modellierung angesetzt werden.

Es folgt die Gasaufbereitung des Roh-SNG-P2G mit einem Kaltgaswirkungsgrad von 96 % (siehe Kapitel 4.3.1.3). Der spezifische Methangasertrag unter Berücksichtigung von H₂ aus P2G wird schließlich mit Formel 11 berechnet

Formel 11: Berechnung des spezifischen Methangasertrags unter Berücksichtigung von H₂ aus P2G

$$s\text{MGE-P2G} = 2,144 \cdot s\text{MGE} = 2,144 \cdot \frac{(H_{i,\text{Biomasse}} \cdot \eta_{\text{Kg,SNG}})}{H_{i,\text{Methan}}} = 2,144 \cdot \frac{(-0,2081 \text{ WG} + 18,362) \cdot \eta_{\text{Kg,SNG}}}{H_{i,\text{Methan}}}$$

Die in SNG-Anlagen erzeugte Methanmenge kann daher um den Faktor von 2,144 gesteigert werden, wenn das nutzbare CO₂ zu 99 % methanisiert wird.

4.3.1.6 Berechnung des SNG-Potentials

4.3.1.6.1 Theoretisches SNG-Potential

Bei der Berechnung des theoretischen Potentials wird zwischen Punkt- und Flächendaten unterschieden. Punktdaten sind beispielsweise die Industriestandorte. Dabei wird je Unternehmen eine Produktionskennzahl $K_{\text{produktion}}$ (eine Verarbeitungsmenge, Produktionsmenge, Mitarbeiterzahl) zugeordnet. Mittels einer weiteren Kennzahl $K_{\text{Restholzanfall}}$ wird der Restholzanfall je Industriebranche berechnet.

Flächendaten sind beispielsweise Ackerflächen, Waldflächen oder andere durch ihren Biomasseanfall relevante Flächen. Ihnen liegt meist eine flächenbezogene Kennzahl $K_{\text{Fläche}}$ in $t_{\text{FM}}/(\text{ha} \cdot \text{a})$ zugrunde, welche den jährlichen Biomasseanfall pro Fläche definiert.

4.3.1.6.2 Technisches SNG-Potential

Die technischen Verluste ($Verl_{\text{tech}}$) werden bei Industriestandorten mit 5 % angesetzt. Bei Flächendaten werden Bergungsraten der jeweiligen Biomasse berücksichtigt.

4.3.1.6.3 Nachhaltiges und Wirtschaftliches SNG-Potential

Die nachhaltigen & wirtschaftlichen Verluste ($Verl_{\text{nach, wirt}}$) werden primär bei den industriellen Biomassearten durch eine anderweitige Nutzung des anfallenden Restholzes bestimmt. Bei Flächendaten gelten zudem Restriktionen aufgrund des Natur- und Umweltschutzes.

4.3.1.6.4 Flächenbezogenes SNG-Potential

Das SNG-Potential kann auf die Fläche bezogen werden, auf welcher es anfällt und wird folglich als flächenbezogenes/-spezifisches SNG-Potential ($\text{MG in m}^3/(\text{ha} \cdot \text{a})$) bezeichnet. Durch diese Darstellungsform kann das SNG-Potential je Flächeneinheit aufgezeigt werden.

Bei Flächendaten wird der MGE auf die jeweiligen Nutzungsflächen, wie Waldgebiete oder Ackerflächen, bezogen. Bei Standortdaten ist die über den maximalen Transportradius gebildete Kreisfläche die Bezugsfläche.

4.3.1.7 Maximaler Transportradius

Die holzartige Biomasse, welche zu SNG umgewandelt wird, muss von ihrem Ort des Anfalls zur SNG-Anlage transportiert werden. In Abhängigkeit vom eingesetzten Transportmittel und der Entfernung variieren die anfallenden Kosten [127].

Der maximale Transportradius R_{max} liefert einen Richtwert, wie weit eine Biomasse transportiert werden kann, um wirtschaftlich nutzbar zu bleiben. Es handelt sich um eine Näherungsrechnung, welche primär für die Visualisierung des Methangasertrags in Kapitel 4.3.2 - 4.3.5 von Bedeutung ist. R_{max} ist direkt proportional zum Energiegehalt der Biomasse. Je größer der spezifische Energiegehalt der Biomasse ist, desto weiter kann sie transportiert werden. Analog zur Bestimmung der Transportradien für Substrate zur fermentativen Biogaserzeugung, sind nachfolgend die maximalen Transportradien der verschiedenen holzartigen Biomassen dargestellt (Tabelle 4.28).

Tabelle 4.28: Maximaler Transportradius der holzartigen Biomasse [2]

Biomasse	sMGE in m^3/t_{FM}	R_{max} in km
Industrierestholz	252,1	36
Getreidestroh	243,9	35
Altholz	243,6	35
Sägerestholz	176,5	25
Waldholz	158,4	22
Straßenbegleitholz	152,4	22
Landschaftspflegeholz	150,3	21
Schwarzlaube	135,7	19
KUP-Holz	116,2	16

4.3.2 Industrielle Reststoffe und Nebenprodukte

Die Sägereste und Nebenprodukte der Holz- und Holzverarbeitenden Industrie wurden bisher zum großen Teil stofflich in Unternehmen der Holzwerkstoffindustrie verwertet. In den letzten Jahren hat sich dies durch den Anstieg des Energieholzpreises geändert. Die stoffliche Verwertung steht nun in Konkurrenz zur energetischen Nutzung. Daher werden Rückstände aus der Verarbeitung zunehmend unternehmensintern, zum Beispiel für Trocknungsprozesse, genutzt oder in Form von Pellets oder Briketts auf dem Markt angeboten [127].

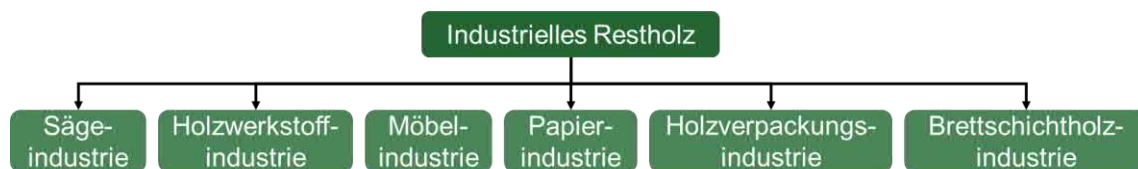


Abbildung 4.41: Übersicht zu den industriellen Biomassen zur Erzeugung von SNG

4.3.2.1 Sägeindustrie

In Deutschland produzieren etwa 2.000 Sägewerke Bauschichtholz (Bretter, Kantholz, Latten, Balken), Schnittholz für Verpackungszwecke und Schnittware für Möbel, Treppen und Parkette aus dem geernteten Rohholz [140]. Der Großteil, mit etwa zwei Dritteln, fällt dabei der Bauwirtschaft zu. Die Struktur der deutschen Sägeindustrie ist geprägt durch viele Kleinbetriebe, welche zusammen eine kleine Menge Holz verarbeiten und wenige große Betriebe, welche zusammen jedoch den Großteil des Holzes einschneiden. 93,9 % des eingeschnittenen Holzes ist Nadelholz. Der Laubholzanteil beträgt lediglich 6,1 %.

In Abbildung 4.42 ist die relative Anzahl der Betriebe und deren Einschnitt je Einschnittsklasse dargestellt. Ein Festmeter (fm) Holz entspricht dabei einem Kubikmeter (m³) fester Holzmasse [141]. 4,6 % der Sägewerke haben einen Einschnitt von mindestens 50.000 fm pro Jahr, was einem Anteil von 77,7 % des deutschlandweiten Gesamteinschnitts entspricht [142]. Als Datenbasis für die Berechnung des Methangasertrags aus Sägerestholz werden die jährlichen Einschnittmengen der größten Sägewerke vom Holzkurier des Österreichischen Agrarverlags genutzt, welche standortgenau veröffentlicht wurden [143, 144].

Sollte keine Verarbeitungsmenge angegeben sein, wird diese in Abhängigkeit der Mitarbeiteranzahl von vergleichbaren Sägewerken aus der DBI-Datenbank modelliert. Insgesamt liegen für die Auswertungen Standortangaben zu 90 Nadelholz- und knapp 60 Laubholzsägewerken vor, welche einen Gesamteinschnitt von ca. 33 Mio. fm aufweisen. Dies entspricht einem Anteil von 92 % des in deutschen Sägewerken verarbeiteten Holzes [145]. Der Anteil der erfassten Sägewerke an der Gesamtanzahl in Deutschland beträgt ca. 7,5 % [146].

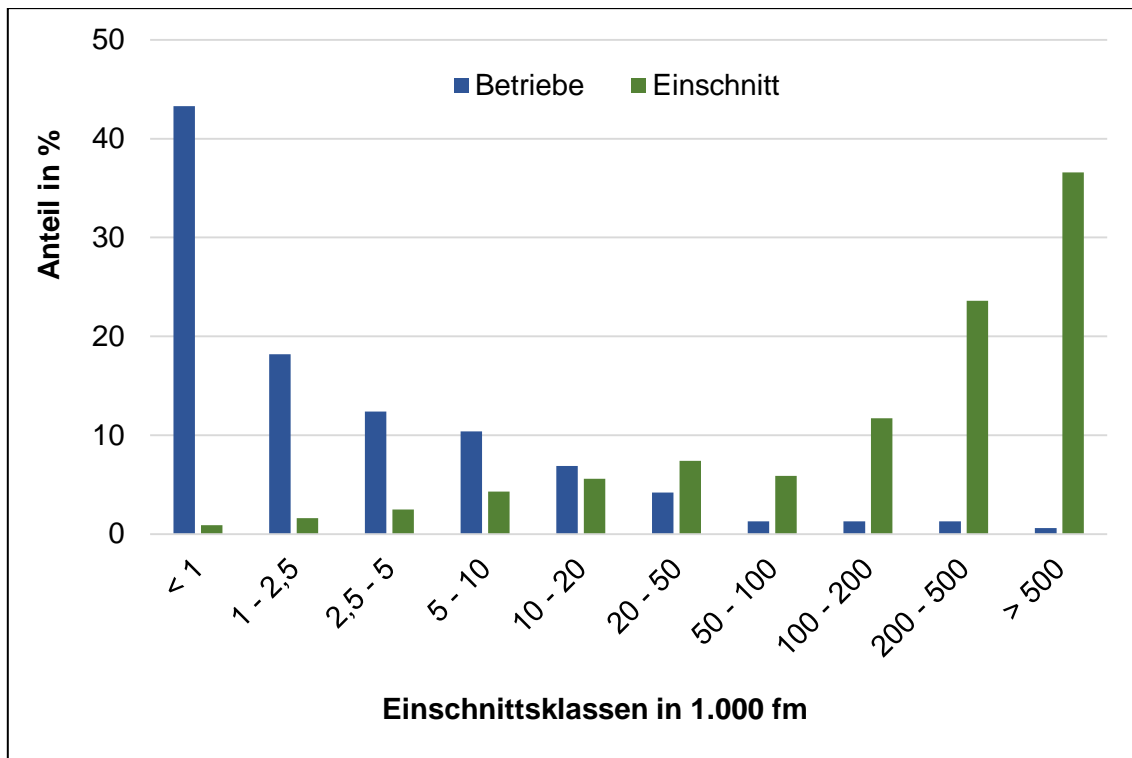


Abbildung 4.42: relative Anzahl und relativer Einschnitt deutscher Sägewerke nach Einschnittsgrößenklassen [142]

Bei der Verarbeitung von Rohholz in den Sägewerken fallen Sägenebenprodukte, wie die Randstücke des Rundholzes (Schwarten), Hackschnitzel aus nicht verwertbaren Rundholzbestandteilen und Sägemehl [34]. Diese Rückstände können als Brennstoff in SNG-Anlagen verwertet werden. Aufgrund des unterschiedlich hohen Anfalls an Sägenebenprodukten in Abhängigkeit von der Baumart, so-wie unter Berücksichtigung der Struktur deutscher Sägewerke hinsichtlich der eingeschnittenen Baumart, wird zwischen Nadelholz- und Laubholzsägewerken unterschieden.

Bei Nadelholzsägewerken beträgt der Anteil der Sägenebenprodukte am Holzeinschnitt etwa 39 %, bei Laubholzsägewerken 33 %. Dies entspricht dem theoretischen Potential an Sägenebenprodukten für die Nutzung in SNG-Anlagen. Die Berücksichtigung der genannten Lager- und Transportverluste von 5 % führt zum technischen Potential. Die anfallende Menge an Sägereistholz wird zu einem gewissen Anteil von den Betrieben selbst energetisch genutzt zur Beheizung von Trockenkammern und Betriebsgebäuden. Der Anteil, der auf dem Markt verfügbaren Sägenebenprodukte, beträgt damit bei Nadelholzsägewerken knapp 85 % und bei Laubholzsägewerken ca. 73 %. Abnehmer dieser Nebenprodukte sind vor allem die Holzwerkstoffindustrie und die Holz- und Zellstoffindustrie. Lediglich ca. 12 % der angebotenen Menge stehen einer energetischen Verwertung in Form von Holzhackschnitzeln, Pellets oder Briketts zur Verfügung und definieren das nachhaltige und wirtschaftliche Potential. Der spezifische Methangasertrag aus Sägenebenprodukten beträgt 176,5 m³/tFM.

Für Deutschland beläuft sich das theoretische SNG-Methangaspotential aus Sägenebenprodukten auf 1.500,6 Mio. m³/a (siehe Abbildung 4.43) Das technische SNG-Methangaspotential beträgt 1.425,6 Mio. m³/a während das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential 147,8 Mio. m³/a entspricht. Die größten Potentiale befinden sich im Westen und Süden Deutschlands, da sich hier die meisten Standorte der Sägeindustrie befinden.

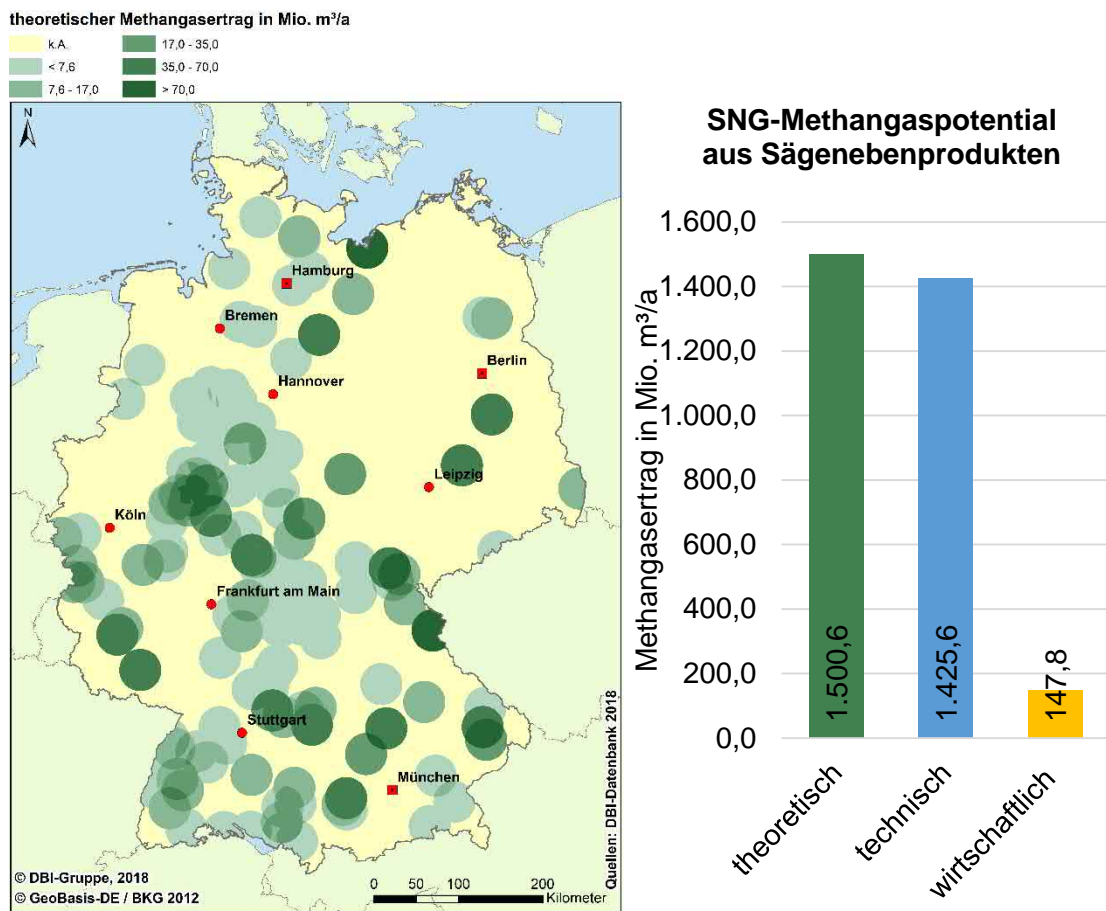


Abbildung 4.43: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Sägeindustrie

4.3.2.2 Holzwerkstoffindustrie

An 25 Standorten von Unternehmen der Holzwerkstoffindustrie, welche Holzfasern-, Span- und Massivholzplatten sowie Furnier- und Sperrholz produzieren, werden jährlich etwa 12,5 Mio. m³ Holz verarbeitet [147]. Dabei handelt es sich um Waldholz, Sägenebenprodukte und Gebrauchtholz.

Einen umfassenden Einblick in die Holzwerkstoffindustrie gewährt die Studie „Holzwerkstoffindustrie 2015 - Entwicklung der Produktionskapazität und Holzrohstoffnutzung“ des Zentrums Holzwirtschaft der Universität Hamburg aus dem Jahr 2017 [146].

Einen umfassenden Einblick in die Holzwerkstoffindustrie gewährt die Studie „Holzwerkstoffindustrie 2015 - Entwicklung der Produktionskapazität und Holzrohstoffnutzung“ des Zentrums Holzwirtschaft der Universität Hamburg aus dem Jahr 2017 [147]. Diese beschäftigt sich mit der regionalen Verteilung der Produktionskapazitäten, des Produktionsvolumens und des Holzverbrauchs dieser Industrie.

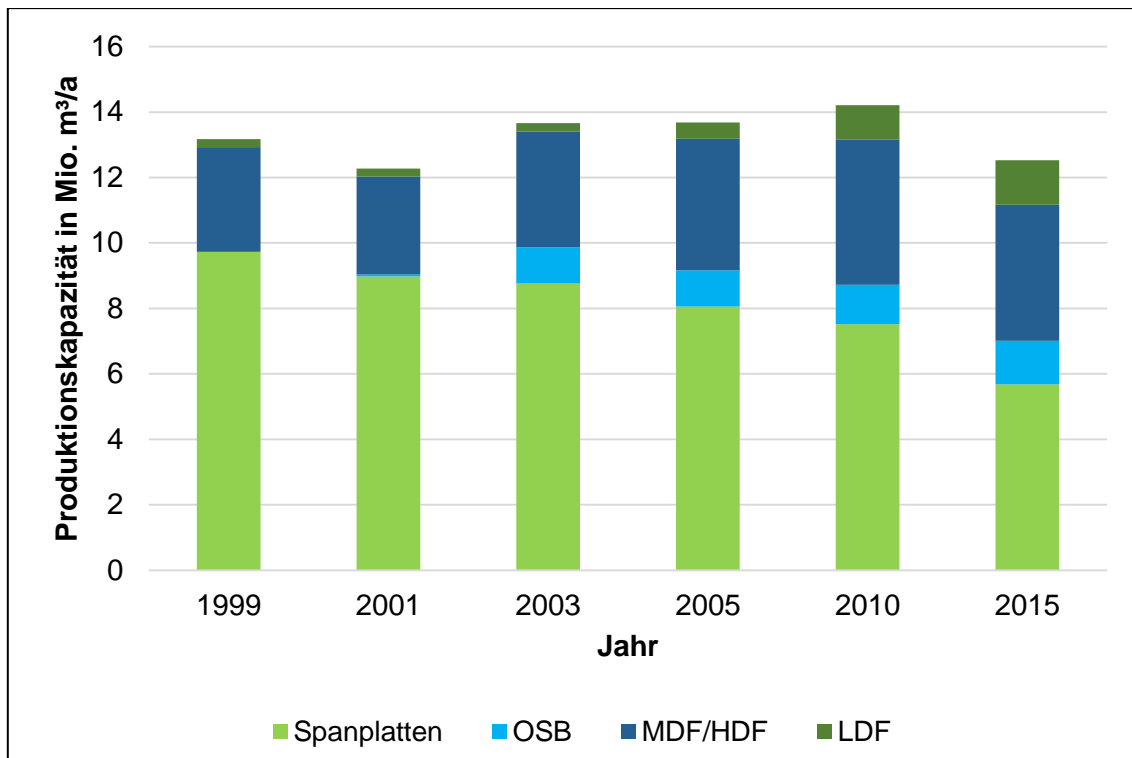


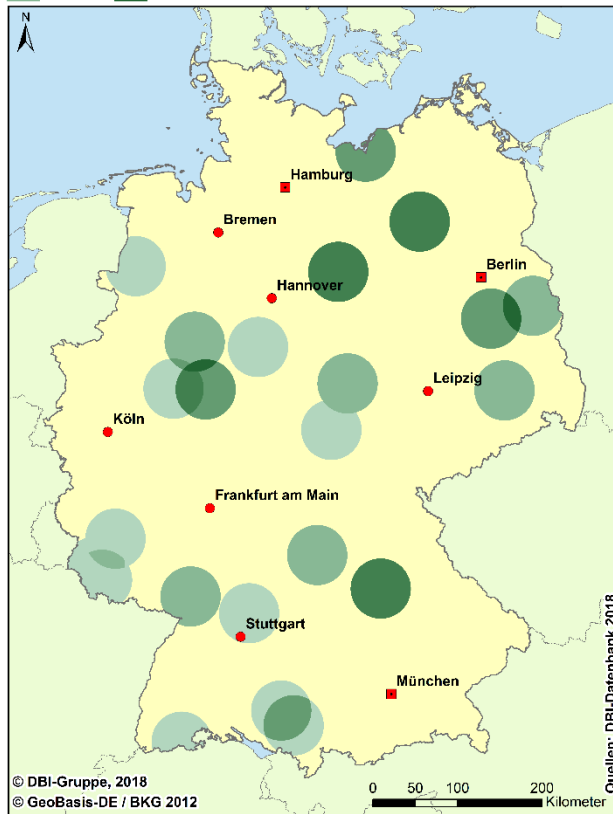
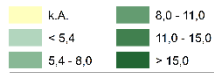
Abbildung 4.44: Entwicklung der deutschlandweiten Produktionskapazität der Holzwerkstoffindustrie nach Produktgruppen [147]

Für die SNG-Potentialanalyse konnten 24 Standorte mit einer Produktionskapazität von knapp 12 Mio. m³/a berücksichtigt werden. Dies entspricht einer Erfassung von 96 % aller Standorte mit einem Anteil von 92 % an der Gesamtproduktionsmenge in Deutschland.

Die Rohstoffe der Holzwerkstoffindustrie setzen sich zu etwa 50 % aus Sägenebenprodukten und Altholz zusammen [147]. Die Nebenprodukte und Reststoffe der Holzwerkstoffproduktion können daher direkt als Rohstoff wiederverwendet werden, womit der Holzwerkstoffindustrie nur 10 % des Holzeinsatzes als Restholz anfallen [148].

Damit wird die Höhe des theoretischen SNG-Methangaspotentials bestimmt. Das technische Potential berücksichtigt hier ebenfalls wieder Lager- und Transportverluste in Höhe von 5 %. Der größte Anteil der Produktionsreststoffe wird erneut der Holzwerkstoffproduktion zugeführt oder für interne Trocknungsprozesse direkt vor Ort verbrannt. Nur knapp 5 % werden als Industrierestholz für eine unternehmensexterne Verwertung auf dem Markt angeboten, was dem nachhaltigen und wirtschaftlichen Potential entspricht. Der spezifische Methangasertrag aus Industrierestholz beträgt 252,1 m³/tFM. In Abbildung 4.45 ist das deutschlandweite Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzwerkstoffindustrie zu sehen. Das theoretische Methangaspotential beträgt 139 Mio. m³/a. Das technische SNG-Methangaspotential aus der Holzwerkstoffindustrie beträgt 132 Mio. m³/a. Durch die Rückführung des anfallenden Restholzes in die Produktion fällt das wirtschaftliche Methangaspotential deutlich geringer aus mit 6,2 Mio. m³/a.

theoretischer Methangasertrag in Mio. m³/a



SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzwerkstoffindustrie

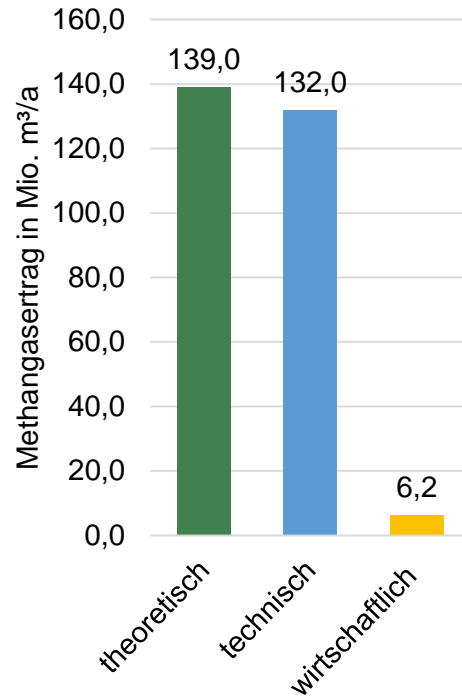


Abbildung 4.45: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzwerkstoffindustrie

4.3.2.3 Möbelindustrie

Die deutsche Möbelindustrie lässt sich unterteilen in Küchenmöbel-, Wohnmöbel-, Büromöbel- und Ladenmöbelproduzenten. Insgesamt sind gut 100.000 Personen in über 1.000 Unternehmen beschäftigt (Stand 2014) [149]. Charakteristisch für die Möbelbranche ist die deutliche Trennung zwischen Produktion und Handel.

Die Struktur der Möbelindustrie ist ähnlich wie die Sägeindustrie stark fragmentiert. Das bedeutet, dass einer Vielzahl von Kleinstunternehmen wenige große Möbelproduzenten gegenüber stehen. Die dadurch charakteristische Umsatz- und Unternehmensverteilung in Abhängigkeit vom Jahresumsatz ist in Abbildung 4.46 dargestellt. Danach erwirtschaften 3 % der Unternehmen 73 % des Branchenumsatzes [150].

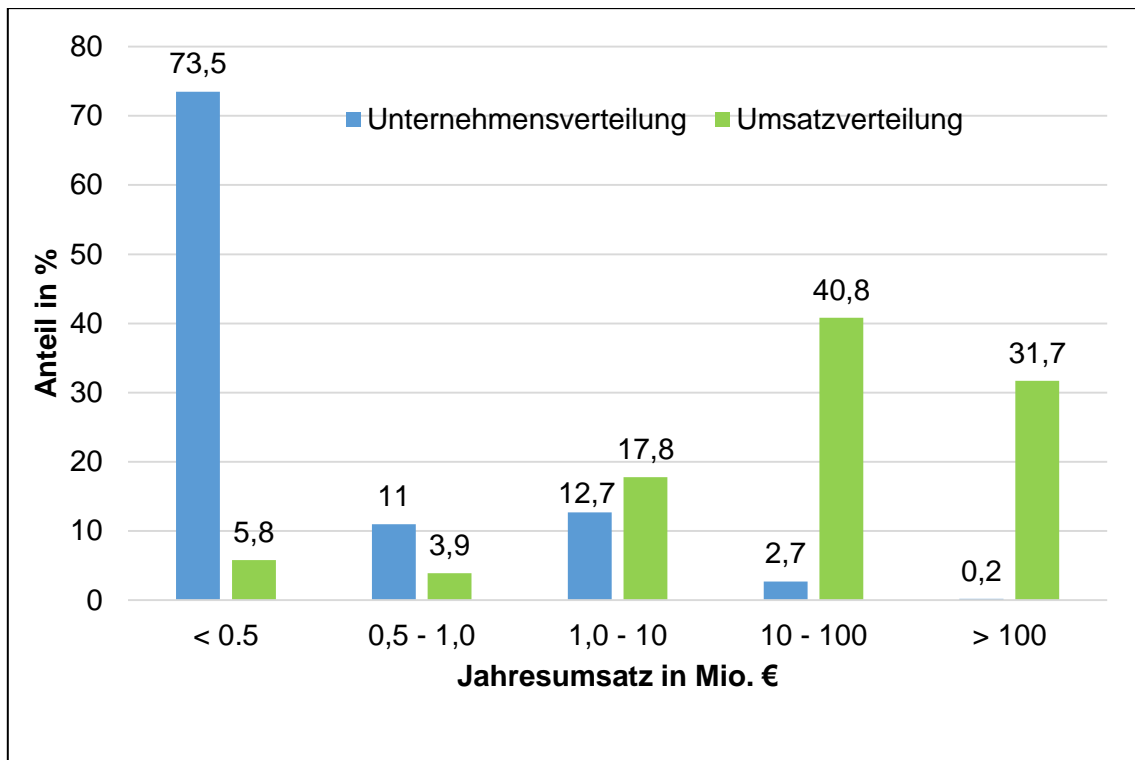


Abbildung 4.46: Umsatz- und Unternehmensverteilung deutscher Möbelproduzenten in Abhängigkeit vom Jahresumsatz [150]

Da bei der großen Anzahl an kleinen Unternehmen nicht alle Standorte der Möbelindustrie inklusive einem Produktionskennwert recherchiert werden konnten, wurden sich auf die größten Unternehmen konzentriert. Diese weisen entsprechend ihrem Umsatz die größten Produktionskapazitäten auf.

Die Datengrundlage stammt von den Mitgliedern der deutschen Gütegemeinschaft Möbel e.V. (DGM). Die DGM ist ein Zusammenschluss von Möbelproduzenten, welche sich freiwillige Qualitätsstandards gegenüber ihren Produkten und Leistungen zum Ziel gesetzt haben [151]. Dazu werden Unternehmen recherchiert, welche nicht der DGM angehören und über 300 Mitarbeiter (MA) beschäftigen. Somit wird sichergestellt, dass tatsächlich alle großen Möbelhersteller in die DBI-Datenbank eingepflegt werden. Als zugehörige Kennzahl wird die Mitarbeiteranzahl ermittelt.

Für die SNG-Potentialanalyse werden knapp 80 Unternehmen mit insgesamt ca. 32.000 Mitarbeitern berücksichtigt. Dies entspricht einer Standorterfassung von knapp 8 % und einem Anteil von ca. 32 % aller Beschäftigten der Branche.

Mithilfe der Mitarbeiterzahl der recherchierten Unternehmen wird das Methangaspotential aus Industrierestholz von Möbelproduzenten bestimmt. Dazu wird die Restholzmenge über den Kennwert $15,66 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ bestimmt. Dieser Kennwert ergibt sich aus dem mitarbeiterspezifischen Holzeinsatz in Unternehmen der Möbelindustrie von $58 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ und dem Restholzanfall von 27 % [148]. Auf diesem Weg erhält man das theoretische Potential.

Das technische Potential berücksichtigt Lager und Transportverluste in Höhe von 5 %. Der Anteil des intern genutzten Restholzes beträgt ca. 57 % [152]. Daher sind ca. 43 % auf dem Markt verfügbar. Dies entspricht dem wirtschaftlichen Potential. Der spezifische Methangasertag aus Industrierestholz beträgt $252,1 \text{ m}^3/\text{tFM}$.

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Möbelindustrie ist in Abbildung 4.47 dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Möbelindustrie beträgt 60,5 Mio. m³/a. Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 57,4 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 25 Mio. m³/a. Primär in Bayern, Baden-Württemberg und im Raum Osnabrück sind große Möbelhersteller angesiedelt. Demnach ist das Potential hier am größten.

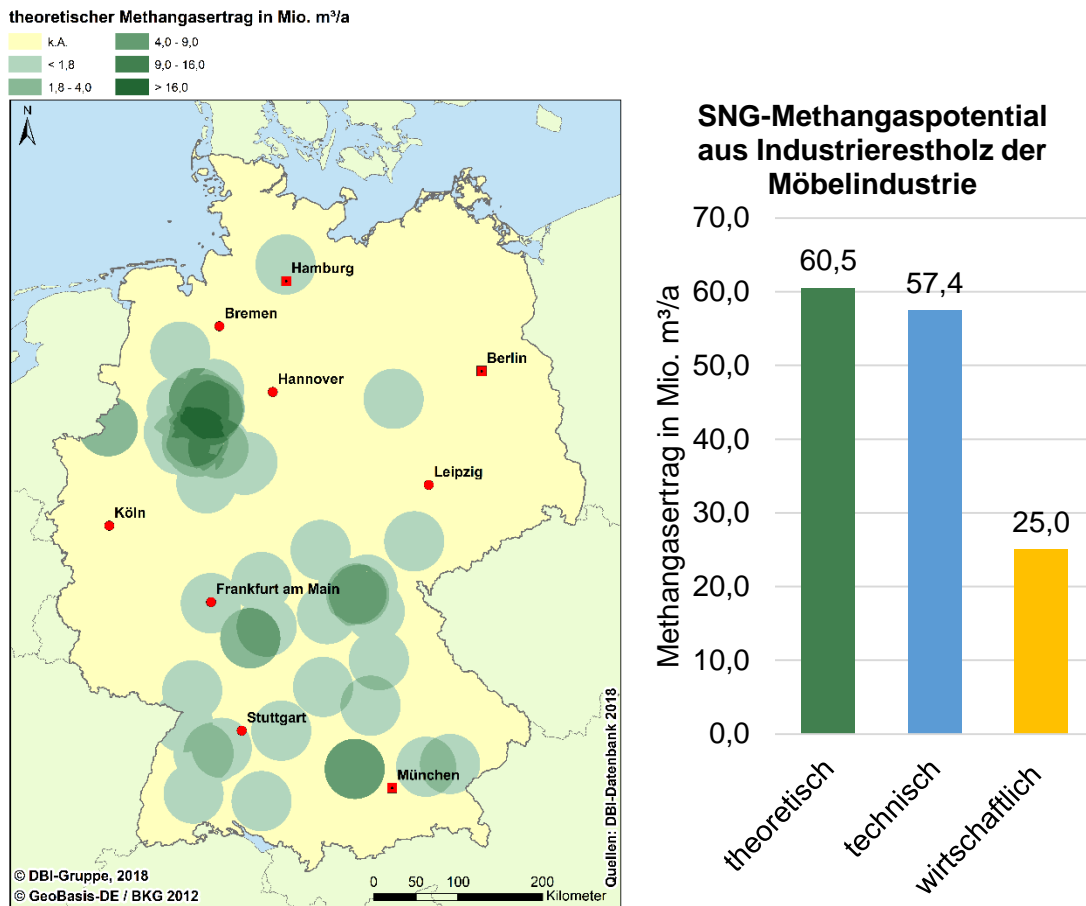


Abbildung 4.47: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Möbelindustrie

4.3.2.4 Papierindustrie

Die Unternehmen der Papierindustrie verarbeiten Holzfasernstoffe zu Papier, Pappe und Karton. Im Jahr 2017 beträgt die Produktionsmenge an etwa 180 Standorten 23 Mio. t. Die dafür eingesetzten 10 Mio. m³ Rohstoffe sind vor allem schwaches Waldholz, Sägenebenprodukte und Altpapier. Holzstoff wird mittels mechanischer Verarbeitungsverfahren gewonnen, Zellstoff durch chemische Verfahren [146, 153].

Im Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (vdp) sind ca. 130 Unternehmen organisiert. Nach DBI-Recherche wird an zwei Dritteln der Standorte Papier und Zellstoff produziert. Die Differenz kommt dadurch zustande, dass mehrere Unternehmen an einem Standort produzieren und Speditionsunternehmen beinhaltet sind. Konnte bei der Recherche der Standorte keine Produktionsmenge gefunden werden und ist keine Produktionskennzahl in der DBI-Datenbank vorhanden, wurde die durchschnittliche Produktionsmenge von 141.250 t pro Unternehmen angenommen [154]. Insgesamt wurden etwa 64 % aller Produktionsstandorte mit einer Mitarbeiterzahl über 20 recherchiert [155].

Als Nebenprodukt der Herstellung von Holz- und Zellstoff fällt Schwarzlauge an. Dies besteht vorwiegend aus Ligninbestandteilen, welche im Ausgangsmaterial (Holz) enthalten sind und für die Papierherstellung nicht genutzt werden können. Je kg Zellstoff fallen 2 kg Schwarzlauge an [34].

In Deutschland werden jedes Jahr 2,4 Mio. t Zellstoff als Zwischenprodukt produziert, welche anschließend zu Papier weiterverarbeitet werden. In der DBI-Datenbank sind lediglich die Produktionsmengen für das Endprodukt Papier hinterlegt. Das Zwischenprodukt Zellstoff wird daher in Abhängigkeit der Papierproduktionsmenge auf die einzelnen Unternehmen verteilt. Die Gesamtmenge an produzierten Papiererzeugnissen beträgt 22,6 Mio. t/a [156]. Somit liegt das Verhältnis der in Deutschland produzierten Zellstoffmenge zur Gesamtproduktionsmenge von Papier, Karton und Pappe 1:9 (ca. 11 %). Der auf die Papierproduktion bezogene spezifische Kennwert beträgt daher 0,22 kg Schwarzlauge pro kg Papier, was dem theoretischen Potential entspricht. Abzüglich 5 % Lager- und Transportverluste ergibt sich das technische Potential. Ein Großteil der anfallenden Schwarzlauge (ca. 67 % [152]) wird bereits in den Unternehmen der Papierherstellung innerbetrieblich zur Deckung der Energienachfrage genutzt, wofür spezielle Feuerungsanlagen entwickelt wurden [34]. Die übrigen 34 % sind daher auf dem Markt verfügbar und entsprechen dem nachhaltigen und wirtschaftlichen Potential. Der spezifische Methangasertrag aus Schwarzlauge beträgt 135,7 m³/tFM.

In nachfolgender Abbildung 4.48 ist das Methangaspotential aus Schwarzlauge dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus der Papierindustrie beträgt 520,6 Mio. m³/a. Hieraus ergibt sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 494,5 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 165,7 Mio. m³/a. Die Bundesländer Sachsen, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen weisen das größte Methangas-Potential aus Schwarzlauge auf.

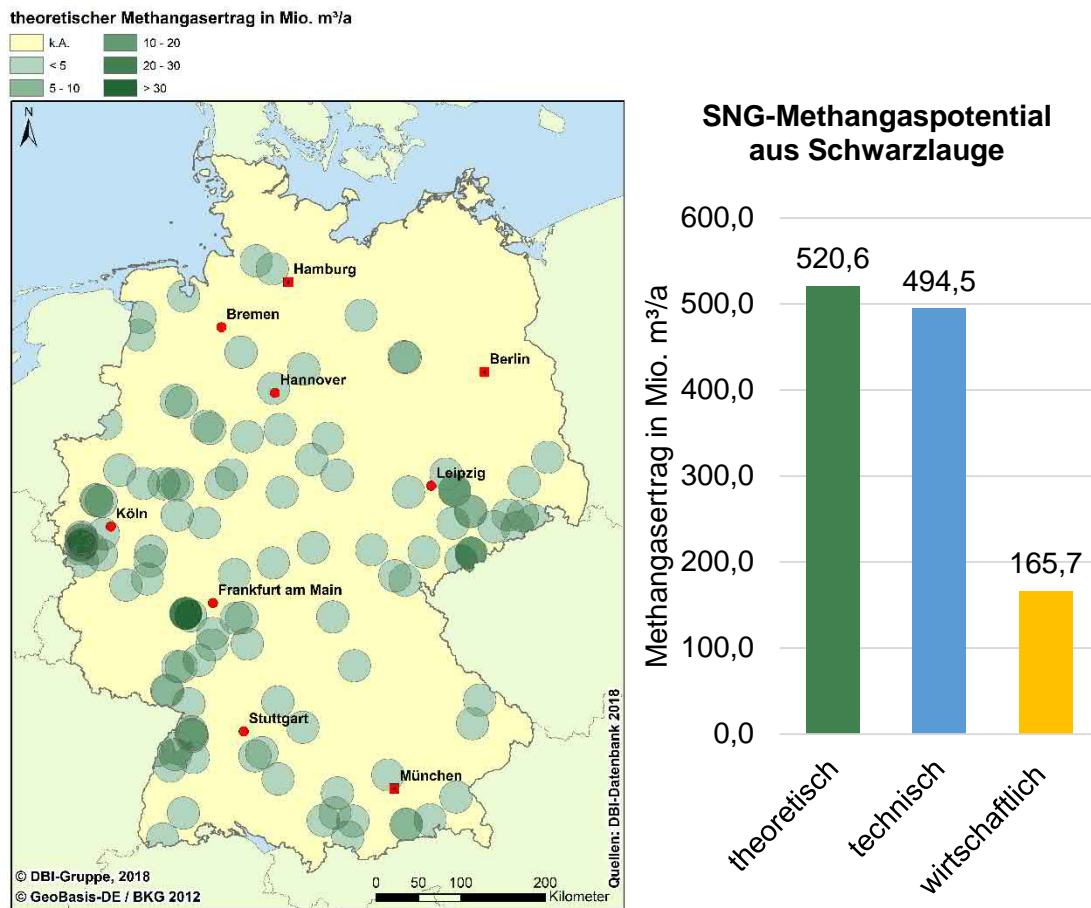


Abbildung 4.48: theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Papierindustrie

4.3.2.5 Holzverpackungsindustrie

Paletten und Packmittel werden von Unternehmen der Holzverpackungsindustrie hergestellt. Vor allem Fichte, Kiefer, Tanne und Buche werden als dimensionierte Holzteile oder als Holzwerkstoff für die Herstellung von Paletten und Kisten eingesetzt. Der jährliche Holzbedarf der Branche liegt bei 6 Mio. m³ Holz [146, 157].

Die knapp 350 Mitglieder des Bundesverbands für Holzpackmittel, Paletten und Exportverpackung (HPE) e.V. bilden die Datengrundlage. Zusammen erwirtschaften die Mitglieder des HPE 80 % des Branchenumsatzes. Eine Kennzahl je Unternehmen konnte nicht recherchiert werden [157].

Als Nebenprodukt bei der Herstellung von Holzverpackungen fällt Industrierestholz an. Da keine Kennzahlen vorliegen, kann die genaue Menge des Nebenproduktes nicht aus der Produktionsmenge der einzelnen Unternehmen ermittelt werden. Aus diesem Grund erfolgt eine Modellierung des Restholzanfalls über die durchschnittliche Mitarbeiteranzahl (MA) sowie in Abhängigkeit von der Rechtsform des jeweiligen Unternehmens.

Laut dem Statistischen Bundesamt beträgt die Anzahl der Beschäftigten der Holzverpackungsindustrie 7.740 Personen. Bei der Datenerfassung wurden Unternehmen berücksichtigt, welche über 20 Personen beschäftigen. Die Anzahl der Unternehmen beträgt 170 [158].

Die Anzahl der Mitglieder des HPE ist größer als die Anzahl der Unternehmen, welche vom Statistischen Bundesamt berücksichtigt werden. Diese nicht berücksichtigten Unternehmen

beschäftigen weniger als 20 Mitarbeiter und es wird für diese Unternehmen eine durchschnittliche Mitarbeiteranzahl von 10 Mitarbeitern angenommen. Insgesamt sind somit bei den Unternehmen der HPE 9.510 Beschäftigte angestellt.

Der mitarbeiterspezifische Holzeinsatz der Unternehmen der Holzverpackungsindustrie beträgt $188 \text{ m}^3 \text{ Holz}/(\text{MA} \cdot \text{a})$ und der Restholzanfall für einen holzbearbeitenden Betrieb (Schreinererei) beträgt 24 % [148].

Die sich daraus ergebende Gesamtmenge an Industrierestholz für die Mitglieder des HPE beträgt knapp $430.000 \text{ m}^3/\text{a}$. Um eine Gleichverteilung dieser Menge über alle Unternehmen zu vermeiden, wird die Rechtsform als Unterscheidungskriterium herangezogen. Es wird zwischen Einzelunternehmen (EA), Personengesellschaften (PE) und Kapitalgesellschaften (KA) unterschieden.

Das Statistische Bundesamt veröffentlicht regelmäßig Umsatzzahlen von Handwerksunternehmen nach der Rechtsform [159]. Es wird angenommen, dass die Verteilung des Umsatzes nach der Rechtsform der Verteilung der Produktionsmenge und somit des Restholzanfalls nach der Rechtsform entspricht (siehe Tabelle 4.29). In Spalte A ist der Umsatzanteil der Unternehmen nach Rechtsform dargestellt. Diese Verteilung wird auf den Restholzanfall übertragen (B). Nach der Anzahl der Holzverpackungsunternehmen je Rechtsform (C) ergibt sich der Restholzanfall je Unternehmen in Abhängigkeit von der Rechtsform. Dies entspricht dem theoretischen Potential.

Tabelle 4.29: Restholzanfall je Unternehmen der Holzverpackungsindustrie in Abhängigkeit von der Rechtsform [148, 159]

	A	B	C	D
Rechtsform	Anteil Umsatz am Gesamtumsatz	Restholzanfall pro Rechtsform in m^3/a	Anzahl an Unternehmen pro Rechtsform	Restholzanfall pro Unternehmen in m^3/a
EI	19%	82.714	85	973
PE	23%	96.570	72	1.341
KA	58%	249.808	190	1.315

Das technische Potential wird durch Lager- und Transportverluste in Höhe von 5 % bestimmt. Da innerbetrieblich 25 % des Restholzes verwertet werden, sind auf dem Markt schließlich 75 % des Restholzes als wirtschaftliches Potential verfügbar [152]. Der spezifische Methangasertrag aus Industrierestholz beträgt $252,1 \text{ m}^3/\text{tFM}$.

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzverpackungsindustrie ist in Abbildung 4.49 dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt hier 51,5 Mio. m^3/a . Daraus resultiert ein technische SNG-Methangaspotential von 49 Mio. m^3/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 36,7 Mio. m^3/a . Hier wird deutlich, dass im Westen und Südwesten Deutschlands das Potential aufgrund der dort angesiedelten Industrie überdurchschnittlich hoch ist. Dies trifft auch auf logistisch wichtige Standorte wie Hamburg und Bremen zu, an denen ein hoher Bedarf an Holzverpackungen besteht.

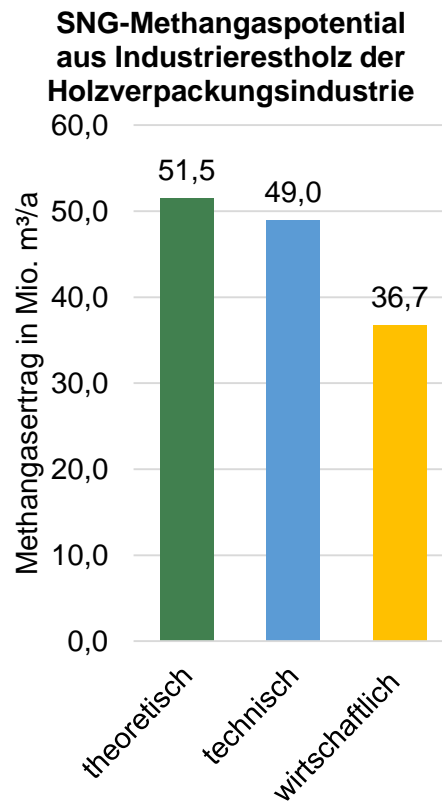
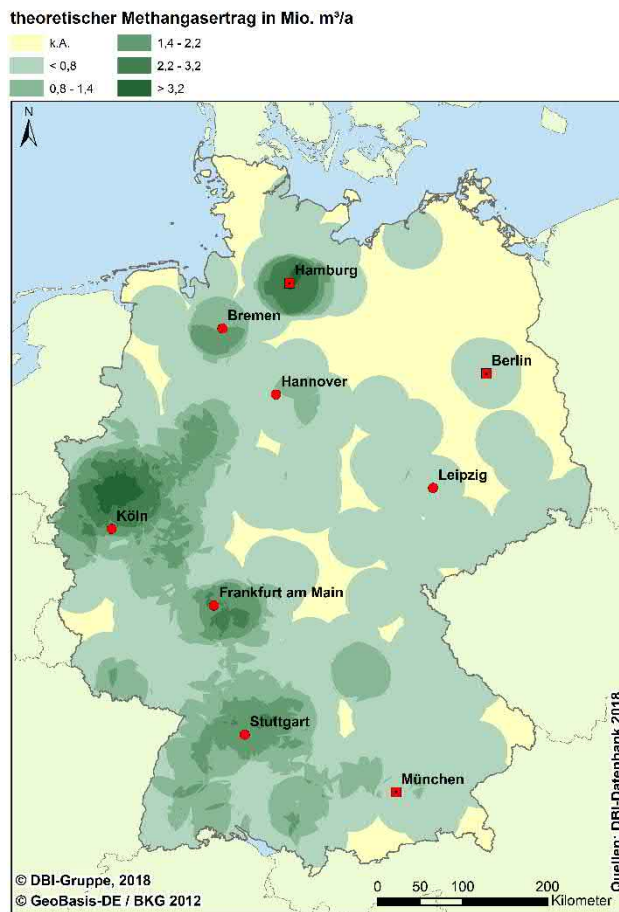


Abbildung 4.49: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Holzverpackungsindustrie

4.3.2.6 Brettschichtholzindustrie

Brettschichtholz, früher Leimholz oder Leimbalken genannt, besteht aus mindestens drei faserparallel miteinander verklebten Brettern oder Brettlamellen und wird standardmäßig aus Fichtenholz gefertigt [160].

Die Hersteller von geklebten konstruktiven Vollholzprodukten wie Brettschichtholz, Brettsperrholz, Balkenschichtholz, Furnierschichtholz und geklebten Verbindungen sind in der Studiengemeinschaft Holzleimbau e.V. organisiert, welche jährlich ein Herstellerverzeichnis veröffentlicht [160]. Dieses beinhaltet neben den Standorten der Brettschichtholzindustrie Qualitätsstandards und Kennwerte von Brettschichtholz. Die darin aufgeführten knapp 40 Unternehmen dienen als Datenbasis für die Berechnung des Methangasertrags aus Resthölzern der Brettschichtholzindustrie. Für diese Unternehmen wurde zusätzlich die Mitarbeiterzahl recherchiert. Es wird angenommen, dass alle Brettschichtholzhersteller in der Studiengemeinschaft Holzleimbau e.V. organisiert sind und somit alle Unternehmen der Branche recherchiert sind.

Beim Einschnitt und Hobeln des Brettschicht-Rohholzes fällt Restholz an. Kennzahlen zur Produktionsmenge oder zum spezifischen Restholzanfall stehen für die recherchierten Unternehmen und auch für die Brettschichtholzbranche nicht zur Verfügung. Deshalb gilt die Annahme, dass die Bearbeitung von Rohholz zur Herstellung von Brettschichtholz mit der Holzbearbeitung in Schreinereien vergleichbar ist und diese Kennzahlen übernommen werden können.

Zum einen wurden ein Holzeinsatz von knapp $60 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ und ein Restholzanteil von 23 % bestimmt, womit sich ein Restholzanfall von etwa $13 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ [148]. Zum anderen wurde ein Restholzanfall von $2,8 - 13 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ mit dem Mittelwert knapp $8 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ recherchiert. Für die vorliegende Studie wurde der Mittelwert aus beiden Quellen als spezifischer Restholzanfall angenommen. Dieser beträgt etwa $10,6 \text{ m}^3/(\text{MA} \cdot \text{a})$ und bestimmt das theoretische Potential.

Die Lager und Transportverluste werden mit 5 % angenommen, womit das technische Potential berechnet wird. Der Restholzanteil von ca. 30 % wird in Unternehmen intern verwertet, womit 70 % als wirtschaftliches Potential auf dem Markt verfügbar sind. Der spezifische Methangasertrag aus Industrierestholz beträgt $252,1 \text{ m}^3/\text{tFM}$.

Abbildung 4.50 zeigt das theoretische SNG-Methangaspotential aus Restholz der Brettschichtholzindustrie. Das theoretische SNG-Methangaspotential mit $10,4 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ ist hauptsächlich im Süden Deutschlands zu finden, ist aber im Vergleich zu den Methangaserträgen anderer Holzverarbeitender Industrien gering. Das technische SNG-Methangaspotential beträgt $9,9 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$. Das daraus resultierende wirtschaftliche SNG-Methangaspotential beträgt $6,9 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$.

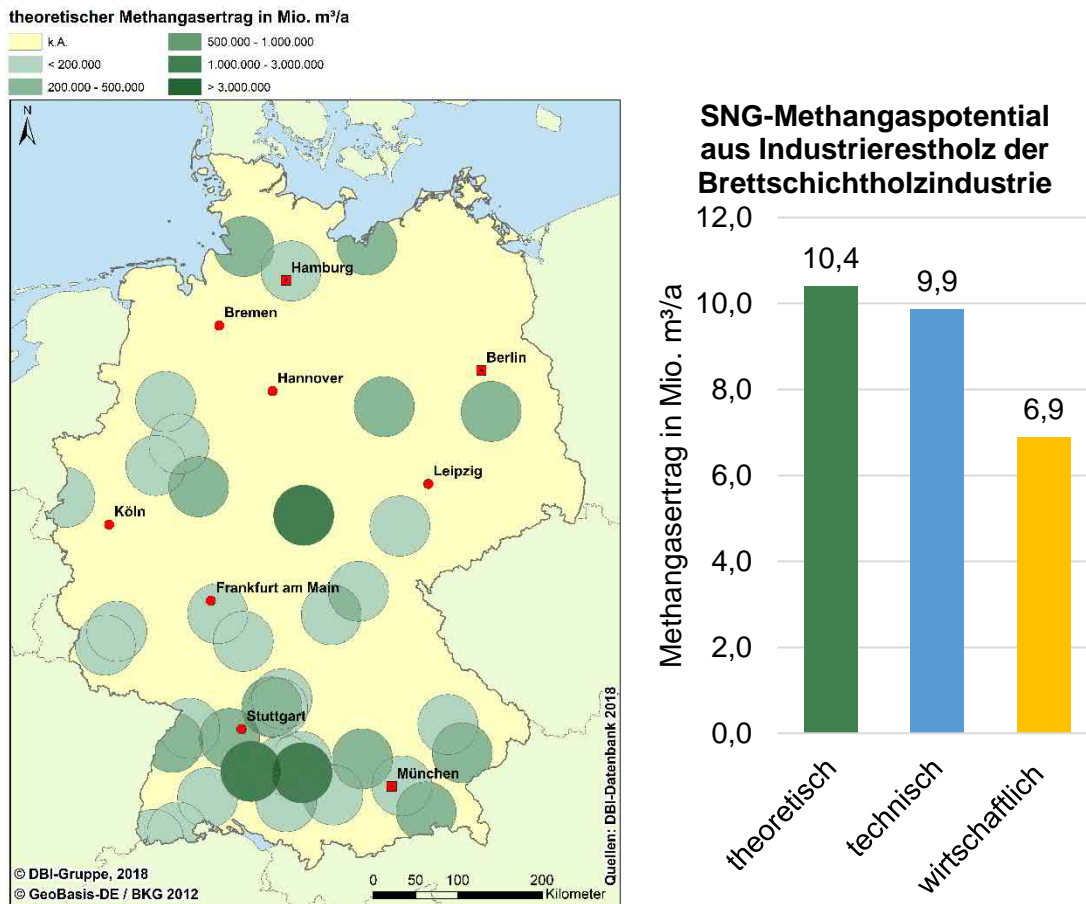


Abbildung 4.50: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Industrierestholz der Brettschichtholzindustrie

4.3.2.7 Zusammenfassung Industrie

Der Methangasertrag aus Restholz der Holzverarbeitenden Industrie in Deutschland ist in Abbildung 4.51 dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt $2,3 \text{ Mrd. m}^3/\text{a}$. Der

größte Anteil mit zwei Dritteln stammt aus der Sägeindustrie, gefolgt von der Papierindustrie (23 %) und der Holzwerkstoff-industrie (6 %). Die Möbelindustrie, Holzverpackungsindustrie und Brettschichtholzindustrie bilden zusammen den geringsten Anteil des gesamten SNG-Methangaspotentials des Industrierestholzes mit 5 %. In Abbildung 4.52 sind die jeweiligen Anteile für das theoretische Potential dargestellt.

Das technische Potential beträgt 2,2 Mrd. m³/a. Das wirtschaftliche Potential wird durch die unternehmensinterne Nutzung der Biomassen deutlich auf 388,2 Mio. m³/a geschmälert.

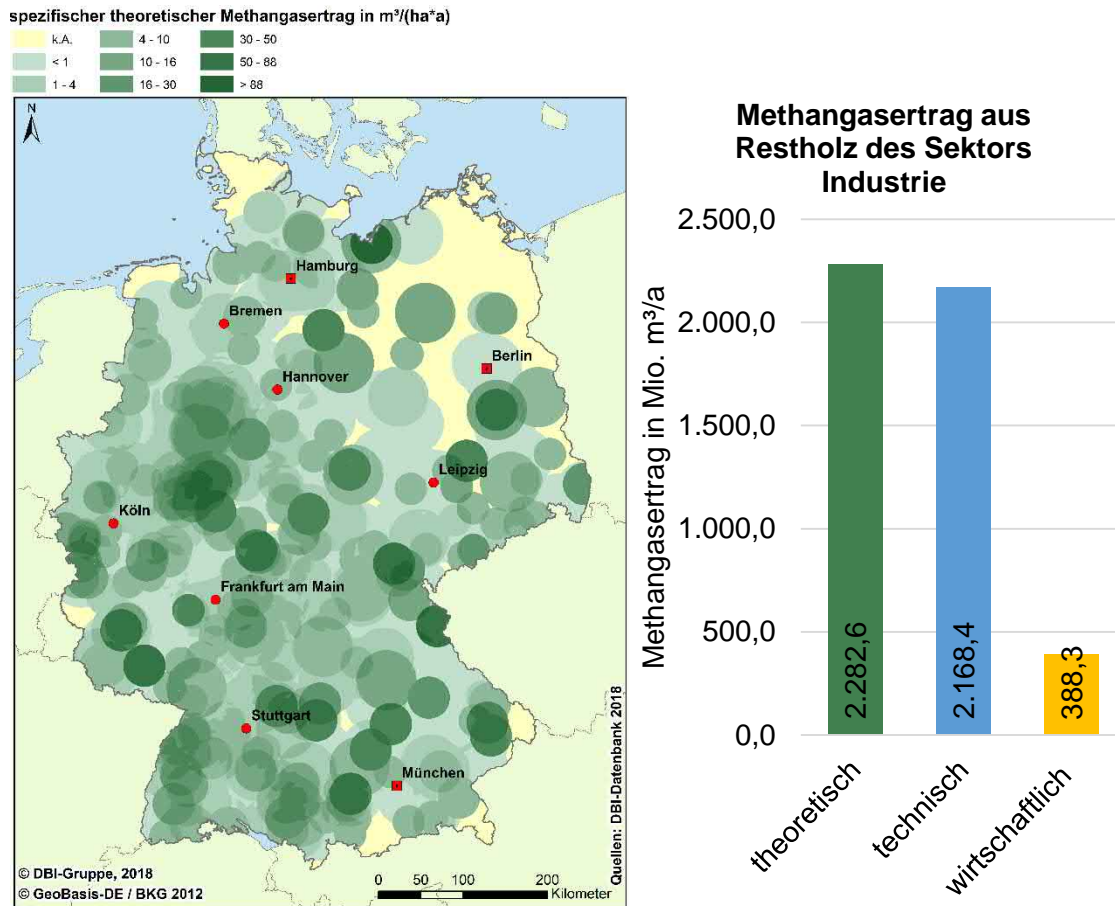


Abbildung 4.51: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Restholz des Sektors Industrie

In Abbildung 4.51 ist zu erkennen, dass in allen Bundesländern ein SNG-Methangaspotential vorhanden ist, dieses jedoch in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg aufgrund weniger Standorte der Holzverarbeitenden Industrie gering ist. Einzelne Standorte mit überdurchschnittlich großem Potential, wie Unternehmen der Sägeindustrie, sind gut zu erkennen.

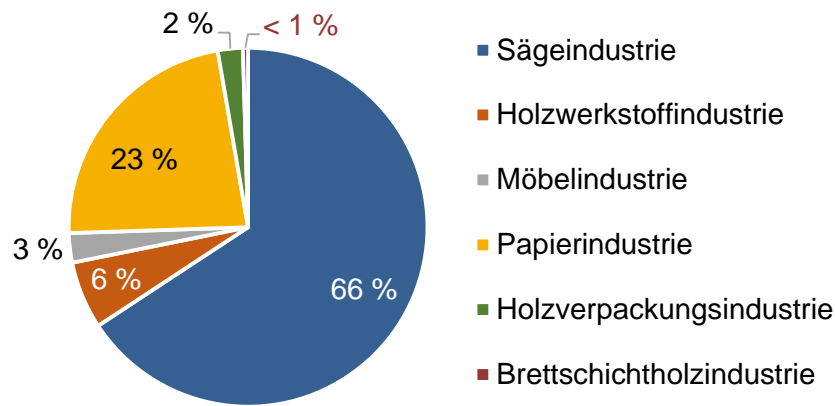


Abbildung 4.52: Verteilung des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus Restholz der Holzverarbeitenden Industrie

4.3.3 Gewerbliche Reststoffe

Neben den großen Holzverarbeitenden Unternehmen im Sektor Industrie gibt es kleine gewerbliche Handwerksunternehmen, die Hölzer verarbeiten. Zahlreiche Berufsfelder haben sich etabliert. In dieser Arbeit wird zwischen Tischlereien und Zimmereien unterschieden (siehe Abbildung 4.53).

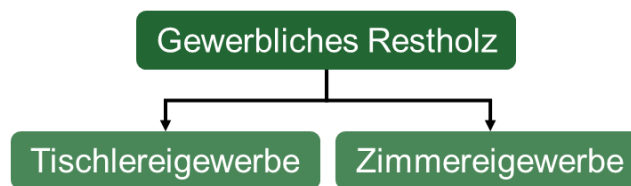


Abbildung 4.53: Übersicht zu den gewerblichen Biomassen zur Erzeugung von SNG

4.3.3.1 Tischlereigewerbe

Die Berufe Tischler bzw. Schreiner sind klassische Handwerksberufe. Der Innenausbau und der Möbelbau sind Schwerpunkte dieser Branche. Im Jahr 2015 beschäftigten knapp 32.000 Unternehmen über 200.000 Personen [146, 161].

Bei der Bearbeitung von Holz in Tischlereien fällt Restholz an. Der Restholzanfall aller recherchierten Tischlereien ($RH_{\text{Tischlereien}}$) wird bestimmt über das Produkt aus der Anzahl an recherchierten Tischlereien in Deutschland und dem Restholzanfall von $46,75 \text{ t}_{\text{FM}}/(\text{Unternehmen} \cdot \text{a})$ [162]:

Wie in Kapitel 4.3.2.5 beschrieben wir auch hier die Menge an Restholz in Abhängigkeit von der Rechtsform auf die einzelnen Unternehmen aufgeteilt (siehe Tabelle 4.30). Dies entspricht dem theoretischen Potential je Unternehmen.

Tabelle 4.30: Restholzanfall je Tischlereiunternehmen in Abhängigkeit von der Rechtsform [148, 159]

	A	B	C	D
Rechtsform	Anteil Umsatz am Gesamtumsatz	Restholzanfall pro Rechtsform in m³/a	Anzahl an Unternehmen pro Rechtsform	Restholzanfall pro Unternehmen in m³/a
EI ³	19%	240.975	23.072	10
PE ³	23%	281.342	835	337
KA ³	58%	727.778	2.833	257

Abzüglich 5 % Lager- und Transportverluste erhält man das technische Potential. Der Anteil von ca. 80 % wird energetisch oder stofflich verwertet [162] und knapp 20 % stehen als wirtschaftliches Potential zur Verfügung. Der spezifische Methangasertrag für Industrierestholz beträgt 252,1 m³/tFM.

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Restholz des Tischlereigewerbes ist in Abbildung 4.54 dargestellt. Das theoretische Potential der einzelnen Standorte ist über Landkreise aufsummiert auf der Karte zu sehen. In Nordrhein-Westfalen ist das größte Potential zu beobachten. Insgesamt beträgt das theoretische SNG-Methangaspotential aus Restholz des Tischlereigewerbes 314,7 Mio. m³/a. Daraus resultiert technisches SNG-Methangaspotential von 298,9 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 57,2 Mio. m³/a.

³ EI = Einzelunternehmen, PE = Personengesellschaft, KA = Kapitalgesellschaft

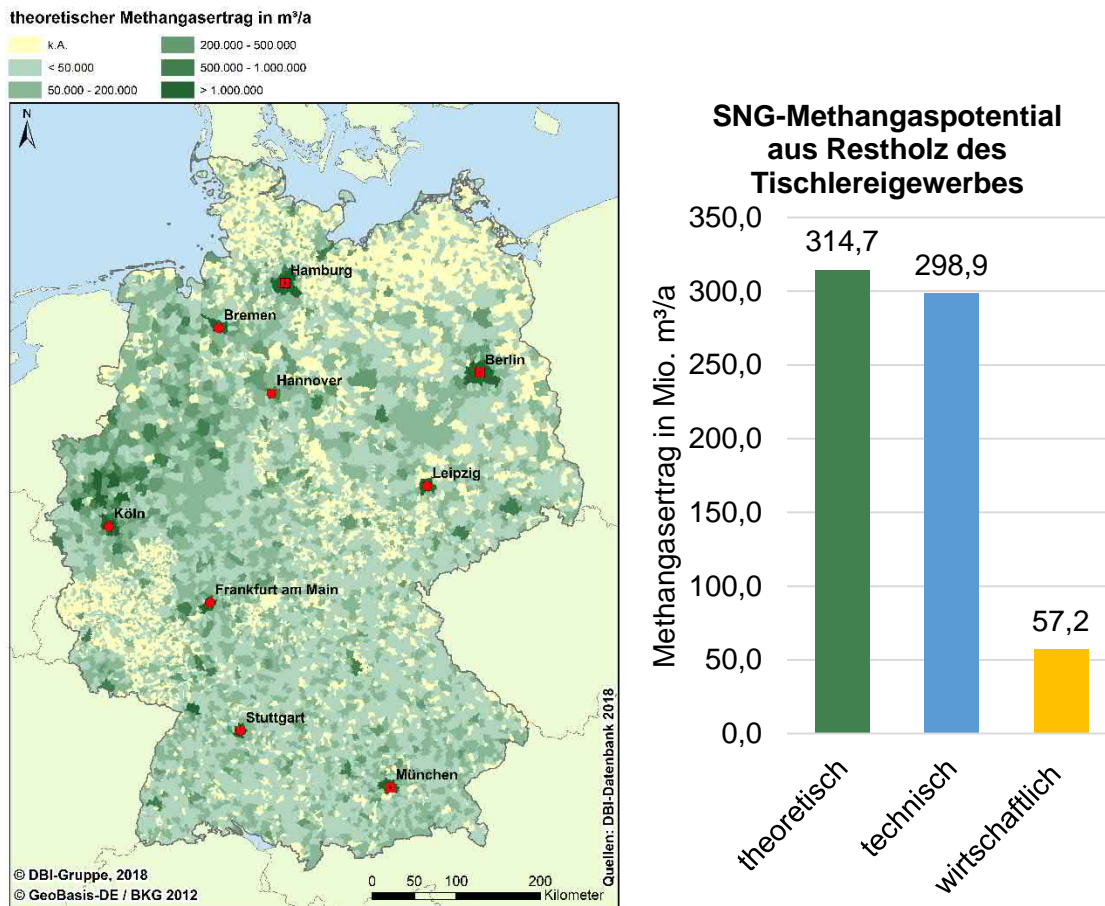


Abbildung 4.54 :theoretisches SNG-Methangaspotential aus Restholz des Tischlereigewerbes

4.3.3.2 Zimmereigewerbe

Das Zimmererhandwerk ist der Sparte Zimmerei- und Ingenieurholzbau zugeordnet. Die Errichtung von Dachstühlen gehört zu den Hauptaufgaben der Unternehmen, aber auch Aufgaben wie umfassende Baudienstleistungen oder die Errichtung kompletter Holzhäuser werden angeboten. Im Jahr 2016 gab es laut dem Statistischen Bundesamt ca. 11.000 Unternehmen mit etwa 66.000 Beschäftigten in Deutschland [146, 163].

Das Restholz, welches bei der Holzbearbeitung in Zimmereien anfällt, kann zur Methanerzeugung in SNG-Anlagen genutzt werden. Die Gesamtmenge an Restholz in Deutschland (RH_{Zi}-mereien) wird über die Anzahl der recherchierten Zimmereien und dem Restholzanfall von $15,67 \cdot t_{FM} / (\text{Unternehmen} \cdot a)$ bestimmt [162].

Die Verteilung erfolgt wie in Kapitel 4.3.2.5 beschrieben in Abhängigkeit von der Rechtsform der Unternehmen. Dies ist in Tabelle 4.31 dargestellt und führt zum theoretischen Potential.

Tabelle 4.31: Restholzanfall je Zimmereiunternehmen in Abhängigkeit von der Rechtsform [148, 159]

	A	B	C	D
Rechtsform	Anteil Umsatz am Gesamtumsatz	Restholzanfall pro Rechtsform in m³/a	Anzahl an Unternehmen pro Rechtsform	Restholzanfall pro Unternehmen in m³/a
EI ⁴	19%	51.580	13.612	4
PE ⁴	23%	60.221	2.723	22
KA ⁴	58%	155.780	741	210

Das technische Potential wird abzüglich 5 % Lager- und Transportverluste bestimmt. 43 % des Restholzes werden für Heizzwecke energetisch direkt in den Unternehmen genutzt und die übrigen 57 % stehen zur freien Verfügung und führen zum wirtschaftlichen Potential. Der spezifische Methangasertrag aus Industrierestholz beträgt 252,1 m³/tFM.

Für Deutschland beträgt das theoretische SNG-Methangaspotential aus Restholz des Zimmereigewerbes 161,3 Mio. m³/a (siehe Abbildung 4.55) Das technische SNG-Methangaspotential beträgt 153,2 Mio. m³/a, womit ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 88 Mio. m³/a resultiert. Für die Kartendarstellung wurde das theoretische Potential der einzelnen Standorte über Landkreise aufsummiert.

⁴ EI = Einzelunternehmen, PE = Personengesellschaft, KA = Kapitalgesellschaft

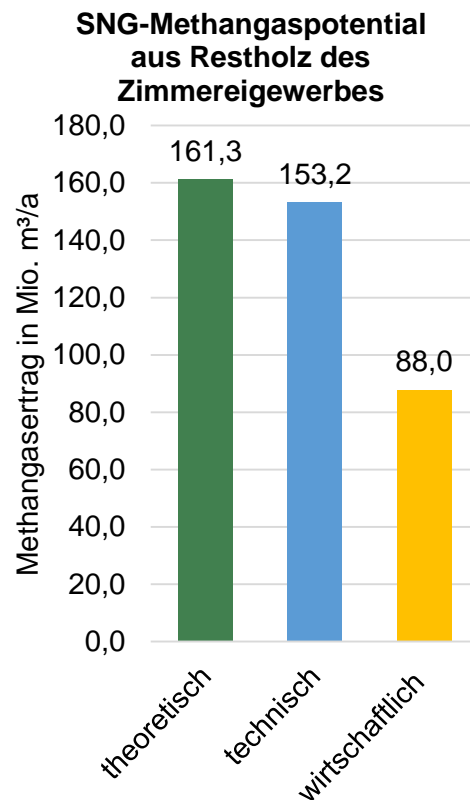


Abbildung 4.55: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Restholz des Zimmereigewerbes

4.3.3.3 Zusammenfassung Gewerbe

Das Methangaspotential aus Restholz des holzverarbeitenden Gewerbes ist in Abbildung 4.56 dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt 475,9 Mio. m³/a, woraus ein technisches SNG-Methangaspotential von 452,2 Mio. m³/a resultiert. Bei dem theoretischen und technischen Potential dominiert der Anteil aus den Tischlereiunternehmen den Methangasertrag mit ca. 66 %. Dahingegen stammt beim wirtschaftlichen SNG-Methangaspotential (145,2 Mio m³/a) der größte Anteil des Methanertrags mit 61 % aus den Zimmereiunternehmen.

Die 38.000 recherchierten Standorte des holzverarbeitenden Gewerbes sind über ganz Deutschland verteilt. Die Großstädte sowie der Westen Deutschlands weisen ein hohes Methangaspotential auf. Der vergleichsweise dünn besiedelte Nord-Osten hingegen besitzt ein geringes Potential.

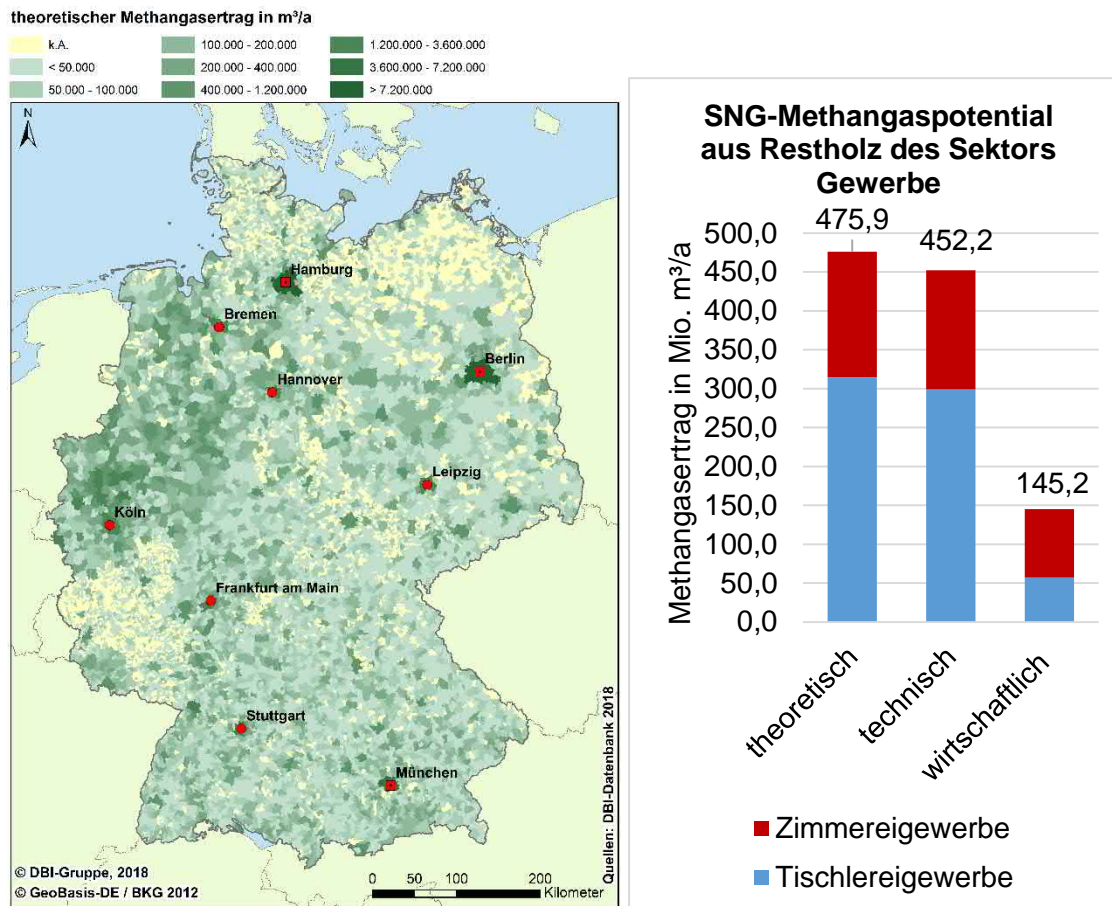


Abbildung 4.56: theoretisches Methangaspotential aus Restholz des Sektors Gewerbe

4.3.4 Kommunale Abfälle und Gehölzpflege

Pflegemaßnahmen an Bäumen und Gehölzen führen zu einem Aufkommen an Grünabfällen. Öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger sind für den Pflegeschnitt und die Sammlung verantwortlich. Diese Abfälle sind dem *Abfallschlüssel 20 02 01* der Europäischen Abfallverzeichnis-Verordnung als *biologisch abbaubare Abfälle* zugeordnet [164].

Biologisch abbaubare Abfälle sind nach Bioabfallverordnung [165]

- Biologisch abbaubare Garten- und Parkabfälle
- Biologisch abbaubare Friedhofsabfälle
- Gehölzrodungsrückstände
- Landschaftspflegeabfälle
- Pflanzliche Abfälle aus der Gewässerunterhaltung
- Pflanzliche Bestandteile des Treibsel (auf Meer oder Binnengewässern treibende Biomasse)

Es wird zwischen krautigen Grünabfällen (Gras- und Heckschnitt) und holzigen Grünabfällen (Ast- und Strauchwerk) unterschieden [166], wobei ausschließlich holzartige Abfälle in dieser Arbeit betrachtet werden. Die folgenden Biomassen werden daher als holzartige, kommunale Grünabfälle bezeichnet und sind in Abbildung 4.57 dargestellt

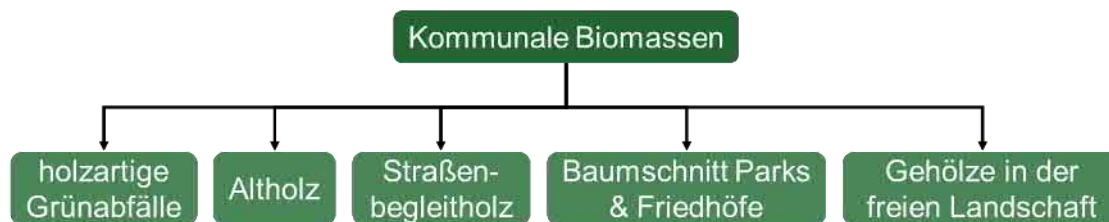


Abbildung 4.57: Übersicht zu den kommunalen Biomassen zur Erzeugung von SNG

4.3.4.1 Holzartige Grünabfälle

Die Datenbasis für die Bestimmung der Menge holzartiger Haushaltsabfälle bildet die Statistik der öffentlich-rechtlichen Abfallentsorgung. Die Statistischen Ämter des Bundes und der Länder veröffentlichen jährlich das Aufkommen an Haushaltsabfällen auf Landkreisebene [167]. Für diese Studie wurde auf die Statistik für das Jahr 2015 zurückgegriffen. Da für einige Landkreise die Abfallzahlen zur Veröffentlichung der Statistik noch nicht vorlagen, wurden bei diesen die Abfallstatistiken von 2014 bzw. 2011 berücksichtigt.

Der Anteil holzartiger Grünabfälle an der veröffentlichten Menge biologisch abbaubarer Garten- und Parkabfälle beträgt 70 % und bestimmt das theoretische Potential [168]. 30 % sind krautig und können beispielsweise in Biogas-Anlagen energetisch verwertet werden [2].

Die Verluste für Bergung, Lagerung und Transport werden mit 20 % angenommen und definieren das technische Potential. Da keine weiteren Nutzungsrestriktionen für Grünabfälle auftreten, entspricht das technische Potential dem wirtschaftlichen Potential. Der spezifische Methangasertrag aus holzartigen Grünabfällen der Haushalte beträgt 150,3 m³/tFM.

In Abbildung 4.58 ist das SNG-Methangaspotential aus holzartigen Grünabfällen zu sehen. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt 537,3 Mio. m³/a. Das technische entspricht dem wirtschaftlichen SNG-Methangaspotential und liegt bei 429,9 Mio. m³/a. Da es sich bei den oben genannten Abfallzahlen um Landkreisdaten handelt, werden diese auf der Karte flächenspezifisch dargestellt. Somit wird eine Überbewertung großer Landkreise vermieden.

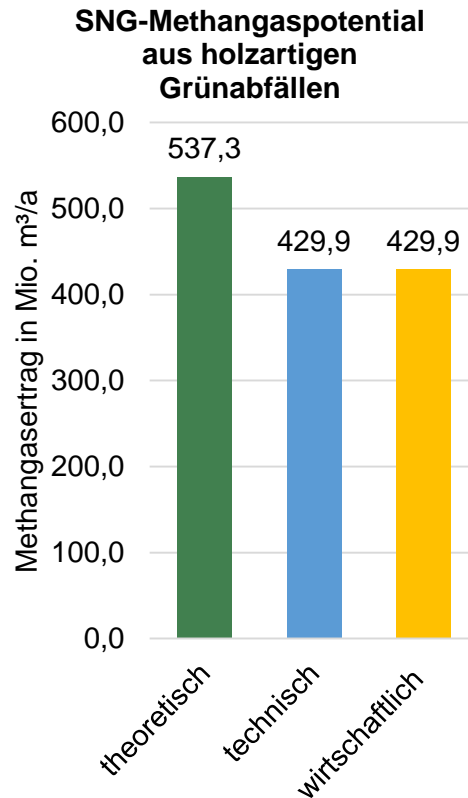


Abbildung 4.58: theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartigen Grünabfällen

4.3.4.2 Altholz

Unter Altholz wird Holz verstanden, welches bereits einem Verwendungszweck zugeführt wurde und als Abfall anfällt. Es handelt sich um Gebrauchtholz aus Baumaßnahmen, der stofflichen Nutzung (Altmöbel und Verpackungen) und einem Teil Industrierestholz und wird auf Werkstoffhöfen gesammelt [169].

Der Verwertungsweg der Althölzer ist abhängig von den im Holz enthaltenen Verunreinigungen. Je nach Art der vorherigen Nutzung sind dies Lacke, Holzschutzmittel oder Beschichtungen [170]. Das Umweltbundesamt sieht dabei vor, dass Altholz zunächst in verschiedenen Stufen stofflich genutzt werden soll, bevor es energetisch umgesetzt wird.

Der Anfall von Altholz ist starken regionalen Schwankungen unterworfen und hängt von der Einwohnerdichte, dem Wohlstand, der Industriedichte, der Bautätigkeit und einer Vielzahl weiterer Einflussgrößen ab. Im Durchschnitt beträgt der Anfall von Altholz 95 kgFM/(Einwohner · a) in Deutschland [34]. Die Einwohnerzahlen für das Jahr 2015 werden auf Landkreisebene der DBI-Datenbank entnommen. Diese Zahlen basieren auf Daten des statistischen Bundesamtes.

Das Gesamtaufkommen von Altholz lässt sich unterteilen in Siedlungsabfälle, Verpackungsabfälle, Bauabfälle und Abfälle der Holzindustrie. Die Verteilung des Altholzaufkommens nach den Nutzungspfaden ist in Abbildung 4.59 dargestellt. Demnach sind 30,8 % des Altholzaufkommens der Holzindustrie zuzuordnen [171]. Diese Holzmenge wurde bereits in Kapitel 4.3.2 als Industrierestholz berücksichtigt. Daher wird dieser Anteil vom einwohnerspezifischen Altholz anfall abgezogen. Das theoretische Potential berechnet sich dementsprechend aus dem Altholz anfall von 65,7 kgFM/(Einwohner · a) und den Einwohnerzahlen auf Landkreisebene.

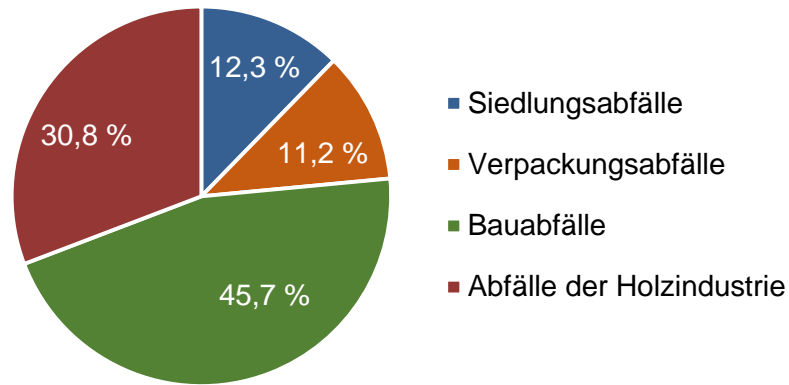


Abbildung 4.59: Verteilung des Altholzaufkommens nach Nutzungspfaden [171]

Das technische Potential berücksichtigt Bergungs-, Lager- und Transportverluste in Höhe von 20 %. Ein Drittel der anfallenden Altholzmenge wird aufbereitet und einer erneuten stofflichen Nutzung, zum Großteil in der Holzwerkstoffindustrie, zugeführt [34]. Demzufolge bilden 66 % des technischen Potentials das wirtschaftliche Potential. Der spezifische Methangasertrag beträgt 243,61 m³/tFM.

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Altholz ist in Abbildung 4.60 dargestellt und beträgt 1.316 Mio. m³/a. Hieraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 1.052,8 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 701,9 Mio. m³/a. Da der Altholzanfall über die Einwohnerzahl berechnet wurde, korreliert das Potential mit der Einwohnerdichte. Die Großstädte und das dicht besiedelte Ruhrgebiet weisen daher einen hohen Ertrag auf.

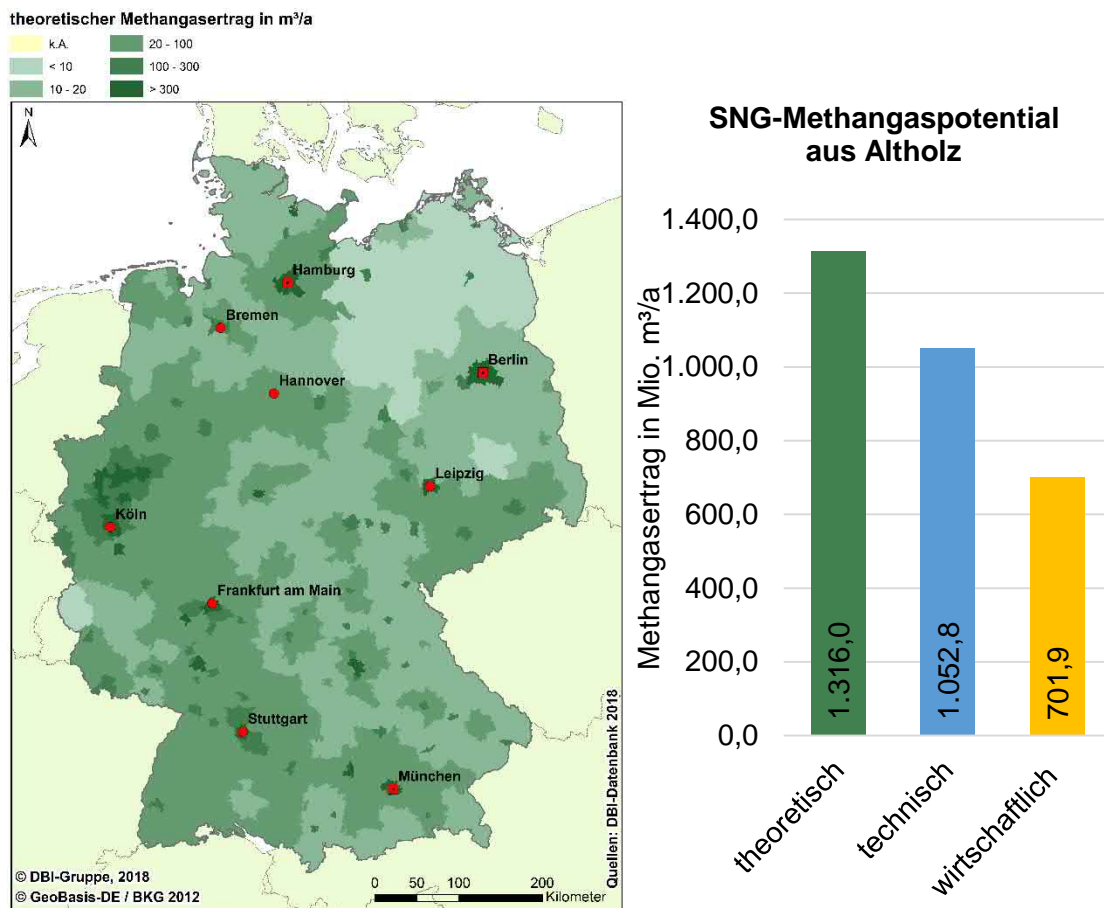


Abbildung 4.60: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Altholz

4.3.4.3 Straßenbegleitholz

Straßenbegleitholz ist Holz, welches bei der Straßenpflege anfällt. Dies umfasst meist feinästiges Material von den Mittel- und Trennstreifen sowie dem Straßenrand. Die Gehölzpflege, die zur Sicherung des öffentlichen Verkehrs dient, führen die zuständigen Autobahnmeistereien, Straßenmeistereien, die städtischen Betriebshöfe oder beauftragte Fremdunternehmen alle 3 bis 10 Jahre durch [34].

Das Straßenbegleitholz wird auf Grüngutsammelpätzen der Straßen- und Autobahnmeistereien gesammelt. Zu diesen Standorten wird entsprechend das SNG-Potential zugeordnet. Die über die Ortsdienst Media GmbH recherchierte Anzahl an Straßenmeistereien beträgt knapp 570 und die der Autobahnmeistereien 175.

In Deutschland gibt es laut dem Statistischen Bundesamt insgesamt 230.000 km Straßen des überörtlichen Verkehrs [104]. Diese übergeordneten Meistereien übernehmen Pflegeaufgaben der Straßen- und Autobahnmeistereien.

Zur Regionalisierung des deutschen Straßennetzes wird auf die DBI-Datenbank zurückgegriffen. Damit das Methangaspotential aus Straßenbegleitholz berechnet werden kann, wurden die Straßentypen entweder den Straßenmeistereien oder den Autobahnmeistereien zugeordnet. Die Mischform Straßen- und Autobahnmeisterei ist bei beiden Meistereiararten vertreten.

Die Zuordnung einer Straße zu einer Straßen-/Autobahnmeisterei erfolgt über die Bestimmung der Meisterei, mit dem geringsten Abstand. Die Menge des anfallenden Straßenbegleit-holzes ist abhängig von der Straßenart, der Grünstreifenbreite und der Bepflanzungsdichte.

Für Autobahnen beträgt der spezifische Holzanfall $3,5 \text{ tFM}/(\text{km} \cdot \text{a})$ und für Bundes-, Landes- und Kreisstraßen $1,55 \text{ tFM}/(\text{km} \cdot \text{a})$ [34, 133]. Dies entspricht dem theoretischen Potential. Nur ein Teil des Straßenbegleitholzes wird abgefahren. 55 % verbleiben am Straßenrand und werden vor Ort kompostiert [34]. Zudem werden Lager- und Transportverluste in Höhe von 5 % angenommen. Das technische Potential ist demnach mit einem Gesamtverlust von 60 % behaftet.

Es existieren keine Restriktionen aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten [133]. Somit entspricht das wirtschaftliche Potential dem technischen Potential. Der spezifische Methangasertrag aus Straßenbegleitholz beträgt $152,4 \text{ m}^3/\text{tFM}$.

Das SNG-Methangaspotential aus Autobahnbegleitholz und Straßenbegleitholz wird separat dargestellt. In Abbildung 4.61 ist das theoretische SNG-Methangaspotential aus Autobahnbegleitholz zu sehen. Mit einem theoretischen SNG-Methangaspotential von $8,3 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ fällt es gering aus. Daraus resultiert ein technisches wie auch wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von $5 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$. Aufgrund des dichten Autobahn-Straßennetzes in Nordrhein-Westfalen ist hier das Potential am größten.

Das SNG-Methangaspotential aus Straßenbegleitholz ist in Abbildung 4.62 zu sehen und beträgt theoretisch $59,7 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$. Damit ist das Potential höher im Vergleich zum Autobahnbegleitholz. Dies liegt an der großen Anzahl an Straßenmeistereien, welche über ganz Deutschland verteilt sind. Das technische wie auch wirtschaftliche SNG-Methangaspotential beträgt $35,8 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$.

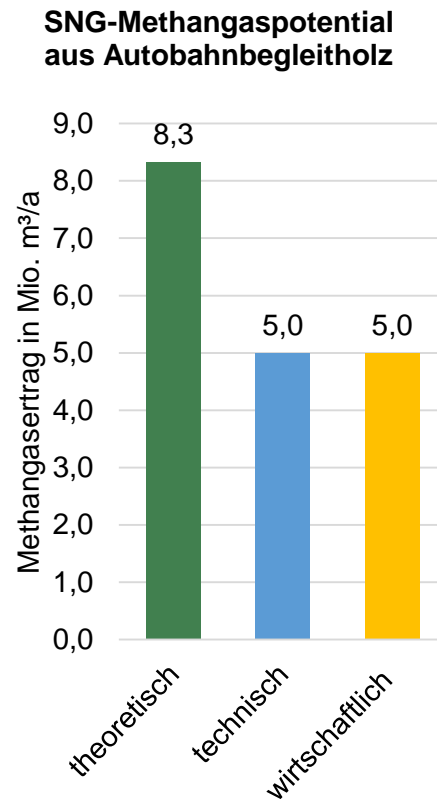
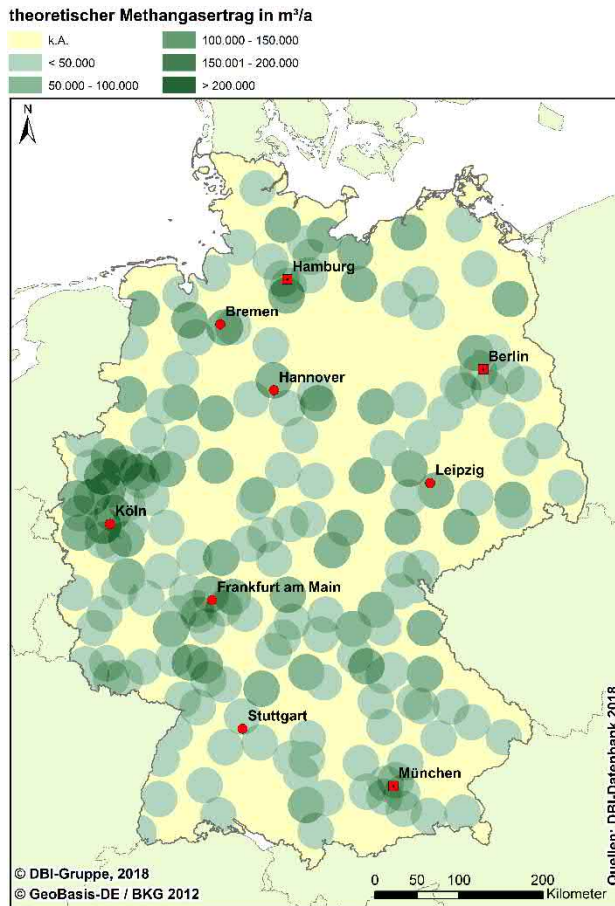


Abbildung 4.61: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Autobahnbegleitholz

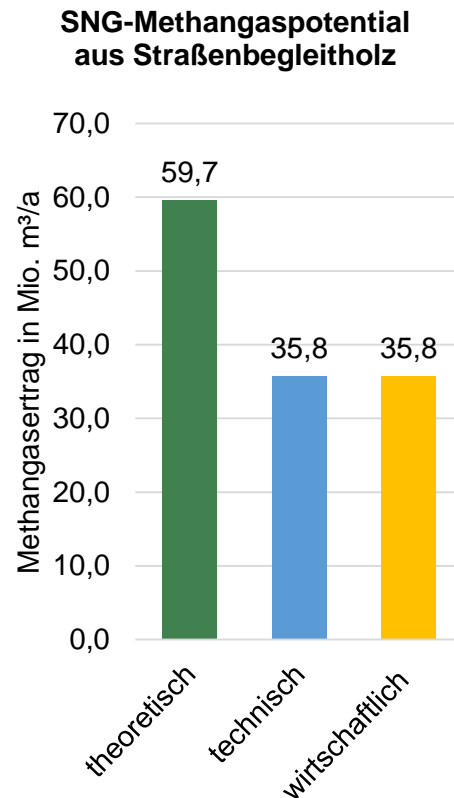
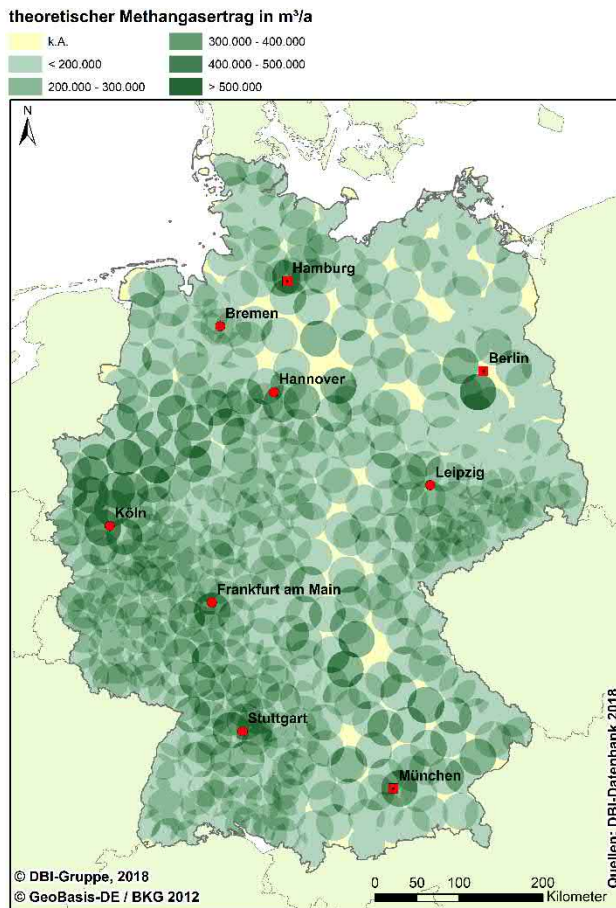


Abbildung 4.62: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Straßenbegleitholz

4.3.4.4 Gehölze in der freien Landschaft

Landschaftspflegeholz aus der freien Landschaft fällt da an, wo Gebüsche und Gehölzaufwüchse beschnitten werden. In Abbildung 4.63 sind die in dieser Arbeit berücksichtigten Landschaftstypen und Aufwüchse dargestellt.



Abbildung 4.63: Übersicht der Gehölze in der freien Landschaft

Um Überalterung und Nährstoffanreicherung zu vermeiden, ist ein regelmäßiger Rückschnitt der Gehölze in der freien Landschaft aller 10 bis 20 Jahre sinnvoll. Der größte Teil der Landschaftspflegegehölzer wird derzeit nicht genutzt. Meist erfolgt eine Verbrennung oder Häckselung vor Ort. Bei letzterem verbleibt die Biomasse auf der Fläche [34].

Die Menge des Landschaftspflegeholzes, welches auf den oben genannten Landschaftstypen anfällt, wird über flächenspezifische Kennwerte bestimmt. Das theoretische Potential berechnet sich aus dem Produkt der Fläche mit dem jeweiligen Kennwert. Bei Wallhecken wird die Länge als bestimmender Faktor berücksichtigt. Das technische Potential wird durch Bergungsraten, Lager- und Transportverluste geschmälert. Die flächenspezifischen Kennwerte und die technischen Verluste sind in Tabelle 4.32 dargestellt.

Tabelle 4.32: spezifische Kennwerte und technische Verluste für Gehölze in der freien Landschaft [34, 172]

Landschaftstyp	spezifischer Kennwert	technische Verluste
Heidelandschaften	3 tFM/(ha*a)	50 %
Wallhecken	3,25 kgFM/(m*a)	50 %
Buschland	5 tFM/(ha*a)	50 %
Feuchtgebiete	3 tFM/(ha*a)	80 %

Das nachhaltige Potential berücksichtigt Restriktionen aufgrund des Naturschutzes, da in diesen die Nutzung der Biomasse untersagt ist. Dies entspricht auch dem wirtschaftlichen Potential. Der spezifische Methangasertrag aus Landschaftspflegeholz beträgt 150,3 m³/t_{FM}.

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Gehölzen der freien Landschaft ist in Abbildung 4.64 dargestellt. Es sind generell eher kleine Flächen, welche über ganz Deutschland verteilt liegen und einen geringen Methangasertrag aufweisen. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Gehölzen der freien Landschaft beträgt 318 Mio. m³/a. Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 183,3 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 124,7 Mio. m³/a.

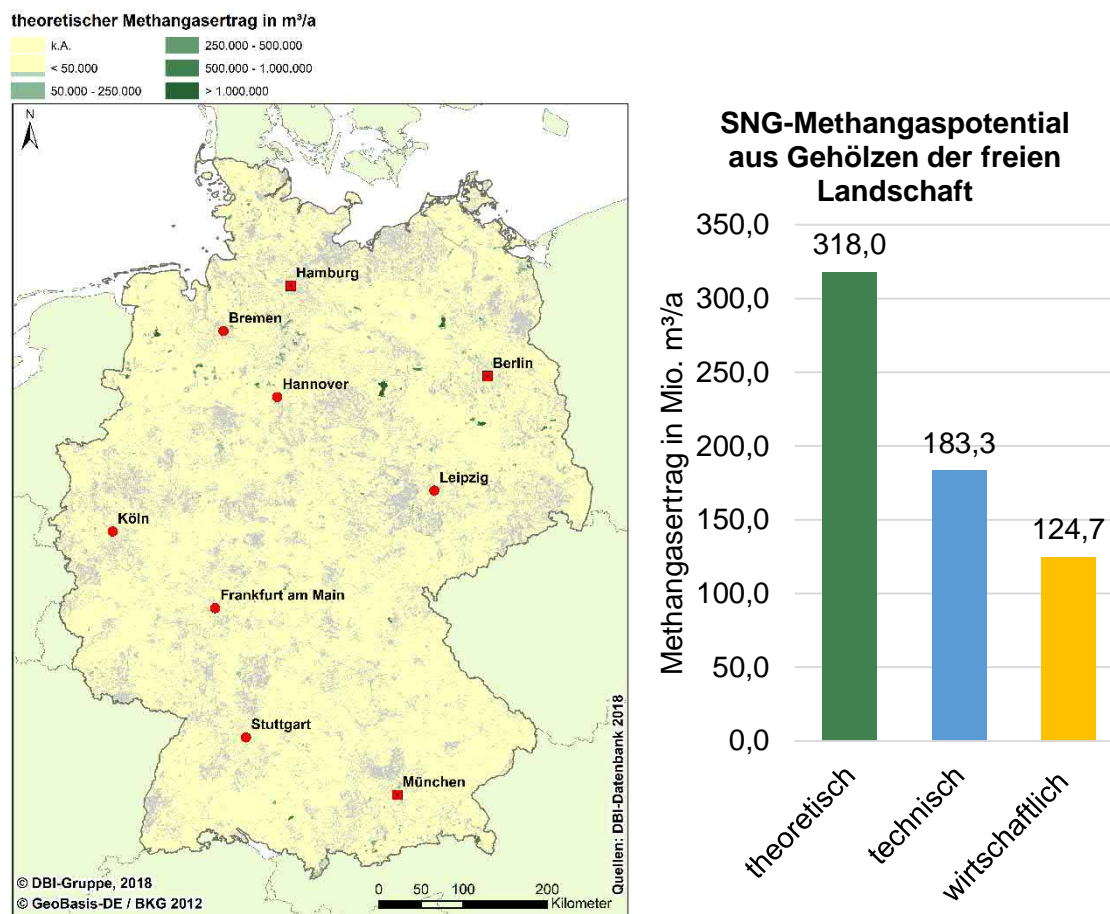


Abbildung 4.64: theorethisches SNG-Methangaspotential aus Gehölzen der freien Landschaft

4.3.4.5 Zusammenfassung Kommune

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus kommunal gesammelten Hölzern ist in Abbildung 4.65 zu sehen. Das theoretische SNG-Methangaspotential kommunal gesammelter Hölzer beträgt 2,3 Mrd. m³/a. Großstädte und dicht besiedelte Gebiete, wie das Ruhrgebiet, weisen aufgrund der hohen Einwohnerzahlen hohe Grünabfall- und Altholzmengen und damit hohe SNG-Potentiale auf. Das technische SNG-Methangaspotential liegt bei 1,8 Mrd. m³/a, woraus ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 1,3 Mrd. m³/a resultiert.

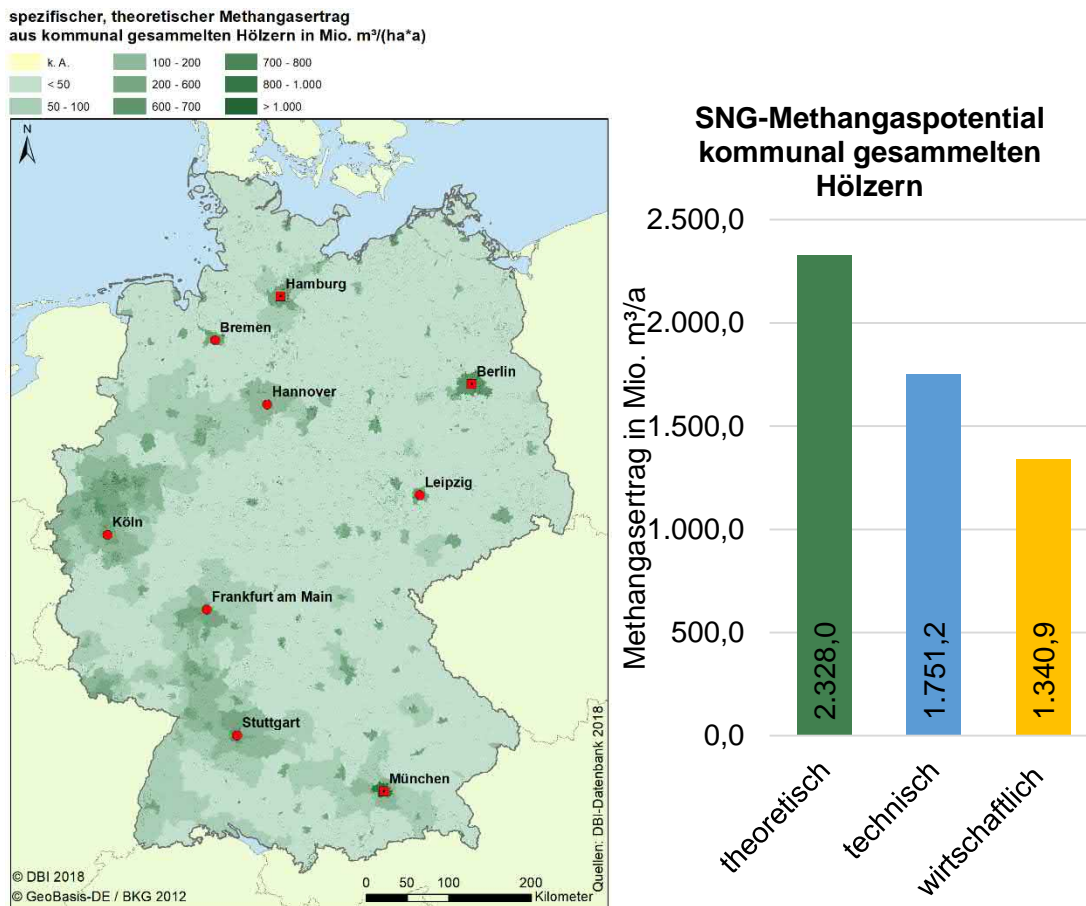


Abbildung 4.65: theoretisches SNG-Methangaspotential aus kommunal gesammelten Hölzern

Altholz verursacht mit einem Anteil von 59 % mehr als die Hälfte des SNG-Methangaspotentials aus kommunalen Reststoffen. Es folgen die holzartigen Grünabfälle mit 24 % und die Gehölze der freien Landschaft mit 14 %. Das Straßenbegleitholz geht mit einem Anteil von 3 % ein. Diese Verteilung ist in Abbildung 4.66 dargestellt.

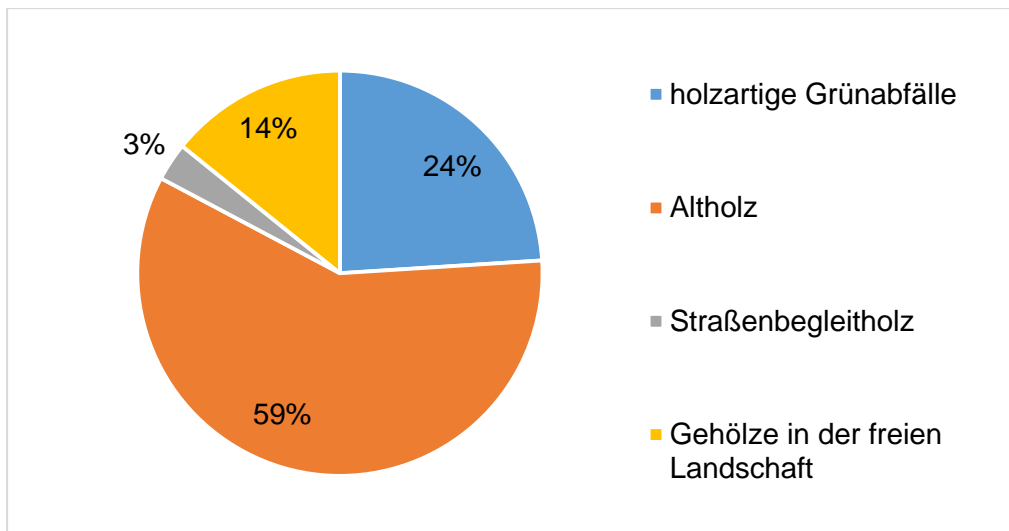


Abbildung 4.66: Verteilung des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus kommunalem Restholz

4.3.5 Land- und Forstwirtschaftliche Rückstände und Energiepflanzen

Die Bewirtschaftung des Waldes führt zu einem Rohholzaufkommen, welches auf vielfältige Art genutzt werden kann. Neben den forstwirtschaftlichen Erzeugnissen können zudem auf landwirtschaftlichen Flächen holzartige Biomassen gewonnen werden. In Abbildung 4.67 sind die in dieser Arbeit betrachteten Biomassen dargestellt.

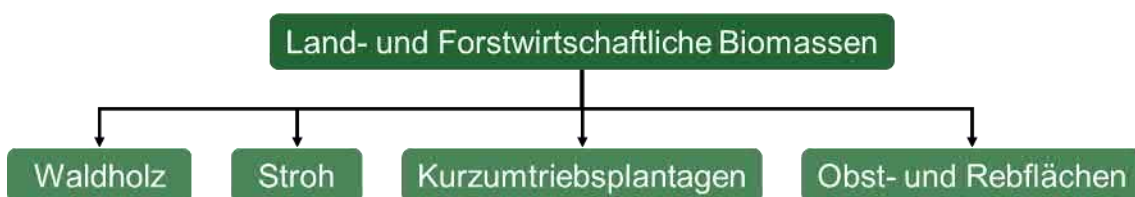


Abbildung 4.67: Übersicht zu den Land- und Forstwirtschaftlichen Biomassen zur Erzeugung von SNG

4.3.5.1 Waldholz

Die Waldfläche in Deutschland beträgt nach der Bundeswaldinventur des Jahres 2012 ca. 11,4 Mio. ha und nimmt damit ein Drittel der Gesamtfläche Deutschlands ein. Auf diesen Flächen ist ein Gesamtvorrat von 3,7 Mrd. m³ Holz vorhanden. Da eine nachhaltige Nutzung dieses Vorrats angestrebt ist, wird weniger Holz forstwirtschaftlich genutzt, als nachwächst. Zwischen 2002 und 2012 ist der Holzvorrat dadurch bereits um 7 % angestiegen [145, 173].

Der durchschnittliche Waldzuwachs nach Bundesländern ist in Tabelle 4.33 dargestellt. Es wird zwischen Laub- und Nadelbäumen unterschieden. Der durchschnittliche Gesamtzuwachs aller Baumarten wird als Kennwert für den Mischwald verwendet.

Tabelle 4.33: Waldzuwachs in Abhängigkeit von der Baumart und Bundesland [174]

Bundesland	Einheit	Laub- bäume	Nadel- bäume	alle Baumarten
Baden-Württemberg	[m ³ /ha*a]	9,02	14,31	11,74
Bayern	[m ³ /ha*a]	9,19	13,04	11,57
Brandenburg + Berlin	[m ³ /ha*a]	7,75	10,91	10,07
Hessen	[m ³ /ha*a]	9,06	14,05	10,90
Mecklenburg-Vorpommern	[m ³ /ha*a]	8,45	12,05	10,14
Niedersachsen	[m ³ /ha*a]	8,89	11,84	10,32
Nordrhein-Westfalen	[m ³ /ha*a]	8,07	14,56	10,73
Rheinland-Pfalz	[m ³ /ha*a]	8,33	13,87	10,42
Saarland	[m ³ /ha*a]	9,31	16,97	11,08
Sachsen	[m ³ /ha*a]	7,83	12,57	10,89
Sachsen-Anhalt	[m ³ /ha*a]	7,28	11,12	9,30
Schleswig-Holstein	[m ³ /ha*a]	9,54	13,66	10,91
Thüringen	[m ³ /ha*a]	9,14	12,41	10,89
Hamburg + Bremen	[m ³ /ha*a]	8,26	10,71	8,66
Deutschland	[m ³ /ha*a]	8,68	12,81	10,85

Dieser Zuwachs wird aufgrund unterschiedlicher Nutzungspfade anteilig dem neu entstandenen Totholz und den einzelnen Baumkompartimenten (Baumbestandteile) zugeordnet. Als Totholz bezeichnet man abgestorbene, stehende oder umgefallene Bäume oder Teile davon, wie einzelne tote Äste oder Baumstümpfe [175].

Der Anteil der einzelnen Baumkompartimente am Nicht-Totholz ist abhängig von der Baumart. Für Laubwald wird der Mittelwert aus Eiche und Buche angenommen und für Nadelwald der Mittelwert aus Fichte und Kiefer. Für Mischwald wird der Mittelwert aus Laub- und Nadelholz genutzt. In Tabelle 4.34 sind die einzelnen Baumkompartimente dargestellt.

Tabelle 4.34: Baumkompartimente in Abhängigkeit von der Baumart [176]

Kompartimente	Eiche	Buche	Fichte	Kiefer	Nadelwald	Laubwald	Mischwald
Derbholz	68,9%	76,3%	67,9%	70,9%	69,4%	72,6%	71,0%
Derbrinde	9,6%	4,7%	6,7%	8,3%	7,5%	7,2%	7,3%
Reisig und Äste	18,8%	17,5%	16,7%	18,0%	17,4%	18,2%	17,8%
Nadeln/Blätter	2,6%	1,7%	9,4%	4,9%	7,2%	2,2%	4,7%

Derbholz ist der wichtigste Rohstoff aus der Forstwirtschaft. Zum einen wird es in den Unternehmen der Holzindustrie weiterverarbeitet. Der dafür genutzte Anteil beträgt etwa 66 % des Gesamtaufkommens [145]. Zum anderen wird Derbholz energetisch in Heizkraftwerken genutzt. Das Methangaspotential aus industriell verarbeitetem Holz wird in Kapitel 4.3.2 beschrieben und wird daher vorab von der Menge Derbholz abgezogen.

Aus Tabelle 4.33 und Tabelle 4.34 ergeben sich die Zuwächse je Baumkompartiment und Bundesland. In den Zuwächsen ist der Totholzanteil inbegriffen. Vom Derbholzanteil wird der oben genannte Prozentsatz abgezogen. Dies ergibt zusammen das theoretische Potential. Das technische Potential berücksichtigt Lager- und Transportverluste in Höhe von 5 % [177] sowie das nachhaltige Potential Restriktionen aufgrund des Naturschutzes. Weiterhin verbleibt Biomasse aufgrund der Nährstoffbilanz im Wald. Für die einzelnen Biomassen werden folgende Verluste angesetzt, welche zum wirtschaftlichen Potential führen:

- Derbholz: 0 % (keine Restriktionen)
- Reisig Äste: 55 % verbleibt im Wald [177]
- Rinde: 20 % verbleibt im Wald [eigene Annahme]
- Nadeln/Blätter: 55 % verbleibt im Wald [177]
- Totholz: 100 % verbleibt im Wald [175]

Der spezifische Methangasertrag aus Waldholz beträgt $158,4 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{FM}}$.

In Abbildung 4.68 ist das theoretische SNG-Methangaspotential aus Waldholz zu sehen. Es setzt sich aus nicht industriell genutztem Derbholz, Reisig und Äste, Rinde, Nadeln/Blätter und Totholz zusammen. Insgesamt ist in Deutschland ein theoretisches SNG-Methangaspotential von $8.945,2 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ verfügbar. Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von $8.497,9 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von $4.978,7 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$.

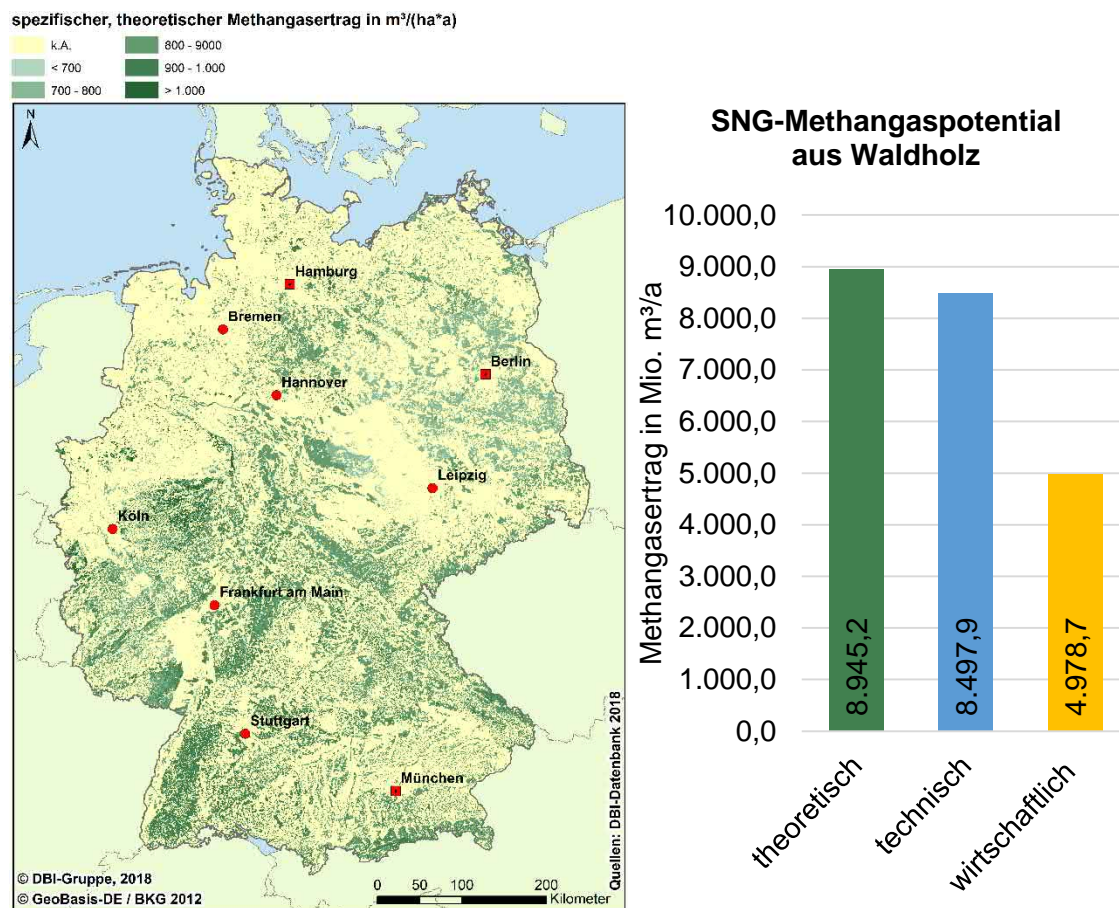


Abbildung 4.68: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Waldholz

4.3.5.2 Stroh

Als Stroh bezeichnet man den Ernterückstand, welcher bei der landwirtschaftlichen Produktion von Getreide, Ölsaaten, Körnerleguminosen und Körnermais anfällt [34]. Grundsätzlich kann Stroh als Energieträger genutzt werden. Der hohe Wassergehalt einiger Strohsorten führt jedoch zu einer Vernachlässigung, da diese schlecht gelagert werden können. Dies betrifft Mais-

und Rapsstroh mit einem Wassergehalt von über 50 % [34], bei denen eine Verwertung in Biogasanlagen zu favorisieren ist. In dieser Studie wird Getreidestroh der Kulturpflanzen Weizen, Gerste, Hafer, Roggen und Triticale berücksichtigt.

Der Anteil der anfallenden Strohmenge wird über das jeweilige Korn-zu-Stroh-Verhältnis aus Tabelle 4.35 berechnet. Das Korn-zu-Stroh-Verhältnis ist der Quotient aus der Menge des Haupternteprodukts zur Strohmenge. Das Produkt aus Ernteertrag und Korn-zu-Stroh-Verhältnis entspricht dem theoretischen Potential.

Tabelle 4.35: Korn-Stroh-Verhältnis nach Haupternteprodukt [178]

Haupternteprodukt	Korn-zu-Stroh-Verhältnis
Weizen	0,8
Wintergerste	0,7
Roggen	0,9
Hafer	1,1
Triticale	0,9

Bei der Bergung von Stroh treten unvermeidliche Bergungsverluste auf. Diese betragen ca. 30 % [179]. Daher können nur ca. 70 % der gesamten Strohmenge geborgen werden, was dem technischen Potential entspricht. Das nachhaltige Potential ist dadurch gekennzeichnet, dass eine landwirtschaftliche Nutzung der Ackerflächen in Naturschutzgebieten nicht gestattet ist. Zudem wird ein Anteil der Strohmenge aufgrund der Humusbilanz auf dem Feld belassen oder als Einstreu in Ställen verwendet. Zusammengefasst stehen 50 % des technischen Potentials als wirtschaftliches Potential zur Verfügung. Der spezifische Methangasertrag aus Stroh beträgt 243,9 m³/tFM.

Stroh besitzt ein theoretisches SNG-Methangaspotential von 7.770 Mio. m³/a und liegt damit in der gleichen Größenordnung wie Waldholz. Aufgrund niedriger Bergungsraten und anderweitigen Nutzungsmöglichkeiten reduziert sich dieses theoretische Potential auf ein technisches SNG-Methangaspotential von 5.808,6 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftlich nutzbares SNG-Methangaspotential von 2.716 Mio. m³/a. In Abbildung 4.69 ist das theoretische SNG-Methangaspotential aus Stroh dargestellt.

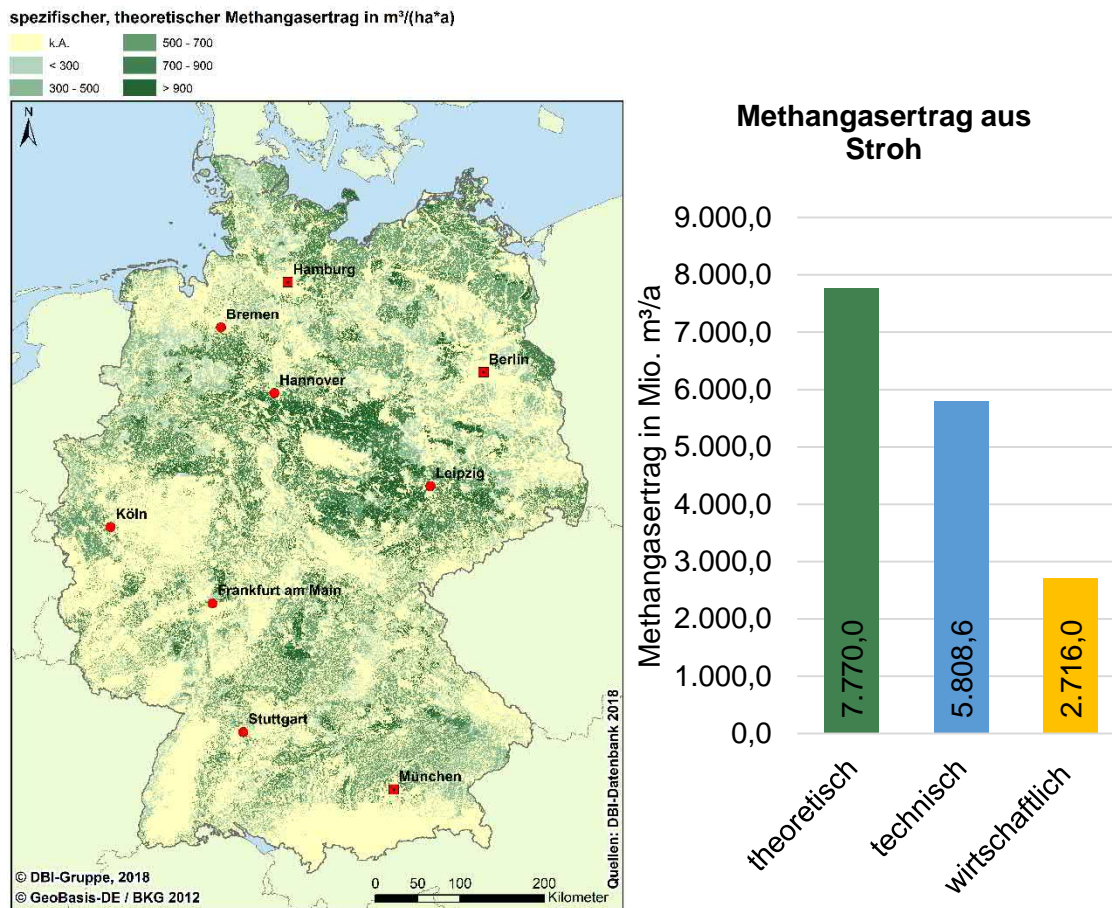


Abbildung 4.69: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Stroh

4.3.5.3 Kurzumtriebsplantagen

Kurzumtriebsplantagen (KUP) sind auf landwirtschaftlichen Flächen angebaute, schnellwachsende Pflanzen, wie Pappel oder Weide. Diese dienen zur ertragreichen Produktion von Biomasse, welche meist zu Hackschnitzel verarbeitet wird. Nach einer Umtriebsdauer von 3 bis 20 Jahren erfolgt der Einschnitt der Pflanzen [180].

Die Summe der KUP-Flächen in Deutschland beträgt 8.000 ha.

Aufgrund der Datenlage wird das SNG-Potential aus Kurzumtriebsplantagen nur auf Bundeslandebene berechnet [180]. Dies erfolgt über einen flächenspezifischen Kennwert. Für die entsprechenden Flächen wird ein durchschnittlicher Gesamtwuchs von 12,7 tatro/(ha · a) angenommen. Als Lager- und Transportverluste werden 5 % in Anlehnung an [180] verwendet. Da keine weiteren Verluste oder Nutzungsrestriktionen für das Holz aus Kurzumtriebsplantagen angesetzt werden, ergibt sich daraus das technische und wirtschaftliche Potential. Der spezifische Methangasertrag aus KUP-Holz beträgt 116,2 m³/tFM.

Abbildung 4.70 zeigt das theoretische SNG-Methangaspotential aus KUP-Holz in Deutschland. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt 21,6 Mio. m³/a. Hieraus resultiert ein technisches wie auch wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 20,6 Mio. m³/a.

spezifischer, theoretischer Methangasertrag in $\text{m}^3/(\text{ha} \cdot \text{a})$

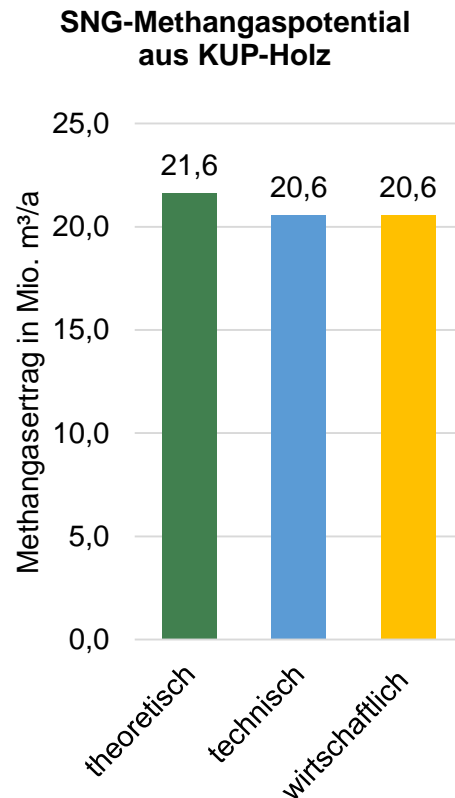


Abbildung 4.70: theoretisches SNG-Methangaspotential aus KUP-Holz

4.3.5.4 Baumschnitt aus Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen

Auf landwirtschaftlich genutzten Flächen wie Obstplantagen, Streuobstwiesen oder Rebflächen fällt bei der jährlichen Baumpflege holzartige Biomasse an, die zurzeit vorzugsweise zu Mulch verarbeitet wird und anschließend als Nährstofflieferant dient und Unkrautwuchs verhindert. Neben dem jährlichen Pflegeschnitt kommt es vor allem bei älteren Obstplantagen oder Rebflächen zum Rückschnitt ganzer Pflanzen [34]. Die Gesamtfläche der obstbaulich genutzten Flächen beträgt ca. 67.000 und der Weinbaufläche 105.000 ha in Deutschland.

Zur Bestimmung des Pflegeholzanfalls auf den oben genannten Flächen wird ein spezifischer Kennwert verwendet. Für Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen beträgt dieser Kennwert $3 \text{ tFM}/(\text{ha} \cdot \text{a})$ [34]. Als Lager- und Transportverluste werden 5 % angenommen [eigene Annahme]. Diese führen zum technischen und wirtschaftlichen Potential. Der spezifische Methangasertrag aus dem Gehölz der Obst- und Rebflächen beträgt $150,3 \text{ m}^3/\text{tFM}$.

Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Holz von Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen ist in Abbildung 4.71 dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt $77,5 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ und wird hauptsächlich in den Bundesländern Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg verursacht. Das technische SNG-Methangaspotential liegt bei $73,7 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$, woraus ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von $72,5 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$ resultiert.

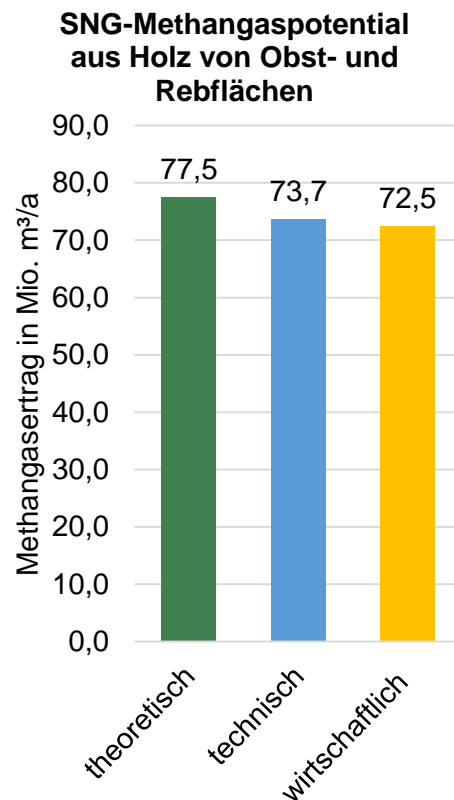


Abbildung 4.71: theoretisches SNG-Methangaspotential aus Holz von Obst- und Rebflächen

4.3.5.5 Zusammenfassung Land- und Forstwirtschaft

Das SNG-Methangaspotential aller holzartigen Biomassen der Land- und Forstwirtschaft ist in Abbildung 4.72 dargestellt. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt zusammen 17,0 Mrd. m³/a. Dieser hohe Wert zeigt die Relevanz der land- und forstwirtschaftlichen Biomasse für die SNG-Produktion. Durch die vielen Acker- und Waldflächen in Deutschland ist dieses Potential im gesamten Bundesgebiet in Abhängigkeit vom regionalen Aufkommen verfügbar (ausgenommen die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen). Mit einem kumulierten Anteil von 99 % bestimmen Waldholz (53 %) und Stroh (46 %) das theoretische Methangaspotential (Abbildung 4.73). Das Potential von KUP und Holz aus Obst- und Rebflächen ist hingegen vernachlässigbar klein. Das technische SNG-Methangaspotential liegt bei 14,2 Mrd. m³/a und das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential bei 7,8 Mrd. m³/a.

spezifischer, theoretischer Methangasertrag in m³/(ha*a)



SNG-Methangaspotential der Land- und Forstwirtschaft

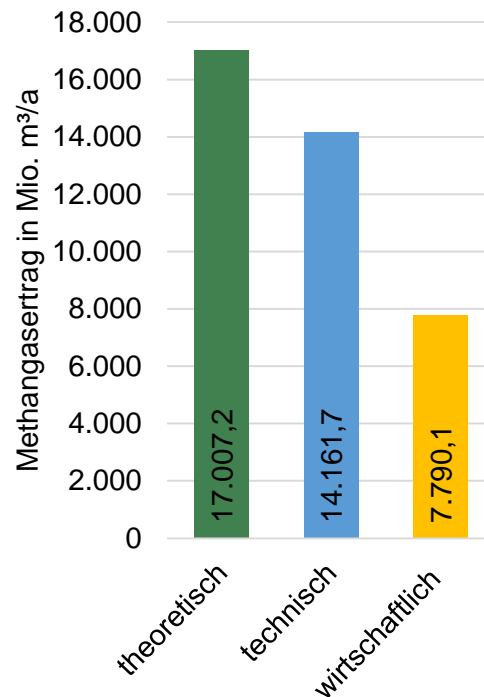


Abbildung 4.72: theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartiger Biomasse der Land- und Forstwirtschaft

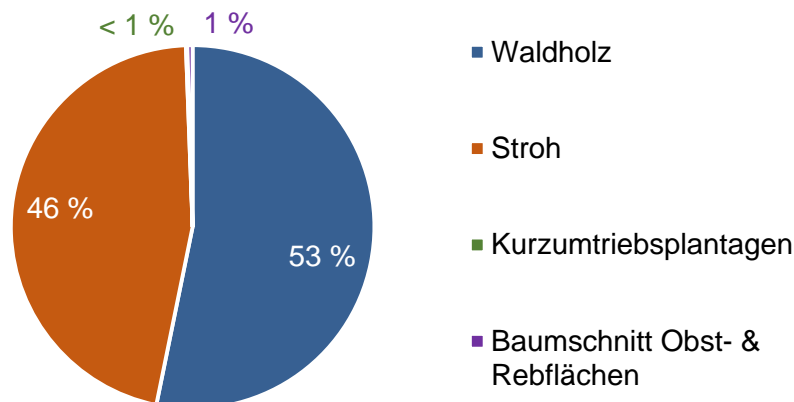


Abbildung 4.73: Verteilung des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus holzartiger Biomasse der Land- und Forstwirtschaft

4.3.6 Gesamtes SNG-Methangaspotential

In Abbildung 4.74 ist das regional aufgelöste SNG-Methangaspotential in Deutschland zu sehen, in dem alle holzartigen Biomassen der Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune und Land- & Forstwirtschaft mit ihren SNG-Methangaspotentialen zusammengefasst dargestellt

sind. Das theoretische SNG-Methangaspotential beträgt 22,1 Mrd. m³/a. Aufgrund von Bergungs-, Lager- und Transportverlusten verringert sich das technische SNG-Methangaspotential auf 18,5 Mrd. m³/a. Durch bereits betriebene Holznutzungspfade und durch Restriktionen aufgrund des Naturschutzes wird das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential auf 9,7 Mrd. m³/a reduziert.

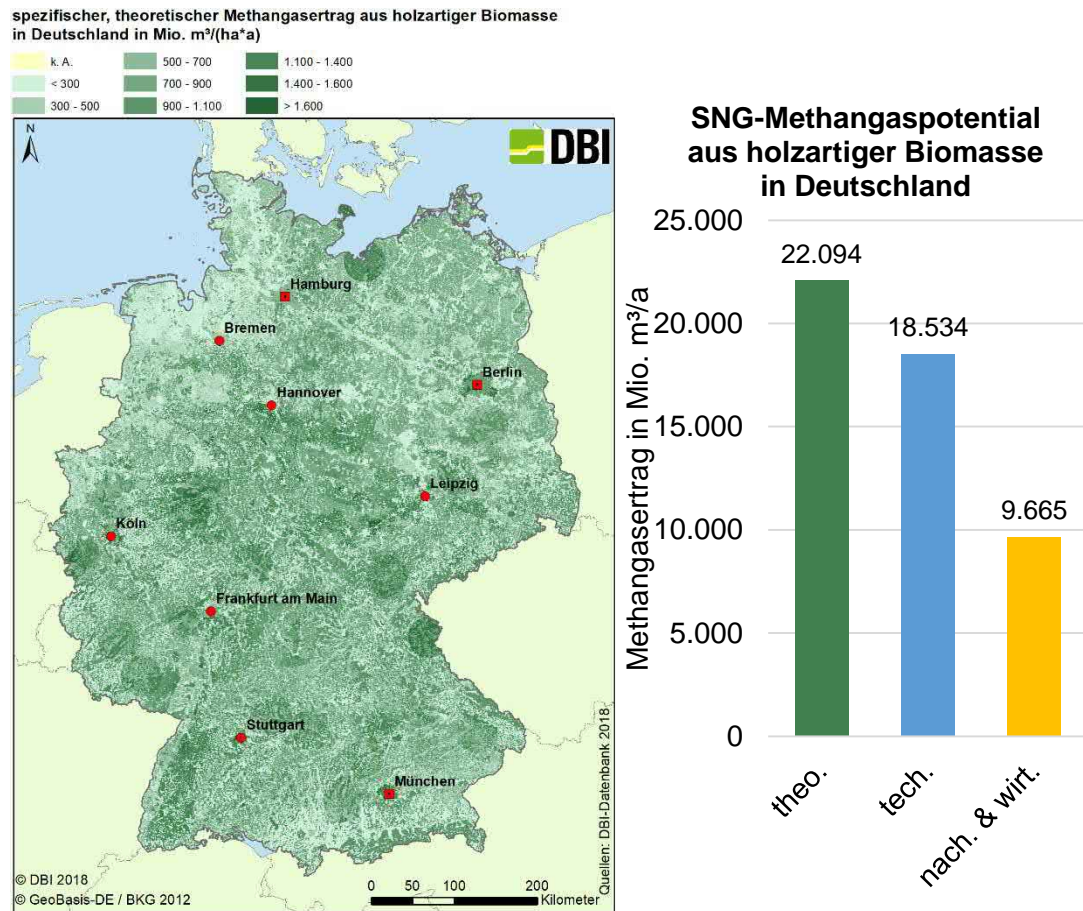


Abbildung 4.74: theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartiger Biomasse in Deutschland

Die Verteilung des SNG-Potentials über die einzelnen Sektoren ist in Abbildung 4.75 dargestellt. Demnach liegt der Großteil des theoretischen SNG-Methangaspotentials bei den land- und forstwirtschaftlichen Biomassen (77 %). Im nachhaltigen und wirtschaftlichen Potential beträgt dieser Anteil sogar 81 %. Da die Acker- und Waldflächen relativ gleichmäßig in ganz Deutschland verteilt sind, gilt dies auch für das SNG-Methangaspotential. Nur einzelne Gebiete, wie der Harz, das Sauerland, und der Schwarzwald weisen ein höheres Potential auf. Die Regionen Nordseeküste und Alpenvorland sind durch ein niedriges SNG-Methangaspotential geprägt.

Die Sektoren Industrie und Kommune verursachen mit 10 % bzw. 11 % ein ähnlich hohes theoretisches SNG-Methangaspotential. Vor allem aufgrund bereits etablierter Nutzungspfade von Industrierestholz beträgt der Anteil des Sektors Industrie am nachhaltigen & wirtschaftlichen Potential lediglich 4 %.

Das SNG-Methangaspotential, welches durch holzartige Biomassen des Sektors Gewerbe erzeugt werden kann, verursacht einen Anteil von lediglich 1 – 2 % am Gesamtpotential

Deutschlands. Durch die geringe Menge Restholz ist die Bedeutung des Sektors Gewerbe für die SNG-Erzeugung gering.

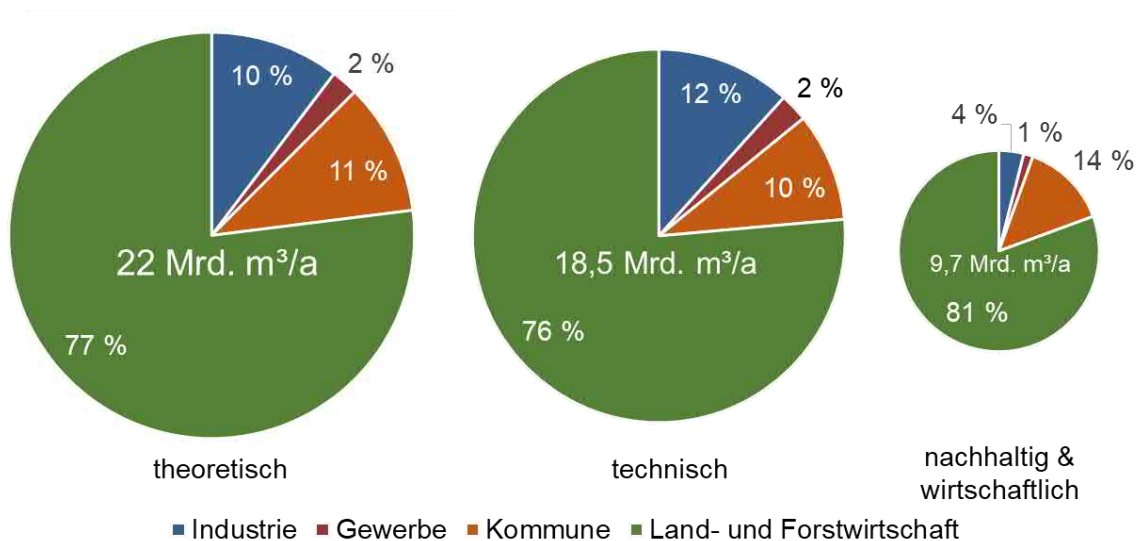


Abbildung 4.75: Verteilung des SNG-Methangaspotentials über die Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommune sowie Land- und Forstwirtschaft

Eine grafische Darstellung zur Entwicklung des theoretischen, technischen sowie wirtschaftlichen SNG-Gesamtpotentials bis 2050 ist in Kapitel 7.2.5 dargestellt.

4.4 Gase aus PtG-Anlagen

Zur Ermittlung der PtG-Potentiale werden, die im Rahmen des DVGW Projektes „Potentialstudie P2G“ ermittelten gasnetzseitige Einspeisekapazitäten verwendet. Diese gemeindegenauen Aufnahmekapazitäten des örtlichen Gasnetzes werden auf Basis der gasnetzseitigen Abnahmezeiten und der Erzeugerzeitreihen von Wind und PV aus dem Wetterjahr 2012 bestimmt. Innerhalb des Modells zur Berechnung wird die Kapazität von Methan und Wasserstoff im untertägigen Betrieb zwischen 7:00 Uhr und 19:00 Uhr bestimmt. [181]

Die Prognose der Strombilanz für zukünftige Entwicklungen konnte aus der Studie „Energie-wende -Quo vadis?“ von Nitsch entnommen werden [182]. Diese Studie von Nitsch hat sowohl politisch als auch in der Forschung eine hohe Reputation erreicht.

Nach Sichtung der Daten von Nitsch fällt auf, dass für jedes Basisjahr eine Gesamtsumme der Strombilanz bestimmt wird (sowohl Erzeugung, als auch Verbrauch). Nach einem Vergleich der durch die getroffenen Annahmen berechneten Summen und der Literatur konnten teilweise Abweichungen festgestellt werden. So sind infolge der nicht berücksichtigten Höchstspannungsebene nur EE-Anlagen der unteren Spannungsebenen in der stromnetzseitigen Betrachtung gelistet. Weiterhin wird bei der Bedarfsberechnung der Sektor der Industrie nicht betrachtet. Somit werden die eigenen ermittelten Gesamtsummen an die von Nitsch über einen Korrekturfaktor angeglichen, um die gemeindespezifischen Effekte beizubehalten.

Weiterhin werden auch die fossilen und nuklearen Stromerzeugungsmengen berücksichtigt, da im Vordergrund der Untersuchung die EE-Überschussstrommengen stehen, um diese mittels der Power-to-gas Technologie wirtschaftlich nutzen zu können. Die Berechnung erfolgt

nach der Methodik, dass die konventionelle Erzeugung die Grundlast der Gemeinde deckt und die EE-Erzeugung zugespeist wird. Die Verteilung der konventionellen Erzeugung erfolgt prozentual anhand der benötigten Last je Gemeinde. Danach wird die EE-Erzeugungsmenge vom noch zu deckenden Strombedarf abgezogen. Im Ergebnis lassen sich EE-Import und EE-Export Gemeinden definieren. Bei einer Import-Gemeinde kann die Summe aus konventioneller und EE-Stromerzeugung den Strombedarf nicht decken. Im Gegensatz dazu stehen die EE-Export-Gemeinden, also solche, die einen bilanziellen Überschuss an EE-Strom aufweisen. Vor dem Grundsatz, dass für diese Methodik die Bilanzgrenze um Deutschland gelegt wird, findet kein Import oder Export durch EU-Nachbarländer statt. Demnach wird die Summe der Import Gemeinde noch durch Export Gemeinden gedeckt. Im finalen Ergebnis steht in einigen Gemeinden EE-Überschussstrom für die Power-to-Gas Technologie zur Verfügung. In anderen wird nur der Strombedarf gedeckt und das EE-Überschussstrompotential wird mit Null definiert.

Tabelle 4.36: Strombilanz für die Basisjahre, Angaben in TWh/a nach [182]

	2015
Strombedarf	514
Stromerzeugung	568
→davon konventionell	396
→davon erneuerbar	172

Die vorliegende Methodik betrachtet den zeitlichen Anfall der fluktuierenden EE-Mengen nur jahresweise. Dabei soll nicht spezifisch untersucht werden, in welcher Stunde des Jahres der Überschussstrom anfällt. Vielmehr sind die räumliche Verortung und die anfallende Menge an Überschussstrom maßgeblich.

Tabelle 4.37: EE-Strommenge zur Erzeugung von Wasserstoffs mittels Elektrolyse für 2015

	2015
EE-Strom für PtG in Mio. kWh	54
H ₂ -Menge in Mrd. m ³ /a	11,4

In

Tabelle 4.37 sind die berechneten EE-Strommenge und das daraus resultierenden Volumen an Wasserstoff pro Jahr dargestellt. Die Werte werden über einen mittleren Wirkungsgrad einer Elektrolyse von 75 % und einem Brennwert von Wasserstoff von 3,54 kWh/m³ bestimmt. Die gemeindespezifischen Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung grafisch dargestellt.

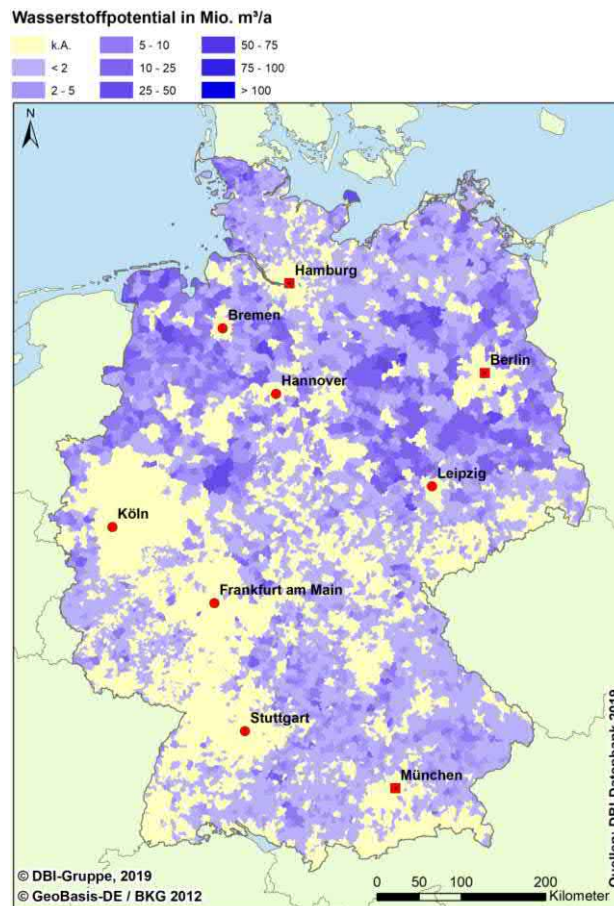


Abbildung 4.76: Darstellung der Wasserstoffpotentiale je Gemeinde in Mio. m³ Wasserstoff pro Jahr

In Abbildung 4.76 ist das aus Tabelle 37 ermittelten Potentiale dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass primär in ländlichen Regionen EE-Stromüberschüsse generiert werden können. Nach der vorliegenden Methodik stehen städtische Gebiete, beispielsweise Berlin oder das Ruhrgebiet durch die hohen Eigenbedarfe nicht für die technische Anwendung eines Elektrolyseurs zur Verfügung.

4.5 CO₂-Quellen mit biogenen und fossilem Ursprung

Die betrachteten Kohlenstoffdioxidpotentiale werden in drei Kategorien unterteilt. Primäres Ziel bei der Zuweisung von Kohlenstoffdioxid für die Methanisierung ist, dass ein möglichst grünes Gas als Substitut für Erdgas produziert wird. Durch die Klimaneutralität gelingt es, den greening-of-gas Prozess in Deutschland voran zu treiben. Die Einteilung erfolgt in biogenes CO₂ (grünes), graues CO₂ (prozessbedingt) und schwarzes CO₂ (aus nicht erneuerbarer Energieerzeugung).

4.5.1 Biogenes Kohlenstoffdioxid (Biomasse und SNG)

4.5.1.1 CO₂ aus fermentativ erzeugten Biogasen

Zur Bestimmung des CO₂-Potentials aus dem Datenbestand der fermentativ erzeugten Biogase erfolgt eine substratspezifische Berechnung. Biogas besteht neben dem Hauptbestandteil Methan weiterhin aus Kohlenstoffdioxid und diversen Spurenelementen (z.B. H₂S). Der

durchschnittliche Methananteil (CH₄) von rund 55 % sowie der Anteil von 45 % Kohlenstoffdioxid (CO₂) setzen sich annähernd zu 100 % zusammen. Da dieses grüne CO₂ in der vorliegenden Arbeit, mittels Wasserstoff aus Power-2-Gas Anlagen, zu Methan umgewandelt werden soll, muss im Folgenden eine Betrachtung des möglichen Potentials aus eben dieser Kohlenstoffdioxidquelle stattfinden. Zur Bestimmung dieser Menge sind die CH₄- bzw. CO₂-Anteile jedes Substrats von Bedeutung. Zum besseren Verständnis sind diese in der Tabelle 4.38 dargestellt. Es wird für jedes Substrat ein spezifisches CO₂-Potential ermittelt. Die CO₂-Menge lässt sich über Formel 12 für jeden Einsatzstoff berechnen.

Formel 12: Berechnung des spezifischen CO₂ Volumen je Tonne Frischmasse

$$V_{\text{CO}_2} = \frac{sMGE_{\text{wi}} \cdot \varphi_{\text{CO}_2}}{\varphi_{\text{CH}_4}}$$

mit φ_i : Volumenanteil der betrachteten Komponente am Gesamtgemisch

Die Anwendung der Formel 12 wird vereinfacht angenommen, da neben Methan nur noch Kohlenstoffdioxid mit nennenswerten Anteilen im Rohbiogas enthalten ist. Sonstige Inhaltsstoffe werden als vernachlässigbar gering eingestuft. Als Ergebnis kann ein wirtschaftliches Potential an Kohlenstoffdioxid in Höhe von rund 8,7 Mrd. m³ pro Jahr, die zur Methanisierung zur Verfügung stehen, berechnet werden.

Tabelle 4.38: Index und Methan- sowie CO₂-Anteile der betrachteten Substrate für das Basisjahr 2015 [2, 65, 66]

Indizes	Substrat	wirtschaftliches CH ₄ -Potential in m ³	Methananteil in %	CO ₂ -Anteil in %	wirtschaftliches CO ₂ -Potential in m ³
1	Schlempe	3.300.000	59,0	41,0	2.300.000
2	Rohglycerin	13.300.000	50,0	50,0	13.300.000
3	Biertreber	24.700.000	59,3	40,7	16.900.000
4	Molke	365.000.000	53,5	46,5	317.200.000
5	Kartoffelschalen	50.100.000	51,4	48,6	47.400.000
6	Schlachtreste	154.400.000	55,0	45,0	126.400.000
7	Melasse	126.900.000	52,0	48,0	117.100.000
8	Rübenschnitzel	297.700.000	72,0	28,0	115.800.000
9	Rapspresskuchen	132.300.000	60,9	39,1	84.900.000
10	Weintrester	41.400.000	52,0	48,0	38.200.000
Summe	Industrie	1.209.200.000			879.600.000
13	Speisereste	50.400.000	60,0	40,0	33.600.000
11	Biotonne	310.300.000	60,0	40,0	206.800.000
12	Grünschnitt (holzfrei)	148.900.000	53,9	46,1	127.400.000
14	Autobahnbegleitgrün	2.200.000	53,9	46,1	1.900.000
15	Straßenbegleitgrün	11.000.000	53,9	46,1	9.400.000
Summe	Kommune	522.900.000			379.200.000
16	Supermarktreste	107.600.000	60,2	39,8	71.100.000
Summe	Gewerbe	107.600.000			71.100.000
17	Energiemais	5.191.200.000	52,2	47,8	4.753.600.000
18	Maisstroh	0	52,1	47,9	0
19	Rapsstroh	0	52,1	47,9	0
20	Zuckerrübenblatt	157.500.000	54,4	45,6	132.100.000
21	Kartoffelblatt	0	54,4	45,6	0
	Erntereste	5.348.700.000			4.885.700.000
22	Exkrememente	1.682.400.000	56,4	43,6	1.715.700.000
		465.500.000			
		71.400.000			
	Exkrememente	2.219.300.000			1.715.700.000
23	Dauergrünland	887.700.000	54,1	45,9	753.200.000
Summe	Landwirtschaft	8.455.800.000			7.354.500.000
Gesamt	Deutschland	10.295.400.000			8.684.400.000

4.5.1.2 CO₂ aus synthetisch erzeugten Biogasen

Zur Bestimmung des CO₂-Potentials aus dem Datenbestand der synthetisch erzeugten Biogase muss die Gaszusammensetzung des Roh-SNG betrachtet werden. Der Output von SNG-Anlagen kann durch die in Tabelle 4.26 dargestellte Gaszusammensetzung des Roh-SNG beschrieben werden. Demnach beträgt der CO₂-Anteil im Gas rund 52,84 %.

Die Berechnung erfolgt im Modell anhand der Methangaserträge aus dem Datenbestand der folgenden Formel:

Formel 13: Berechnung des CO₂-Volumens

$$V_{\text{CO}_2} = \frac{\text{MGE} \cdot \varphi_{\text{CO}_2}}{\varphi_{\text{CH}_4}}$$

mit φ_{CO_2} : Volumenanteil Kohlenstoffdioxid = 52,84 %

φ_{CH_4} : Volumenanteil Methan = 46,14 %

Im Ergebnis wird eine wirtschaftlich erzeugbare Menge von rund 11 Mrd. m³ CO₂ ermittelt.

4.5.1.3 Zusammenfassung biogener CO₂-Quellen

Für die Methanisierung von Wasserstoff aus PtG stehen aus dem wirtschaftlichen Potential der fermentativen und der synthetischen Biogase in Summe rund 19.700 Millionen m³ Kohlenstoffdioxid zur Verfügung. Diese Menge ist im Modell für die Methanisierung zu bevorzugen, da die biogenen Kohlenstoffdioxidquellen klimaneutral zur Verfügung stehen. Durch die Kombination von grünem Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen, kann ein grünes Methansubstitut (EE-Methan) erzeugt werden, welches den Anteil erneuerbarer Gase im deutschen Gasnetz signifikant erhöhen könnte.

4.5.2 Fossiles Kohlenstoffdioxid (chemische Industrie und Kraftwerke)

Neben CO₂ biogenen Ursprungs wird in Deutschland zu großen Anteilen Kohlenstoffdioxid im Sektor der Industrie und der Energieerzeugung freigesetzt. Die Differenzierung zwischen prozessbedingtem CO₂ und bei der Energiebereitstellung erzeugtem CO₂ wird gewählt, da sich beide Sektoren in den nächsten Jahren unterschiedlich entwickeln werden. Prozessbedingtes CO₂ aus der Industrie wird auf Grund der Notwendigkeit der Wärmebereitstellung innerhalb des Produktionsprozesses auch in Zukunft anfallen. Der Einsatz im Rahmen eines Methanisierungsprozesses verringert den CO₂-Ausstoß der Branche enorm, da so klimaschädliches Kohlenstoffdioxid gebunden und im Gassektor als Erdgassubstitut verwendet werden kann. Die Energiewirtschaft befindet sich, wie eingangs beschrieben, im Wandel. Fossile Energieträger sollen aus dem deutschen Energiemix weitgehend ausgeschlossen werden. Schwarzes CO₂ ist demnach ein Verbrennungsprodukt, das primär aus der Energieerzeugung stammt. Der dafür verwendete Brennstoff ist nicht erneuerbar (z.B.: Kohle und Öl). Nach dem Klimakonzept der Bundesregierung sollen diese bis 2050 keine Anteile am Primärenergieverbrauch haben. Schwarze CO₂-Quellen sind zurzeit anteilig sehr ertragsreich, bieten aber langfristig keine Perspektive und werden somit als letzte Variante gewählt. Diese Annahme begründet sich auf den durch die Bundesregierung festgelegten Kohleausstieg bis 2038 [183].

Die Daten für die 824 Standorte der grauen und die 1.065 Standorte der schwarzen Kohlenstoffdioxidquellen stammen aus einem gemeinsamen Datensatz des Umweltbundesamtes. Dort sind Anlagen einmal im Unionsregisters [184] und in der THRU-Datenbank [185] recherchiert worden. In Tabelle 4.39 und Tabelle 4.40 sind die Standorte mit ihrer, im Datensatz beschriebenen Haupttätigkeit aufgelistet. [186]

Tabelle 4.39: graue Kohlenstoffdioxidquellen

Kohlenstoffdioxid- quelle	Anzahl der Standorte	Kohlenstoffdioxid- potentiale in Mrd. m³/a
Zementherstellung	37	9,7
Papier- und Holzindustrie	152	2,8
Metallherstellung	164	20,0
Chemische Industrie	161	7,9
Glasindustrie	89	2,1
Keramikindustrie	147	1,0
Kalk- und Gipsherstellung	74	4,8
Summe	824	48,3

Tabelle 4.40: schwarze Kohlenstoffdioxidquellen

Kohlenstoffdioxid- quelle	Anzahl der Standorte	Kohlenstoffdioxid- potentiale in Mrd. m³/a
Raffinerien	24	12,6
Verbrennung (Industrie)	74	1,0
Kraftwerke	967	167,9
Summe	1.065	181,5

Standorte der grauen CO2-Quellen

- ▲ Chemische Industrie
- ▲ Metallindustrie
- ▲ Glasindustrie
- ▲ Papier- und Holzindustrie
- ▲ Keramikindustrie
- ▲ Zement-, Kalk- und Gipsindustrie



Standorte der schwarzen CO2-Quellen

- Kraftwerk
- ▲ Raffinerien
- Verbrennung

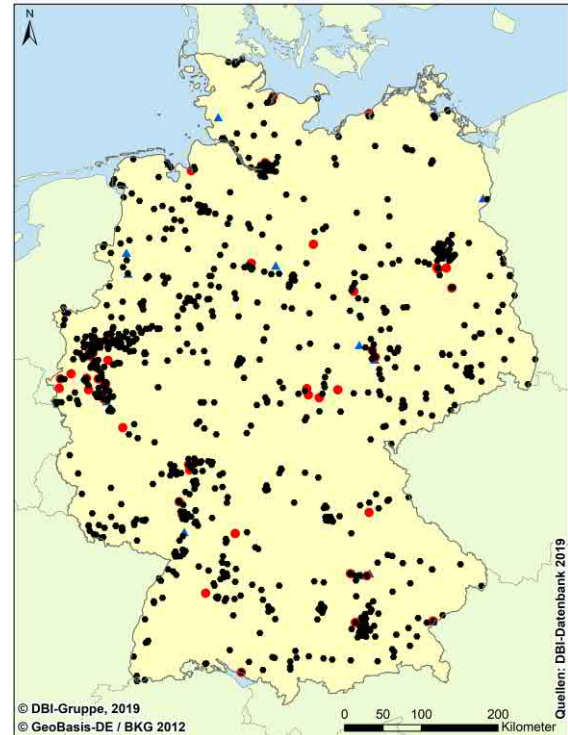


Abbildung 4.77: Darstellung der Standorte grauer und schwarzer Kohlenstoffdioxidquellen

5 GIS-gestützte Zusammenführung aller Potentiale und Analyse des Gesamtpotentials unter Berücksichtigung von Synergie- und Konkurrenzeffekten (AP 4)

5.1 Priorisierung von Stoffströmen und Analyse von Kopplungsmöglichkeiten der Technologien

5.1.1 Technische Rahmenbedingungen

Nach technischen Rahmenbedingungen ist die einfachste und primäre vorgesehene Nutzung von H₂ aus erneuerbaren Energien, die direkte Zuspeisung in das Erdgasnetz. Die Einspeisung von H₂ ins Erdgasnetz führt zu Änderungen der Verbrennungsgüte und dem Brennwert [187]. In Netzen, welche CNG-Tankstellen versorgen, ist aktuell eine Einspeisung des Wasserstoffs bis 2 Vol.-% zulässig. Als perspektivisch werden 10 Vol.-% erachtet. [188]

Innerhalb der definierten Wirtschaftlichkeit sollte diese direkte Zumischung von Wasserstoff ausgeschöpft werden. Eine weitere Möglichkeit zur Verwendung des Wasserstoffs ist die Methanisierung. Diese kann in verschiedenen Prozessketten geschehen. Dabei wird bei den Prozessstoffen (CO₂ und H₂) zwischen grün, grau und schwarz (Kohlenstoffdioxid) sowie erneuerbar (EE-H₂) und blau (Wasserstoff aus Dampfreformierung) unterschieden.

Um die Vorzugstechnik unter technischen Rahmenbedingungen zu bestimmen werden die Kombinationsmöglichkeiten der Einsatzstoffe verglichen. Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass das benötigte CO₂ immer zum H₂ (Wasserstoffproduktion) transportiert wird. Grund dafür ist die starke Abhängigkeit des Elektrolyseverfahrens von der Stromversorgung. Somit werden energetische Verluste weitgehend vermieden.

- Methanisierung mit grünem CO₂

Sowohl bei der fermentativen, als auch bei der synthetischen Erzeugung von Biogasen fällt als Neben- bzw. Abfallprodukt klimaneutrales Kohlenstoffdioxid an. Dabei ist zu beachten, dass zum Status Quo quasi kein CO₂ aus der Verwertung von ligninhaltiger Biomasse bereitgestellt wird, da es andere Nutzungspfade der holzartigen Biomassen gibt und somit fermentative CO₂-Quellen diesen vorzuziehen sind. Weiterhin gibt es bei bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen bereits einen CO₂-Abfallstrom der genutzt werden kann, was die Rangfolge der grünen Quellen unterstützt. Da die Prozesstemperatur von grünem CO₂ nur bei 60 °C liegt, ist für die anschließende Methanisierung mit keiner großen Energieeinsparung durch Verwendung von Prozesswärme zu rechnen.

- Methanisierung mit grauem CO₂

Graues, prozessbedingtes CO₂ aus der Industrie, wird auch in Zukunft anfallen und eine Verwendung für die Methanisierung könnte eine CO₂-Senke sein. Dabei ist vor allem die Reinheit des CO₂ zu untersuchen, da bei Prozessen mit unreinem CO₂ als Ausscheidegas zusätzlich noch komplizierte und kostspielige Aufbereitungsvorgänge nötig sind. Aufgrund der hohen Prozesstemperatur ist eine Energieeinsparung durch Verwendung Prozesswärme denkbar (Synergie).

- Methanisierung mit schwarzem CO₂

CO₂ aus dem Energiesektor bietet den Vorteil, dass es in großen Mengen vorhanden ist und auf Grund der hohen Prozesstemperaturen Energieeinsparungen bei der Methanisierung möglich sind. Langfristig bietet es aber keine anzustrebende Perspektive und wird somit mit der niedrigsten Priorität eingestuft. Problematisch wäre weiterhin die Beherrschung der sehr großen Abgasvolumenströme, so dass eine großtechnische Umsetzung in absehbarer Zeit nicht zu erwarten ist.

- Elektrolyse (regenerativer / erneuerbarer H₂)

Regenerativ erzeugter Wasserstoff wird in PtG-Anlagen mit Hilfe von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien erzeugt. Wie in

Tabelle 4.37 gezeigt, kann aktuell von einer potentiellen Wasserstoffherzeugung von 11,4 Mrd. m³/a ausgegangen werden bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 75 %. Im Sinne der Einhaltung der deutschlandweiten CO₂-Bilanz ist die Elektrolyse die zu präferierende Variante.

- Dampfreformierung (blauer H₂)

Blauer Wasserstoff wird überwiegend durch Dampfreformierung erzeugt. Dabei beträgt die aktuelle Wasserstoffausbeute 19,0 Mrd. m³/a. Der Verbrauch von blauem Wasserstoff konzentriert sich in Deutschland auf wichtige Industriezweige. Im Prozess der Dampfreformierung werden über 7 Mio. t CO₂ jährlich emittiert, was die Dampfreformierung trotz identischen Wirkungsgrades (75 %) mit der Elektrolyse nur an die zweite Stelle setzt. [189]

5.1.2 Wirtschaftliche Aspekte

Die tatsächliche Einsatzfähigkeit von Kombinationspotentialen hängt neben den technischen auch von ökonomischen Rahmenbedingungen ab. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung wird daher auf die Gestehungskosten der Prozessketten eingegangen.

Die Kostentabelle der Gestehungskosten (siehe Tabelle 9.12) zur EE-Gaserzeugung aus Kapitel 9.1.5 zeigt, dass Biogasanlagen bzw. Biogaseinspeiseanlagen in Kombination mit der biologischen Methanisierung zum jetzigen Zeitpunkt zu den ökonomischsten Prozessketten gehören. Weiterhin ist die Biomassevergasung mit anschließender katalytischer Methanisierung im 100 MW Maßstab kostengünstiger, als vergleichbare Kombinationen mit DAC oder CO₂ aus Abgasen. Die großen Unterschiede in den Gestehungskosten sind primär durch die jeweilige CO₂-Quelle bestimmt.

5.1.3 Regionale Verfügbarkeit

Bei dieser Rahmenbedingung wird die mögliche Verfügbarkeit der H₂ und CO₂ Potentiale jeder Gemeinde in Deutschland aufgezeigt. Um jede dieser Gemeinden wird ein Bilanzkreis gezogen und anschließend durch iterative Berechnungen ein Modell erstellt. Die Gemeinde wird mittels eines Radius von r=20 km gepuffert, das heißt die Gemeindegrenze wird in alle Richtungen um 20 km erweitert. Dieser Radius stellt die wirtschaftliche Entfernung für die Methanisierung dar. Dabei wird für die Elektrolyse netzdienlich Überschussstrom verwendet, für den somit keine Kosten anfallen (Annahme: Preis geht gegen 0 €).

5.1.4 Priorisierung der lokalen Stoffströme

Anhand der getroffenen Rahmenbedingungen aus dem vorangegangenen Kapitel wird die Priorisierung vorgenommen. Wie in Abbildung 5.1 dargestellt, ist die direkte Einspeisung des aus erneuerbaren Energien (Überschussstrom) stammenden Wasserstoffs in das Erdgasnetz die zu favorisierende Variante. Wasserstoff unterscheidet sich gegenüber der Erdgas-Hauptkomponente Methan CH_4 deutlich in den verbrennungsrelevanten Eigenschaften. Aktuell ist eine Einspeisung des Wasserstoffs bis 10 Vol.-% im Verhältnis zu Erdgas zulässig, solange keine CNG-Tankstelle am Netz ist. Zukünftig ist damit zu rechnen, dass dieser Grenzwert für die Zumischung noch weiter erhöht werden kann (> 15 Vol.-%) [187, 190]. Bei der Berechnung der resultierenden Stoffströme spielen diese Unterschiede bei der Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz eine Rolle.

Nach direkter Einspeisung von Wasserstoff bis 10 Vol.-% je Gemeinde, ist die als nächstes zu präferierende Variante die Methanisierung der nicht einspeisbaren Restmenge. Das dafür notwendige Kohlenstoffdioxid kann grün (Biomasse & SNG), grau (prozessbedingtes CO_2 aus der Industrie) oder schwarzes CO_2 (fossiles CO_2 aus der Energiewirtschaft) sein. Eine grundlegende Annahme der Zuweisung der Stoffströme ist, dass das Kohlenstoffdioxid für die Methanisierung immer zum Wasserstoff transportiert wird.

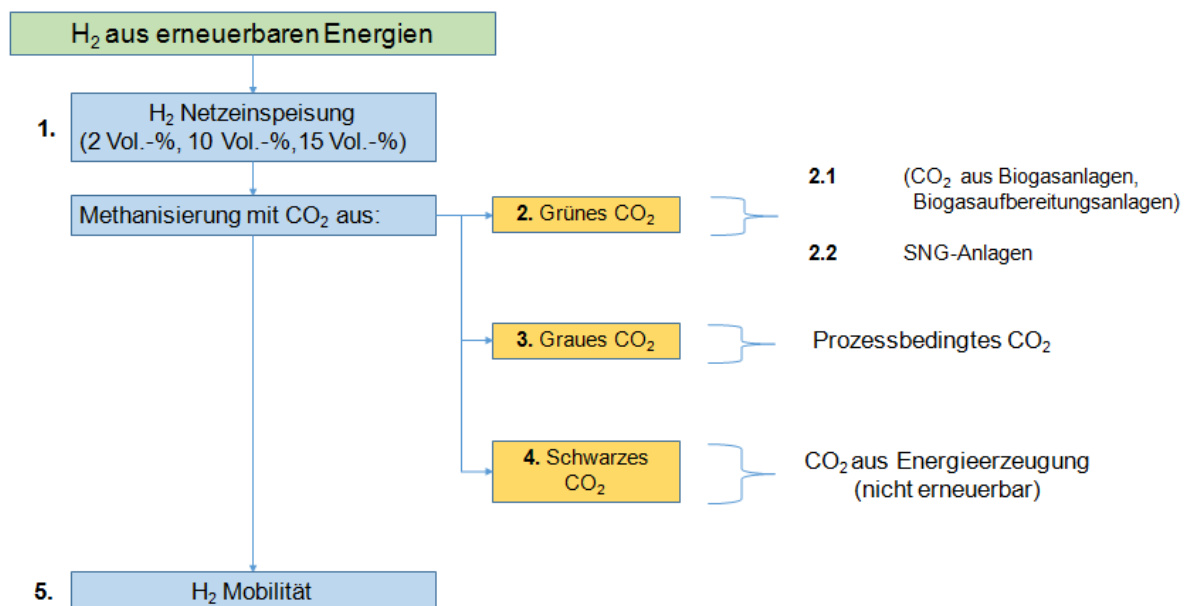


Abbildung 5.1: Priorisierung der lokalen Stoffströme

Die im Modell verwendete Methodik ist grafisch in Abbildung 5.1 dargestellt. Die dabei ermittelten Potentiale werden im Folgenden ausgewertet.

5.2 Synergie- und Konkurrenzeffekte

Als Basis werden die Wasserstoffpotentiale des Jahres 2015 verwendet. In einem ersten Schritt soll laut Methodik der Priorisierung der Stoffströme aus Abbildung 5.1 die Direkteinspeisung von Wasserstoff vorgenommen werden. Als Einspeiserestriktion wird 10 Vol.-%

Wasserstoffanteil innerhalb des Erdgasnetzes gewählt und vom Potential abgezogen. Im Ergebnis liegt ein H₂-Potential auf Gemeindeebene vor, welches zur weiteren energetischen Nutzung zur Verfügung steht.

Mit dem Ziel der Erhöhung des Substitutionsgrades im Erdgasnetz (greening-of-gas) wird als zweite Priorisierung die Methanisierung des Wasserstoffs mit Kohlenstoffdioxid definiert. Innerhalb dieser Potentiale gibt es eine Rangfolge der Zuordnung. Das Modell soll stets gewährleisten, dass erneuerbare Quellen den grauen und schwarzen Quellen vorzuziehen sind. Daher werden im Modell die Standorte (grau & schwarz) sowie die Flächenpotentiale der grünen Quellen eingeladen (siehe Tabelle 4.39 & Tabelle 4.40) und je Art innerhalb der Gemeinde aufsummiert. Im Anschluss erfolgt das grafische Verschneiden der beiden Datensätze. Im Ergebnis liegt eine Datenbank je Gemeinde vor. Diese enthält ein für die Methanisierung einsetzbares Wasserstoffpotential und die Summe je Art der CO₂-Quelle. Der erste Iterationsschritt erfolgt nun durch die Bilanzierung der gemeindeinternen Potentiale. So wird der Wasserstoff potentiell zuerst mit der Priorisierung der CO₂-Quellen schrittweise methanisiert.

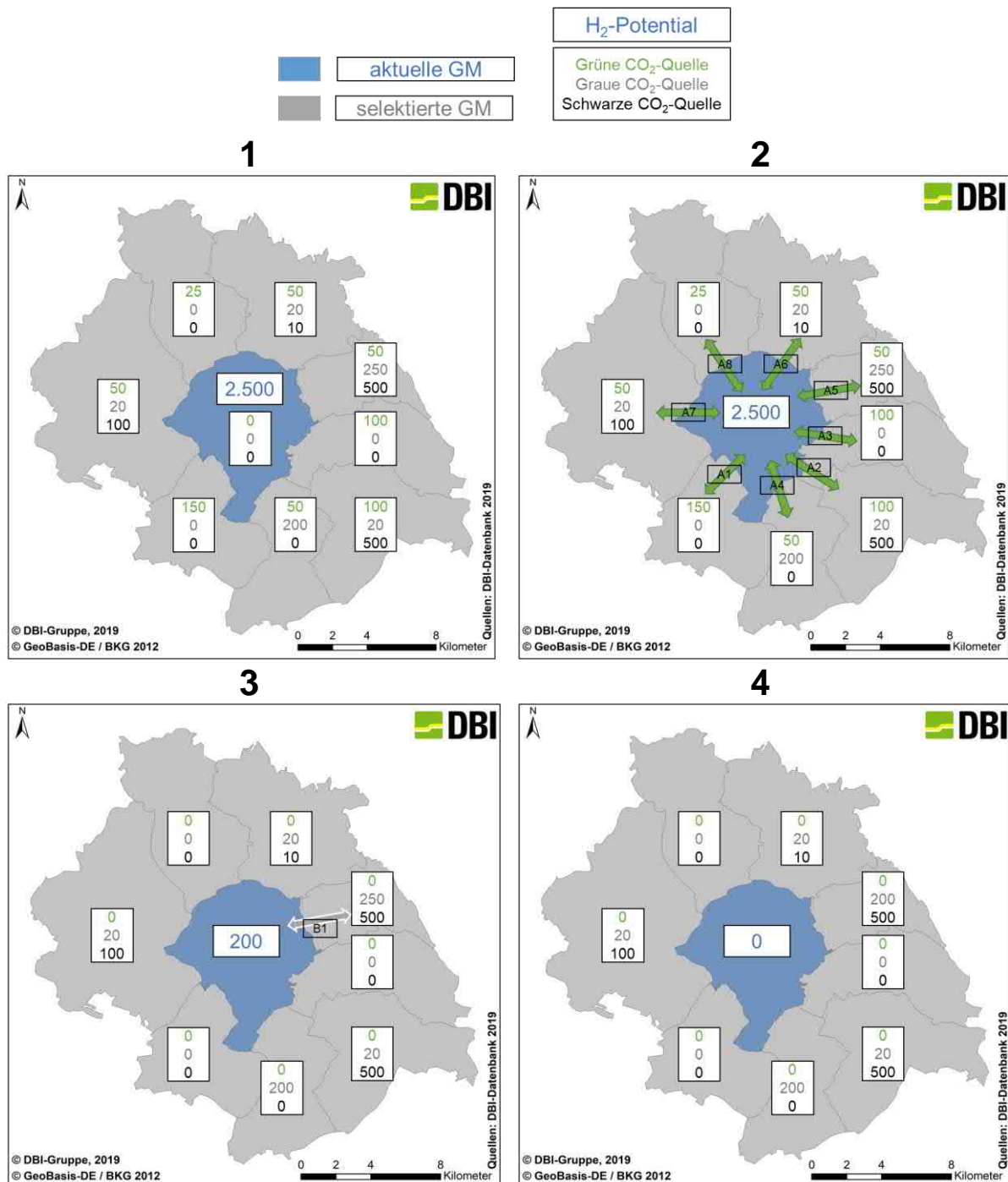


Abbildung 5.2: Darstellung der Berechnungsschritte des Modells zur Methanisierung von EE-Wasserstoff (GM – Gemeinde)

In Abbildung 5.2 ist die Berechnungsreihenfolge qualitativ zum besseren Verständnis dargestellt. Nach der gemeindeinternen Analyse erfolgt in einem Untermodell eine iterative Berechnung der Methanisierung von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxidpotentialen aus anderen Gemeinden. Hierbei werden alle Gemeinden mit einem noch bestehenden Wasserstoffpotential der Größe nach geordnet. In solchen Gemeinden konnte nicht ausreichend CO₂ für die Methanisierung innerhalb der Gemeinde selbst zur Verfügung gestellt werden. Das Modell wählt zunächst die Gemeinde mit dem höchsten Wasserstoffpotential aus, (siehe Bild 1) welche die Basis für die weitere Berechnung bildet. Das Polygon der Gemeinde wird mittels einem Radius von 20 km gepuffert und alle Gemeinden, die eine Schnittfläche mit dieser Gemeinde besitzen, werden ausgewählt (grau dargestellte Gemeinden in Bild 1). Im nächsten Schritt erfolgt eine

weitere Untergliederung mit vier weiteren in sich geschlossenen Modellstrukturen. Für jede Art von CO₂-Quellen wird ein Untermodell geschrieben (siehe Bild 2 & 3, Untermodell A und Untermodell B). Das erste Untermodell (A) versucht alle grünen CO₂-Quellen zu nutzen, um das Wasserstoffpotential der vorher ausgewählten Gemeinde zu methanisieren. Innerhalb des Modells A wird zuerst das CO₂-Potential aus fermentativen Quellen vor denen aus der synthetischen Erzeugung zugewiesen. Dabei folgt die Auswahl der CO₂-Mengen auch über eine Anordnung der Größe nach (Maximum zuerst, siehe Bild 2 Schritt A1). So wird schrittweise mittels grünem Wasserstoff methanisiert (A1→A8). In dieser Modellstruktur gibt es im Laufe der Berechnung mehrere Abbruchkriterien für das erste Untermodell. Es erfolgt ein Abbruch, wenn einerseits kein Wasserstoff mehr zu methanisieren ist oder andererseits kein grünes CO₂ mehr aus den gepufferten Gemeinden zur Verfügung steht. Sollte dieser Fall eintreten, bricht das Modell den Methanisierungsversuch ab und gibt die bis dahin errechnete Methanmenge aus. Sind die grünen CO₂-Mengen unzureichend, folgt das zweite bzw. dritte Untermodell mit den grauen bzw. schwarzen CO₂-Mengen. Sowohl die Berechnungsschritte als auch die Abbruchkriterien erfolgen für diese Untermodelle analog. Ist das Wasserstoffpotential auf null gefallen oder kein Kohlenstoffdioxid mehr vorhanden, wird die Gemeinde an das Ende des Datensatzes gestellt und das Modell wählt die nächstgrößere Gemeinde aus, um die beschriebenen Rechnungsschritte erneut auszuführen.

Beispiel:

In der Darstellung aus Abbildung 5.2 soll das Potential von 2.500 Einheiten (m³/a) Wasserstoff methanisiert werden.

Das erste Untermodell A weist der Größe nach die grünen CO₂-Mengen der Gemeinde zu und methanisiert diese. Hierfür können 575 Einheiten grünes CO₂ gemeindeintern bereitgestellt werden. Dies reicht jedoch nicht aus, um das Wasserstoffpotential der Gemeinde von 2.500 Einheiten zu methanisieren (Verhältnis 4:1). Daher erfolgt die weitere Zuweisung im Untermodell B (graue CO₂-Quellen). Bei dieser Berechnung übersteigt die erforderliche graue CO₂-Menge den Bedarf von 50 Einheiten für die Methanisierung den Wert der Gemeinde. Es tritt das Abbruchkriterium ein, dass kein Wasserstoffpotential mehr verfügbar ist. Somit wird die Gemeinde ans Ende des Datensatzes verlegt und die restlichen CO₂-Mengen stehen für eine Methanisierung in anderen Gemeinden, welche ein Restpotential an H₂ aufweisen, zur Verfügung.

5.3 Resultierende EE-Gasmengen

Tabelle 5.1: Inputdaten und Output für das Modell der Methanisierung in Mrd. m³ (Datenstand 2015)

	H ₂	CO ₂			
		biogen (grün)		grau	schwarz
		fermentativ	synthetisch (SNG)		
Inputdaten	11,30	8,67	11,06	48,18	181,45
Outputdaten	0,00	6,26	10,67	48,17	181,43

Das programmierte Modell verarbeitet die in Tabelle 5.1 gelisteten Daten. Das für 2015 berechnete Wasserstoffpotential kann zu 98,8 % durch grüne Kohlenstoffdioxidquellen zu EE-Methan methanisiert werden. Es wird deutlich, dass der Wasserstoff die Determinante für das Modell darstellt, weil das verfügbare Kohlenstoffdioxid in sehr großen Mengen, auch grün, bereitgestellt werden kann. Insgesamt lassen sich rund 2,8 Mrd. m³ Methan erzeugen. Hieraus wurde letztlich das resultierende deutschlandweite Potential für sowohl Methan, als auch für Wasserstoff ermittelt.

5.4 Aktueller Stand des Gesamtpotentials aller relevanten EE-Gase

Zur Darstellung der EE-Gasmengen müssen die spezifischen Volumen addiert werden und danach in einem zweiten Schritt auf einen spezifischen Energiegehalt umgerechnet werden.

Tabelle 5.2: resultierende EE-Gasmengen sowie deren Energiegehalt [191, 192] bezogen auf den deutschen Erdgasverbrauch 2018 nach [193]

EE-Gas		Gaspotential in Mrd. m ³	Heizwert in kWh/m ³	Energiegehalt in TWh
Biomethan	Fermentativ	10,3	9,970	102,8
	Synthetisch	9,7	9,970	96,4
	Methanisierung	2,8	9,970	28,3
Wasserstoff		0,1	2,995	0,3
Σ				227,8
Erdgasverbrauch 2018				945,0

In Tabelle 5.2 werden alle berechneten EE-Gasmengen und deren heizwertbezogener Energiegehalt aufgelistet. Im Ergebnis können rund 228 TWh durch grüne Gase bereitgestellt und somit rund 24 % des deutschen Erdgasverbrauchs (2018) substituiert werden.



Abbildung 5.3: spezifischer Energieertrag aller betrachteten EE-Gase in MWh/(ha*a)

Die in Abbildung 5.3 dargestellte deutschlandweite Verteilung des spezifischen Energieertrags zeigt, dass die EE-Gase deutschlandweit einen homogenen Beitrag leisten können. Insgesamt rund 22,8 Mrd. m³ Methan können bereitgestellt werden. Primär in Norddeutschland ist es möglich, den Prozentsatz von EE-Gasen im Gasnetz zu erhöhen. Begründen lässt sich dieses Phänomen mit den dortigen Stromüberschüssen, die in einem vergleichsweise hohen PtG-Potential münden und eine Methanisierung ökonomisch interessant machen. Besonders Niedersachsen nimmt eine wichtige Rolle in der Energiewende ein. Hier gilt es die potentiellen Off-Shore-Stromüberschüsse mittels der PtG-Technologie speicherbar zu machen. Für eine anschließende Methanisierung stehen die erforderlichen grünen CO₂-Mengen durch ein hohes fermentatives Biogaspotential (und damit hohes Kohlenstoffdioxidpotential) zur Verfügung.

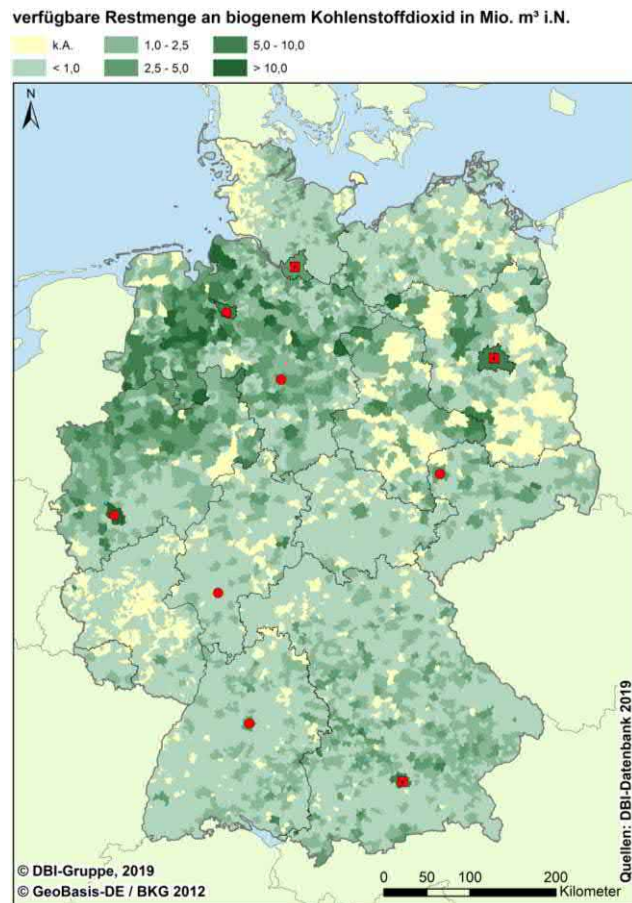


Abbildung 5.4: verbleibende biogene Kohlenstoffdioxidmenge nach der Methanisierung

Zur Verdeutlichung des noch verfügbaren biogenen Kohlenstoffdioxidpotentials soll Abbildung 5.4 dienen. Nach der Methanisierung des EE-Wasserstoffs stehen deutschlandweit noch rund 16,9 Mrd. m³ Kohlenstoffdioxid aus grünen Quellen für die Kombination in einem Methanisierungsreaktor zur Verfügung. In Gemeinden in denen kein Kohlenstoffdioxid zur Verfügung steht sind mit k.A. (keine Angabe) gleichbedeutend mit dem Potential von Null gekennzeichnet.

6 Einspeisepotentiale von Wasserstoff und Methan ins deutsche Erdgasnetz

Im Rahmen des DVGW-Projektes „Potentialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilnetzen“ wird eine gemeindegenaue Aufnahmekapazität des örtlichen Gasnetzes ermittelt. Auf Basis der gasnetzseitigen Abnahmezeiten und der Erzeugerzeitreihen von Wind und PV aus dem Wetterjahr 2012 wurde die Gasnetzkapazität bestimmt. Innerhalb des Modells zur Berechnung wird die Kapazität von Methan und Wasserstoff im untertägigen Betrieb zwischen 7:00 Uhr und 19:00 Uhr bestimmt. In Tabelle 6.1 sind die potentiell einspeisbaren Mengen von EE-Wasserstoff dargestellt.

Tabelle 6.1: Einspeisekapazitäten von Wasserstoff in das Ortsverteilnetz im Jahr 2015

EE-Wasserstoff in Vol.-%	potentielle Einspeisung 2015 in Mio. m ³
2	21,4
10	98,5
15	140,9

Abzüglich der Einspeisekapazitäten von Wasserstoff bis zu 10 Vol.-% wird das Modell zur Berechnung der aus dem restlichen Potential an Wasserstoff methanisierbaren Mengen verwendet. Der Abgleich erfolgt mittels dem Gasabsatz im Szenario des MIN-Flow, also dem minimalen Gasabsatz im Ortsverteilnetz einer jeden Gemeinde.

Tabelle 6.2: Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz im Jahr 2015

	Methangaspotential in Mrd. m ³ /a
Aufnahmefähigkeit von Methan im Ortsverteilnetz (in Deutschland gesamt)	17,34
produzierbar durch fermentativ erzeugtes Biogas	10,31
produzierbar durch synthetisch erzeugtes Biogas	9,67
Methanisierung von EE-H ₂	2,84
Summe Methan für die Einspeisung	22,81
durch maximale Kapazität je Gemeinde direkt einspeisbar ins Ortsverteilnetz	2,71
restliches Methan für übergeordnete Netzebenen	20,10

Die Aufnahmefähigkeit des deutschen Ortsverteilnetzes (< 100 Millibar) beträgt rund 17,3 Mrd. m³ Methan kummuliert über alle Gemeinden. Dieses Volumen kann über das Jahr untertägig ohne ein Rückspeisen in höhere Netzebenen in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Durch die Erzeugung von EE-Gasen stehen deutschlandweit mehr als 22,8 Mrd. m³ potentiell für diese Einspeisung zur Verfügung. Zur detaillierten Auswertung der Daten erfolgt eine gemeindespezifische Betrachtung der Einspeisekapazitäten und des Potentials. Im Ergebnis liegt eine Aussage vor, in welchen deutschen Gemeinden die benötigte MIN-Flow-Kapazität bereitgestellt werden kann.



Abbildung 6.1: prozentuale Einspeisung von Methan auf Gemeindeebene (bezogen auf die Aufnahmekapazität des Ortsverteilnetzes)

In Abbildung 6.1 sind die prozentualen Einspeisekapazitäten auf Gemeindeebene dargestellt. Im Ergebnis kann in rund 10.200 Gemeinden in Deutschland die maximale Aufnahmekapazität des Ortsverteilnetzes durch grünes Methan aus den verschiedenen Quellen bereitgestellt werden. 286 sogenannte gemeindefreie Gebiete verfügen über keine Angabe hinsichtlich der Einspeisekapazität. Die restlichen 800 Gemeinden sind innerhalb der deutschen Ballungszentren, wie dem Ruhrgebiet oder den Stadtstaaten der Bundesrepublik zu finden. Durch den hohen Wohnflächenanteil kann in diesen Gemeinden weder aus der fermentativen, noch aus der synthetischen Biogaserzeugung Methan für eine direkte Einspeisung bereitgestellt werden. Die restlichen rund 20 Mrd. m³ Methan die für eine Rückspeisung in höhere Netzebenen zur Verfügung stehen, reichen aus um diesen Bedarf der Ballungszentren und Großstädte zu decken (Tabelle 6.2)

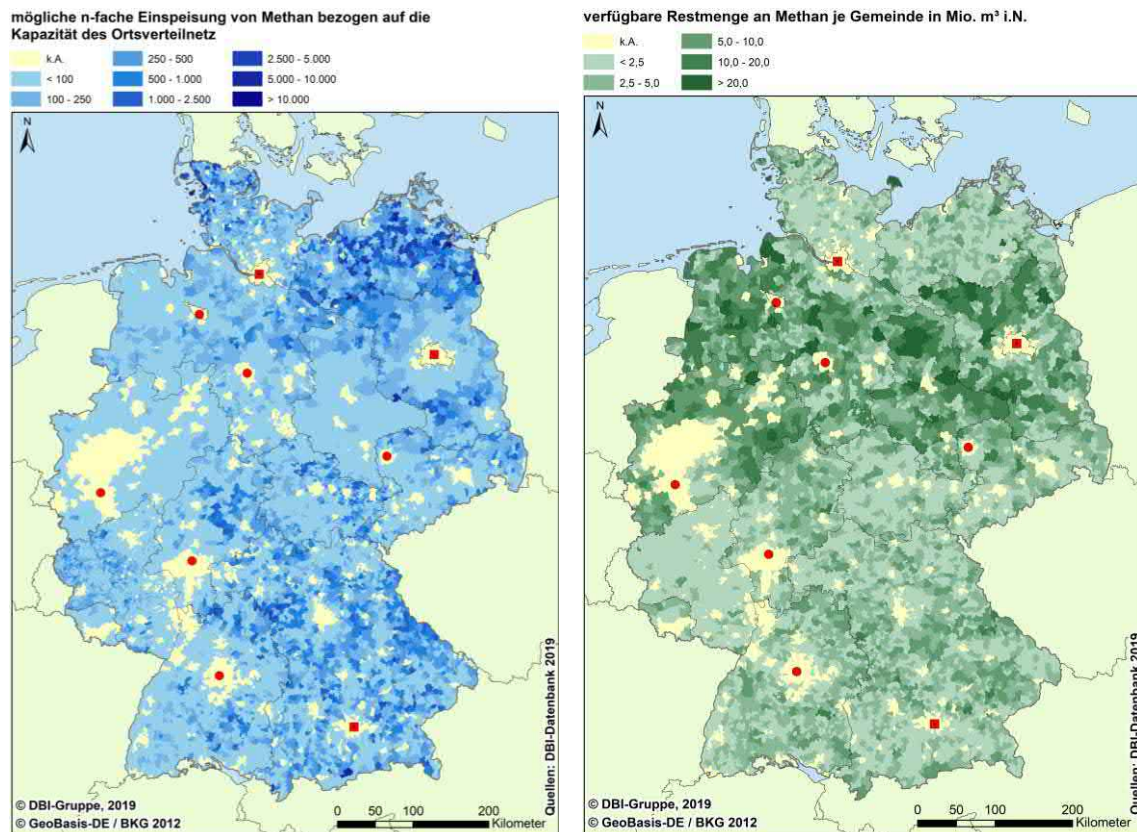


Abbildung 6.2: mögliche n-fache Einspeisekapazität und restliche verfügbare Menge an Methan je Gemeinde

Abbildung 6.2 verdeutlicht den oben beschriebenen Sachverhalt näher. Die linke Darstellung dient der Einordnung, in welchen Gemeinden die Aufnahmekapazität des Ortsverteilnetzes teilweise um den Faktor 1.000 überschritten wird. Aus der Grafik können die Gemeinden identifiziert werden, in denen eine Erhöhung der Netzkapazität von enormem Vorteil wäre. Die rechte Grafik verdeutlicht die absoluten Mengen, die noch an Methan deutschlandweit zur Verfügung stehen. Die Gesamtmenge beläuft sich nach Tabelle 6.2 auf rund 20,1 Mrd. m³ Methan. Diese EE-Methanmenge muss in höhere Netzebenen eingespeist werden und kann dort den Verbrauchern zugeführt werden. Das deutsche Gasnetz hat in den höheren Netzebenen eine große Speicherfähigkeit, weshalb die Gasnetzkapazität kein limitierender Faktor bei der Einspeisung ist. Primär im norddeutschen Raum bedarf es einer Anpassung von Einspeisepunkten zur Integration von grünen Gasen ins deutsche Erdgasnetz.

7 Prognose und Ausblick für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 sowie Entwicklungsmöglichkeiten für den Ausbau von EE-Gasen (AP 5)

7.1 Prognose zur Biomethanererzeugung

7.1.1 Biomethanererzeugung mittels industrieller Reststoffen

7.1.1.1 Bioethanolproduktion

Seit 2005 gab es immer wieder Wachstumsphasen bei der Bioethanolproduktion. Durch das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen mittels verstärktem Einsatz von Biokraftstoffen zu minimieren, wird von einem anhaltenden Wachstum ausgegangen. Zurzeit besteht zwar eine kritische Haltung der Bevölkerung zum Kraftstoff E10, da diese Schäden an ihren Fahrzeugen befürchten, jedoch geht das Bundesministerium für Umwelt von einer Steigerung aus [194]. Ebenfalls wird von einer Steigerung des Bioethanol-Anteils im Kraftstoff ausgegangen.

Hierdurch ergibt sich ein theoretisches Methangaspotential für die Bioethanolproduktion im Jahr 2050 in Höhe von 3,6 Mio. m³/a. Daraus ableitend konnte ein technisches wie auch wirtschaftliches Methangaspotential in Höhe von 3,3 Mio. m³/a. In der nachfolgenden Darstellung (Abbildung 7.1) ist das theoretische Methangaspotential aus Bioethanolproduktion dargestellt.

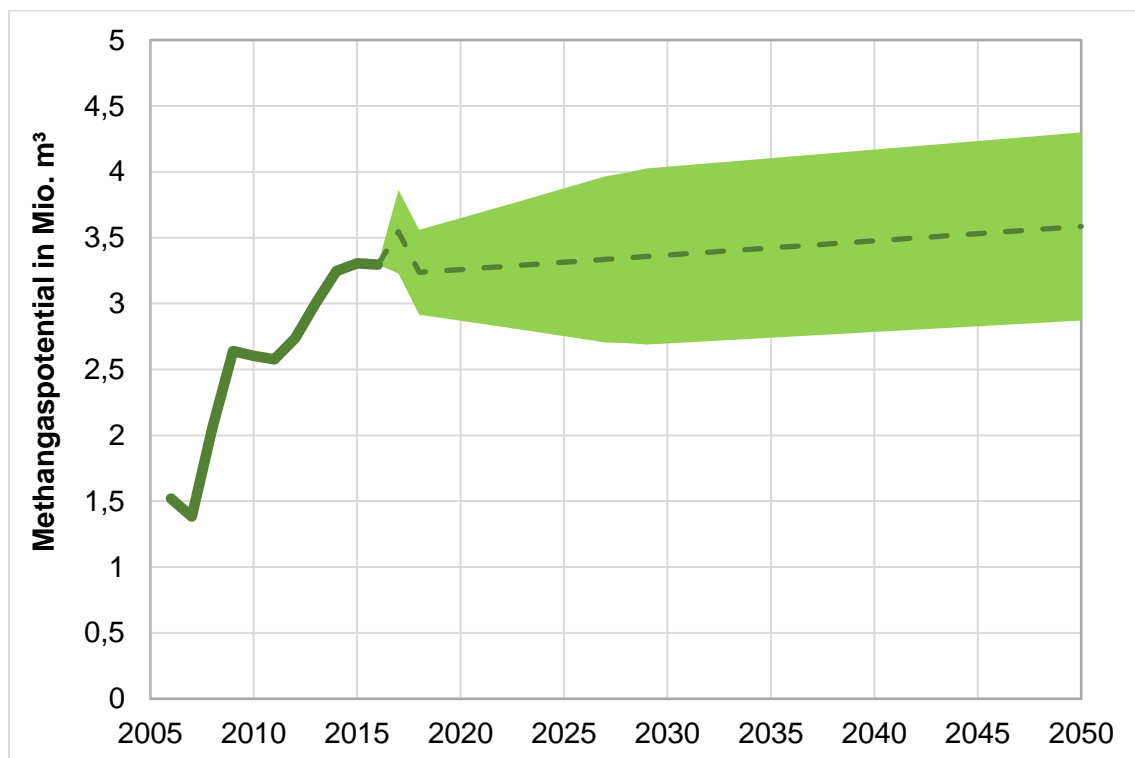


Abbildung 7.1: Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Bioethanolproduktion bis 2050

7.1.1.2 Biodieselproduktion

In Abbildung 7.2 ist das prognostizierte theoretische Methangaspotential von Rohglycerin aus der Biodieselproduktion grafisch dargestellt. Bis 2007 stieg die Produktion von Biodiesel an. Seit diesem Zeitpunkt steht Biodiesel jedoch nicht mehr steuerfrei zur Verfügung, wodurch er als reiner Treibstoff unattraktiv wurde. Jedoch erfolgt durch das Bestreben der Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung eine Beimischung des Biotreibstoffs zum konventionellen Diesel [194]. Hinzu kommt, dass die Mineralölkonzerne durch das Biokraftstoffquotengesetz dazu verpflichtet werden, mit wachsendem Anteil Biokraftstoffe einzubeziehen.

Somit ergibt sich für 2050 ein theoretisches Methangaspotential für die Biodieselproduktion von 82,8 Mio. m³/a. Das daraus resultierende technische Methangaspotential liegt bei 76,2 Mio. m³/a und das wirtschaftliche Methangaspotential bei 19 Mio. m³/a.

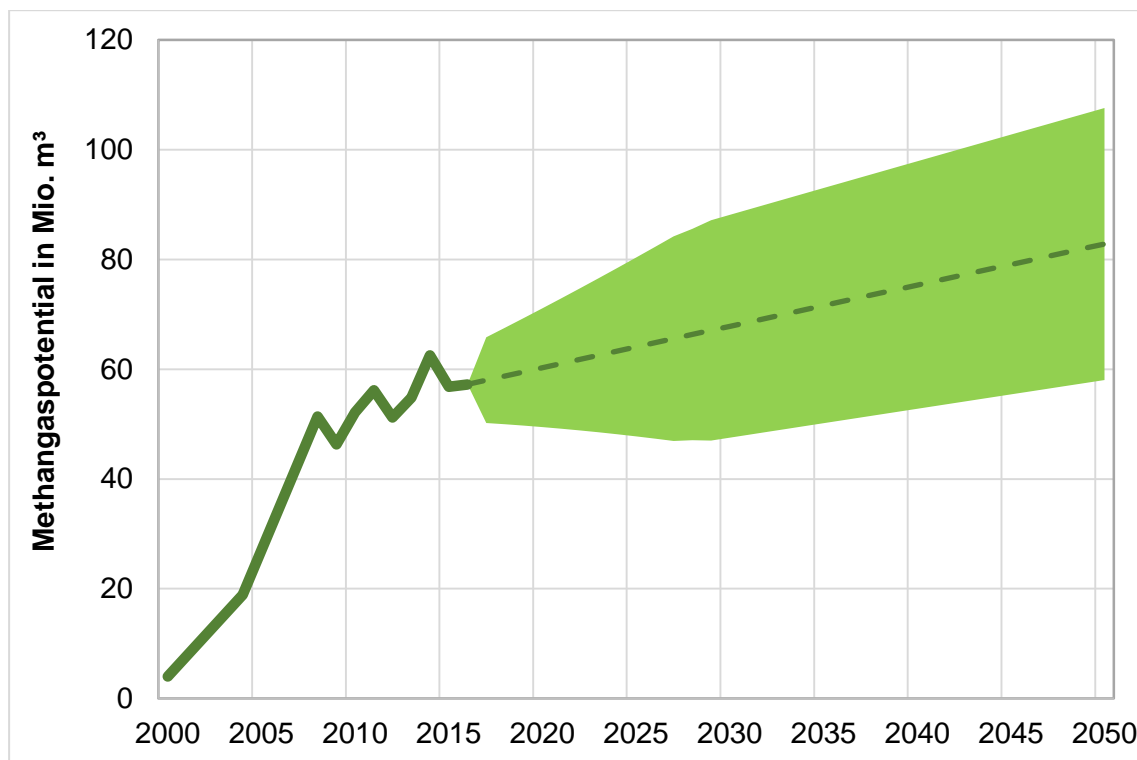


Abbildung 7.2: Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Biodieselproduktion bis 2050

7.1.1.3 Brauereien

Die Bierproduktion in den kommenden Jahren wird annähernd gleich bleiben. Somit ist die Prognose für das theoretische Methangaspotential von Biertreber bis 2050 ebenfalls etwa konstant (Abbildung 7.3). Grund dafür ist die Annahme einer gleichbleibenden Bierproduktion in Deutschland (leicht fallend).

Für 2050 ergibt sich ein theoretisches Methangaspotential aus Biertreber von 131,9 Mio. m³/a. Daraus resultieren ein technisches Methangaspotential von 121,3 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 24,3 Mio. m³/a.

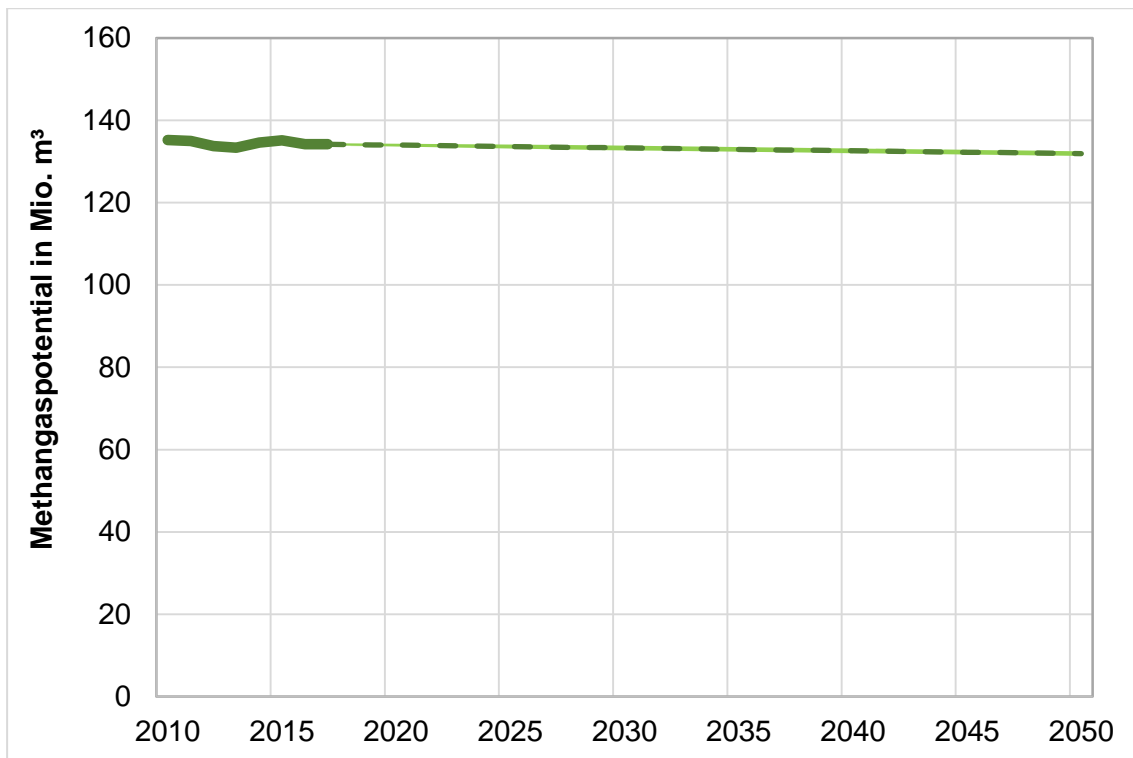


Abbildung 7.3: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Brauereien bis 2050

7.1.1.4 Molkerei

Bei der zukünftigen Entwicklung in der Milcherzeugung gibt es verschiedene Betrachtungsweisen. Einerseits spielt die Entwicklung des Milchkuhbestandes in Deutschland eine Rolle, andererseits die Milchleistung je Kuh. Derzeit wird von einer Minimierung der Anzahl der Milchkuhe ausgegangen, während die Milchleistung je Kuh bereits in den letzten Jahren gleichmäßig anstieg [195]. Diese Faktoren beeinflussen das Nebenprodukt Molke, welches in den Molkereien anfällt, mit. In Abbildung 7.4 ist die prognostizierte Entwicklung des theoretischen Methangasertrags von Molke dargestellt.

Hierbei ergibt sich für das Jahr 2050 ein theoretisches Methangaspotential aus Molke von 449,3 Mio. m³/a, woraus ein technisches sowie wirtschaftliches Methangaspotential von 413,3 Mio. m³/a resultiert.

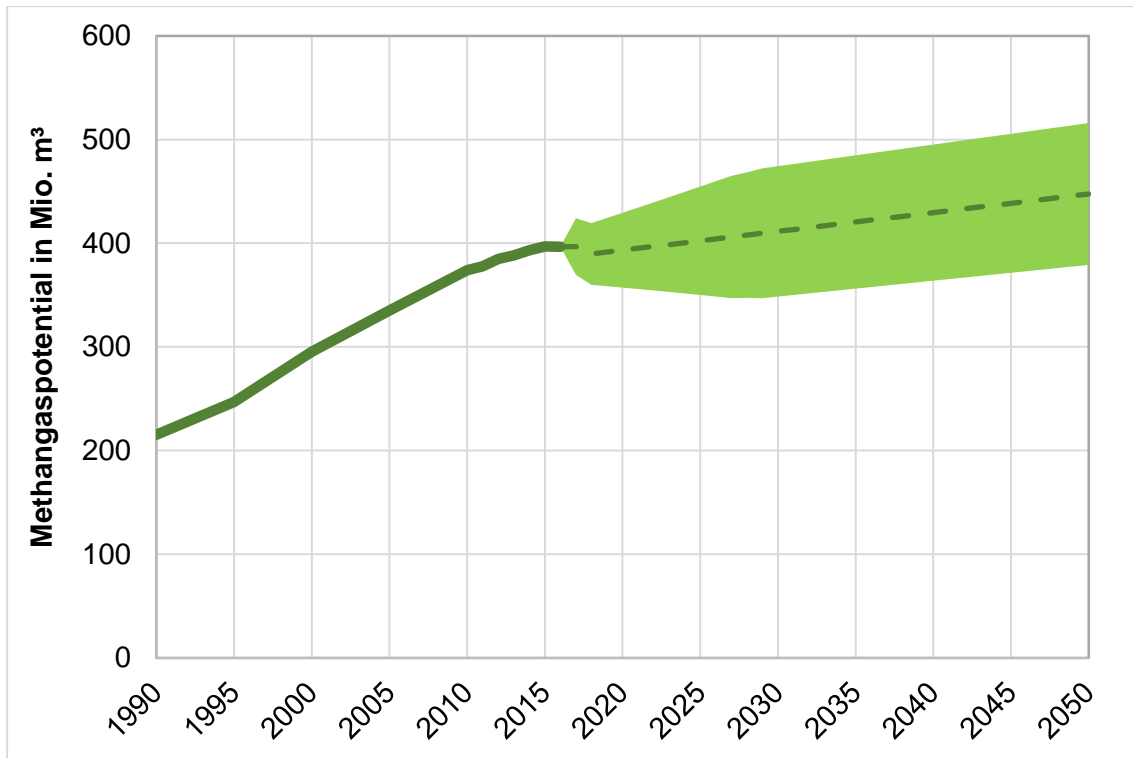


Abbildung 7.4: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Molkereien bis 2050

7.1.1.5 Kartoffelverarbeitung

In Bezug auf die Bevölkerungsentwicklung in Deutschland, wird mit einem Rückgang des Kartoffelbedarfs zu rechnen sein. Ebenfalls sinkt schon einige Jahrzehnte der pro Kopf Bedarf an Kartoffeln deutlich ab, wobei in den letzten Jahren dieser annähernd konstant blieb [196].

Hierdurch ergibt sich für 2050 ein theoretisches Methangaspotential aus der Kartoffelverarbeitung von 47,6 Mio.m³/a. Daraus ergibt sich sowohl ein technisches als auch wirtschaftliches Methangaspotential von 43,8 Mio. m³/a. In Abbildung 7.5 ist das theoretische Methangaspotential aus der Kartoffelverarbeitung dargestellt.

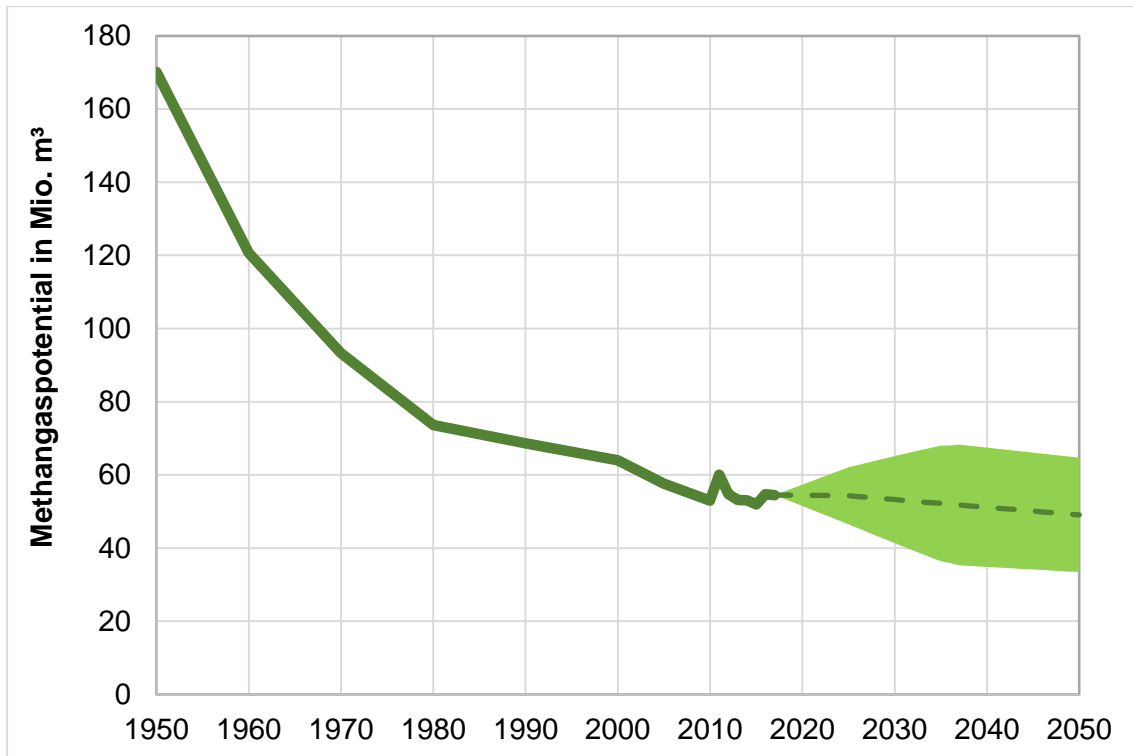


Abbildung 7.5: Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Kartoffelverarbeitung bis 2050

7.1.1.6 Schlachtreste

Bei der Tierverarbeitung können verschiedene Trends betrachtet werden. In Bezug auf die Entwicklung der Tierbestanzahlen ist ein Rückgang bei den Rindern, jedoch eine Steigerung bei den Schweinen und dem Geflügel zu verzeichnen. In Abbildung 7.6 ist die Prognose des theoretischen Methangaspotentials bis 2050 dargestellt. Dieses theoretische Potential aus

Schlachtresten liegt 2050 bei 160 Mio. m³/a. Das technische Methangaspotential entspricht dem wirtschaftlichen Potential und liegt bei 147,2 Mio. m³/a.

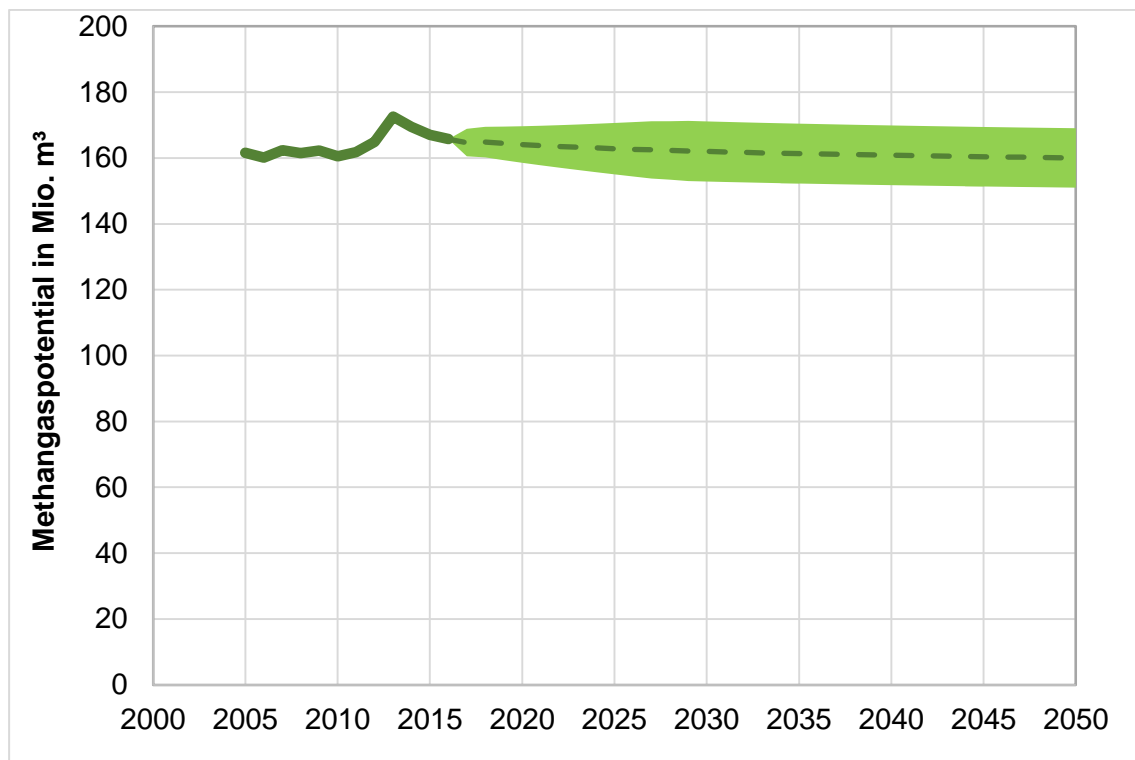


Abbildung 7.6: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Schlachtresten bis 2050

7.1.1.7 Zuckerproduktion

In den letzten 100 Jahren war ein deutlicher Anstieg des Zuckerverbrauchs in Deutschland erkennbar [197]. Werden davon die letzten Jahre betrachtet ist zukünftig nur noch mit einem geringen Wachstum zu rechnen. Somit ist das theoretische Potential der Reststoffe Melasse und Rübenschnitzel aus der Zuckerproduktion ebenfalls auf einem ähnlichen Niveau wie derzeit anzusiedeln. In Abbildung 7.7 ist dargestellt, dass sich das theoretische Methangaspotential aus der Zuckerproduktion bis 2050 auf 596,7 Mio. m³/a steigert. Daraus ergeben sich ein technisches Methangaspotential von 549 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 448 Mio. m³/a.

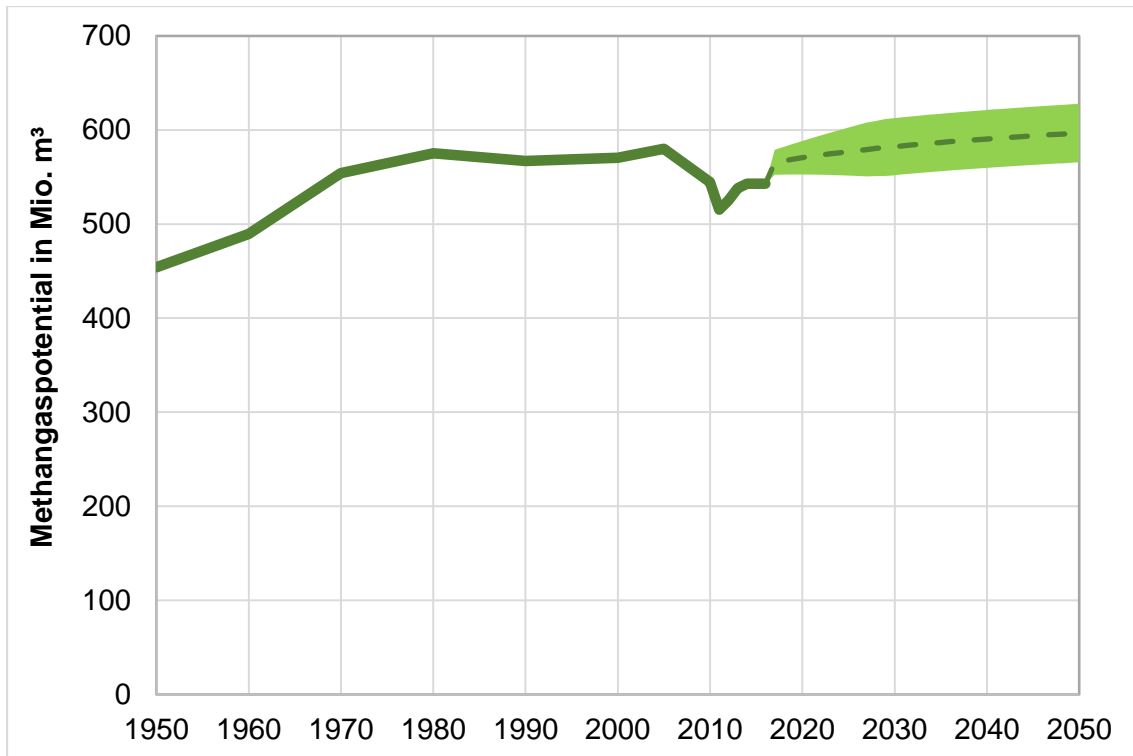


Abbildung 7.7: Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Zuckerproduktion bis 2050

7.1.1.8 Rapsölproduktion

In den letzten Jahren ist in Deutschland im Rapsanbau und damit auch in der Rapsölproduktion ein Anstieg zu verzeichnen. Neben der Lebensmittelindustrie wird Rapsöl ebenfalls zur Herstellung von Biodiesel genutzt. In Abbildung 7.8 ist der prognostizierte Verlauf für das theoretische Methangaspotential von Rapspresskuchen dargestellt.

Das theoretische Methangaspotential aus der Rapsölproduktion liegt 2050 bei 2.121,4 Mio. m³/a. Daraus resultiert ein technisches Potential von 1.421,3 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches Potential von 142,1 Mio. m³/a.

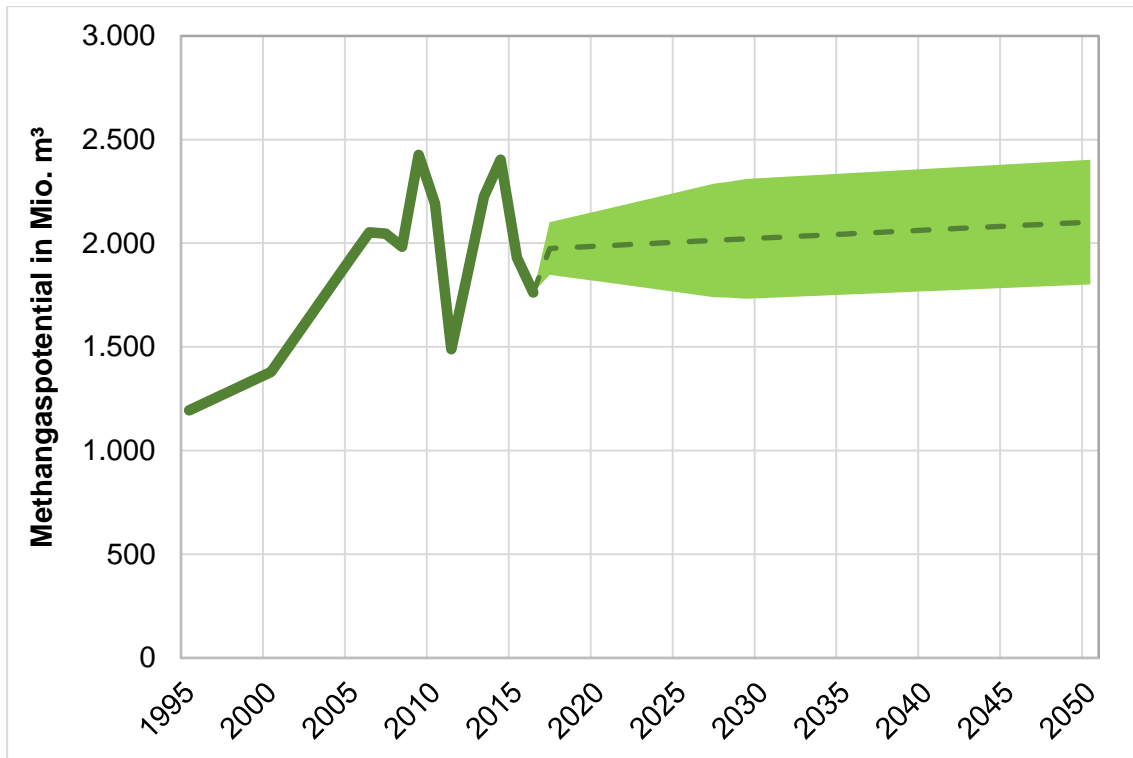


Abbildung 7.8: Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Rapsölproduktion bis 2050

7.1.1.9 Weintrester

Ein entscheidender Einflussfaktor für die Weinernte ist das Klima. Ernteauffälle können beispielsweise durch verregnete Sommer herbeigeführt werden. In dieser Studie wird von einem geringen Anstieg der Weinproduktion und somit ebenfalls der Weintrester-Menge ausgegangen (Abbildung 7.9). Das theoretische Methangaspotential aus Weintrester liegt 2050 bei 42,9 Mio. m³/a. Hieraus ergibt sich ein technisches und wirtschaftliches Methangaspotential von 42,2 Mio. m³/a.

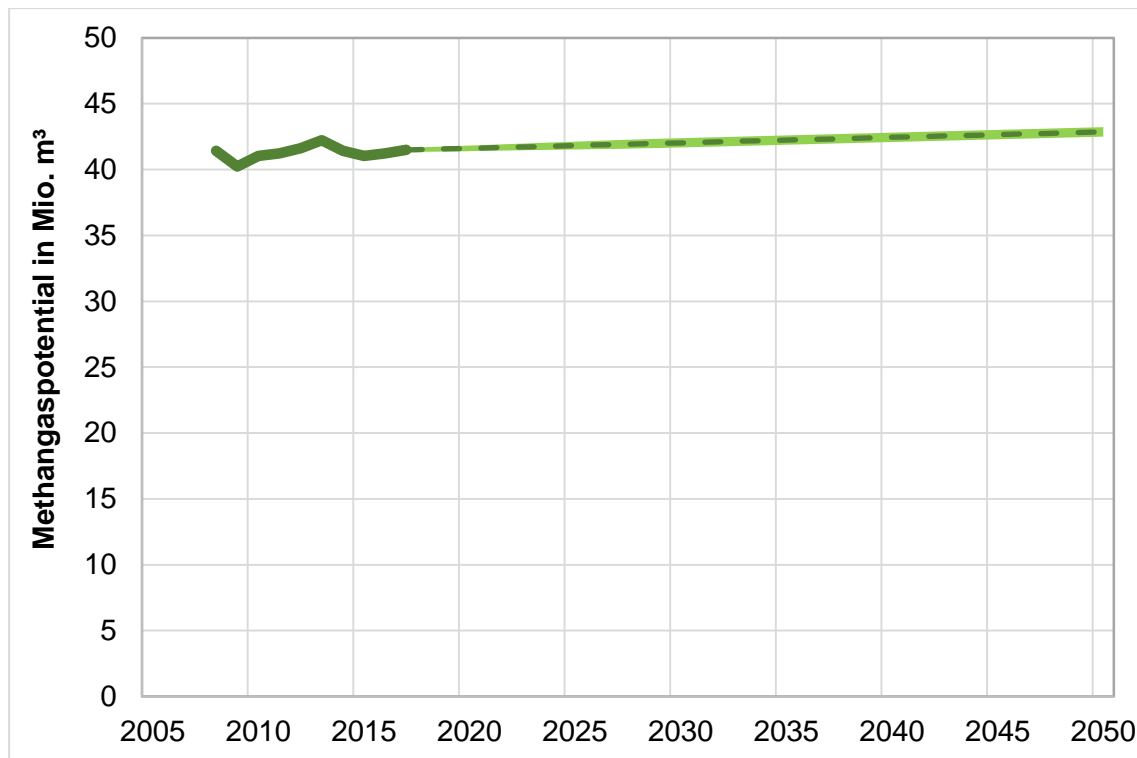


Abbildung 7.9: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Weintrester bis 2050

7.1.2 Biomethanerzeugung mittels Biomasse aus kommunalen/ gewerblichen Einrichtungen

7.1.2.1 Biotonne

Die Menge an organischen Siedlungsabfällen in Deutschland entwickelt sich unabhängig von der Bevölkerung. Entscheidend ist hingegen die Anschlussrate der Einwohner an die Biotonne. Etwa die Hälfte der deutschen Bevölkerung ist an eine Biotonne angeschlossen [198].

In Abbildung 7.10 ist eine steigende Tendenz des Methangaspotentials aus der Biotonne dargestellt, begründet durch die steigenden Abfallmengen aus der Biotonne. Es wird davon ausgegangen, dass immer mehr Gemeinden sowie Landkreise die Biotonne einführen werden. Dabei ergibt sich für 2050 ein theoretisches Methangaspotential für die Biotonne von 354,7 Mio. m³/a. Daraus resultiert ein technisches sowie wirtschaftliches Methangaspotential von 326,3 Mio.m³/a.

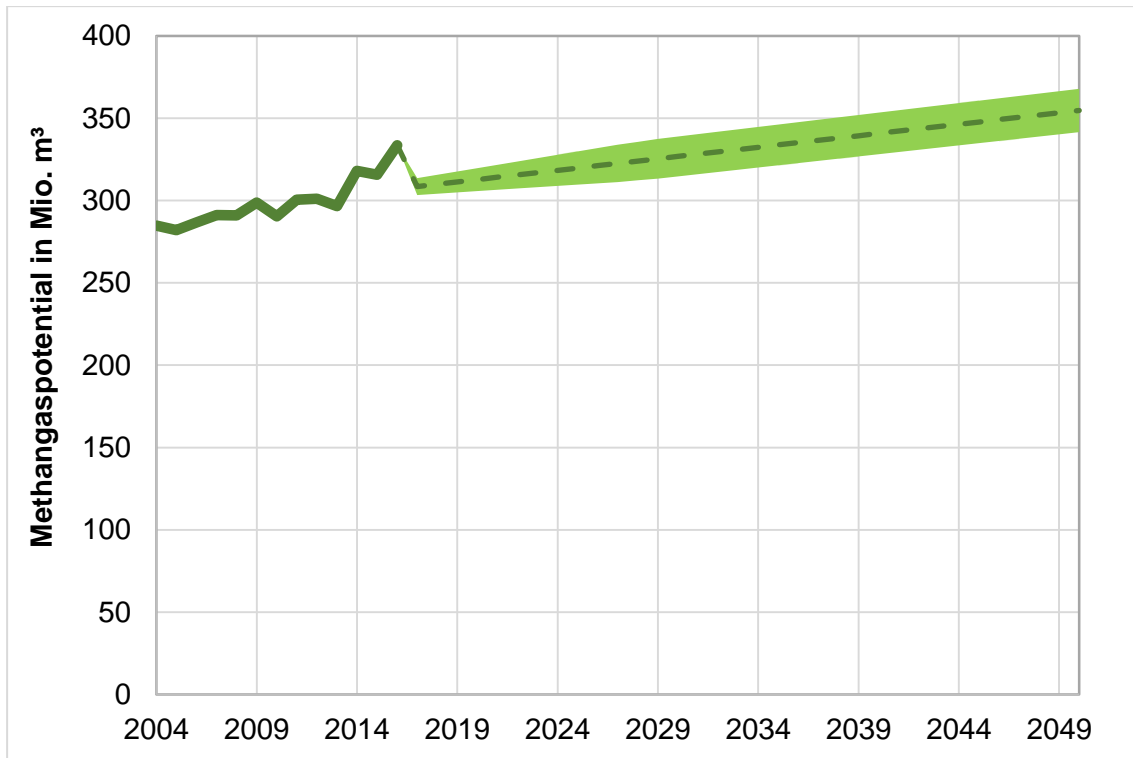


Abbildung 7.10: Prognose theoretisches Methangaspotential aus der Biotonne bis 2050

7.1.2.2 Grünschnitt (holzfrei)

Da in den letzten Jahren schon eine steigende Tendenz beim Grünschnitt-Anfall beobachtbar war, wird zukünftig eine ähnliche Entwicklung angenommen. In Abbildung 7.11 ist das theoretische Methangaspotential von holzfreiem Grünschnitt bis 2050 dargestellt und steigt bis auf 203,6 Mio. m³/a an. Daraus ergibt sich ein technisches sowie wirtschaftliches Methangaspotential von 185,5 Mio. m³/a.

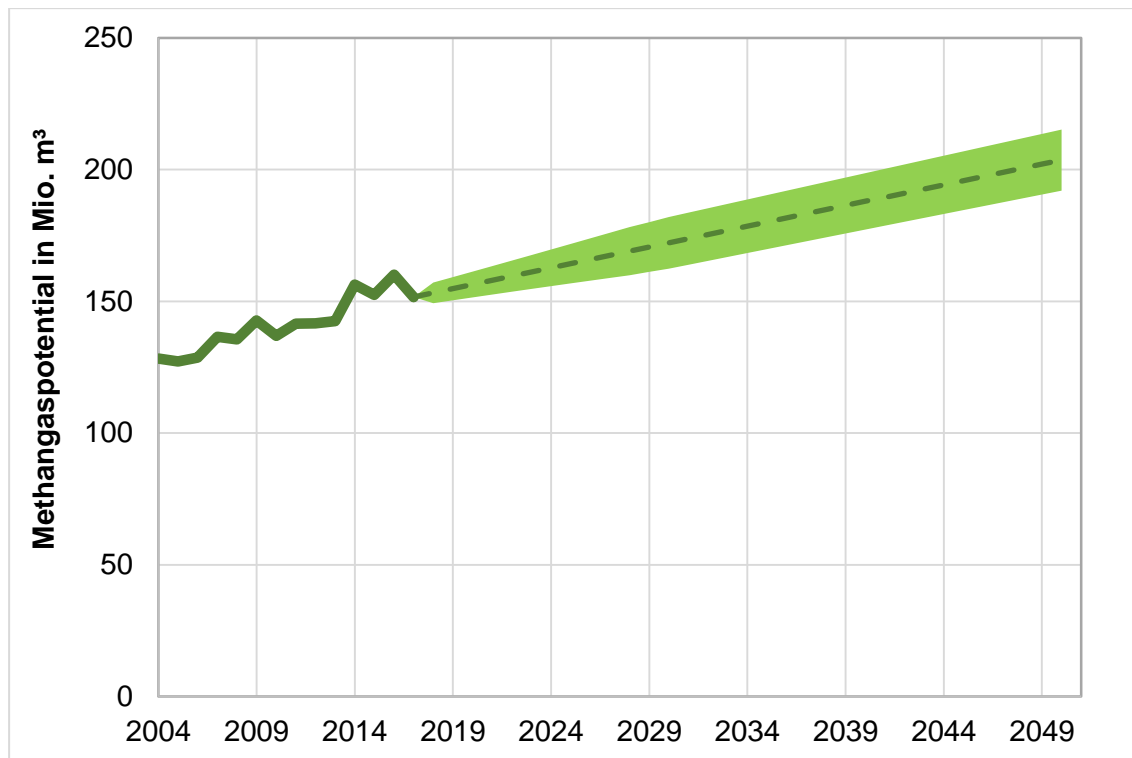


Abbildung 7.11: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Grünschnitt (holzfrei) bis 2050

7.1.2.3 Speisereste

Im Folgenden wird auf die einzelnen Versorgungsgruppen eingegangen. Dabei wird ein direkter Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsentwicklung und dem Methangaspotential aus Speiseresten gewählt. Datenbasis für diese Bevölkerungsprognose bildet die Datenbank destatis [199]. Diese führt mehrere Szenarien der Bevölkerungsentwicklung aus. Dabei wurde sich in dieser Studie auf ein unteres, ein mittleres (durchschnittliches) und ein oberes Bevölkerungsszenario entschieden. Im unteren Szenario wird von einer Geburtenrate von 1,4 Kindern je Frau ausgegangen, einer Lebenserwartung von 84,8 Jahren für Männer und 88,8 Jahren für Frauen sowie von einem langfristigen Wanderungssaldo von 100.000. Im mittleren Szenario wird ebenfalls von einer Geburtenrate von 1,4 Kindern pro Frau ausgegangen, die Lebenserwartung beträgt 86,7 Jahre für Männer bzw. 90,4 Jahre für Frauen und das langfristige Wanderungssaldo liegt bei 200.000. Im Oberen Szenario liegt die Geburtenrate je Frau bei 1,6 Kindern, die Lebenserwartung beträgt erneut 86,7 Jahre für Männer und 9,4 Jahre für Frauen und das langfristige Wanderungssaldo liegt bei 200.000.

7.1.2.3.1 Hochschulen

Etwa 56 % der Abiturienten sind 2017 Studenten [200]. Dieser Anteil bildet die Grundlage für die Prognose bis 2050. In Abbildung 7.12 ist die Entwicklung des theoretischen Methangaspotentials bis 2050 dargestellt. Dabei sind zunächst durch geburtenschwächere Jahrgänge und damit einem geringeren Anteil an Studierenden ein Rückgang des Speiserestanfalls und damit ein Rückgang des theoretischen Methangaspotentials erkennbar. Insgesamt wird bis 2050 ein Methangaspotential von 2,5 Mio. m³/a prognostiziert.

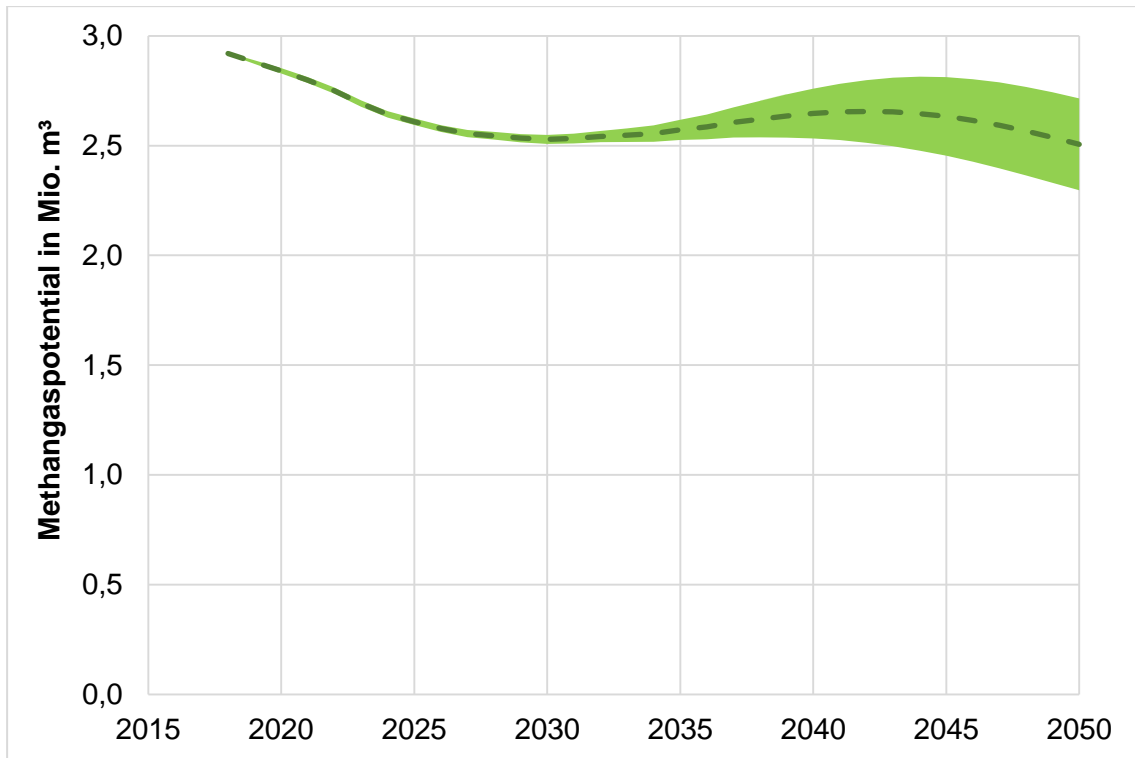


Abbildung 7.12: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Hochschulen bis 2050

7.1.2.3.2 Bundeswehrstandorte

In Abbildung 7.13 ist ein leichter Rückgang des Methangaspotentials aus Speiseresten der Bundeswehreinrichtungen bis 2050 erkennbar. Dies liegt unter anderem am Wegfall der Wehrpflicht. Das Methangaspotential sinkt von 1,5 Mio. m³/a (2017) auf 1,3 Mio. m³/a (2050).

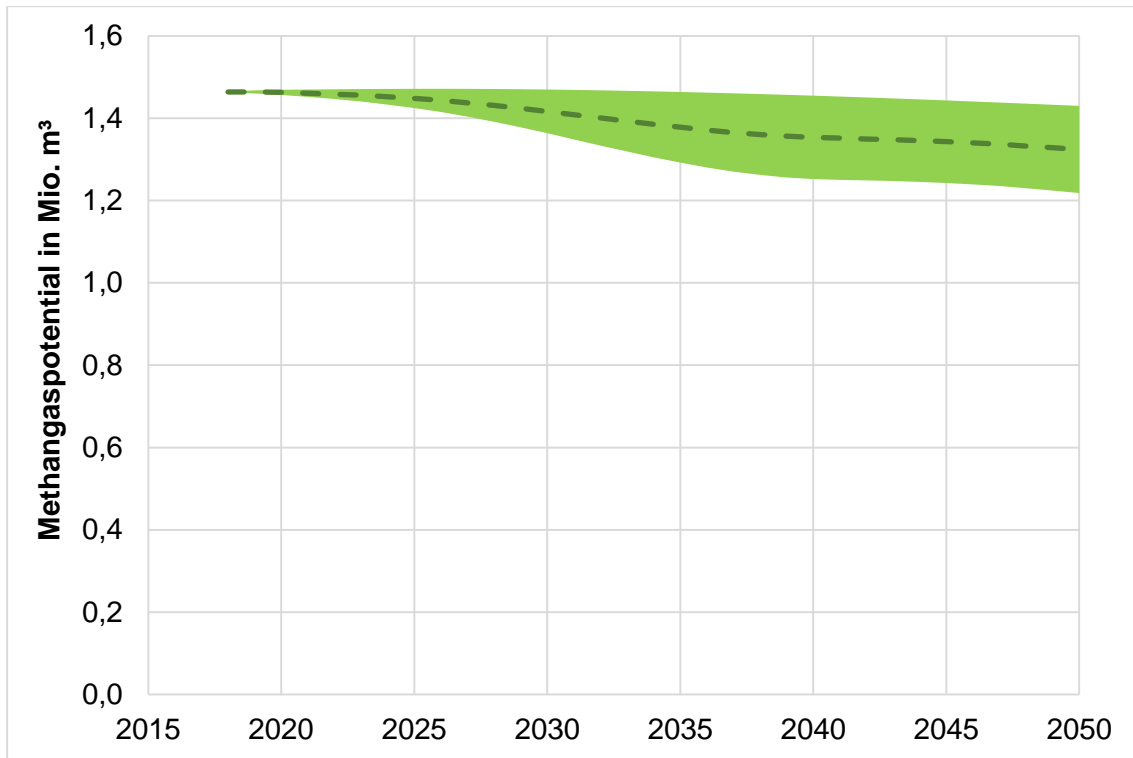


Abbildung 7.13: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Bundeswehrstandorten bis 2050

7.1.2.3.3 Kindertagesstätten

Bei der Berechnung des theoretischen Methangasertrags aus Speiseresten von Kindertagesstätten wird davon ausgegangen, dass alle 1-5 Jährigen eine Kindertagesstätte besuchen und dort zum Mittag eine Mahlzeit einnehmen. Mit sinkenden Geburtenraten sinken auch die anfallenden Speisereste in diesen Einrichtungen. In Abbildung 7.14 ist ein abfallendes Methangaspotential ab ca. 2026 prognostiziert. Dies nähert sich über die Jahre bis 2050 einem Potential von 6 Mio. m³/a an.

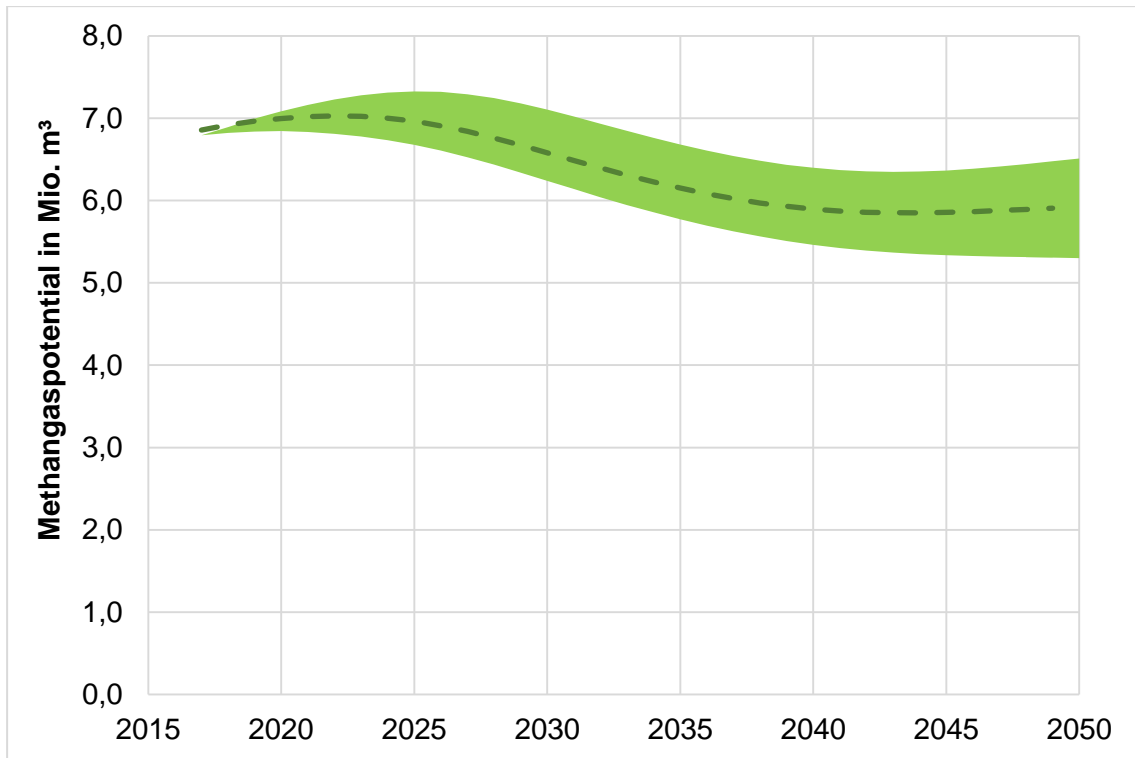


Abbildung 7.14: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Kindertagesstätten bis 2050

7.1.2.3.4 Krankenhäuser

Das theoretische Methangaspotential aus Speiseresten von Krankenhäusern sinkt leicht von 3 Mio. m³/a (2020) auf 2,5 Mio. m³/a (2050) ab (Abbildung 7.15). Dies kann beispielsweise mit der sinkenden Anzahl an Tagen, die ein Patient im Krankenhaus aufgrund moderner Behandlungsmethoden verbringt, begründet werden.

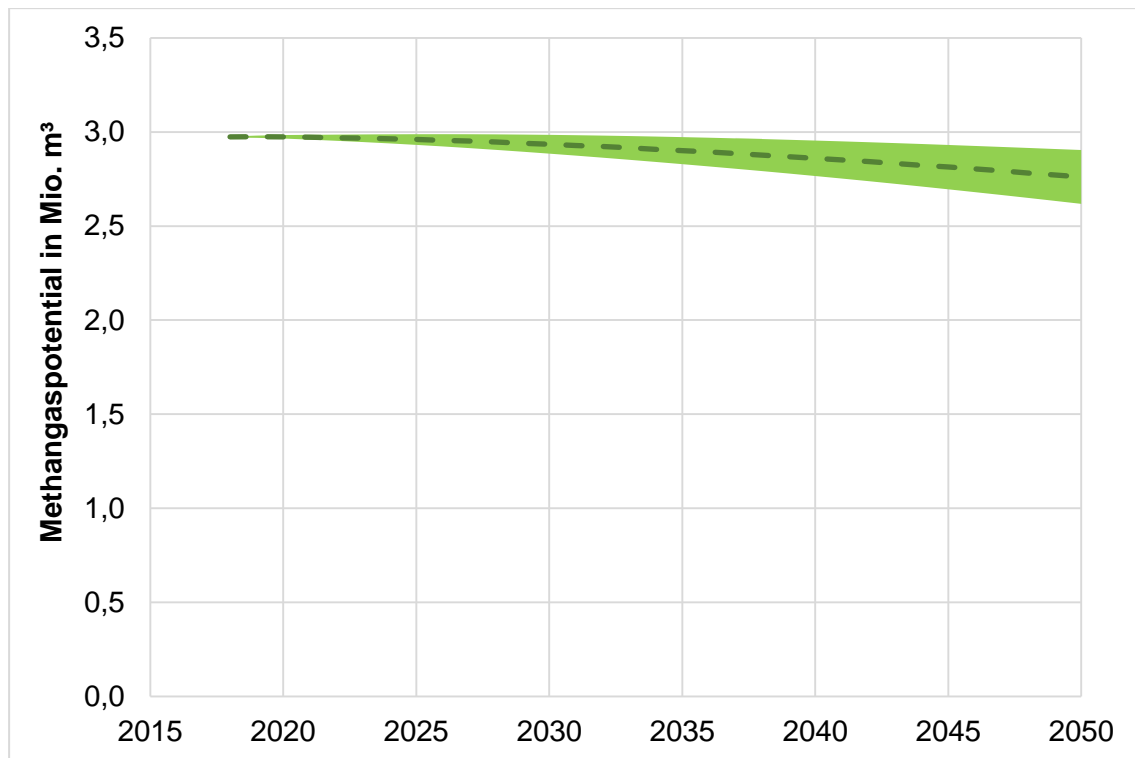


Abbildung 7.15: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Krankenhäusern bis 2050

7.1.2.3.5 Pflegeeinrichtungen

Aufgrund guter medizinischer Standards und geringer störender Einflüsse auf die Lebensweise der Bevölkerung (Krieg, Hungersnöte, ...) erreichen immer mehr ältere Menschen (über 67 Jahre) in Deutschland ein hohes Alter. Dabei wird ein Alter von 67 Jahren als Renteneintrittsalter angenommen. Somit nimmt die Anzahl an in Pflegeeinrichtungen wohnenden Personen in den nächsten Jahren deutlich zu, was ebenfalls in einem steigenden theoretischen Methangaspotential in Abbildung 7.16 erkennbar ist. Ab 2040 wird der Anteil an älteren Personen nicht weiter zunehmen und das Methangaspotential pendelt sich bei knapp 7 Mio. m³/a ein.

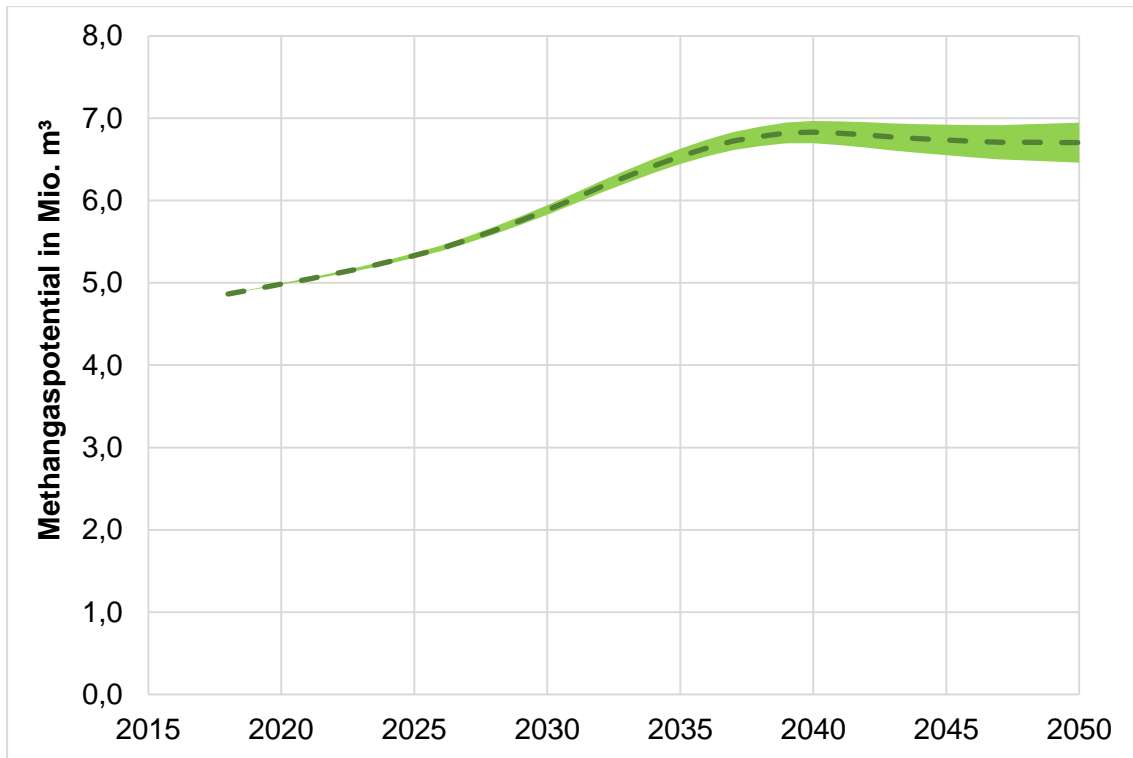


Abbildung 7.16: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Pflegeeinrichtungen bis 2050

7.1.2.3.6 Schulen

Zu den hier betrachteten Schulkindern zählen alle 6-18 Jährigen (Berufsschüler inbegriffen). Durch sinkende Geburtenraten werden auch weniger Kinder in Zukunft in der Schule essen. Damit fallen weniger Speisereste an, die zur Biogasproduktion genutzt werden können. In Abbildung 7.17 ist dieses sinkende theoretische Methangaspotential dargestellt. Dies nimmt von ca. 2,7 Mio. m³/a auf 2,5 Mio. m³/a ab.

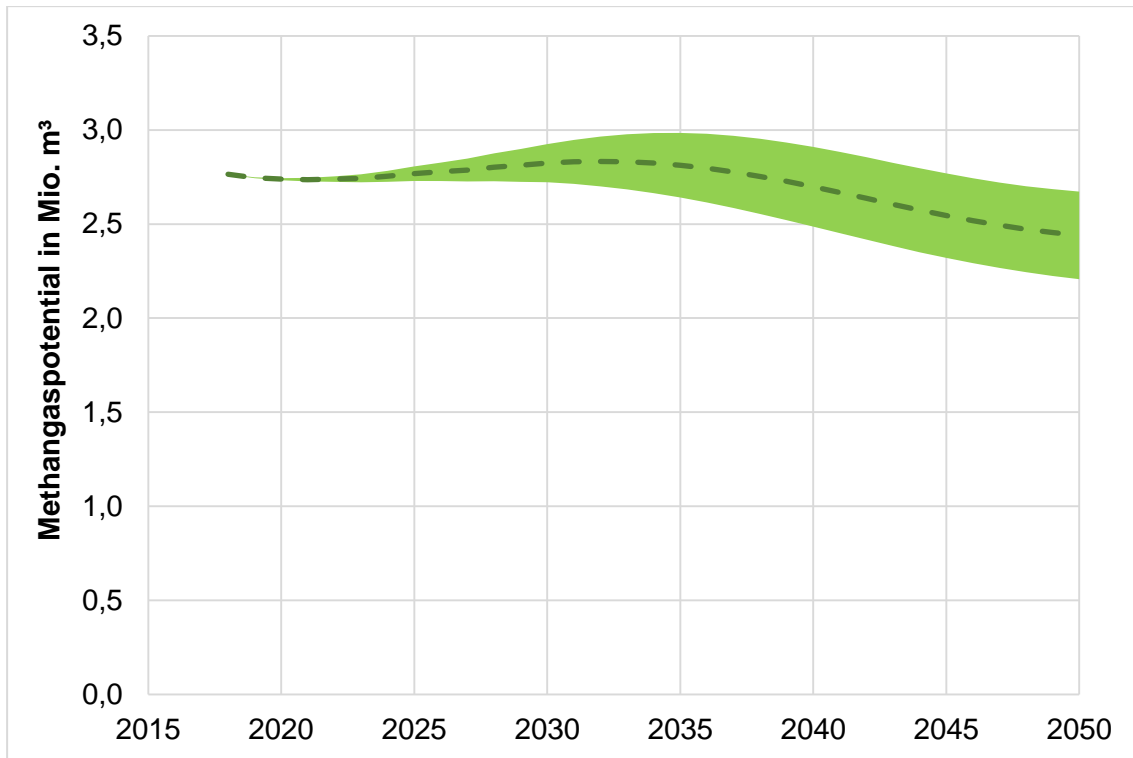


Abbildung 7.17: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Schulen bis 2050

7.1.2.3.7 Restaurants

Die Bevölkerungsentwicklung hat nur einen geringen Einfluss auf die anfallenden Speisereste in Restaurants. Das theoretische Methangaspotential sinkt damit nur leicht ab von 34 Mio. m³/a auf 32 Mio. m³/a (Abbildung 7.18).

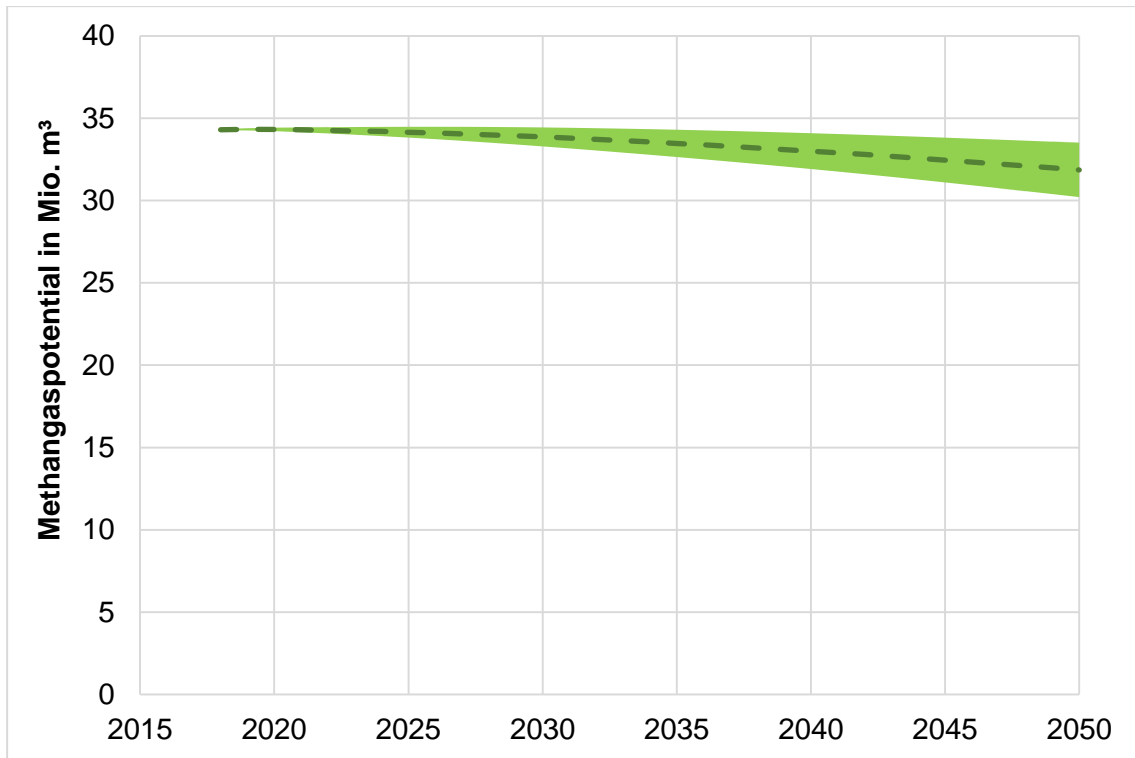


Abbildung 7.18: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Restaurants bis 2050

7.1.2.3.8 Pensionen

Bei Pensionen ist ein ähnlicher Verlauf zu prognostizieren wie bei den Restaurants, nur das hier deutlich weniger Speisereste anfallen, womit das theoretische Methangaspotential 2050 bei 0,15 Mio. m³/a liegt (Abbildung 7.19).

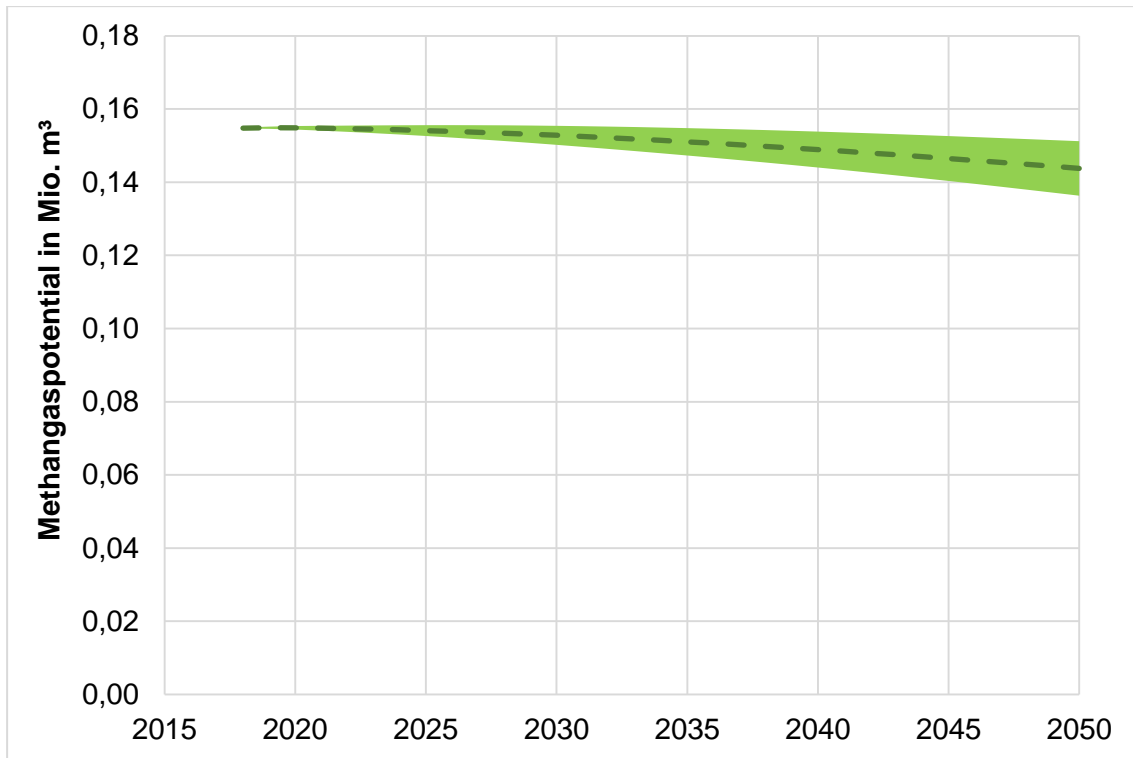


Abbildung 7.19: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Speiseresten von Pensionen bis 2050

7.1.2.3.9 Gesamt

Werden alle anfallenden Speisereste zusammen betrachtet, summiert sich dies auf ein theoretisches Methangaspotential von 54,1 Mio. m³ bis 2050 (Abbildung 7.20). Den größten Anteil haben dabei die Restaurants. Aus diesem Grund ähnelt der prognostizierte Verlauf des theoretischen Methangaspotentials sehr dem für Restaurants. Daraus resultieren ein technisches sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 50,3 Mio. m³/a.

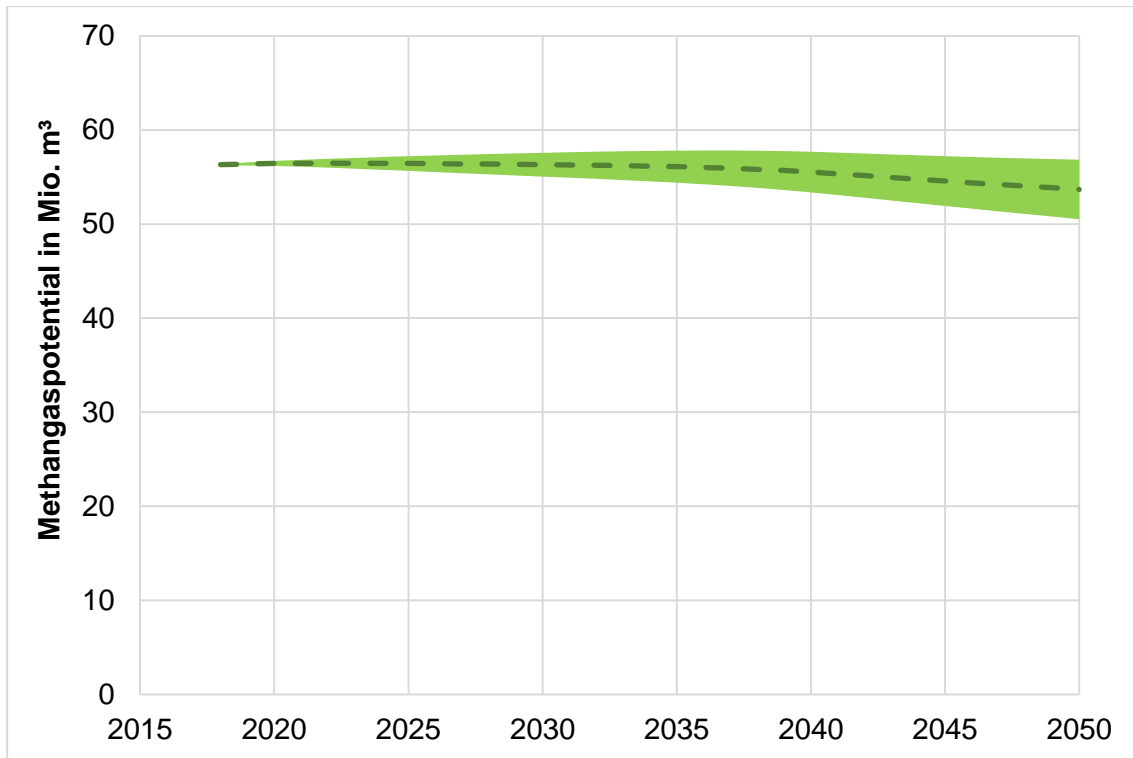


Abbildung 7.20: Prognose theoretisches Methangaspotential Speisereste (gesamt) bis 2050

7.1.2.4 Autobahn- und Straßenbegleitgrün

Laut Bundesverkehrswegeplan (BVWP) ist eine Erweiterung des Autobahnnetzes in den nächsten Jahren geplant und wird sich von 2015 bis 2030 um 400 km auf insgesamt 14.400 km vergrößern [201]. Dies hat jedoch kaum Einfluss auf das Potential. Mit zukünftig optimierten Techniken zur Bergung des Grünschnitts könnte das technische Potential, welches derzeit nur 20 % des theoretischen Potentials entspricht, deutlich, auf 50 %, erhöht werden.

In Abbildung 7.21 ist das theoretische Methangaspotential aus Autobahnbegleitgrün dargestellt. Dies beträgt 2050 11,1 Mio. m³/a, woraus sich ein technisches sowie wirtschaftliches Potential von 2,2 Mio. m³/a ergibt.

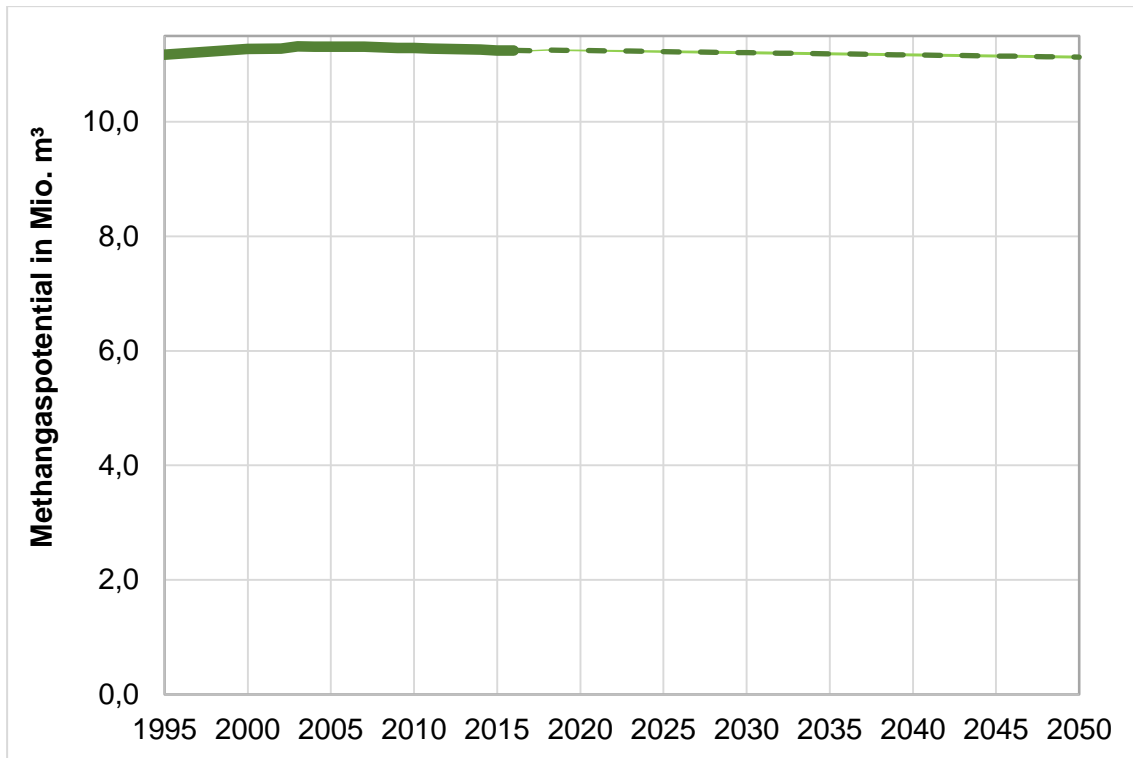


Abbildung 7.21: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Autobahnbegleitgrün bis 2050

Für die Bundesstraßen ist nach dem BVWP eine Erweiterung des Netzes von 45.200 km auf 47.900 km geplant [201]. Dabei ist der prozentuale Ausbau im Vergleich zum Autobahnausbau geringer. Beim Straßenbegleitgrün wird von einem leichten Rückgang des theoretischen Potentials ausgegangen, welches 2050 54,6 Mio. m³/a beträgt (Abbildung 7.22). Daraus resultiert ein technisches sowie wirtschaftliches Potential von 10,9 Mio. m³/a.

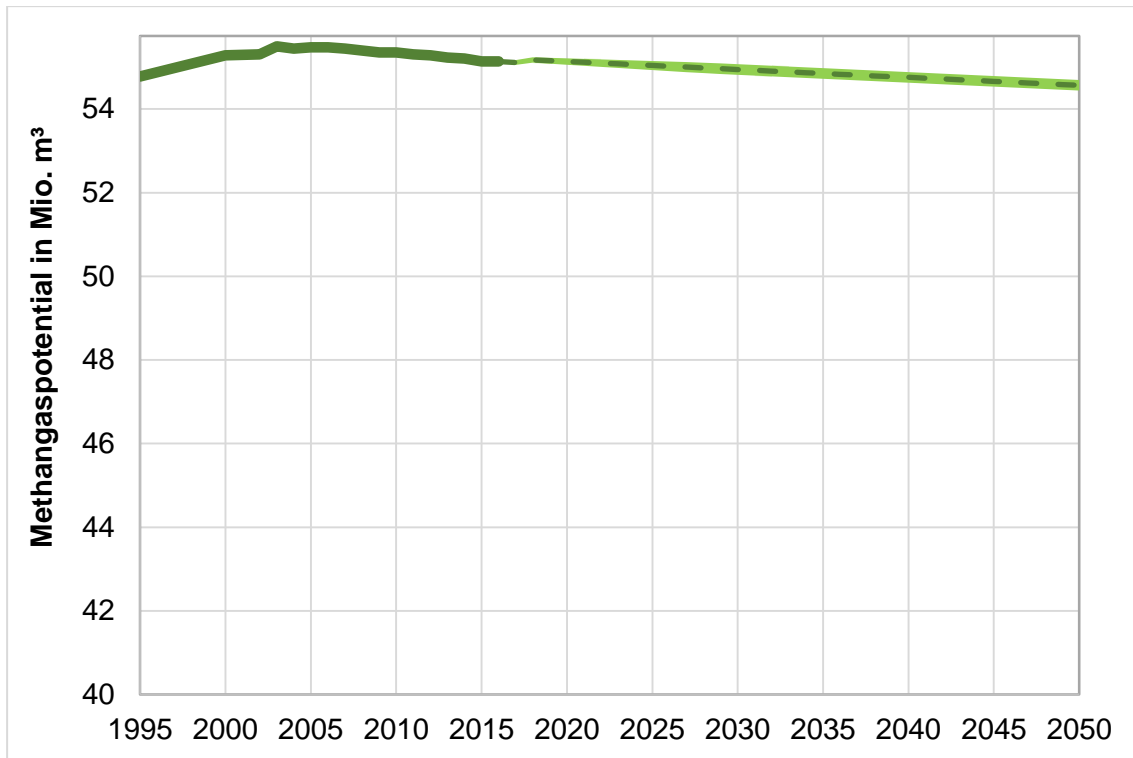


Abbildung 7.22: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Straßenbegleitgrün bis 2050

7.1.2.5 Supermarktreste

Den größten Einfluss auf die Menge an anfallenden Supermarktresten und somit der Prognose zum Methangasertrag hat die Bevölkerungszahl in Deutschland. Da diese vermutlich leicht rückläufig ist, sinken auch die Mengen an Supermarktresten sowie deren theoretisches Methangaspotential. Liegt dies 2017 noch bei 115,7 Mio. m³/a, erreicht es 2050 nur noch 109,5 Mio. m³/a (Abbildung 7.23). Daraus ergibt sich ein technisches sowie wirtschaftliches Methangaspotential von 101,8 Mio. m³/a.

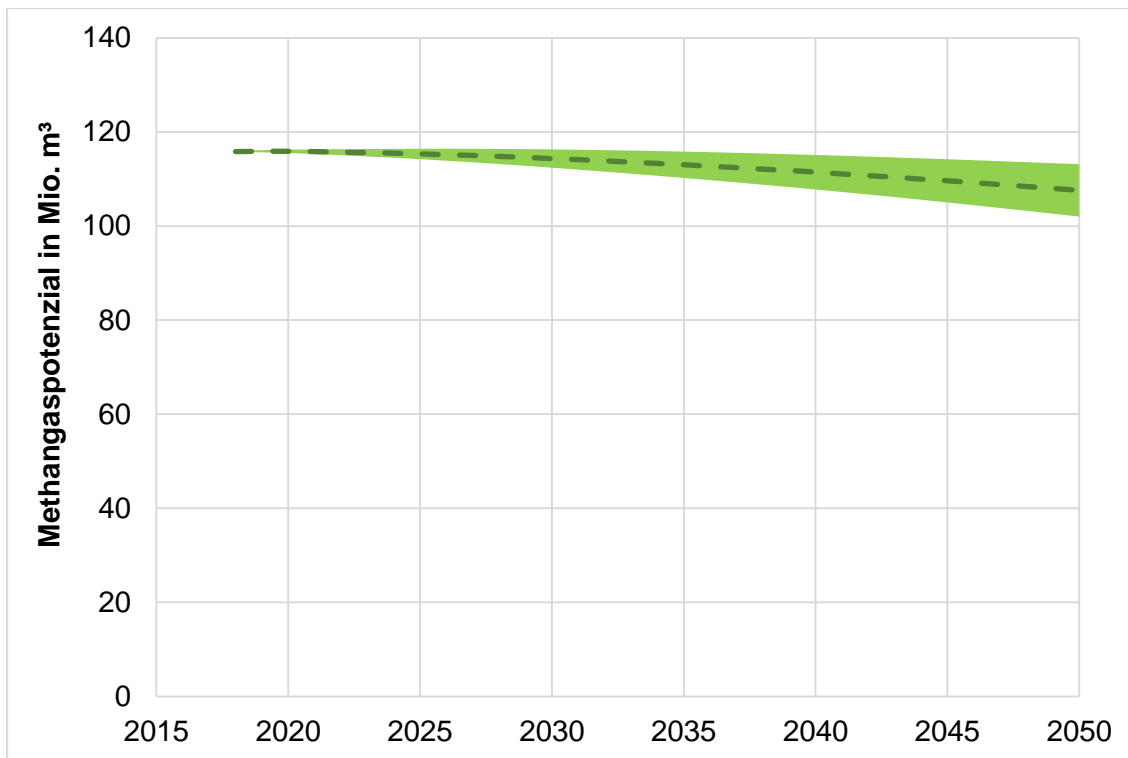


Abbildung 7.23: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Supermarktresten bis 2050

7.1.3 Biomethanerzeugung mittels Biomasse aus landwirtschaftlicher Produktion

7.1.3.1 Energiepflanzen

In dieser Studie wird von einem etwa konstanten Anbau von Energiepflanzen bis 2050 ausgegangen, d.h. es werden keine/kaum weiteren zusätzliche Flächen für die Biogaserzeugung in Anspruch genommen. Die Auswahl der Flächen erfolgt dabei aufgrund von Nachhaltigkeitskriterien (insb. unter Berücksichtigung des Bodens und Trinkwassers), so dass regional zu einer Verschiebung der Anbauflächen/-regionen kommt. Daraus resultierend liegt die Anbaufläche im Jahr 2050 bei ca. 2,2 Mio. ha (2015: 2,1 Mio. ha). Damit bleibt das theoretische Methangaspotential für Energiepflanzen bis 2050 ebenfalls annähernd konstant bei 6.368,4 Mio. m³ (Abbildung 7.24). Daraus resultiert ein technisches Methangaspotential von 5.636 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 5.502,3 Mio. m³/a.

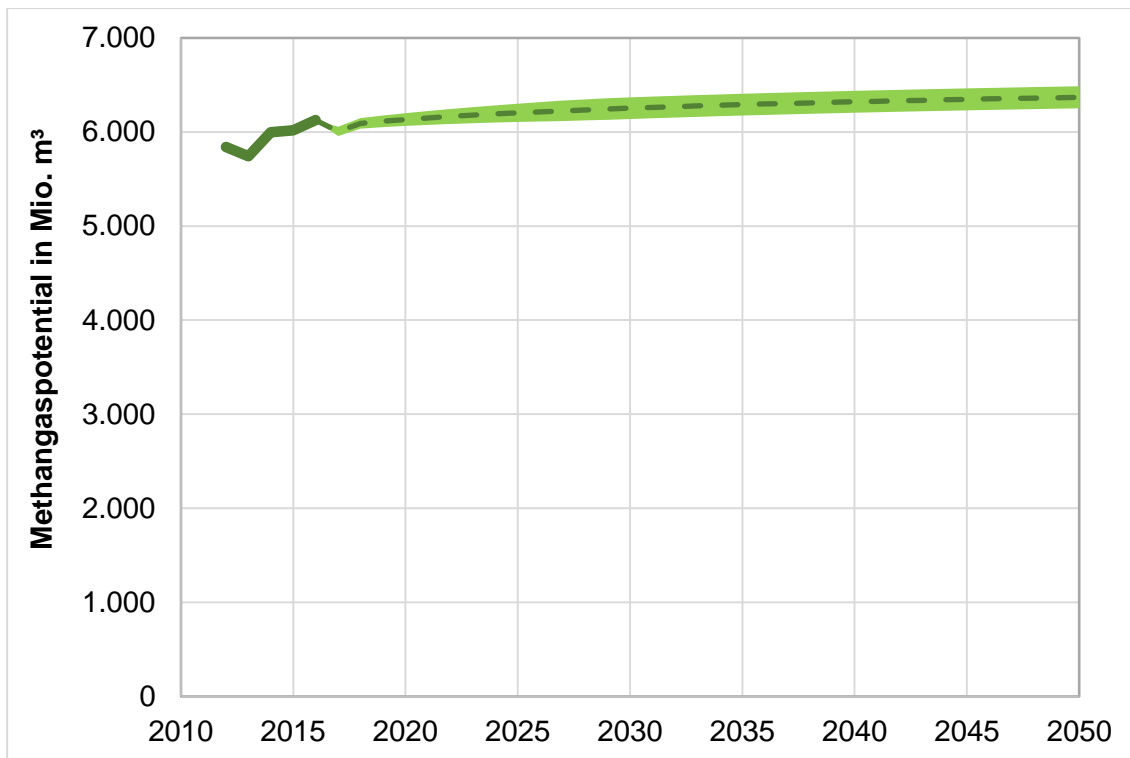


Abbildung 7.24: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Energiepflanzen bis 2050

7.1.3.2 Erntereste

Da bei jeder der Pflanzenarten ein eigener Entwicklungstrend vorliegt, werden die Methangaserträge einzeln betrachtet.

7.1.3.2.1 Maisstroh

Das Methangaspotential von Maisstroh bis 2050 ist in Abbildung 7.25 dargestellt. Aufgrund der sinkenden Erntemengen von Mais (Körnermais), fällt auch weniger Maisstroh als Nebenprodukt an. Die Gesamtmenge an zur Verfügung stehendem Maisstroh verringert sich von 2017 mit 4,5 Mio. t auf 3,3 Mio. t. Daraus folgt eine Verringerung des theoretischen Methangaspotentials 2050 von Maisstroh auf 375,1 Mio. m³/a. Das technische sowie wirtschaftliche Methangaspotential liegt hier bei 0 m³/a.

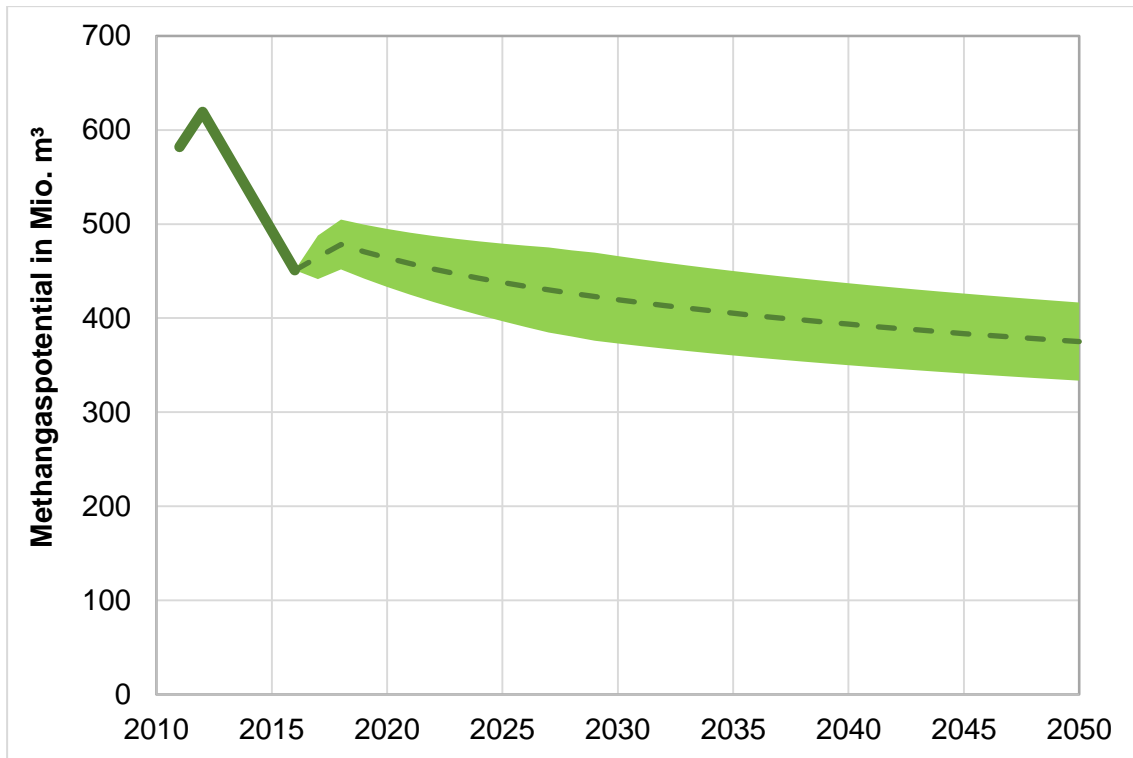


Abbildung 7.25: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Maisstroh bis 2050

7.1.3.2.2 Zuckerrübenblatt

Im Jahr 2017 liegt die Ernte von Zuckerrüben bei 34 Mio. t. Dies entspricht einem Methangaspotential von den dabei anfallenden Zuckerrübenblättern von 926,3 Mio. m³/a. In der vorliegenden Studie wird von einem geringen Anstieg der Zuckerrübenernte und damit von einem Anstieg des theoretischen Methangaspotentials bis 2050 auf 977,2 Mio. m³/a ausgegangen (Abbildung 7.26). Daraus ergibt sich ein technisches Methangaspotential von 171 Mio. m³/a. Das wirtschaftliche Methangaspotential beträgt 166,2 Mio. m³/a.

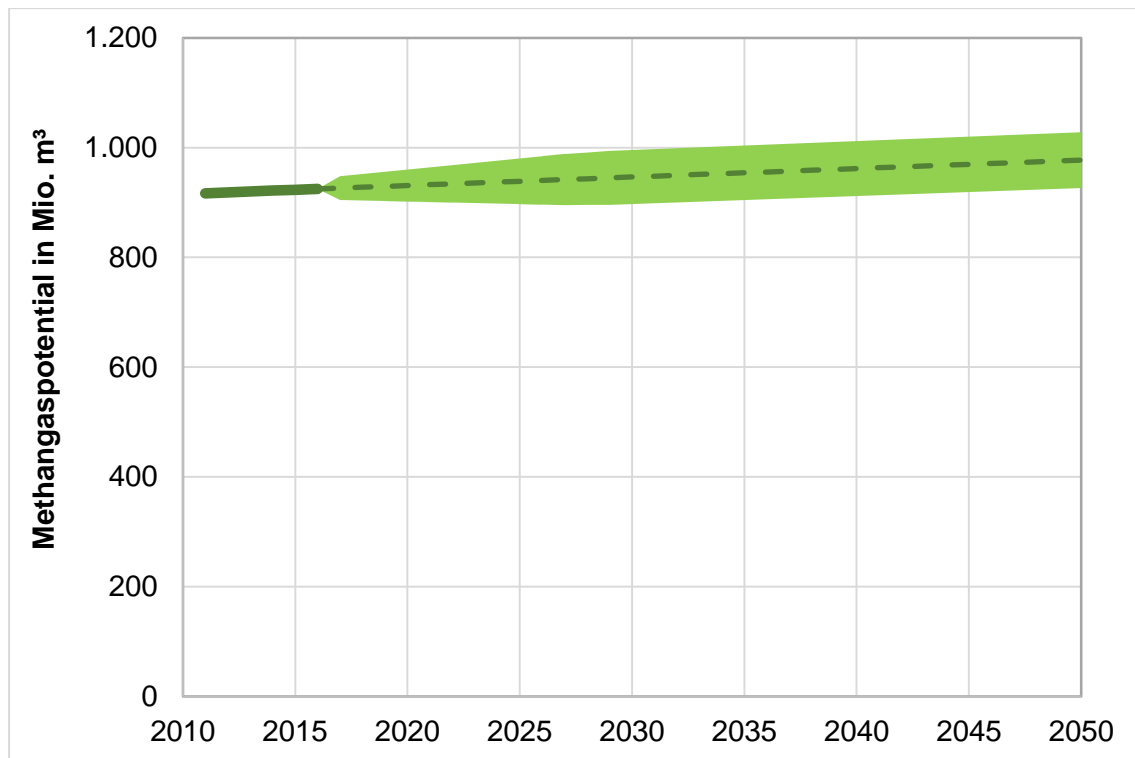


Abbildung 7.26: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Zuckerrübenblättern bis 2050

7.1.3.2.3 Kartoffelblatt

Für die Kartoffelblatternte wird von einer gleichbleibenden Menge über die nächsten Jahre ausgegangen. Die Anfallmenge an Kartoffeln bleibt dabei etwa bei 11 Mio. t pro Jahr. Somit ergibt sich ein theoretische Methangaspotential aus Kartoffelblättern für 2050 von 104,7 Mio. m³/a (Abbildung 7.27). Das technische wie auch wirtschaftliche Potential liegt bei 0 m³/a.

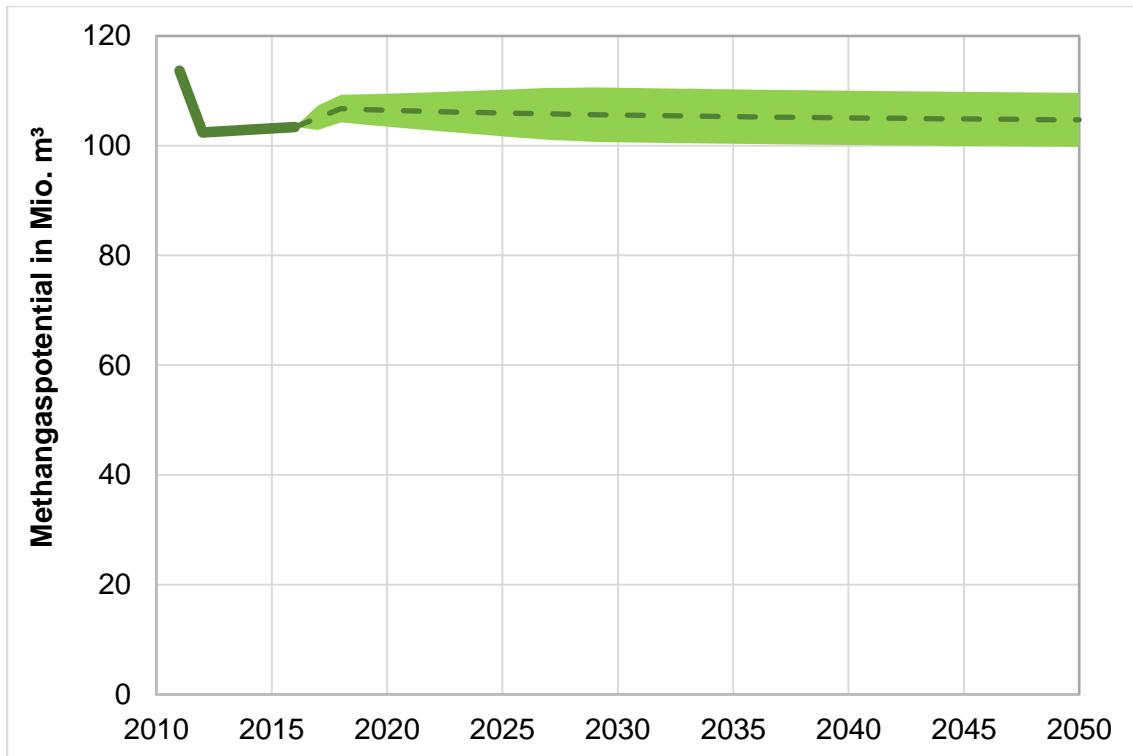


Abbildung 7.27: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Kartoffelblatt bis 2050

7.1.3.2.4 Rapsstroh

In den letzten Jahren ist ein deutlicher Anstieg an Rapsstroh- sowie Rapsstrohmengen zu erkennen. Dies liegt unter anderem an den durch Züchtungen erzielten Vorteilen wie Hektarertrag, Pflanzengesundheit, Standfestigkeit und Winterhärte [202]. Bis 2050 wird das theoretische Methangaspotential aus Rapsstroh bei 857,5 Mio. m³/a liegen (Abbildung 7.28). Das daraus resultierende technische wie auch wirtschaftliche Methangaspotential liegt bei 0 m³/a. Grund hierfür ist die zu hohe Feuchtigkeit, der technisch zu hohe Aufwand sowie dass ein Teil zur Humusbildung auf dem Feld verbleiben muss.

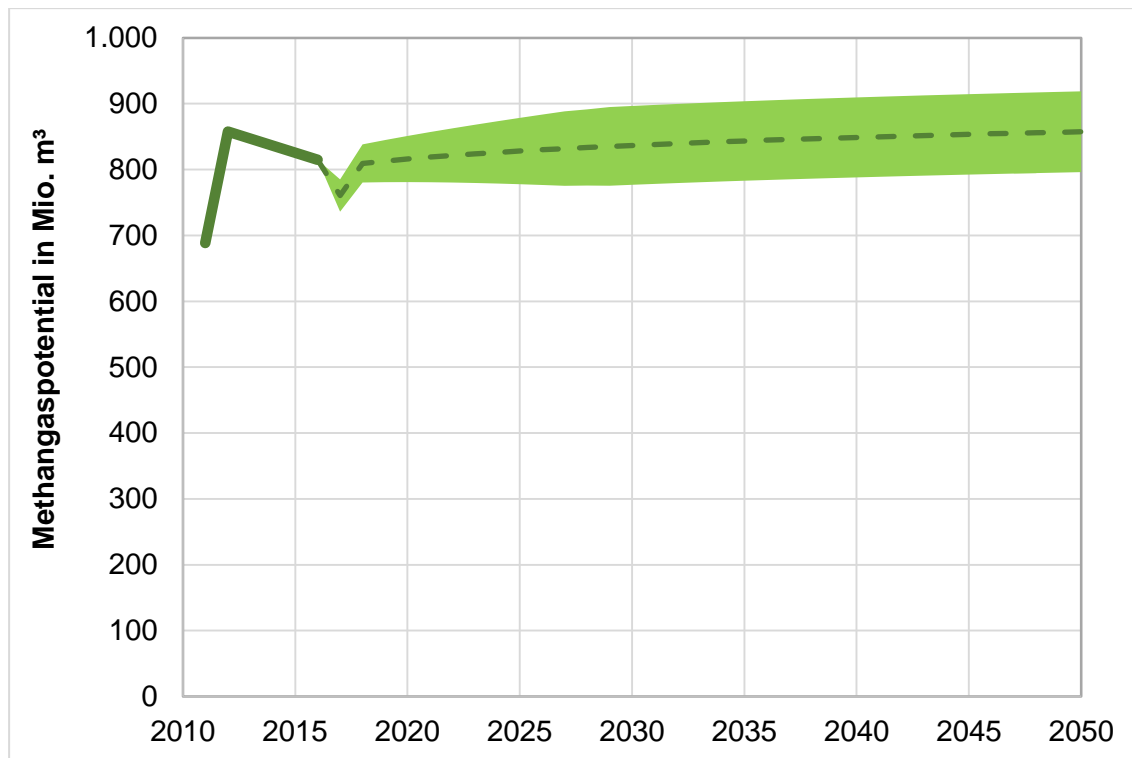


Abbildung 7.28: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Rapsstroh bis 2050

7.1.3.3 Dauergrünland

Die Fläche an Dauergrünland nimmt stetig zu. Dies liegt unter anderem an der sinkenden Rinderzahl der letzten Jahre sowie an einer durch die EG-Verordnung Nr. 796/2004 festgelegte Mindestfläche für Dauergrünland [203]. Diese Mindestfläche war nötig einzuführen, da das Grünlandfutter aufgrund von steigender Milchleistung sowie hohem Kostendruck durch Kraftfutter immer mehr verdrängt wurde [204]. In der vorliegenden Studie wird unter Verwendung des Heubedarfs pro Rind und der somit prognostizierten Anzahl an Rindern das Methangaspotential berechnet. Da die Anzahl der Rinder und somit der Heubedarf sinken wird, steht zukünftig mehr Dauergrünland zur Biogaserzeugung zur Verfügung. Dabei wird ein Anstieg des theoretischen Methangaspotentials von 2.462,1 Mio. m³/a (2017) auf 3.142,9 Mio. m³/a (2050) prognostiziert (Abbildung 7.29). Daraus ergibt sich für 2050 ein technisches Methangaspotential von 2.671,5 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 1.133,2 Mio. m³/a.

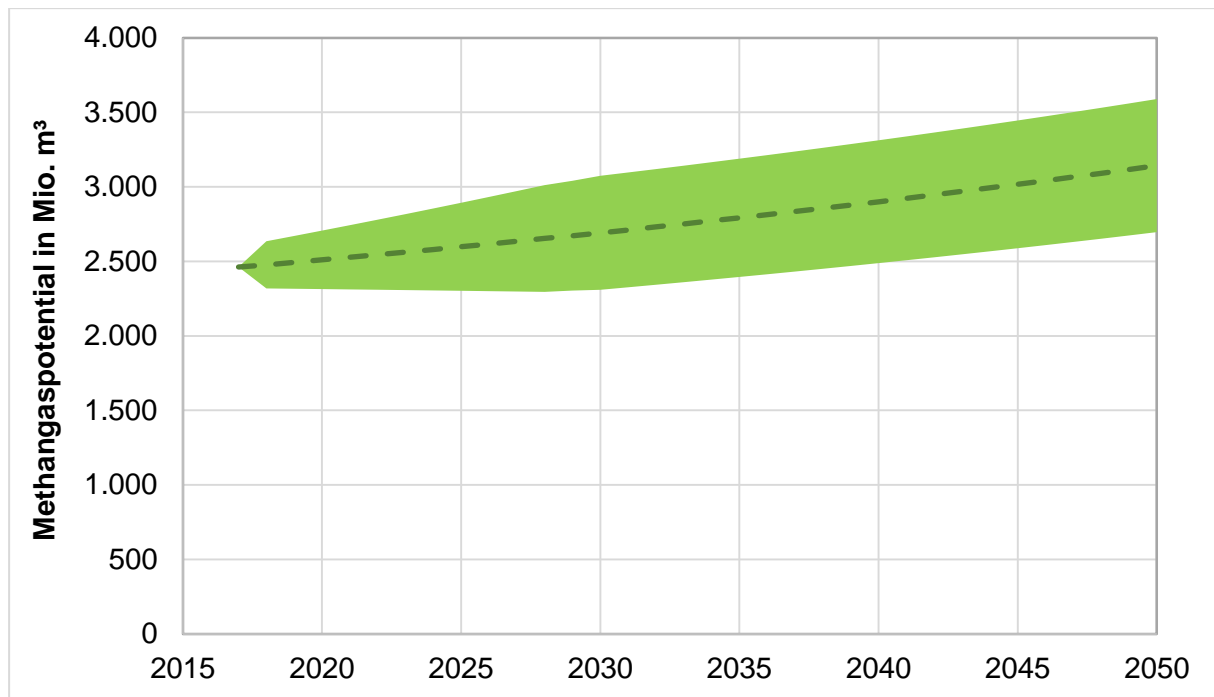


Abbildung 7.29: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Dauergrünland bis 2050

7.1.3.4 Exkrement (Gülle)

7.1.3.4.1 Rindergülle

Die anfallende Menge an Rindergülle steht im direkten Zusammenhang mit der Entwicklung der Rinderzahl. Da diese rückläufig ist, nimmt die Menge an Rindergülle und somit auch deren Methangaspotential ab. In Abbildung 7.30 ist das theoretische Methangaspotential aus Rindergülle bis 2050 dargestellt. Dabei wird aufgrund der sinkenden Rinderzahl von einem Rückgang des theoretischen Potentials auf etwa 1.715,6 Mio. m³/a bis 2050 ausgegangen. Daraus ergibt sich ein technisches wie auch wirtschaftliches Methangaspotential von 1.456,5 Mio. m³/a.

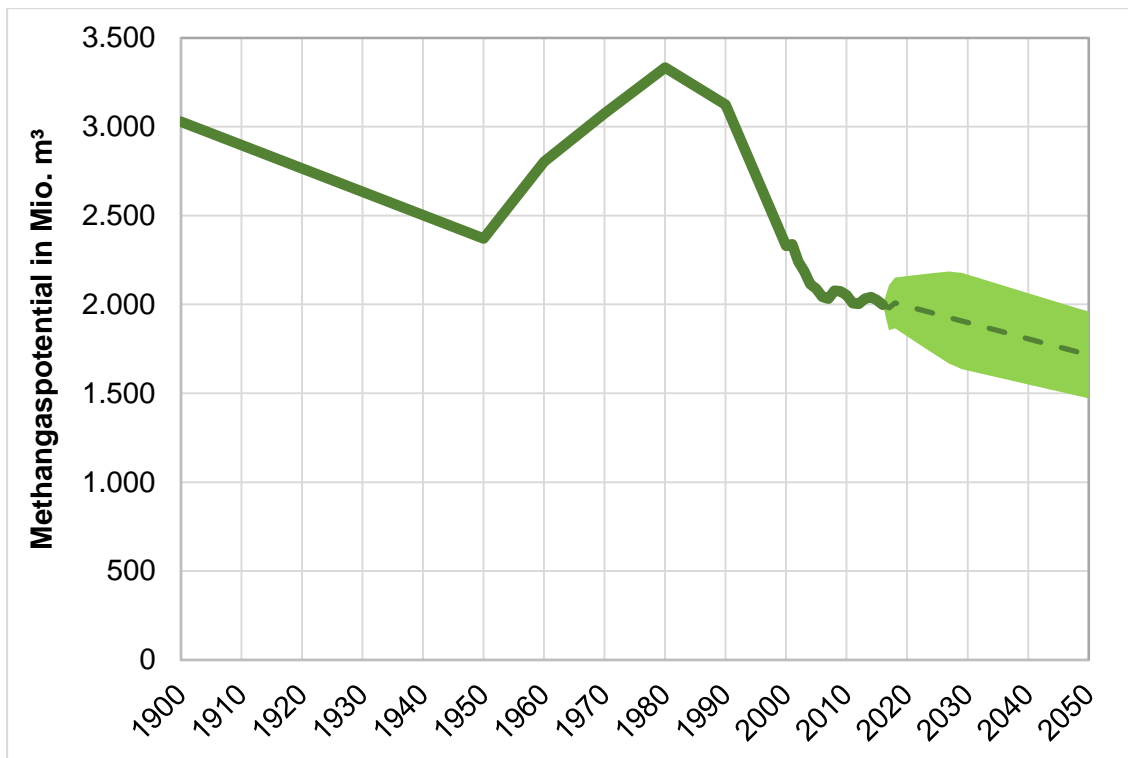


Abbildung 7.30: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Rindergülle bis 2050

7.1.3.4.2 Schweinegülle

Die Anzahl an Schweinen in Deutschland wird als leicht rückläufig prognostiziert. Dabei sinkt der Bestand von etwa 27 Mio. Tieren (2017) auf 25,86 Mio. Tiere (2050). Daraus folgt, dass ebenfalls das theoretische Methangaspotential bis 2050 leicht absinkt auf 509,9 Mio. m³/a (Abbildung 7.31). Somit resultiert daraus ein technisches wie auch wirtschaftliches Methangaspotential von 453,8 Mio. m³/a.

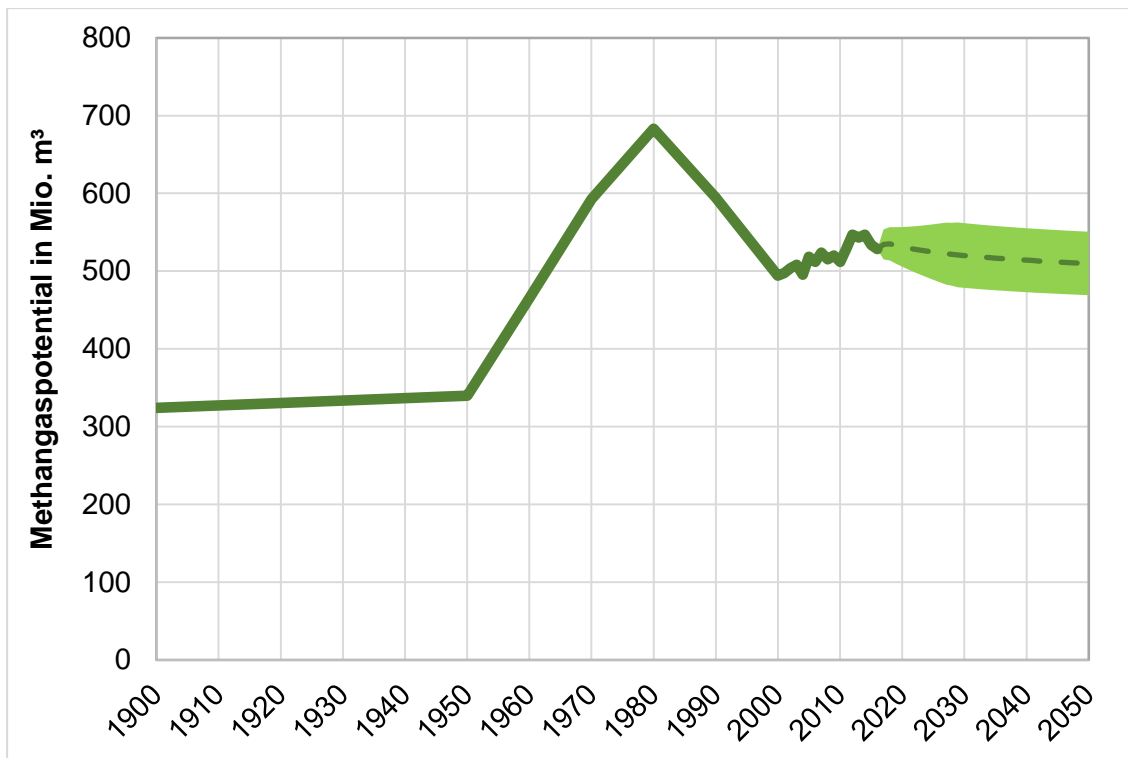


Abbildung 7.31: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Schweinegülle bis 2050

7.1.3.4.3 Geflügelgülle

Die Geflügelanzahl und somit die Menge an Geflügelgülle nimmt deutlich zu. Der Bestand erweitert sich dabei in Deutschland von ca. 150 Mio. (2015) auf knapp 200 Mio. Tiere (2050). Damit steigt auch das theoretische Methangaspotential von 79,3 Mio. m³/a (2017) auf 102,2 Mio. m³/a in 2050 an (Abbildung 7.32). Daraus ergibt sich ein technisches wie auch wirtschaftliches Methangaspotential von 92 Mio. m³/a.

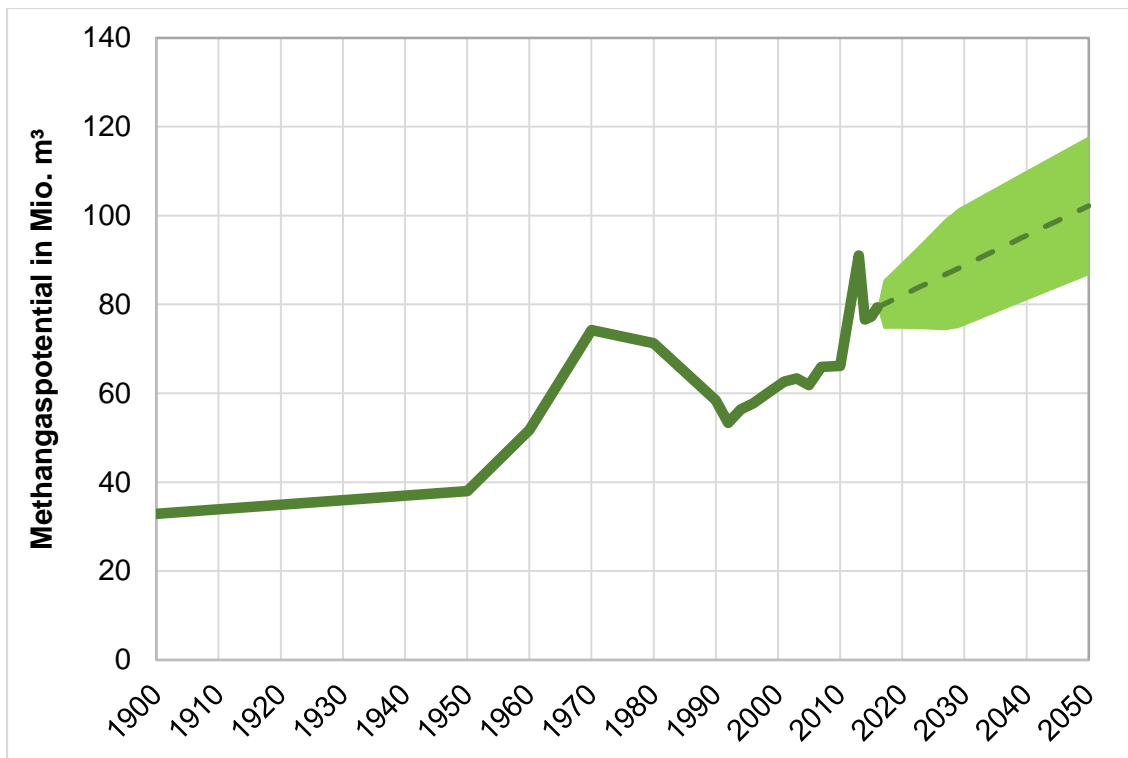


Abbildung 7.32: Prognose theoretisches Methangaspotential aus Geflügelgülle bis 2050

7.1.4 Gesamtprognose zur Biomethanerzeugung

Werden die Biomethanpotentiale miteinander verglichen fällt auf, dass diese bis 2050 tendenziell ansteigen (siehe Abbildung 7.33). Aktuell beträgt das theoretische Methangaspotential aus industriellen Reststoffen 3,4 Mrd. m³/a und wird für 2050 auf 3,6 Mrd. m³/a prognostiziert. Großen Einfluss haben dabei die steigenden Potentiale aus den Reststoffen der Biodiesel- und Rapsölproduktion. Daraus folgt für 2050 ein technisches Methangaspotential aus industriellen Reststoffen von 2,8 Mrd. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 1,3 Mrd. m³/a. Das aktuelle Methangaspotential aus kommunalen und gewerblichen Reststoffen beträgt 0,7 Mrd. m³/a und wird sich bis 2050 auf 0,8 Mrd. m³/a steigern. Dies liegt vor allem an den steigenden Potentialen aus den Substraten Grünschnitt wie auch Biotonne. Das technische wie auch wirtschaftliche Methangaspotential aus kommunalen und gewerblichen Reststoffen beläuft sich 2050 auf 0,7 Mrd. m³/a. Aus den Reststoffen der landwirtschaftlichen Produktion kann ein derzeitiges theoretisches Methangaspotential von 13,4 Mrd. m³/a ermittelt werden, welches sich bis 2050 auf 14,2 Mrd. m³/a steigert. Das technische Methangaspotential aus Reststoffen der landwirtschaftlichen Produktion beträgt 9,8 Mrd. m³/a im Jahr 2050 und das wirtschaftliche Methangaspotential liegt bei 8,8 Mrd. m³/a. Insgesamt beträgt das theoretische Methangaspotential aktuell 17,5 Mrd. m³/a. Dies steigt bis 2050 auf einen Wert von 18,6 Mrd. m³/a an. Daraus folgt ein technisches Methangaspotential von 14 Mrd. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 10,8 Mrd. m³/a. Vergleicht man die aktuell erzeugte Biogasmenge bereits mit dem aktuellen wirtschaftlichen Methangaspotential (siehe Abbildung 7.33) so wird ersichtlich, dass eine Steigerung um 2 Mrd. m³/a möglich ist und bis 2050 sogar noch weiter zunimmt.

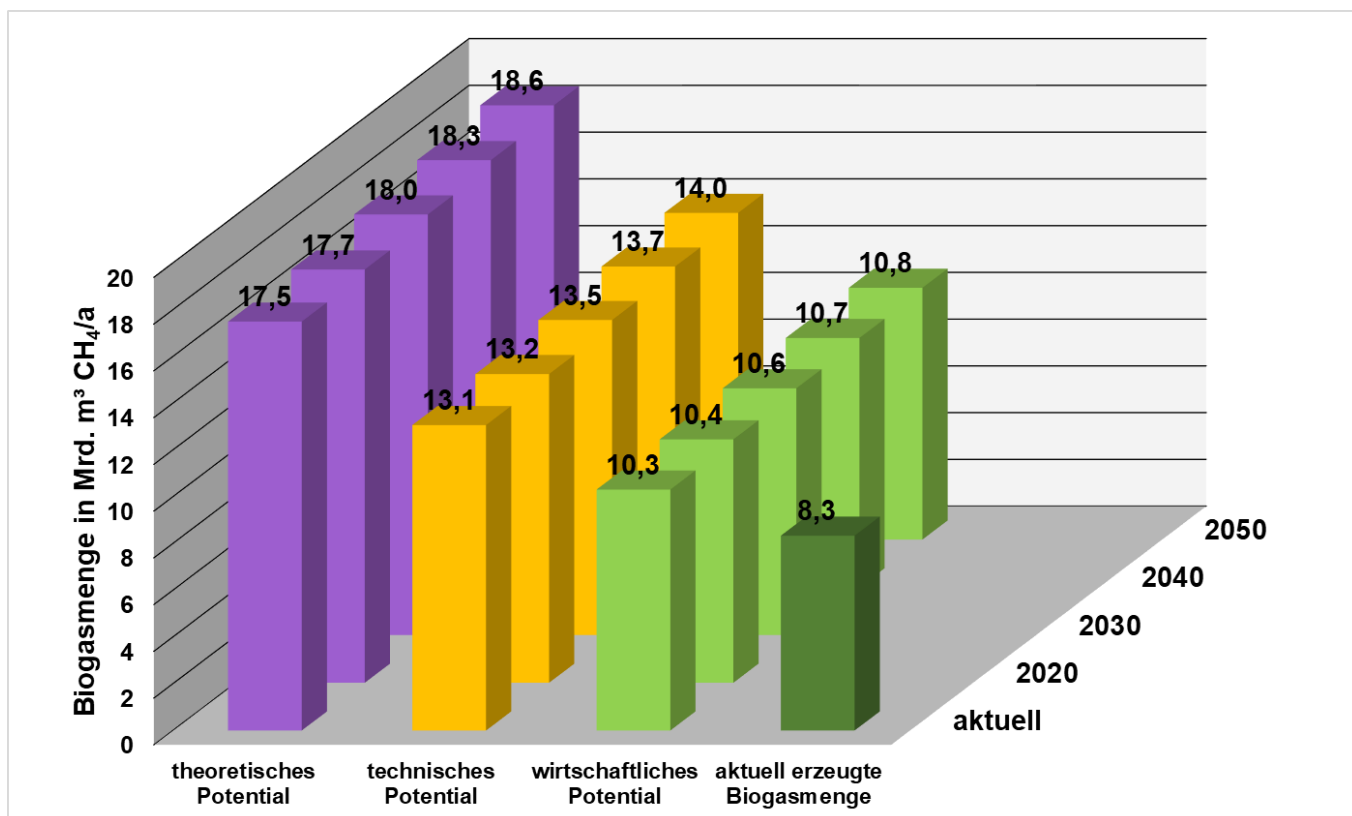


Abbildung 7.33: Darstellung des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Biomethan-gaspotentials bis 2050 im Vergleich zur aktuellen Biogasmenge

7.2 Prognose zum SNG Potential

7.2.1 Industrielle Reststoffe und Nebenprodukte

Im deutschen Industriesektor gibt es eine Vielfalt an holzartigen Reststoffen, die sich zur SNG-Erzeugung eignen. Im nachfolgenden wird auf die einzelnen Substrate eingegangen.

7.2.1.1 Sägeindustrie

Die Prognose der anfallenden Holzprodukte aus der Sägeindustrie wurde mit Hilfe der jährlichen Einschnittmengen von der FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V) erstellt. Im Jahr 2008 wurden in deutschen Sägewerken rund 19,2 Mio.- Kubikmeter Nadel- und Laubholz eingeschritten [205]. Dieses Volumen stieg im Mittel in den darauffolgenden Jahren bis 2017 auf circa 32,2 Mio. Kubikmeter Holz (bei Betrachtung von 92 % des in deutschen Sägewerken verarbeiteten Holzes, standortgenau) [145]. Bei der Prognose konnte der Wert aus dem Jahr 2017 als ein überdurchschnittlich hoher Wert identifiziert werden. Grund dafür waren Unwettererscheinungen infolge derer es zu einem höheren Angebot an zur verarbeitendem Holz kam.

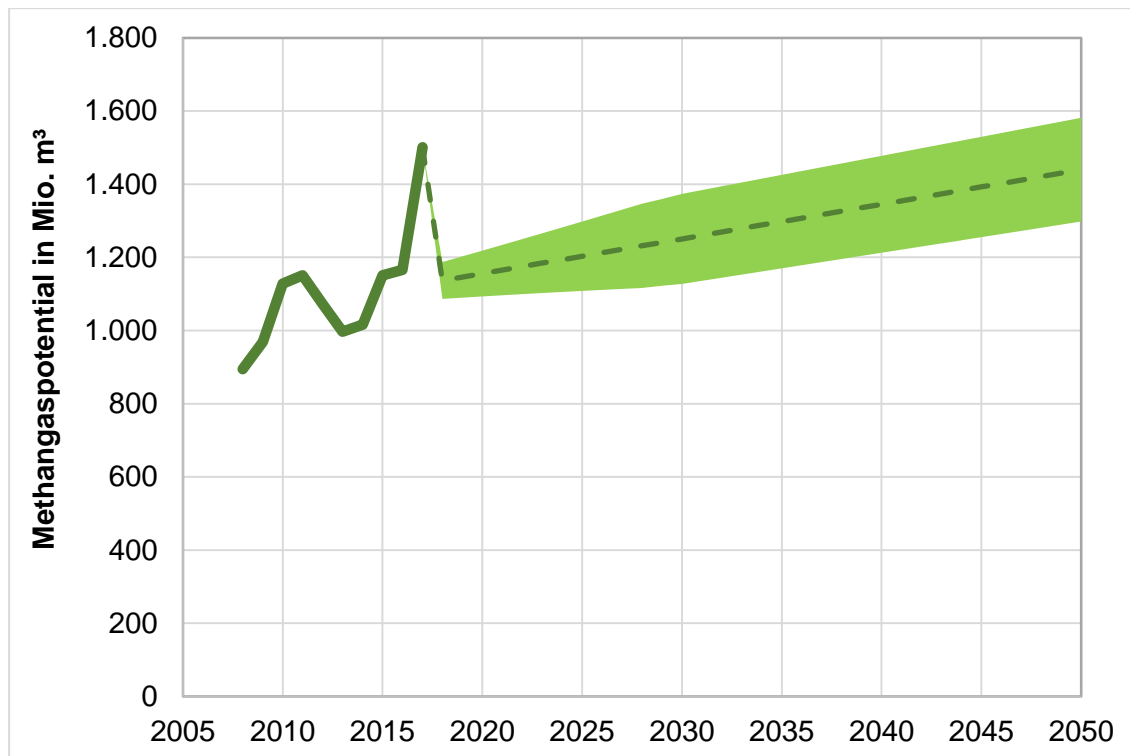


Abbildung 7.34: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Sägeindustrie bis 2050

Die dargestellte Prognose in Abbildung 7.34 zeigt das theoretische SNG-Methangaspotential aus Sägeresten, wobei dieses 2050 1.439,8 Mio. m³/a beträgt. Hieraus ergibt sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 1.325 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 331 Mio. m³/a.

7.2.1.2 Holzwerkstoffindustrie

Die Prognose der anfallenden Rückstände bei der Herstellung von Holzwerkstoffen (Holzprodukte und Baustoffe) wurde unter Verwendung der jährlichen Schnittmengen von der FNR erstellt [206]. Im Jahr 2008 wurden für die Produktion rund 14,4 Mio. m³ Holz verwendet. Dieses Volumen ging in den darauffolgenden Jahren bis 2016 auf circa 11,2 Mio. m³ Holz zurück [206].

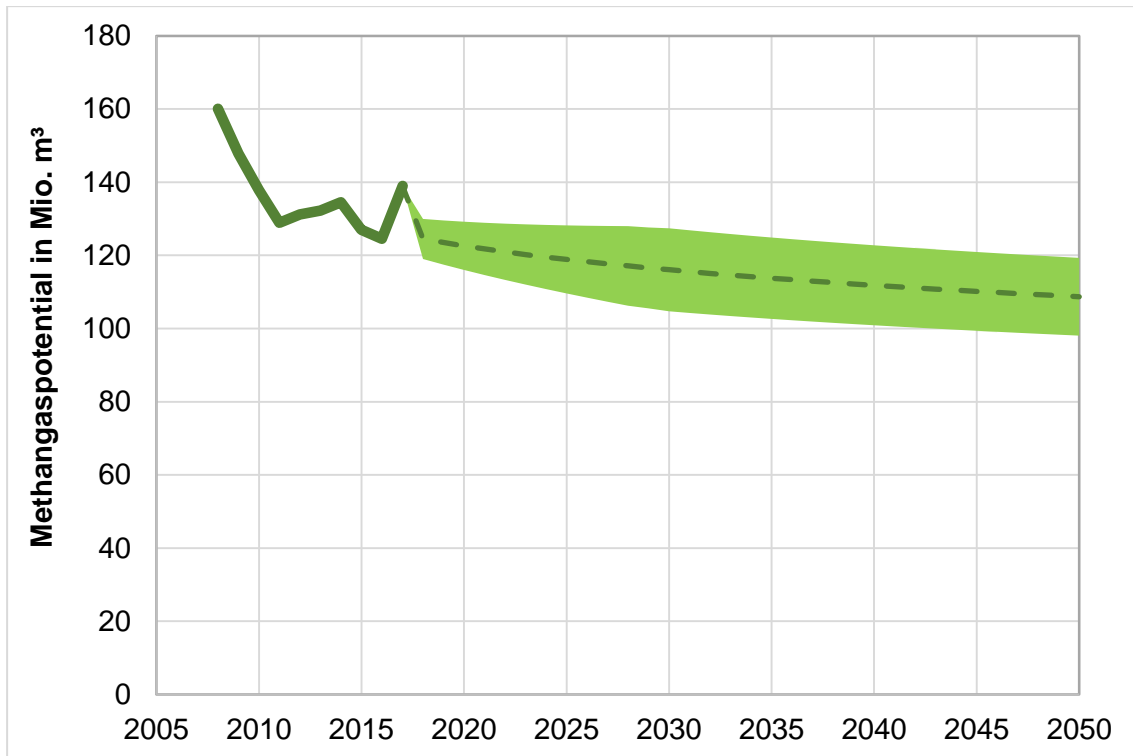


Abbildung 7.35: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Holzwerkstoffindustrie bis 2050

Die in Abbildung 7.35 dargestellte Prognose führt 2050 zu einem theoretischen SNG-Methangaspotential von 108,7 Mio. m³/a, woraus sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 100 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 25 Mio. m³/a ergibt.

7.2.1.3 Möbelindustrie

Die Prognose für anfallende holzartige Rückstände, die bei der Produktion von Möbeln entstehen, wurde über den jährlichen kumulierten Umsatz der Möbelindustrie anhand der Daten von statista angefertigt [207]. Dabei wird von einem direkten Zusammenhang zwischen Umsatz und Produktion ausgegangen. Im Jahr 2017 lag der Umsatz der deutschen Möbelindustrie bei rund 19,7 Mrd. €. Bis 2050 wird der prognostizierte Umsatz auf 17,5 Mrd. € zurückgehen.

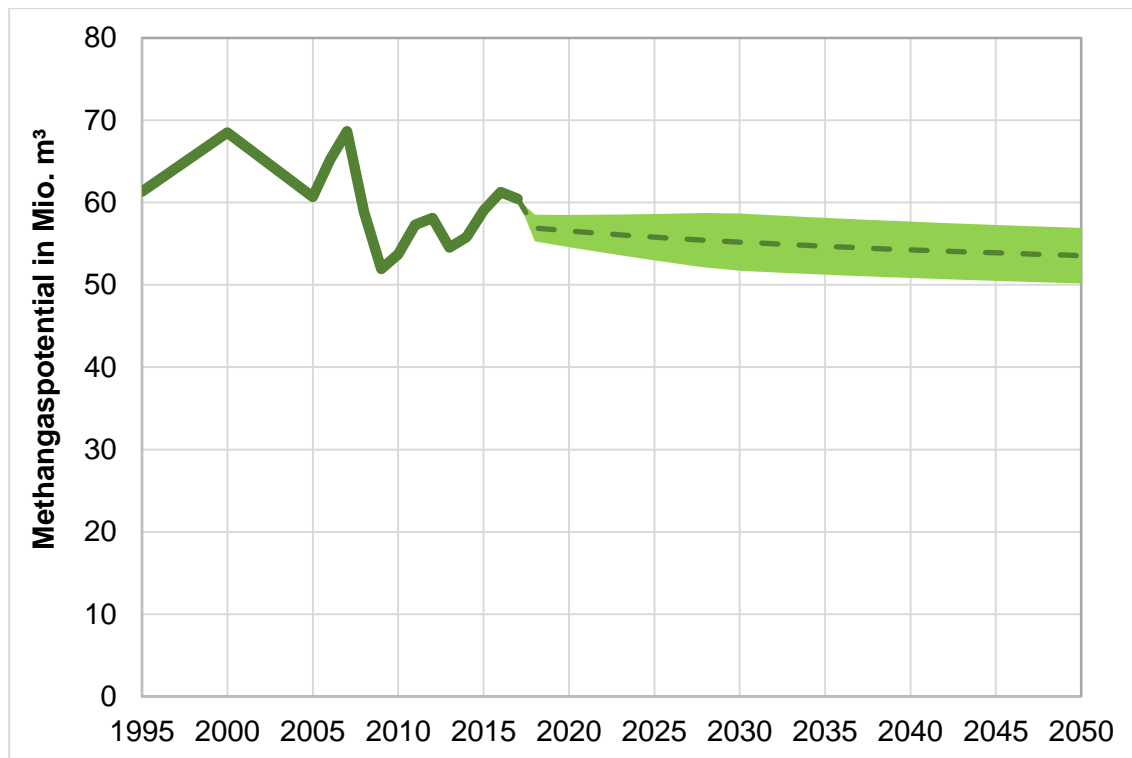


Abbildung 7.36: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Möbelindustrie bis 2050

Die Prognose des theoretischen SNG-Methangaspotentials aus Reststoffen der deutschen Möbelindustrie zeigt, wie in Abbildung 7.36 zu sehen ist, einen leicht degressiven Verlauf. Durch die Annahme, dass sich die Nachfrage an neuen Möbeln nicht signifikant ändern wird liegt das theoretische SNG-Methangaspotential aus der Möbelindustrie 2050 bei 53,5 Mio. m³/a. Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 51 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 22 Mio. m³/a.

7.2.1.4 Papierindustrie

Bei der Produktion von Papier fällt Schwarzlauge an. Das Volumen dieses Reststoffes wurde über die Produktionsmenge von Papier, Karton und Pappe der deutschen Zellstoff- und Papierindustrie in den Jahren 2007 bis 2017 prognostiziert. Die Daten der jährlichen Produktionsmengen werden dabei von statista [208] übernommen.

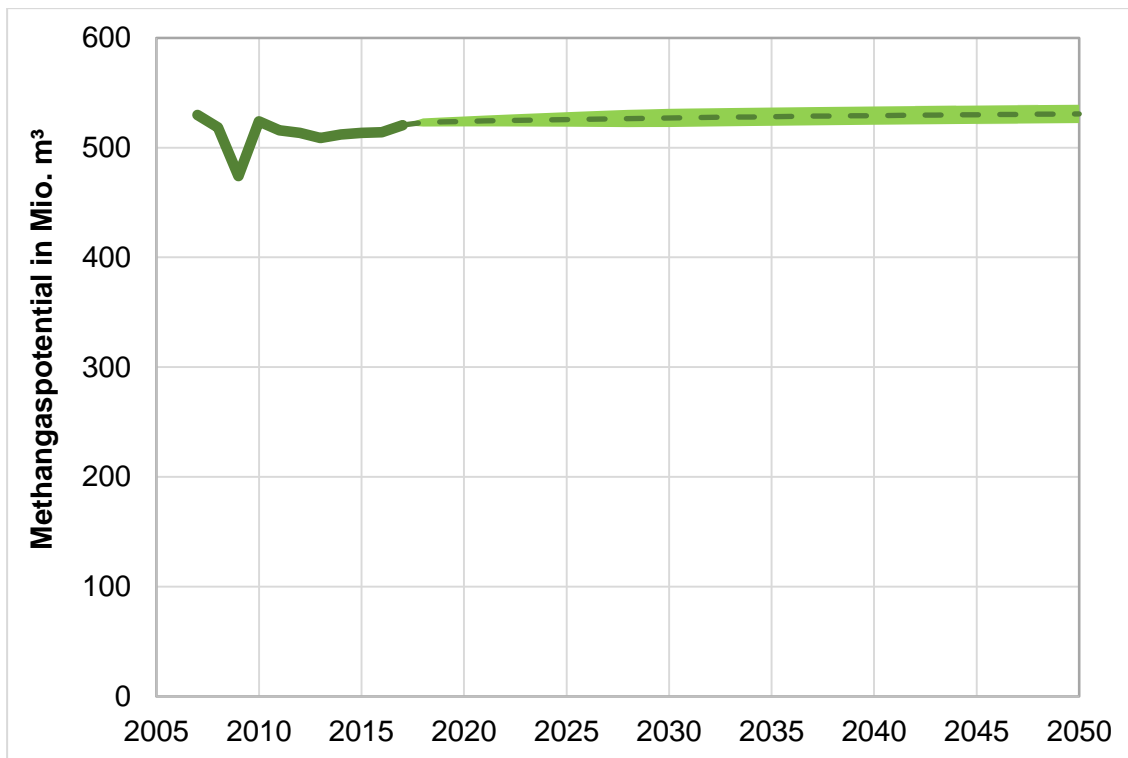


Abbildung 7.37: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Papierindustrie bis 2050

Abbildung 7.37 zeigt, dass für das theoretische SNG-Methangaspotential aus der deutschen Papierindustrie sich ein nahezu konstanter Verlauf ergibt. Das kann darin begründet werden, dass der Ressourcenkreislauf von Papier nahezu geschlossen ist und somit keine großen Steigerungen in den Produktionsmengen zu erwarten sind. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus der Papierindustrie liegt 2050 bei 530,7 Mio. m³/a. Hieraus ergibt sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 504 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 169 Mio. m³/a.

7.2.1.5 Holzverpackungsindustrie

Zur Erstellung der Prognose für die Holzverpackungsindustrie konnte keine belegbare Datenlage recherchiert werden. Die Streuung des Potentials wurde gleich dem der Papierindustrie gewählt, da sich dort die größten Gemeinsamkeiten finden lassen. Bis 2050 bleibt das theoretische SNG-Methangaspotential konstant bei 51,5 Mio. m³/a.

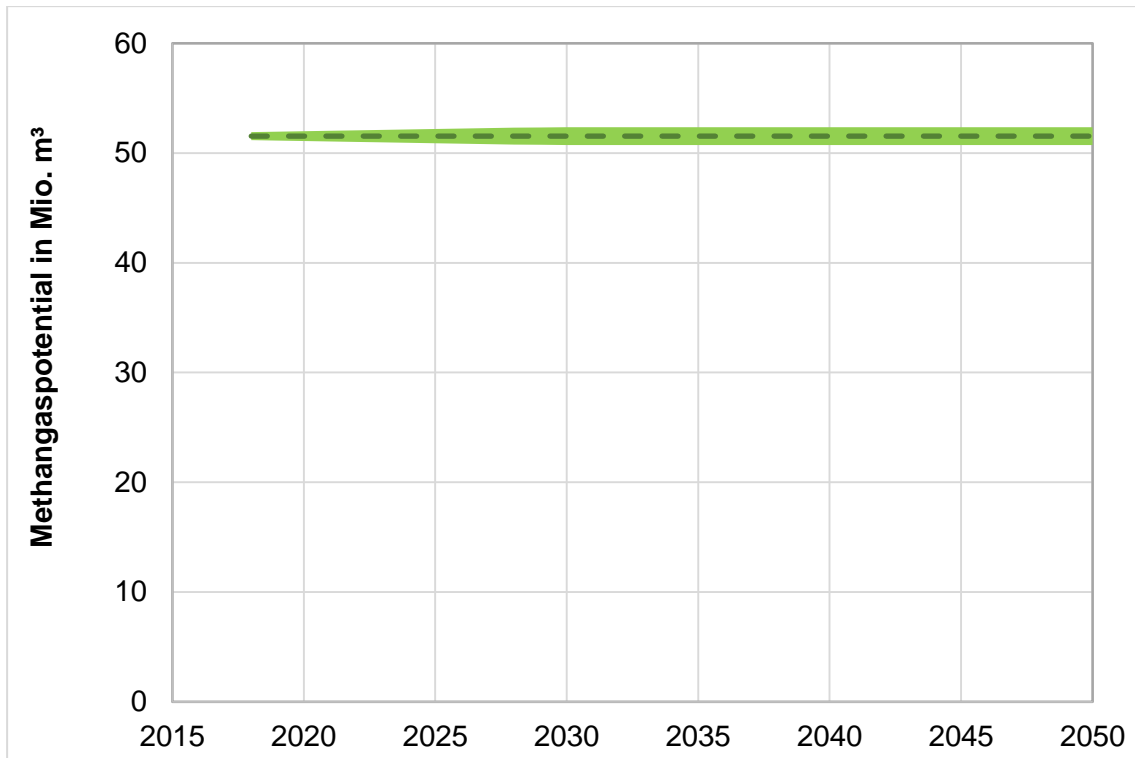


Abbildung 7.38: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Holzverpackungsindustrie bis 2050

7.2.1.6 Brettschichtholzindustrie

Eine Prognose für die Brettschichtholzindustrie ist schwierig, da weder Produktionszahlen der vergangenen Jahrzehnte noch Prognosen Dritter vorlagen. Aus diesem Grunde wurde das Potential konstant belassen, so dass für 2050 ein theoretisches SNG-Methangaspotential von 10,4 Mio. m³/a ergibt (Abbildung 7.39). Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 10 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 7 Mio. m³/a.

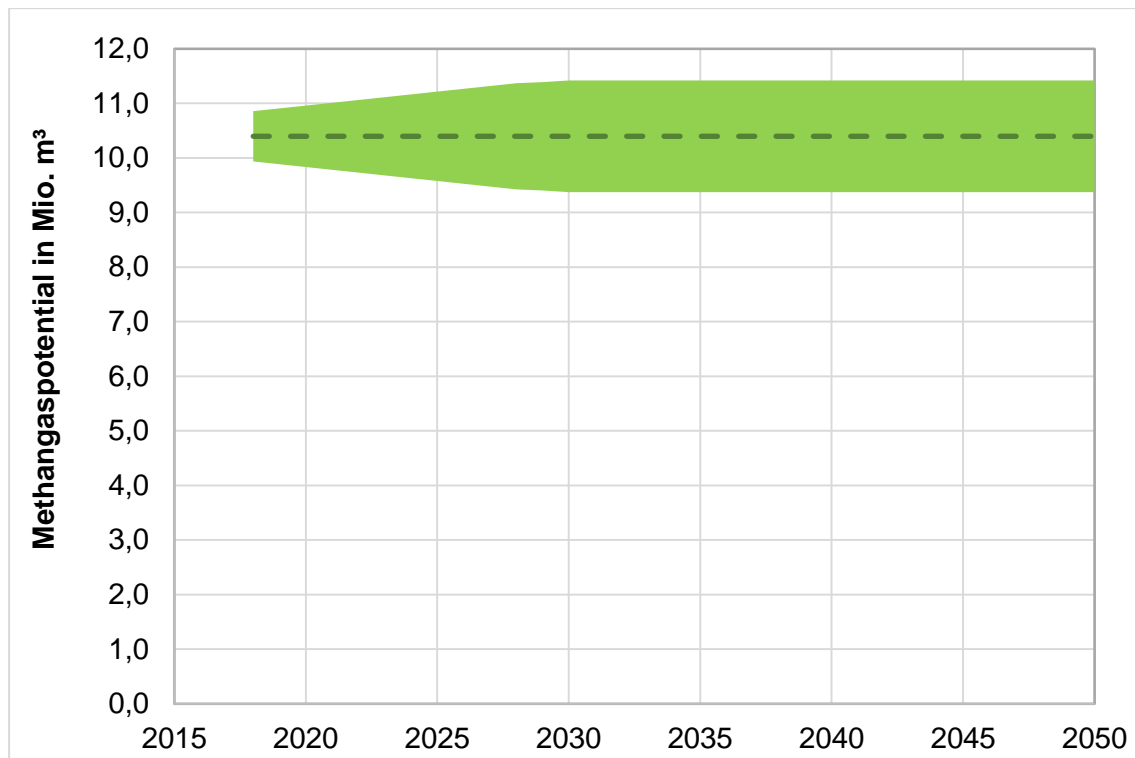


Abbildung 7.39: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus der Brettschichtholzindustrie bis 2050

7.2.2 Gewerbliche Reststoffe

Bei der Prognose der SNG-Potentiale von Tischlereien und Zimmereien wurde auf die jeweilige Entwicklungen des Berufsstandes von statista zurückgegriffen.

7.2.2.1 Tischlereigewerbe

Zwischen 2000 und 2017 legten rund 12 % der deutschen Tischlerbetriebe ihr Handwerk nieder [209]. Dieser Trend wird in den kommenden Jahren nicht aufzuhalten sein, weshalb sich auf Basis dieser Daten zu einer degressiven Prognose der Tischler bis 2050 entschlossen wurde. Somit werden 2050 nur noch rund 30.500 Betriebe in Deutschland dem Tischlerhandwerk nachgehen. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus dem Tischlereigewerbe liegt 2050 bei 249,2 Mio. m³/a. (Abbildung 7.40). Daraus ergibt sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 237 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 45 Mio. m³/a.

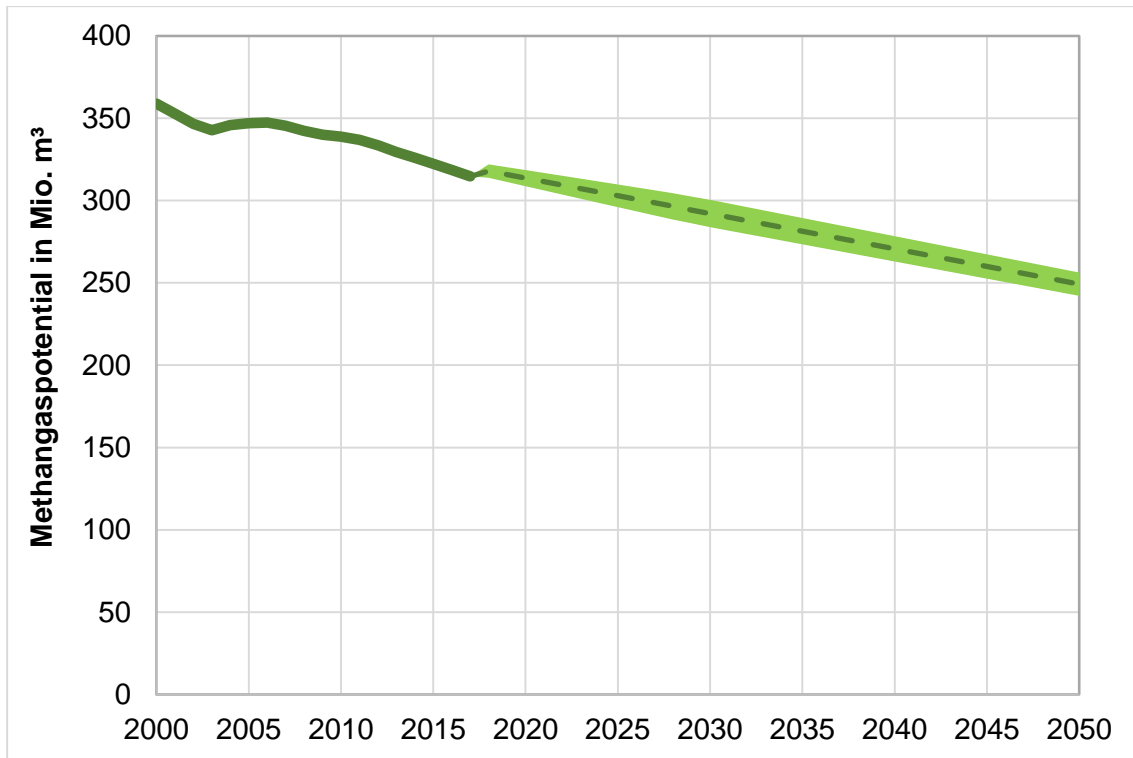


Abbildung 7.40: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus dem Tischlereigewerbe bis 2050

7.2.2.2 Zimmereigewerbe

Im Vergleich zum Tischlerhandwerk legte die Anzahl der Betriebe des Zimmerhandwerks zu. Zwischen 2012 und 2017 eröffneten rund 6 % neue Zimmererbetriebe ihr Handwerk [210]. Dieser Trend wird auch in den kommenden Jahren prognostiziert. Somit werden 2050 rund 54.600 Betriebe in Deutschland dem Zimmerhandwerk nachgehen. Das theoretische SNG-Methangaspotential in 2050 liegt bei 171,5 Mio. m³/a, woraus ein technisches SNG-Methangaspotential von 163 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 94 Mio. m³/a resultieren.

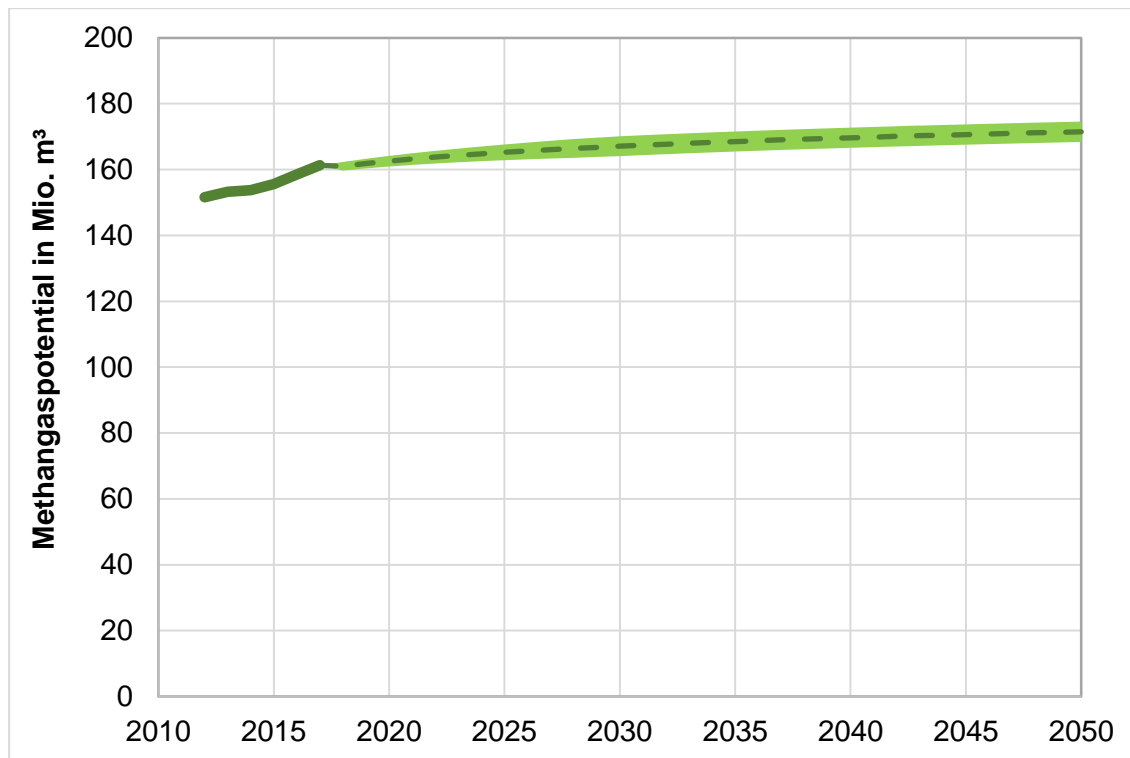


Abbildung 7.41: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus dem Zimmereigewerbe bis 2050

7.2.3 Kommunale Abfälle und Gehölzpflege

7.2.3.1 Holzartige Grünabfälle

Die anfallende Menge an holzartigen Grünabfällen aus der kommunalen Landschaftspflege wurde anhand der Daten der Jahre 2005 bis 2016 prognostiziert [211]. Die jährlich erhobenen Daten bieten hierzu eine sehr gute Möglichkeit. Für die Auswertung wurden, wie auch bei der Potentialbestimmung Status quo, rund 70 % der Grünabfälle als technisch, zur SNG-Erzeugung möglich, eingestuft. Abbildung 7.42 zeigt das ansteigende theoretische SNG-Methangaspotential aus den kommunalen Grünabfällen. Der Anstieg lässt sich mit einer gründlicheren Pflege und einer gesteigerten Sammelquote begründen. Das theoretische SNG-Methangaspotential liegt somit 2050 bei 554,9 Mio. m³/a und führt zu einer technischen SNG-Methangaspotential von 510 Mio. m³/a. Das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential beträgt 128 Mio. m³/a.

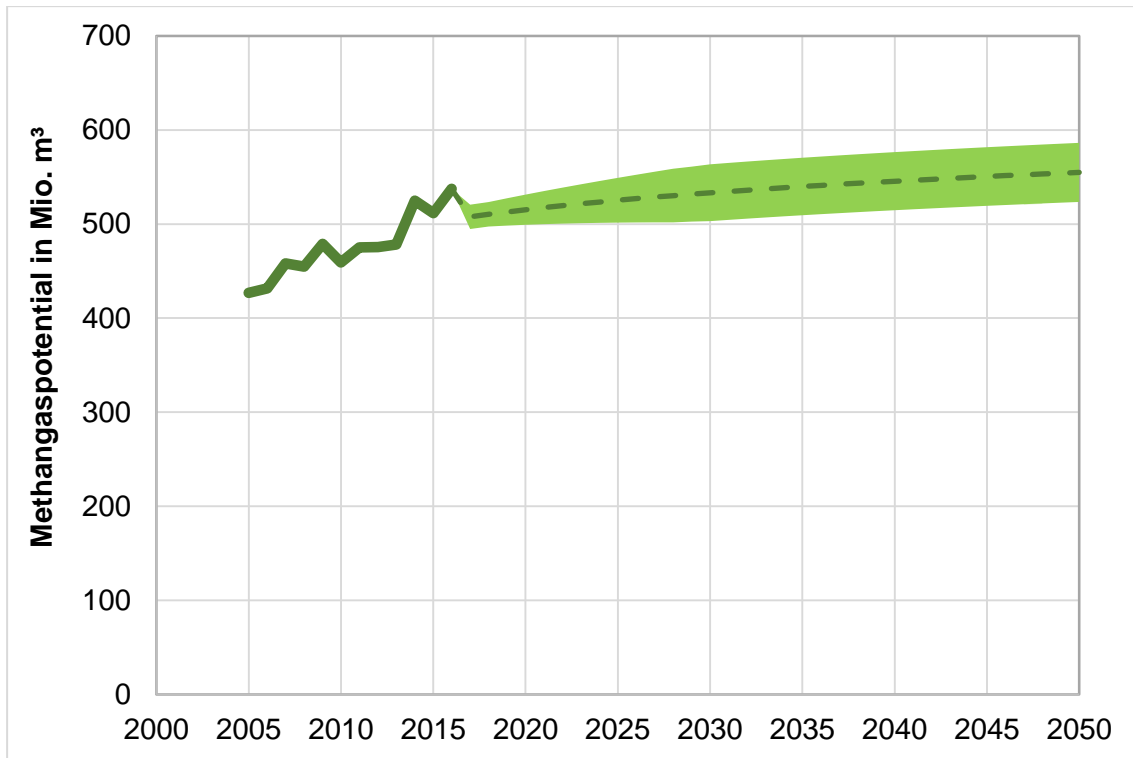


Abbildung 7.42: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus holzartigen Grünabfällen bis 2050

7.2.3.2 Altholz

Die Datenlage zur Erstellung einer individuellen Prognose für das Altholzpotalential konnte auf Grund der Datenlage nicht realisiert werden. Somit wurde die Streuung der Papierindustrie auf einen linear gleichbleibenden Verlauf projiziert Das theoretische SNG-Methangaspotential von Altholz liegt 2050 bei 1.316 Mio. m³/a (Abbildung 7.43). Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 1.072 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 715 Mio. m³/a.

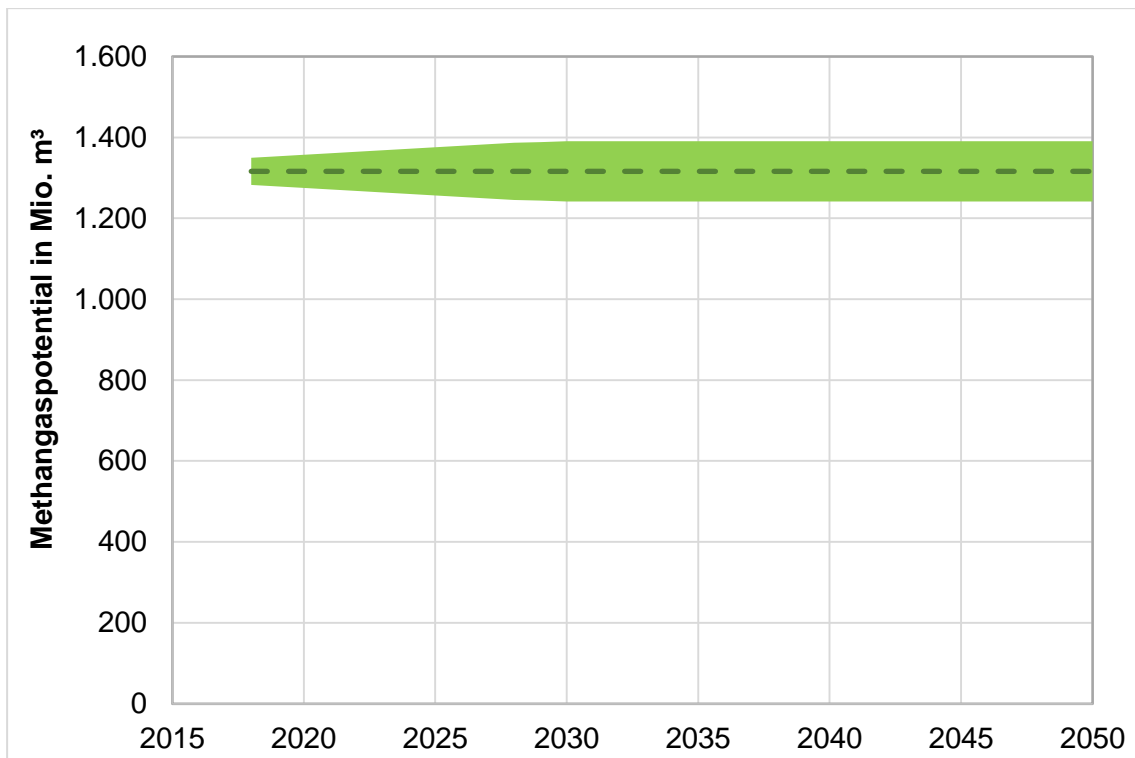


Abbildung 7.43: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Altholz bis 2050

7.2.3.3 Straßenbegleitholz

Der leichte Ausbau an Straßen hat weder einen signifikanten Einfluss auf das Biogaspotential des Straßenbegleitgrüns noch auf das Biomassepotentials von Straßenbegleitholz. In Abbildung 7.44 ist das theoretische SNG-Methangaspotential aus Straßenbegleitholz dargestellt. 2050 beträgt dies 67,3 Mio. m³/a, woraus sich ein technisches sowie wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 40 Mio. m³/a ergibt.

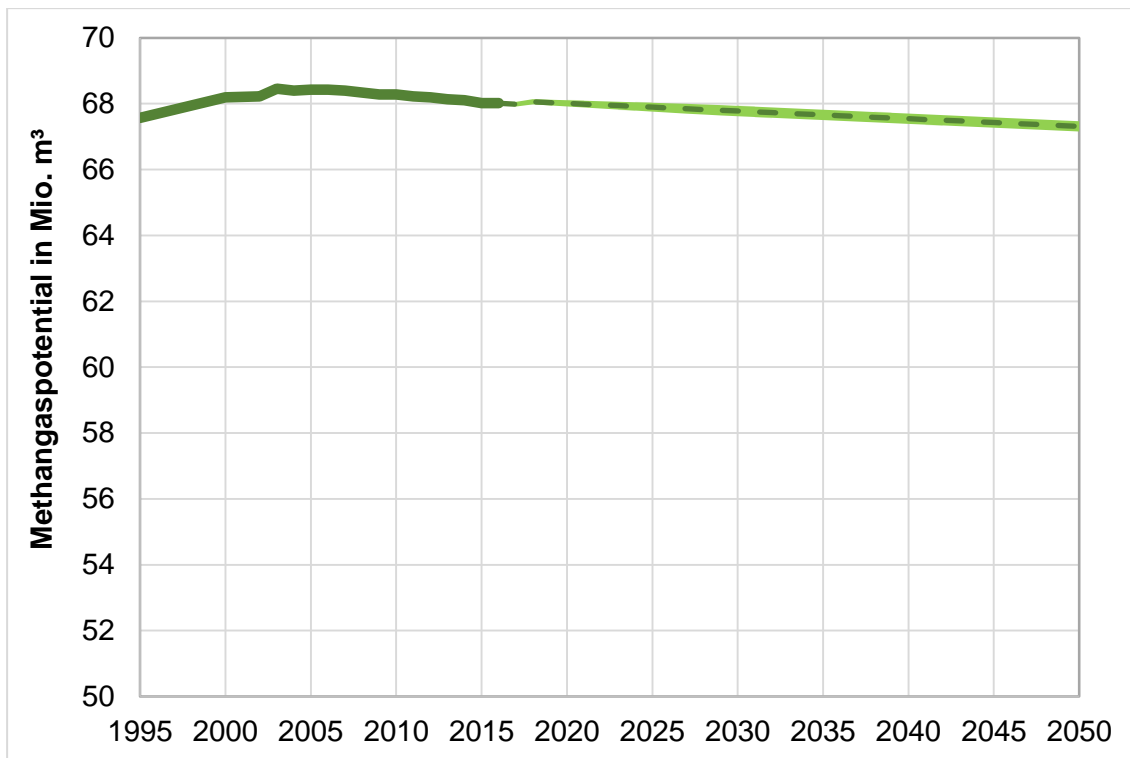


Abbildung 7.44: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Straßenbegleitholz bis 2050

7.2.3.4 Gehölze in der freien Landschaft

Die Erstellung der Prognose für das Potential aus Gehölzen der freien Landschaft, wurde unter der Annahme erstellt, dass diese Flächen dem natürlichen Kreislauf überlassen werden. Es findet keine zusätzliche Bepflanzung oder Entnahme, sondern nur eine Pflege statt. Damit lässt sich das Potential bis 2050 als konstant betrachten (siehe Abbildung 7.45). Das theoretische SNG-Methangaspotential für Gehölze aus der freien Landschaft im Jahr 2050 beträgt 318 Mio. m³/a. Hieraus ergibt sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 183 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 125 Mio. m³/a.

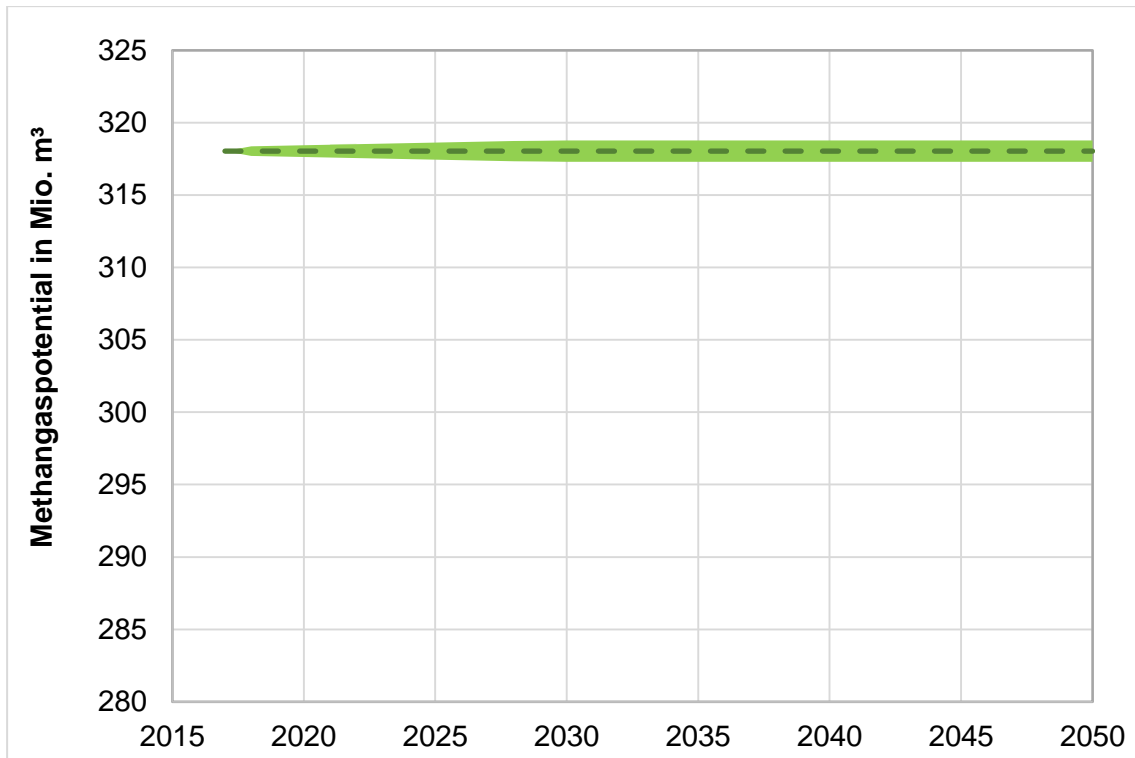


Abbildung 7.45: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Gehölzen der freien Landschaft bis 2050

7.2.4 Land- und Forstwirtschaftliche Landpflege und Energiepflanzen

7.2.4.1 Waldholz

Zur Abschätzung des Aufkommens von energetisch genutztem Waldholz, wurden die Daten zur Entwicklung des Holzeinschlags in Deutschland in den Jahren von 1998 bis 2016 (in 1.000 m³ ohne Rinde) genutzt [212]. Ausgehend von der Annahme, dass sich die Anteile der energetischen Nutzung nicht ändern, bietet diese Datenlage eine gute Basis für die Prognose. Auffallend ist, dass neben großen Schwankungen in den Jahren 2002 bis 2010, sich in den letzten Jahren der Holzeinschlag deutlich stabilisiert hat. Das hängt damit zusammen, dass das ökologische Denken in der Forstwirtschaft zugenommen hat.

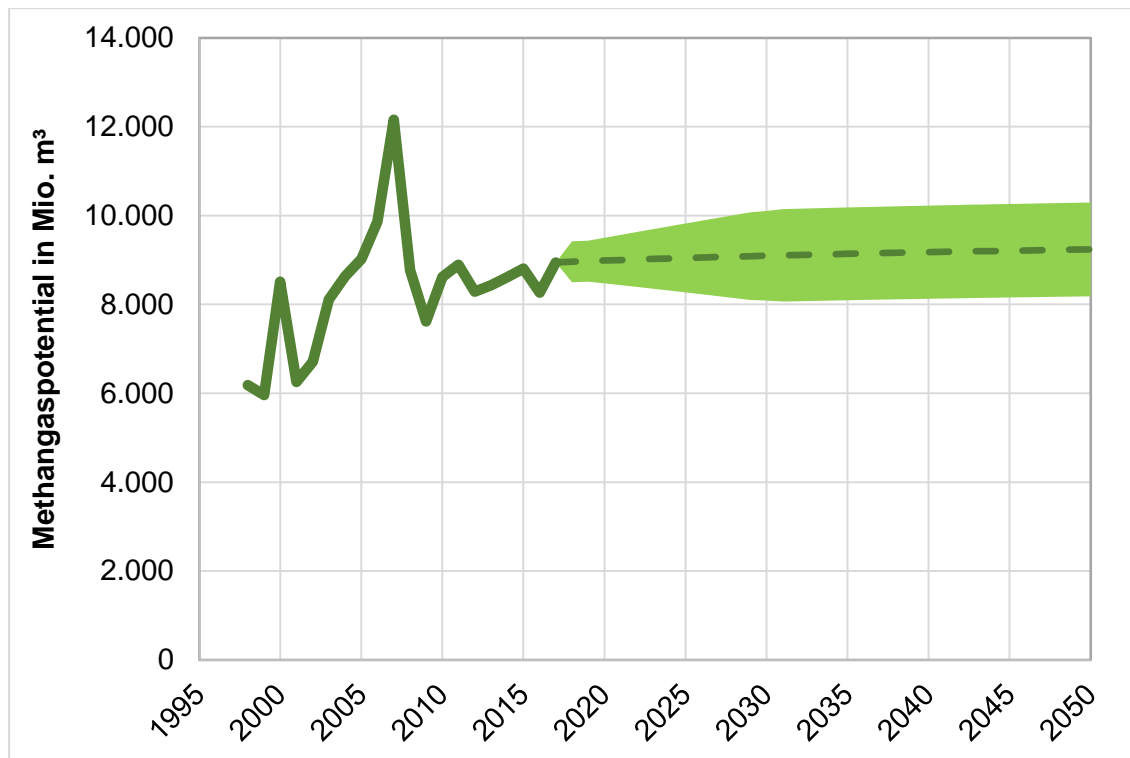


Abbildung 7.46: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Waldholz bis 2050

Die erstellte Prognose in Abbildung 7.46 zeigt einen leicht steigenden Verlauf bis 2050. Ausgehend von den früheren Werten wurde angenommen, dass sich der Holzeinschlag auf ein konstantes Niveau angleichen wird. Durch eine gute und stabile Aufforstung der deutschen Wälder ist somit eine gleichmäßige Abholzung möglich und ökologisch. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus Waldholz beträgt im Jahr 2050 9.238,7 Mio. m³/a, woraus ein technisches SNG-Methangaspotential von 8.777 Mio. m³/a resultiert. Das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential beträgt 5.142 Mio. m³/a.

7.2.4.2 Stroh

Zur Erstellung der Prognose von energetisch potentiell nutzbarem Stroh wurden die Erntemengen der Jahre 2011, 2012, 2016 sowie 2017 aus der von destatis veröffentlichten Erntestatistik verwendet [213]. Durch die geringe Datenbasis sind größere Abweichungen in der Prognose feststellbar. Das gesamte Strohpotential setzt sich aus den Feldfrüchten Weizen, Roggen, Gerste, Triticale und Hafer zusammen. Dabei orientiert sich das Gesamtpotential stark an der Erntemenge von Weizen, da hier die mengenmäßig größten Potentiale vorhanden sind. Die Abbildung 7.47 zeigt, dass von einem steigenden Strohpotential bis 2050 ausgegangen werden kann. Die Gründe dafür liegen in der intensiveren Landwirtschaft und höheren Ernteerträgen der einzelnen Feldfrüchte. Bis 2050 steigt das theoretische SNG-Methangaspotential von Stroh auf 8.440 Mio. m³/a. Hieraus ergibt sich ein technisches SNG-Methangaspotential von 5.909 Mio. m³/a sowie ein wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 2.955 Mio. m³/a.

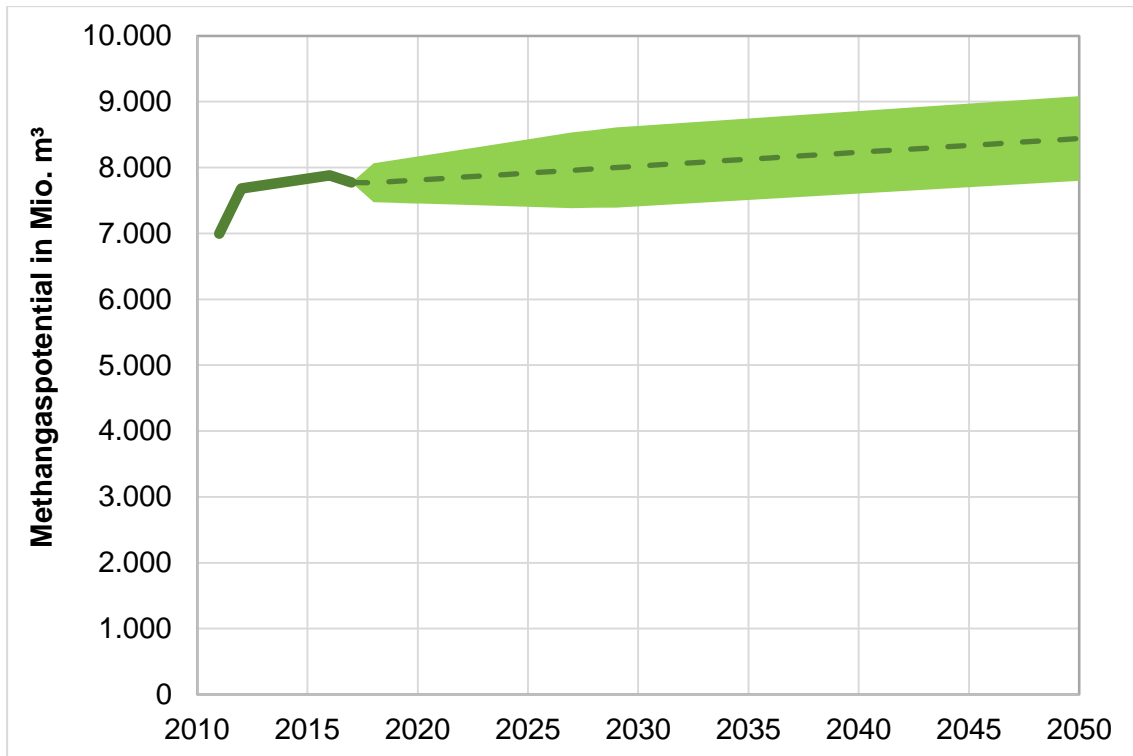


Abbildung 7.47: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Stroh bis 2050

7.2.4.3 Kurzumtriebsplantagen

Die Prognose für die Kurzumtriebsplantagen (KUP) war, neben anderen Substraten, auf Grund der geringen Datenlage schwer durchführbar. Für diese Art der landwirtschaftlichen Nutzung gibt es wenige bis keine Daten. Das Potential der KUP in Deutschland ist jedoch noch nicht annähernd ausgeschöpft, nur ist die Bereitschaft bei vielen Landwirten noch nicht vorhanden bzw. wirtschaftlich durchführbar. Solange diese Probleme und Vorurteile bestehen, kann keine stimmige Prognose erstellt werden, weshalb in dieser Studie das Potential vorerst als konstant und auf (sehr) niedrigem Niveau angesehen wird. Die Autoren sind sich jedoch einig, dass es in diesem Bereich durchaus noch sehr große Potentiale nach oben geben kann. In Abbildung 7.48 ist die Prognose des theoretischen SNG-Methangaspotentials von Kurzumtriebsplantagen bis 2050 dargestellt. Dieses beträgt 2050 21,6 Mio. m³/a, woraus sich ein technisches sowie wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 21 Mio. m³/a ergibt.

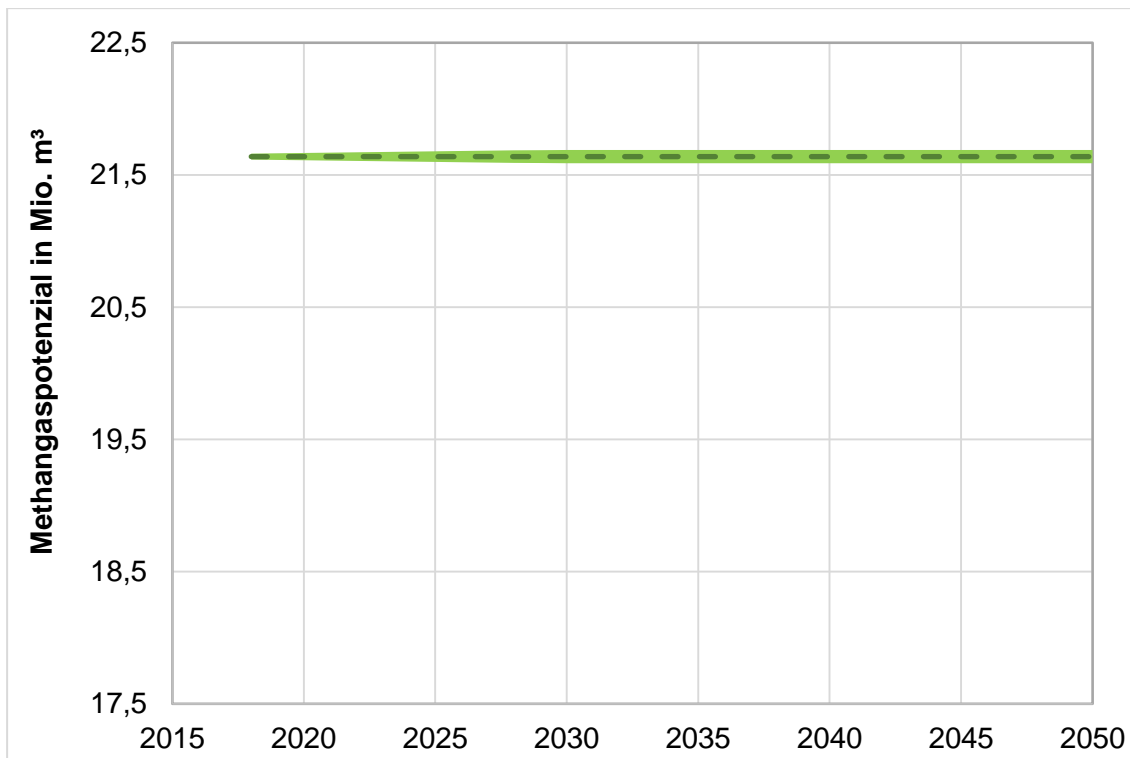


Abbildung 7.48: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Kurzumtriebsplantagen bis 2050

7.2.4.4 Baumschnitt aus Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen

Zur Prognose des Potentials aus Obstplantagen, Streuobstwiesen und Rebflächen wurde die landwirtschaftliche Fläche, auf dem die Nutzung erfolgt, herangezogen [214]. In den letzten Jahren wurde demnach auf einer nahezu konstanten Fläche angebaut. Da sich in Deutschland nicht viele zusätzliche Flächen für den Weinanbau bzw. für einen kommerziellen Obstanbau eignen, wird von einem annähernd konstanten Verlauf ausgegangen.

Wie in Abbildung 7.49 dargestellt wird das theoretische SNG-Methangaspotential für 2050 mit 77,5 Mio. m³/a prognostiziert. Daraus ergibt sich ein technisches und wirtschaftliches SNG-Methangaspotential von 74 Mio. m³/a.

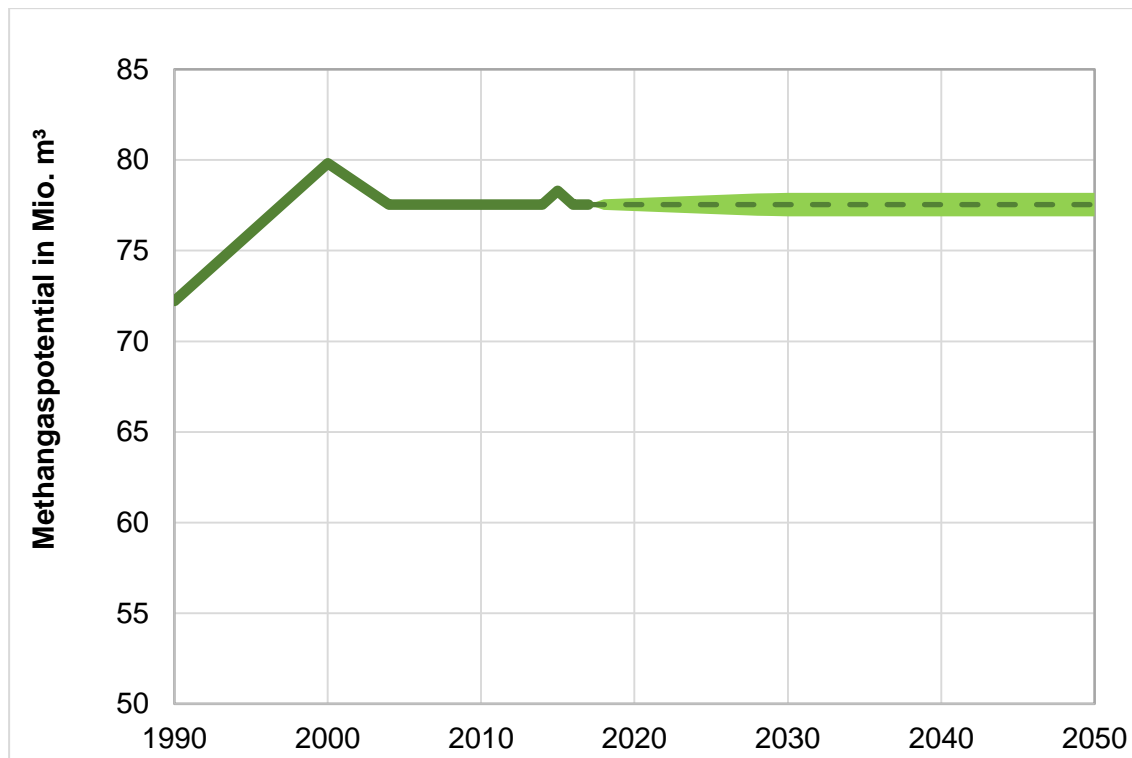


Abbildung 7.49: Prognose theoretisches SNG-Methangaspotential aus Obstplantagen und Rebflächen bis 2050

7.2.5 Gesamtprognose zum SNG-Potential aus holzartiger Biomasse

Für das SNG-Methangaspotential aus holzartiger Biomasse wird, wie bereits in Kapitel 7.1.4, eine Steigerung der Potentiale prognostiziert (siehe Abbildung 7.50), wobei dies nicht auf alle Bereiche zutrifft. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus industriellen Reststoffen beträgt aktuell 2,3 Mrd. m³/a und sinkt bis 2050 auf 2,2 Mrd. m³/a. Den größten Einfluss hat hierbei die Sägeindustrie. Das technische SNG-Methangaspotential liegt 2050 bei 2,0 Mrd. m³/a und das wirtschaftliche Methangaspotential bei 0,6 Mrd. m³/a. Das SNG-Methangaspotential aus gewerblichen Reststoffen geht ebenfalls bis 2050 von zurzeit 476 Mio. m³/a auf 420,7 Mio. m³/a zurück. Dies liegt an dem weiterhin prognostizierten Rückgang an Tischlerei-Unternehmen. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus kommunalen Reststoffen beträgt aktuell 2,2 Mrd. m³/a und steigt aufgrund eines steigenden Potentials aus holzartigen Grünabfällen bis 2050 auf 2,3 Mrd. m³/a an. Das technische SNG-Methangaspotential aus kommunalen Reststoffen liegt 2050 bei 1,8 Mrd. m³/a und das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential bei 1 Mrd. m³/a. Das theoretische SNG-Methangaspotential aus landwirtschaftlichen Reststoffen liegt aktuell bei 16,8 Mrd. m³/a und wird bis 2050 auf 17,8 Mrd. m³/a aufgrund von steigenden Potentialen der Substrate Waldholz und Stroh ansteigen. Das technische SNG-Methangaspotential beträgt 2050 14,8 Mrd. m³/a und das wirtschaftliche SNG-Methangaspotential 8,2 Mrd. m³/a. Insgesamt steigt das SNG-Methangaspotential von zurzeit 21,8 Mrd. m³/a auf 22,7 Mrd. m³/a im Jahr 2050. Daraus resultiert ein technisches SNG-Methangaspotential von 19 Mrd. m³/a sowie ein wirtschaftliches Methangaspotential von 9,9 Mrd. m³/a.

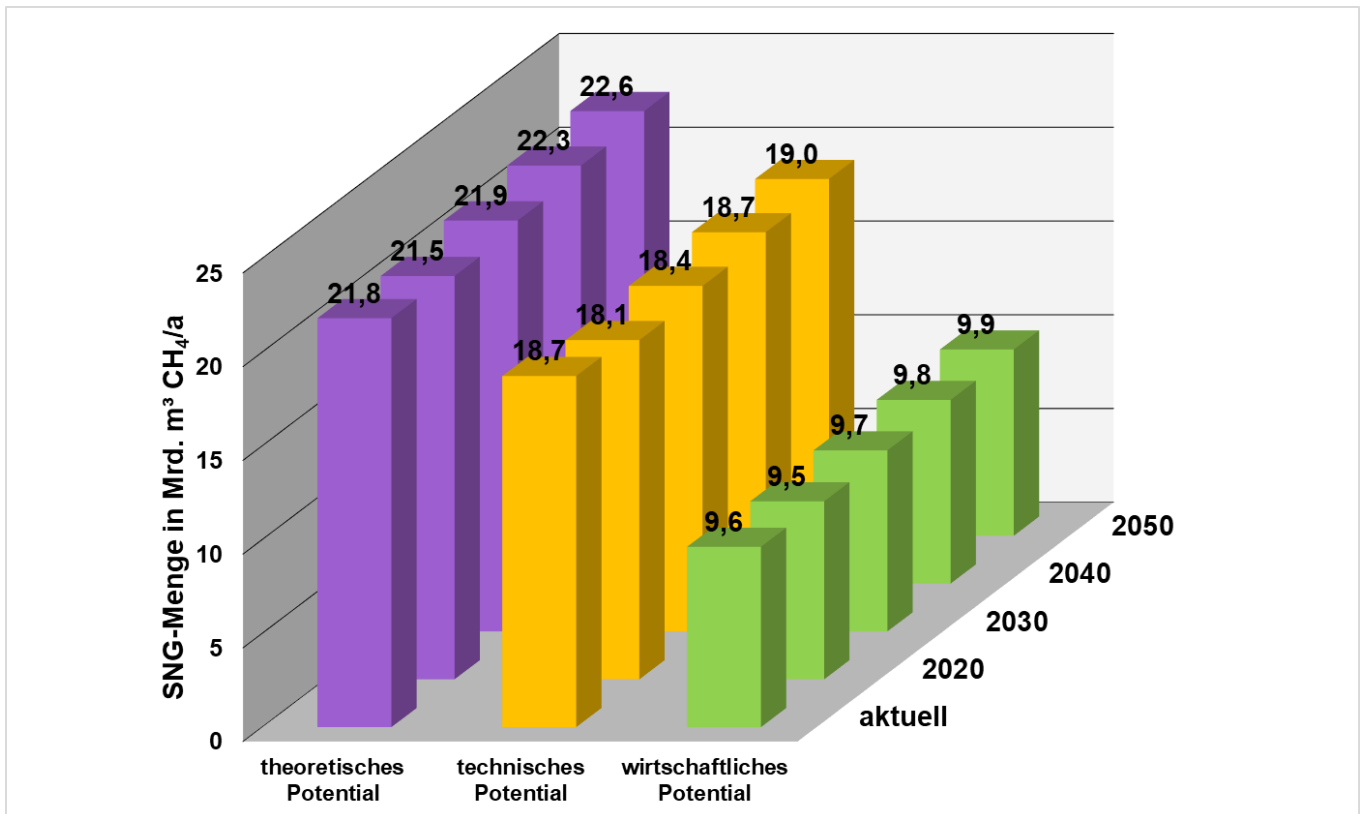


Abbildung 7.50: Darstellung des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen SNG-Methanepotentials bis 2050

7.3 Prognose zum PtG-Potential

Zur Berechnung der Prognose zukünftig potentiell entstehender Überschussstrommengen und damit PtG-Potentialen, wird die Entwicklung der Strombilanzen nach Nitsch verwendet. Im Gegensatz zu den Potentialen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Methan, gibt es bei den wasserstoffhaltigen Gasen jeweils nur ein wirtschaftliches Potential. Auffällig in der Entwicklung dieser Stromerzeugung ist der sinkende Trend des konventionellen Anteils bis zum Jahr 2030 (Tabelle 7.1). Dieses Minimum begründet sich in der verringerten nuklearen Grundlastbereitstellung. Der ab dem Jahr 2022 durch die Bundesregierung beschlossene Atomausstieg und erste abgeschaltete Kohlekraftwerke (Ausstieg bis 2038) führen zu massiven Wegfall von Grundlastkraftwerken [183, 215]. Dieses Defizit kann der EE-Zubau bis 2030 nicht ausgleichen. Erst ab dem Betrachtungsjahr 2050 kann eine Steigerung des verfügbaren Überschussstroms durch den Zubau von EE-Anlagen festgestellt werden.

Tabelle 7.1: Strombilanz für die Basisjahre, Angaben in TWh/a nach [182]

	2015	2030	2050
Strombedarf	514	520	579
Stromerzeugung	568	567	799
→davon konventionell	396	179	64
→davon erneuerbar	172	388	735

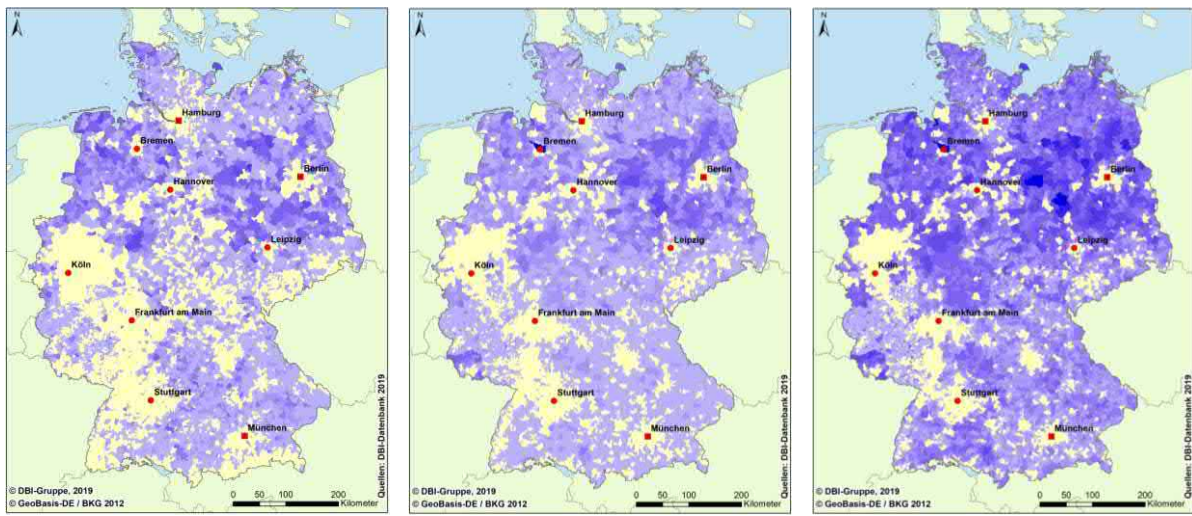
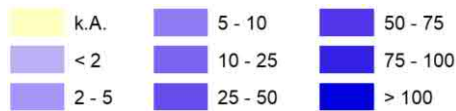
Die vorliegende Methodik betrachtet den zeitlichen Anfall der fluktuierenden EE-Mengen nur jahresweise. Dabei soll nicht spezifisch untersucht werden, in welcher Stunde des Jahres der Überschussstrom anfällt. Vielmehr sind die räumliche Verortung und die anfallende Menge an Überschussstrom maßgeblich.

Tabelle 7.2: EE-Strommenge zur Erzeugung von Wasserstoffs mittels Elektrolyse für die Jahre 2015, 2030 und 2050, eigene Berechnung

	2015	2030	2050
EE-Strom für PtG in TWh	54	47	220
H ₂ -Menge in Mrd. m ³ i.N./a	11,4	9,9	46,6

Die vorliegende Methodik betrachtet den zeitlichen Anfall der fluktuierenden EE-Mengen nur jahresweise. Dabei soll nicht spezifisch untersucht werden, in welcher Stunde des Jahres der Überschussstrom anfällt. Vielmehr sind die räumliche Verortung und die anfallende Menge an Überschussstrom maßgeblich.

Tabelle 7.2 sind die berechneten EE-Strommengen und die daraus resultierenden Volumen an Wasserstoff pro Jahr dargestellt. Die Werte werden über einen mittleren Wirkungsgrad einer PEM-Elektrolyse von 75 % und einem Brennwert von Wasserstoff von 3,54 kWh/m³ i.N. bestimmt. Die gemeindespezifischen Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung grafisch visualisiert.



2015

2030

2050

Abbildung 7.51: Darstellung der Wasserstoffpotentiale je Gemeinde in Millionen Kubikmeter Wasserstoff pro Jahr

In Abbildung 7.51 sind die aus

Tabelle 4.37 ermittelten Potentiale dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass primär in ländlichen Regionen EE-Stromüberschüsse generiert werden können. Nach der vorliegenden Methodik stehen städtische Gebiete, beispielsweise Berlin oder das Ruhrgebiet, durch die hohen Bedarfe nicht für die technische Anwendung eines Elektrolyseurs zur Verfügung.

7.4 Prognose des Gesamtpotentials aller relevanten EE-Gase

Die Verschneidung der Prognose für das Gesamtpotentials der resultierenden EE-Gasmengen für das Jahr 2030 zeigt, dass nur marginale Veränderungen der Potentiale entstehen. Durch die Abschaltung der konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung, wie beispielsweise Kohle und Atomkraft, verringert sich die potentiell verfügbare Überschussstrommenge für die PtG Anwendung. Demnach können die steigenden Potentiale aus der fermentativen und synthetischen Biogaserzeugung diesem Trend nicht entgegenwirken. Somit verringert sich das Gesamtpotential aller EE-Gase leicht auf rund 226 TWh.

Tabelle 7.3: Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz im Jahr 2030

	Methangaspotential in Mrd. m³/a
Aufnahmefähigkeit von Methan im Ortsverteilnetz (in Deutschland gesamt)	18,38
produzierbar durch fermentativ erzeugtes Biogas	10,55
produzierbar durch synthetisch erzeugtes Biogas	9,65
Methanisierung von EE-H ₂	2,47
Summe Methan für die Einspeisung	22,66
durch maximale Kapazität je Gemeinde direkt einspeisbar ins Ortsverteilnetz	2,77
restliches Methan für übergeordnete Netzebenen	19,89

Bis zum betrachteten Prognosejahr 2050 steigen die Wasserstoffpotentiale aus der PtG Technologie massiv an. Rund 220 TWh stehen für eine Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse zur Verfügung. Daraus resultierend, wird ein deutlich größeres Methanisierungspotential berechnet und ausgewiesen. Dieses EE-Methan als dritte Säule der EE-Gasbereitstellung etablieren und somit wie die fermentative und synthetische Biogaserzeugung rund 100 TWh Energie bereitstellen. Innerhalb der definierten Modellgrenzen verbleibt ein nicht methanisierbares Wasserstoffpotential in Höhe von rund 7,0 Mrd. m³. Daraus ergeben sich weitere Nutzungspotentiale, beispielweise im Sektor der Mobilität.

Tabelle 7.4: Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz im Jahr 2050

	Methangaspotential in Mrd. m³/a
Aufnahmefähigkeit von Methan im Ortsverteilnetz (in Deutschland gesamt)	10,06
produzierbar durch fermentativ erzeugtes Biogas	10,76
produzierbar durch synthetisch erzeugtes Biogas	9,93
Methanisierung von EE-H ₂	9,87
Summe Methan für die Einspeisung	30,55
durch maximale Kapazität je Gemeinde direkt einspeisbar ins Ortsverteilnetz	2,67
restliches Methan für übergeordnete Netzebenen	27,88

7.5 Zukünftige Anwendungstechnologien

7.5.1 Strom- und Wärmesektor

Erneuerbare Gase finden zurzeit im Wesentlichen Anwendung zur Stromerzeugung in mit Biogas / Biomethan betriebenen Blockheizkraftwerken sowie in der Wärmebereitstellung, beispielsweise in Wohn- und Geschäftshäusern. Weiterhin werden erneuerbare Gase auch in KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Auch zukünftig bieten sich erneuerbare Gase zur Dekarbonisierung des Wärmesektors an. Die heutigen gasbetriebenen Wärmeerzeugungstechnologien und ihre Entwicklung bis 2050 sind in Tabelle 7.5 zusammengestellt. Jede Technologie ist in zwei Leistungsklassen spezifiziert. Es sind die heutigen Wirkungsgrade angegeben und je nach Datenlage auch die zukünftigen Werte aufgeführt. Die Einsatzmöglichkeiten des Brennstoffs sind farblich dargestellt. Zunächst werden die Technologien mit

dem gelb dargestellten Erdgas betrieben. Der Niedertemperaturkessel kann auch schon mit einem zunehmenden Anteil an erneuerbaren Gas betrieben werden, im Jahrzehnt 2020 wechselt die Farbskala von gelb nach grün. Je grüner die Markierung, desto größer der EE-Gasanteil. Ab 2040 beginnt bei dem Niedertemperaturkessel die blau-schwarze Einfärbung, die den Auslauf dieser Technologie kennzeichnet. Bei dem Brennwertkessel tritt der zunehmende EE-Gasanteil gegen Ende der 2020er Jahre ein, die Technologie wird ca. ab dem Jahr 2045 auslaufen. Die Wirkungsgrade der Gaskessel bleiben während des betrachteten Zeitraums unverändert.

Die erneuerbaren Gase kommen in den KWK-Technologien in den 2030-er Jahren verstärkt zur Anwendung, der Anteil an grünem Gas nimmt bis 2050 immer weiter zu. Bis auf das BHKW ist bei den anderen KWK-Technologien noch ein Anstieg der Wirkungsgrade prognostiziert.

Tabelle 7.5: Zukünftige Entwicklung der Anwendungstechnologien zur Wärmebereitstellung

Technologie	Spezifizierung	2014 - 2016		2020		2030		2040		2050	
Niedertemperaturkessel	Leistung in kW	<100	100-2000	<100	100-2000	<100	100-2000	<100	100-2000	<100	100-2000
	Wirkungsgrad	90-95	90-95	→	→	→	→	→	→	→	→
	Brennstoff	→									
HH, GHD, Industrie											
Brennwertkessel (mit Solarthermie)	Leistung in kW	<100	100-2000	<100	100-2000	<100	100-2000	<100	100-2000	<100	100-2000
	Wirkungsgrad in % (Hu)	96-99	96-99	→	→	→	→	→	→	→	→
	Brennstoff	→									
HH, GHD, Industrie											
KWK-Stirling	Leistung in kW el	<10	10-100	<10	10-100	<10	10-100	<10	10-100	<10	10-100
	Wirkungsgrad ges in % (Hu)	95-107	81**	bis 107	bis 90	bis 107	bis 100	→	→	bis 108	bis 108
	Wirkungsgrad el in %	10 bis 15	bis 28**	bis 17	bis 29	bis 19	bis 31	→	→	bis 22	bis 34
HH, GHD, Industrie											
KWK-Ottomotor	Leistung in kW el	<10	10-100	<10	10-100	<10	10-100	<10	10-100	<10	10-100
	Wirkungsgrad ges in %, (Hu)	95-107	81**	bis 107	bis 90	bis 107	bis 100	→	→	bis 108	bis 108
	Wirkungsgrad el in %	10 bis 15	bis 28**	bis 17	bis 29	bis 19	bis 31	→	→	bis 22	bis 34
HH, GHD, Industrie											
KWK-Mikrogasturbine	Leistung in kW el	30	200	30	200	30	200	30	200	30	200
	Wirkungsgrad el in %	25-33	25-33	→	→	→	→	→	→	→	→
	Wirkungsgrad ges in %	80-85	80-85	→	→	→	→	→	→	→	→
GHD											
KWK-BHKW	Leistung in kW el	5	2000	5	→	→	→	→	→	→	→
	Wirkungsgrad el in %	26-40	26-40	→	→	→	→	→	→	→	→
	Wirkungsgrad ges	80-90	80-90	→	→	→	→	→	→	→	→
HH, GHD, Industrie											

EE-Gase und Anwendungs-Zunahme EE-Gase-Zunahme Auslauf der Technologie ** schwache Datenlage

Quellen:
 Steckbrief VI SGW, Vorprojekt, 2015 und Steckbrief VI SGW, 2018
 Fraunhofer ISE, Energiesystem Deutschland 2050, verwendete Kennzahlen
 Hottgenroth Professional Produktdaten 2017
 V. Broekmans, L. M. Krämer, Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung, bofest consult GmbH, Mai 2014

Die Darstellung in Abbildung 7.52 aus der Studie "Was kostet die Energiewende" [216] des Fraunhofer-Instituts für solare Energietechnik zeigt eine mögliche Entwicklung der Techniken zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor. Es wurde ein Szenario betrachtet, in dem bis zum Jahr 2050 85 % der CO₂-Emissionen reduziert werden. Es wurde eine gesamte energetische Sanierung des Gebäudebestands bis 2040 vorausgesetzt. Die Ölkessel laufen bis Anfang 2030 aus, die Gaskessel werden in diesem Szenario 2048 nicht mehr zur Anwendung kommen. Die Gaswärmepumpe, die zurzeit fast vom Markt verschwunden ist, kommt ab 2027 wieder und hat im Jahr 2050 einen Anteil von ca. 23 %. Die Gaswärmepumpen und die bei fast 20 % liegenden Wärmenetze sind Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Gasen.

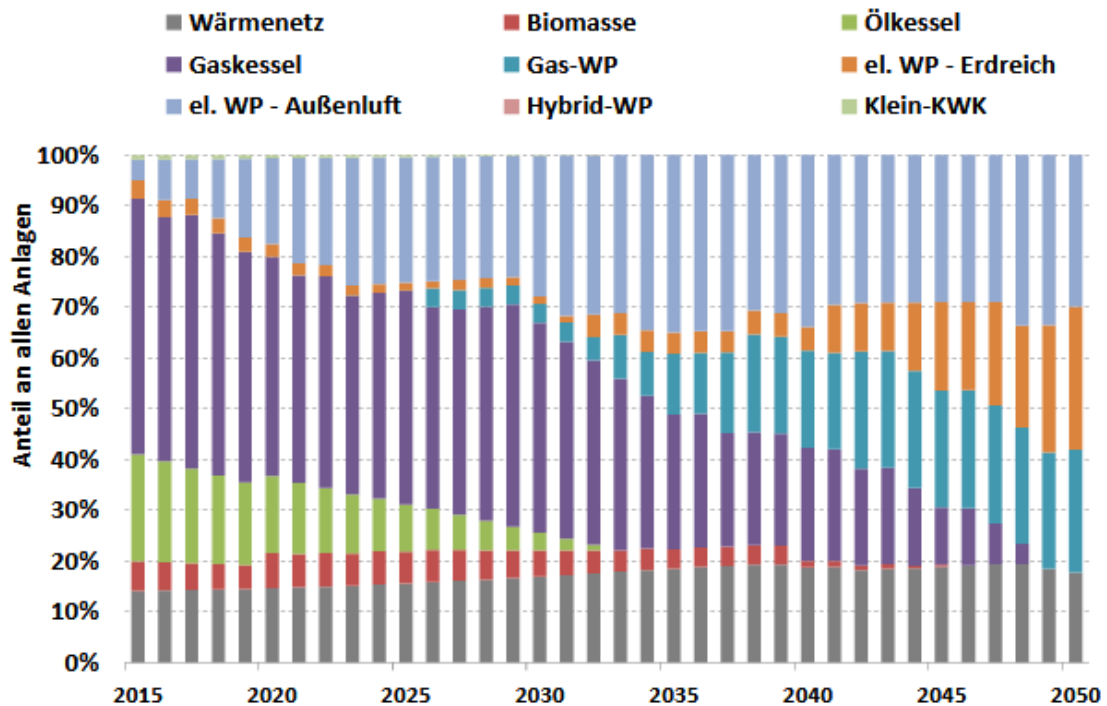
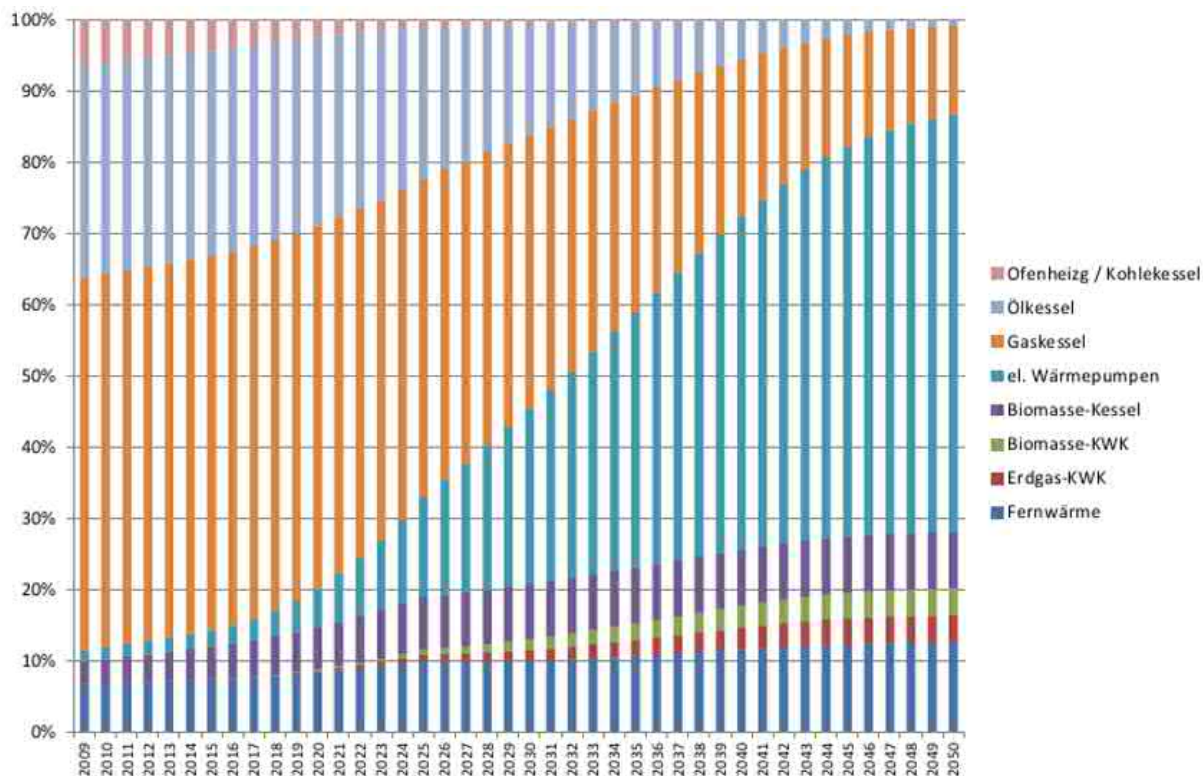


Abbildung 7.52: Entwicklung der Zusammenstellung der Heiztechniken zur Wärmebereitstellung in Gebäuden [216]

Abbildung 7.53 stellt eine weitere mögliche Entwicklung der Wärmeversorgungsstruktur im Gebäudebestand, aufgeteilt nach Technologien, für die Jahre 2015 bis 2050 dar. Dieses Szenario wurde im Rahmen des EU-Projektes EPISCOPE zum Thema „Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand“ entwickelt. Die zentrale Quelle für die Beurteilung des energetischen Zustands und die Modernisierungstrends ist die Erhebung „Datenbasis Gebäudebestand“ [217], die die Situation Ende 2009 widerspiegelt.



Quelle:
 N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein, „Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte
 im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand“
 Bericht im Rahmen des europäischen Projekts EPISCOPE Institut Wohnen und Umwelt, September 2015

Abbildung 7.53: Entwicklung der Wärmeversorgungsstruktur von Wärmeerzeugern im Gebäudebestand 2009 [217]

Brennstoffzellen können sowohl im Gebäudesektor, Gewerbe, Industrie als auch in der Mobilität zukünftig eingesetzt werden. Sie eignen sich insbesondere für die Nutzung erneuerbaren Wasserstoffs aus Power-to-Gas. Brennstoffzellen bieten zudem noch weiteres Entwicklungs-/Optimierungspotential. Eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades und somit auch des Gesamtwirkungsgrades in den nächsten 10 bis 15 Jahren ist anzunehmen. Die nachfolgenden Daten zu den Wirkungsgraden und den Entwicklungsmöglichkeiten stammen aus den Technologie-Steckbriefen des Projektes aus dem Virtuellen Institut Strom zu Gas und Wärme – „Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System“, Abschlussbericht, Band V, 2018 von K. Görner und D. Lindenberger (Hrsgb.) [218].

Tabelle 7.6: Zukünftige Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie

Technologie	Spezifizierung	2014 - 2016		2020		2030		2040		2050	
KWK-Brennstoffzelle, PEM HH, GHD, Industrie, Mobilität	Leistung in kW el	<10	>100	<10	>100	<10	>100	<10	>100	<10	>100
	Wirkungsgrad gesamt	85-95	90-91	→	→	→	→	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Wirkungsgrad el	33-60	42-60	→	→	→	→	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Wirkungsgrad therm Brennstoff	25-62	45-50	→	→	→	→	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
KWK-Brennstoffzelle, SOFC HH, GHD, Industrie	Leistung in kW el	<10		<10		<10		<10		<10	
	Wirkungsgrad gesamt	85-95		→		→		k.A.		k.A.	
	Wirkungsgrad el	33-60		→		→		k.A.		k.A.	
	Wirkungsgrad therm Brennstoff	25-62		→		→		k.A.		k.A.	
KWK-Brennstoffzelle, PAFC/MCFC GHD, Industrie	Leistung in kW el		>100		>100		>100		>100		>100
	Wirkungsgrad gesamt		90-91		→		→		k.A.		k.A.
	Wirkungsgrad el		42-60		→		→		k.A.		k.A.
	Wirkungsgrad therm Brennstoff		45-50		→		→		k.A.		k.A.

EE-Gase und Anwendungs-Zunahme

Quellen:

Steckbrief VI SGW, Vorprojekt, 2015 und Steckbrief VI SGW, 2018
 Fraunhofer ISE, Energiesystem Deutschland 2050, verwendete Kennzahlen
 Hottgenroth Professional Produktdaten 2017
 V. Broekmans, L. M. Krämer, Beitrag von zentralen und dezentralen KWK-Anlagen zur Netzstützung, bofest consult GmbH, Mai 2014

7.5.2 Mobilitätssektor

Im Mobilitätssektor stellt der motorisierte Individualverkehr aktuell mit einem relativen Anteil um 80 % den dominierenden Verkehrsträger im Personenverkehr in Deutschland dar [219] , [220]. Im gesamtdeutschen Verkehrssektor überwiegen in Bezug auf das Jahr 2015 Dieselmotoren mit einem Anteil von 52 % und Motorenbenzin mit einem Anteil von 27 %. Strom spielt mit einem Anteil von 2 % noch eine untergeordnete Bedeutung bezüglich des gesamten Endenergieverbrauchs für Mobilität. Gleiches gilt für Gase, welche mit einem Jahresenergieverbrauch von 2 TWh/a einen Anteil unter 1 % an der Energiebereitstellung für den Mobilitätssektor aufweisen [221]. Auch in der vom Kraftfahrt-Bundesamt veröffentlichten Statistik bezüglich der genutzten Kraftstoffart wird die untergeordnete Bedeutung von alternativen Kraftstoffen von 1 % im derzeitigen nationalen Pkw-Bestand deutlich [222]. Von diesen alternativen Kraftstoffen wie Gas, Hybride Antriebstechnologien sowie Elektroantriebe besitzt Gas mit 63 % den größten Anteil (Stand 01.01.2018).

Bei den Anteilen der Kraftstoffarten an den Pkw-Neuzulassungen im motorisierten Individualverkehr in Deutschland im Jahr 2017 entfallen ca. 58 % auf Benzin, 36,5 % auf Diesel und 3,5 % auf alternative Kraftstoffe (Gas, Hybrid und Elektro). In dem Segment der Neuzulassungen mit alternativen Kraftstoffen dominieren Hybrid-Fahrzeuge mit über 70 %, gefolgt von den Elektro-Fahrzeugen mit 21 %. Der Trend im Bereich der Gas-Mobilität bezüglich des motorisierten Individualverkehrs ist rückläufig. 2017 betrug der gemeinsame Anteil von Flüssig- und Erdgas-PKW rund 7 % bezogen auf das Segment neu zugelassener Pkw mit alternativen Kraftstoffen. [223]

Im Rahmen der Kurzstudie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. [224], wurden mögliche Entwicklungspfade (Szenarien) hinsichtlich der Antriebstechnologien des zukünftigen Pkw-Bestandes vorgestellt. Die Ergebnisse der drei Szenarien der Kurzstudie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ stimmen darin überein, dass der Anteil von Benzin-Pkw bis zum Jahr 2050 auf unter 25 % sinkt und der Anteil von Diesel-Pkw

auf unter 17 %, siehe Abbildung 7.54. Je nach Entwicklungspfad ergeben sich diverse Optionen zur Struktur des übrigen nationalen Pkw-Bestandes.

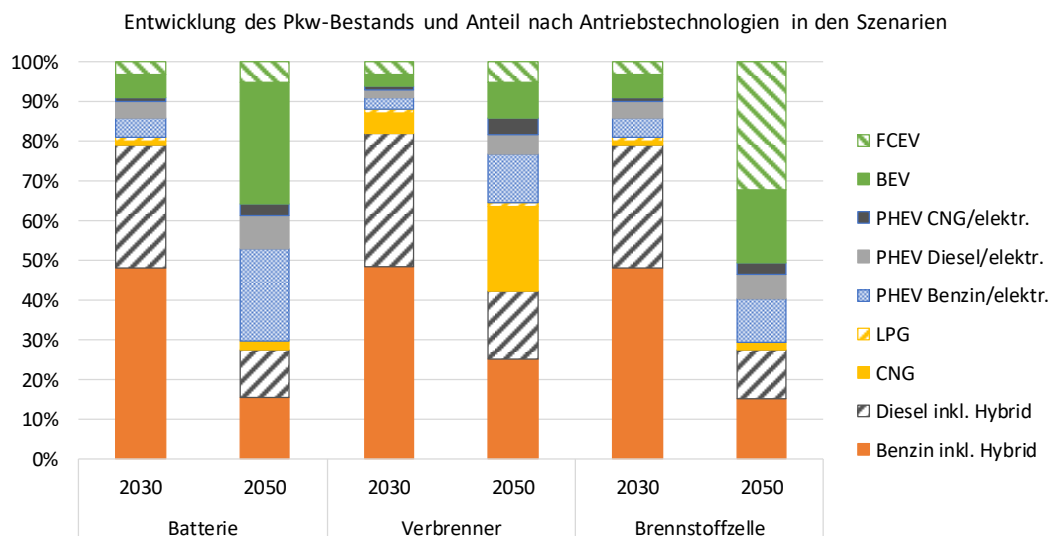


Abbildung 7.54: Entwicklung der Anteile der Antriebstechnologien am Pkw-Bestand in Deutschland in drei unterschiedlichen Szenarien[224]

Die Entwicklung der zukünftigen Anwendungstechnologien im Mobilitätssektor ist in Tabelle 7.7 dargestellt, die verwendeten Literaturstellen sind als Quelle darunter aufgeführt. Der Fokus liegt auf den mit CNG und LNG betriebenen Fahrzeugen sowie mit Brennstoffzellen angetriebene PKW, Busse und Elektrofahrzeuge mit unterschiedlichen elektrischen Antrieben. Für alle Fahrzeuge wird zum einen der Verbrauch in kWh/km und zum anderen die Fahrzeuganzahl spezifiziert. Bei sämtlichen Fahrzeugen wird der Kraftstoff-Verbrauch auf 100 km zukünftig ab den 2030-er Jahren zurückgehen.

Die Anzahl von CNG-angetriebenen Fahrzeugen, sowohl PKW als auch LKW und Busse wird ab 2030 bis 2050 zunehmen. Der Anteil an erneuerbaren Gasen am Compressed Natural Gas wird in diesem Zeitraum ansteigen. LNG kommt auch in den nächsten 30 Jahren nur für Lkws zur Anwendung. Zurzeit sind es Nischenmärkte, die Anzahl wird langsam steigen, in den 2020-er Jahren auf ca. 2.000 Fahrzeuge und in den 2030-er Jahren auf ca. 50.000 Fahrzeuge, mit weiter steigender Tendenz. Mit Brennstoffzellen angetriebene Pkws und Busse sind momentan noch mit sehr geringer Stückzahl auf dem Markt. Ab 2030 wird die Anwendung von H₂-angetriebenen Fahrzeugen steigen, da sich sowohl die Produktion von Wasserstoff als auch die Tankmöglichkeiten bis dahin noch weiterentwickeln werden.

Elektrofahrzeuge, momentan unterteilt in Batteriebetriebene Pkw (BEV), Plug-In-Pkw (PHEV) und Hybrid-Pkw werden bei der zukünftigen Entwicklung zusammen betrachtet. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge wird deutlich steigen. Anfang 2018 waren ca. 98.000 Pkw und fast 12.000 leichte Nutzfahrzeuge mit Elektroantrieb zugelassen. Gemäß dem Fortschrittsbericht 2018 der gemeinsamen Geschäftsstelle der Bundesregierung (GGEMO) soll der Anteil an Elektrofahrzeugen am Gesamtfahrzeugbestand in Deutschland im Jahr 2025 auf 1,7 bis 3,1 Millionen Fahrzeuge (abhängig vom Markthochlauf) ansteigen, was einem Marktanteil von ca. 4 bis 6,5 Prozent entspricht. Bis 2030 kann sich die Anzahl auf etwa 4,2 bis 7 Millionen Elektrofahrzeuge bei einem Marktanteil von 10 bis 15 Prozent erhöhen. Der Verbrauch wird ab den 2030-er Jahren rückläufig sein. Die Zunahme von EE-Gasen im Mobilitätssektor ist für die

verschiedenen Fahrzeugtechnologien farblich gekennzeichnet. Ab 2030 werden erneuerbare Gase zunehmend in der Mobilität zur Anwendung kommen. [225]

Tabelle 7.7: Zukünftige Anwendungstechnologien im Mobilitätssektor

Technologie	Spezifizierung	2017 - 2018	2020	2030	2040	2050
Erdgasfahrzeuge, CNG-Tanks	PKW (Verb. kWh/100 km)	40-70	→	→	→	→
	Bus, LKW (Verb. kWh/100 km)	120-430	→	→	→	→
	Anzahl PKW	80.776	→	→	→	→
	Anzahl Bus / LKW	1.300 / 12.700	→	→	→	→
Erdgasfahrzeuge, LNG-Tanks	Verbrauch kWh/100 km	340-365	→	→	→	→
	Anzahl-LKW	Nischenmärkte	ca. 2000	ca. 50.000	→	→
	Brennstoff					
Erdgasfahrzeuge, Brennstoffzelle (H2)	Verbrauch kWh/100 km	26 bis 34	→	→	→	→
	Anzahl PKW	ca. 500	→	→	→	→
	Anzahl Busse	ca. 15	→	→	→	→
Elektrofahrzeuge, Strom	Verbrauch kWh/100 km	12 bis 21	→	→	→	→
	Anzahl-PKW (BEV)	83.175		→	→	→
	Anzahl-PKW (PHEV)	66.997	ca. 1.000.000			
	Anzahl-PKW (Hybrid)	274.414				

EE-Gase und Anwendungs -Zunahme

Quelle:

- R. Müller-Eberstein, M. Trommler, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Fortschrittsbericht -2017, Initiative Erdgasmobilität und LNG-Taskforce, Februar 2018
- Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO), Fortschrittsbericht 2018 –Markthochlaufphase Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Berlin, Mai 2018
- C. Jügel, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Dialogprozess Gas 2030, Inputpapier AG 1 Erzeugung und Infrastruktur, Inputpapier AG 2 Verwendung, März 2019 <https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand>
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Institut für Verkehrsforschung, „Erneuerbare Energien im Verkehr - Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger,“ März 2015.

Der Mobilitätssektor in Deutschland verursacht 20 % der CO₂-Emissionen. 2017 fand Erdgas bei dem Pkw-Verkehr bereits einen Absatz von 1,6 TWh während der erneuerbare Methan-Anteil bei 0,44 TWh lag. Der Anteil an Privatfahrzeugen ohne Verbrennungsmotor (Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge) ist weiterhin sehr gering. 2018 waren 150 Fahrzeugmodelle mit alternativen Antrieben auf dem Markt, wobei der größte Anteil bei Plug-in-Pkws lag. Die Akzeptanz alternativer Antriebe in der Gesellschaft hängt vorwiegend vom Fahrzeug und Kraftstoffpreis sowie der Verfügbarkeit von zugehörigen Tankstellen ab. Bis 2030 werden flüssige Kraftstoffe weiterhin einen hohen Anteil aufweisen (je nach Szenario und Studie zwischen 30-75 %). Das Segment der batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge wird vermutlich bis 2050 sogar einen Anteil von 65 % einnehmen. Gasförmige Kraftstoffe kommen einerseits direkt und andererseits als Hybrid in Fahrzeugen zum Einsatz. Durch eine gesteigerte Wasserstoff-Produktion aufgrund von PtG wird es bis 2050 eine deutliche Zunahme an Brennstoffzellenfahrzeugen erwartet. Für PKW und leichte Nutzfahrzeuge werden voraussichtlich zukünftig vorwiegend elektrische Antriebe und Brennstoffzellen von Bedeutung sein. Für schwere Nutzfahrzeuge entwickeln bereits mehrere Hersteller Brennstoffzellen-Lkw (Limitierung auf Nutzlastbereich < 20 t).

7.6 Entwicklungsmöglichkeiten der EE-Gasnutzung

Grundlage für die Etablierung von EE-Gasen sind die damit verbundenen Investitionen und Betriebskosten der Anlagenteile. Insbesondere sind hier die zukünftigen Entwicklungen der Elektrolyseverfahren und der Methanisierungskonzepte ausschlaggebend, da sie einen Großteil der Gestehungskosten ausmachen. Die aktuellen sowie die prognostizierten Kosten für die Prognose und Ausblick für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 sowie Entwicklungsmöglichkeiten für den Ausbau von EE-Gasen (AP 5) | 229

drei relevantesten Elektrolyseverfahren sind nach [226] in Tabelle 7.8 dargestellt. Sie gelten für Elektrolyseure mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von > 1 MW. Es ist deutlich zu erkennen, dass für alle Verfahren mittel- bis langfristig mit einer erheblichen Reduktion der Investitionskosten zu rechnen ist. Auch die Effizienz der Systeme und damit der spezifische Stromverbrauch wird zukünftig reduziert werden. Der SOEC wird aufgrund ihrer hohen Wirkungsgrade und des Wärmeintegrationspotential eine besondere Relevanz für die zukünftige Energieversorgung zugesprochen. Da die Technologie im Vergleich zur alkalischen oder zur PEM-Elektrolyse jedoch noch nicht so weit entwickelt ist, sind die Kostenprognosen mit großen Unsicherheiten behaftet. Für Großanlagen von 100 MW_{el} sind deshalb in nach [227] andere Werte angeführt, welche vor allem die kurzfristige Entwicklung bis 2020 optimistischer darstellen.

Tabelle 7.8: Aktuelle und prognostizierte Kosten verschiedener Elektrolysetechnologien nach [226]

Stützjahr	Alkali-Elektrolyse			PEM ⁵ -Elektrolyse			SOEC ⁶ -Elektrolyse		
	2017	2030	2050	2017	2030	2050	2017	2030	2050
CAPEX in €/kW	920	690	500	1.470	810	510	2.300	460	280
OPEX in % der Investition pro Jahr	3.5	3.3	3.9	3.5	3.3	3.9	5	3	3
Effizienz in % ⁷	76	79	81	73	74	81	93	97	97
Energiebedarf in kWh/m ³	4.6	4.5	4.4	4.9	4.8	4.4	3.8	3.6	3.6

⁵ Proton Exchange Membrane

⁶ Solide Oxid Electrolyzer Cell

⁷ Bezogen auf den Brennwert des Wasserstoff H_{s,H_2}

Tabelle 7.9: Aktuelle und prognostizierte Kosten für SOEC-Systeme mit 100 MW nach [227]

Parameter	Heute	2020	2030	2050
CAPEX in €/kW	1.100	1.000	500	300
OPEX in % der Investition pro Jahr	2	1,5	1,5	1,5
Energiebedarf in kWh/m ³	3,9	3,8	3,5	3,2

Auch wenn die Elektrolyse durch ihre hohen Investitionskosten und durch den Strombedarf neben möglichen Biomassekosten den höchsten Anteil an den Gesamtkosten hat, besteht auch bei der Methanisierung deutliches Potential der Kostenreduktion. Die prognostizierten Werte für die katalytische Methanisierung sind auf Basis eigener Berechnungen für verschiedene SNG-Kapazitäten (H_s) in Tabelle 7.10 aufgeführt. Annahmen für Investitionskosten der biologischen Methanisierung finden sich in Tabelle 7.11. Für letztere wurde angenommen, dass eine biologische Methanisierung mit einer SNG-Kapazität > 5 MW mit parallel geschalteten Reaktoren realisiert wird, da darüber hinaus keine spezifische Kostenreduktion mehr zu erwarten ist. Auch bei der Methanisierung ist somit zukünftig für alle Anlagengrößen mit einer deutlichen Reduktion der Investitionskosten zu rechnen.

Treten die Prognosen sowohl für Elektrolyseure als auch für die Methanisierung ein, wird dies die Gestehungskosten von EE-Gasen zukünftig drastisch senken.

Tabelle 7.10: Spezifische Investitionskosten der katalytischen Methanisierung heute und zukünftig für unterschiedliche Anlagengrößen

SNG-Kapazität (H_s)		Today	2030	2050
5 MW	[€/kW SNG]	900	420	250
20 MW	[€/kW SNG]	700	250	200
100 MW	[€/kW SNG]	500	200	150

Tabelle 7.11: Spezifische Investitionskosten der biologischen Methanisierung heute und zukünftig für unterschiedliche Anlagengrößen

biologischen Methanisierung		Today	2030	2050
Meth. < 5 MW	[€/kW SNG]	530 - 850	250 - 380	175 - 230

Wird Kohlenstoff nicht aus biogenen Quellen bezogen, kann es auch aus Industrieabgasen abgetrennt werden. Damit möglichst geringe CO₂-Bereichtstellungskosten entstehen, würde die Abtrennung in großtechnischen Maßstab erfolgen. Da hierzu bereits weit etablierte Verfahren wie Sauergaswäscher zur Verfügung stehen, ist hier keine nennenswerte Reduktion der Anlagenkosten zu erwarten.

Bei der Bereitstellung von CO₂ aus Luft hingegen ist durchaus mit Kostensenkungen zu rechnen, da die vergleichsweise junge Technologie noch ein hohes Entwicklungspotential besitzt. Eigene Prognosen auf Basis der heutigen Kosten [228] für verschiedene Anlagengrößen sind in Tabelle 7.12 dargestellt. Beim Vergleich zukünftiger Großanlagen ist somit im Gegensatz zu heutigen Kleinstanlagen mit einer Kostenreduktion um 80 % zu rechnen.

Tabelle 7.12: Spezifische Investitionskosten der CO₂-Abtrennung aus Luft

CAPEX ^{[d],2} [€/ (kg/h) CO ₂]	heute	2030	2050
125 kg CO ₂ /h	13.400	11.600	8.000
2.000 kg CO ₂ /h	7.500	6.500	4.400
20.000 kg CO ₂ /h	4.600	4.000	2.700

Auf Grundlage der Teilverfahren mit den größten Kostenreduktionspotentialen ist somit zukünftig mit einer erheblichen Senkung der Gestehungskosten von EE-Gasen zu rechnen. Detaillierte Ergebnisse der ökonomischen Bewertung verschiedener Verfahrensketten und deren aktuelle sowie prognostizierte Gestehungskosten werden in Kapitel 9.1 erläutert.

8 Analyse des greening-of-gas-Prozesses für das deutsche Erdgasnetz (Möglichkeiten und Grenzen) sowie bei der dezentralen Anwendung

8.1 Gesamtanalyse der deutschen Erdgasversorgung zum greening-of-gas-Prozess

8.1.1 Politische Hindernisse

Wie bereits in vorangegangenen Kapiteln aufgezeigt, wurden im Jahr 2017 9,3 Mrd. kWh Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist [229]. Diese Einspeisearbeit entspricht weniger als einem Prozent des Erdgasverbrauchs in 2017. Das eingespeiste Biomethan ist ganzheitlich fermentativen Ursprungs. Zum Erreichen der CO₂-Reduktionsziele muss zusätzlich der Fokus auf synthetisch erzeugtes Biomethan sowie methanisierten regenerativen Wasserstoff aus PtG-Anlagen gelegt werden. Alle EE-Gase müssen für eine Einspeisung in das Erdgasnetz verfügbar sein und deren Potentiale vollumfänglich genutzt werden [230].

Der Energieträger Gas und dessen Infrastruktur nimmt bislang einen zu geringen Stellenwert in der gesellschaftlichen und politischen Diskussionen ein [231]. Dem Wärmesektor sind rund 50 % des deutschen Endenergieverbrauchs sowie circa 32 % der energiebedingten Treibhausgasemissionen zuzurechnen. Folglich nimmt der Sektor Wärme vor dem Hintergrund der deutschen Klimaschutzziele eine zentrale Schlüsselrolle ein [232]. Neben dem Hauptanwendungszweck Raumwärme wird Gas für die Prozesswärmeerzeugung und die Warmwasserbereitung genutzt [233]. Ungeachtet seines Einflusses auf die deutsche Treibhausgasbilanz hat die Politik bislang kaum konkrete Ziele zur Minderung des Endenergieverbrauchs bzw. zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärmesektor festgelegt. Lediglich im Gebäudereich sind infolge der Kombination aus Energieeinsparung und dem EE-Einsatz (EEWärmeG) klare Ziele für einen klimafreundlichen Gebäudestand bis 2050 erkennbar [232]. Letztlich fehlt der politische Wille, die Rolle von Biomethan im Wärme- und Verkehrssektor zu stärken [234]. Der Großteil (rund 87 %) der eingespeisten Biomethanmengen wird aktuell zur Stromerzeugung aufgewendet. Circa 6 % werden der stofflichen und sonstigen Nutzung sowie dem Export zugeführt. Schließlich sind lediglich 4 % der Kraftstofferzeugung und rund 3 % dem Raumwärmemarkt zuzuordnen [235]. Bedingt durch das EEG-Regelwerk ist aus der Perspektive der Anlagenbetreiber primär die Verstromung des Biogases bzw. Biomethans wirtschaftlich lukrativ. Im Hinblick auf die verbleibenden Sektoren bestehen infolge ungünstiger, regulatorischer Rahmenbedingungen ebenso entsprechende Hemmnisse für einen Biomethaneinsatz.

Um die EE-Gase in das Gasnetz einzubringen, bedarf es einer Vielzahl an Einspeiseanlagen [230]. Mit dem EEG-2014 ist der Gasaufbereitungsbonus für Aufbereitungsanlagen weggefallen [236]. Mit Stand 2017 sind im gesamten Bundesgebiet 208 Einspeiseanlagen zu verorten. Aufgrund sinkender Biomethanpreise sowie der Transformation des Nachfrage- zu einem Angebotsmarkt, ist die Anzahl der zugebauten Einspeiseanlagen in 2017 stark gesunken, da sich diese größtenteils über den Absatz von Biomethan finanzieren. Zudem fehlen politische und wirtschaftliche Anreize, die eine Errichtung weiterer Einspeiseanlagen begünstigen [234].

Ein weiteres Hindernis sind die fehlenden Abgaben und Umlagen für die fossilen und demnach klimaschädlichen Energieträger Heizöl und Diesel [237]. Parallel dazu ist für Strom, welcher im Jahr 2018 bereits zu 37,8 % aus regenerativen Quellen gedeckt wird [238], ein stetiger Preisanstieg zu konstatieren. Gegenwärtig erfolgt eine CO₂-Bepreisung ausschließlich für jene Sektoren der Energiewirtschaft und Großindustrieanlagen, welche dem Europäischen Emissionshandel (European Trading System-ETS) unterliegen.

Ein weiteres politisches Hindernis des greening-of-gas-Prozesses ist die KfW-Förderung des Austausches von alten Öl-Brennwertgeräten durch neue Modelle mit 10 % der Investitionskosten [239]. Wird eine bestehende Öl-Heizung durch eine neue, fossil betriebene Heizung ersetzt, verlängert sich folgerichtig auch deren Emissionsausstoß um 20 bis 30 Jahre [232]. Im Hinblick auf das Klimaschutzziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 % gegenüber 1990 zu reduzieren [240], erscheint eine rein fossil betriebene Heizung nicht zielführend.

Im Rahmen der Power-to-X-Technologien besteht derzeit eine Vielzahl an politischen Hemmnissen, welche der Markteinführung der Umwandlungstechnologien entgegenstehen. In der Vergangenheit lag der energiepolitische Fokus vor allem im Bereich der Erzeugung erneuerbarer Energien sowie dem Stromnetzausbau. Konträr dazu wurden, mit Ausnahme der Forschung, die Infrastrukturen Gas und Wärme sowie Energiespeicher- und Energiewandlungstechnologien vernachlässigt. Die Gestehungskosten von erneuerbarem Strom liegen aktuell in Deutschland über den Kosten in anderen Ländern, obwohl die Vollkosten von Wind- und Solarstrom gegenwärtig schon wettbewerbsfähig gegenüber fossilem und nuklearem Strom sind [241]. Gleichzeitig ist der deutsche Strom mit hohen staatlichen Umlagen belastet, welche die Installation und den Betrieb von Power-to-X-Anlagen infolge der Einordnung als Letztverbraucher wirtschaftlich unattraktiv erscheinen lassen [241–243]. Die Disparität der Besteuerung von Strom und Öl bzw. Erdgas stellt in Kombination mit der hohen Preisdifferenz ein großes Hindernis für die Kopplung des Strom- und Wärmesektors dar [232]. Ferner fehlen politische und wirtschaftliche Anreize, den regenerativen Überschussstrom, welcher vorzugsweise für die Umwandlung zu anderen Energieformen genutzt werden kann, zu speichern [244]. Bislang erfolgt bei Netzüberlastungen eine Abregelung von EE-Anlagen mittels Einspeisemanagementmaßnahmen. Derartige Netzzustände treten auf, wenn ein zu hohes Stromangebot und eine geringe Nachfrage zeitlich zusammenfallen. Im Falle einer Abregelung erwirbt der Betreiber der EE-Anlage einen Anspruch auf Entschädigung. Die steigenden Gesamtkosten aus Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen verdeutlichen die Dringlichkeit, den Netzausbau durch Power-to-X-Technologien zu ergänzen [241, 244].

8.1.2 Wirtschaftliche Hindernisse

Blockheizkraftwerke bzw. allgemein KWK-Anlagen tragen durch die örtlich und zeitlich gekoppelte Erzeugung der Nutzenergien elektrische und thermische Energie zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Im Vergleich zur separaten Strom- und Wärmeenergieerzeugung nutzen KWK-Anlagen die bei der Stromproduktion zwangsläufig anfallende Wärme. Dadurch werden Ressourcen geschont und der Primärenergiebedarf sinkt. In der Folge kann der Emissionsausstoß reduziert werden. Zudem ist in Abhängigkeit der Marktbedingungen die ökonomische Vorteilhaftigkeit aufgrund der Einsparung von Brennstoffen und Strombezugskosten sowie einer flexibleren Fahrweise als höher einzustufen. Wird das BHKW mit Biogas oder Biomethan

anstatt Erdgas betrieben, lässt sich die Emissionsbilanz weiter verbessern [245]. Darüber hinaus übernehmen Biogas- und Biomethan-BHKW eine zentrale Rolle bei der Ablösung fossiler Kraftwerke zur Bereitstellung der Residuallast (Residualleistung). In der Vergangenheit dienten derartige Anlagen primär zur Deckung der Grundlast. Zukünftig sollen Biogas- und Biomethan-BHKW durch flexible Fahrweisen die fluktuierende Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien sowie die un stetigen Lastprofile der Verbraucher ausgleichen [246]. Allerdings ist die Wirtschaftlichkeit von KWK-Bestandsanlagen gefährdet [247], da lediglich neu errichtete, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen durch das KWKG gefördert werden. Einen Zuschlag durch den Netzbetreiber erhalten die KWK-Bestandsanlagen nur dann, wenn der KWK-Strom aus gasförmigen Brennstoffen gewonnen wird (KWKG §1 (2) 3.), der Betreiber im Rahmen einer Ausschreibung den Förderungszuschlag erhält und der produzierte Strom in ein öffentliches Netz eingespeist wird. Der durch die KWK-Anlage bezogene Strom ist von dem KWK-Strom, welcher eingespeist werden muss, ausgenommen (KWKG §8a (2) 2.). Im Hinblick auf den allgemeinen Anstieg der Strompreise, steigen bei vermehrter Einspeisung des produzierten KWK-Stroms die Strombezugskosten für den verbleibenden Strombedarf der Anlagenbetreiber an. Folglich sinkt die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage. Zudem scheiden immer mehr mit Biomethan betriebene BHKWs gegenüber den Erdgas-BHKWs aus dem Markt aus. Ursächlich hierfür ist der in der Vergangenheit gefallene Erdgaspreis, der den Biomethaneinsatz im Vergleich zum Erdgasbezug unattraktiver erscheinen lässt [234]. Ferner ist der Einsatz von PtX-Technologien erst bei nahezu vollständig regenerativem Strom wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll, da der PtX-Pfad infolge der auftretenden Umwandlungsverluste einen geringeren (Gesamt-)Wirkungsgrad im Vergleich zu einer direkten Nutzung des Stroms aufweist. Letztlich ist die Transformation nur dann als vorteilhaft zu bewerten, wenn ausschließlich CO₂-neutraler Überschussstrom Anwendung findet. Andernfalls fallen wegen den produzierenden fossilen Kraftwerken zusätzliche Kosten und Treibhausgasemissionen an [232].

Zum jetzigen Zeitpunkt befinden sich SNG [248] und PtG [241] erst in der Forschungs- und Entwicklungs-Phase. Hingegen ist LNG [249] noch in seiner Einführung begriffen und Biogas sowie zu Biomethan aufbereitetes Biogas am Ende der Wachstumsphase [250] angelangt. Die Etablierung bzw. der weitere Ausbau der genannten Technologien und Anlagen muss jedoch zwingend synchron erfolgen, um dem zeitlichen Handlungsdruck Rechnung zu tragen. In diesem Kontext ist insbesondere bei Biogasanlagen der Einsatz entsprechender Rest- und Nebenprodukte auszuweiten.

8.1.3 Gesellschaftliche Hindernisse

Viele Bürger, welche sich oftmals in Bürgerinitiativen zusammenschließen, befürworten den Ausbau der Stromtrassen oder die Errichtung einer EE-Anlage in der direkten Nachbarschaft nicht [251]. Die Gründe hierfür variieren von der Überzeugung, die regenerative Anlage zerstöre das Landschaftsbild, bis hin zur Lärm- und Lichtbelästigung durch Windräder oder Geruchsbelästigung durch Biogasanlagen [252]. Im Rahmen der gesellschaftlichen Debatten um die Folgen und Risiken der Klimaerwärmung ist allgemein eine mangelnde Bereitschaft zu einem Verlassen der individuellen Komfortzone festzustellen. Oftmals bewertet die Bevölkerung die Ziele und Methoden der Energiewende zunächst als grundsätzlich positiv [252]: Jedoch wird nur selten toleriert, dass hierfür eine Transformation der Arbeitsplätze, weg von fossilen Kraftwerken hin zu regenerativen Energieträgern [253], und die Annahme neu geschaffener Arbeitsplätze notwendig ist. Nicht zuletzt ist die Energiewende mit einem Anstieg der

Energiekosten in den Anfangsphasen [254] und einer veränderten Landschaftsästhetik verbunden [252]. Ein weiteres Hindernis stellt der bürokratische Aufwand, beispielsweise im Kontext der Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG, dar [250].

8.2 Möglichkeiten und Grenzen des greening-of-gas-Prozesses

Im folgenden Abschnitt wird eine SWOT-Analyse für den greening-of-gas-Prozess durchgeführt, um die internen Stärken (Strengths) und Schwächen (Weaknesses) der EE-Gase sowie deren spezifischen Chancen (Opportunities) und Risiken (Threats) in der externen Branchenumwelt evaluieren zu können. Die internen und externen Betrachtungsweisen der EE-Gase werden kombiniert, um eine umfangreiche Ausgangsbasis für weitere Strategieformulierungen, welche sich aus den jeweiligen internen und externen Zuständen des greening-of-gas-Prozesses ableiten lassen, zu bilden.

In Tabelle 8.1 ist für die nachfolgenden Kapitel eine kurze Übersicht der Beschriftung dargestellt. Sowohl für Biomethan als auch PtG wird dabei auf die einzelnen Quadranten eingegangen. Beispielsweise handelt es sich in Quadrant A um die Analyse der Stärken in Verbindung mit den Chancen.

Tabelle 8.1: Übersicht der nachfolgenden SWOT-Analyse-Darstellung

	Stärken	Schwächen
Chancen	A	B
Risiken	C	D

8.2.1 SWOT-Analyse von Biomethan (zu Biomethan aufbereitetes Biogas und SNG)

8.2.1.1 A – Stärken und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

Biomethan weist die gleiche Zusammensetzung sowie brenntechnischen Eigenschaften wie fossiles Erdgas auf. Durch diese interne Stärke ergibt sich die externe Chance, im deutschen Gasmarkt Erdgas durch Biomethan zu substituieren. Insbesondere sind hierfür keine neuen technischen Innovationen oder kostspielige Investitionen in die Gasinfrastruktur bzw. die Endgeräte der Verbraucher erforderlich [255, 256].

Die größte Stärke von Biomethan ist zudem die weitgehende CO₂-Neutralität. Somit besteht bei der Substitution von Erdgas durch Biomethan bzw. bei dem Wechsel von anderen fossilen Energieträgern auf Gas in allen Sektoren die Chance, einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten [232, 257]. Zudem können explizit die Klimaschutzziele in den Sektoren Wärme und Verkehr unterstützt werden, welche bislang noch geringe EE-Anteile aufweisen [238]. Wird Biomethan einer stofflichen Nutzung zugeführt, bestehen zusätzliche Treibhausgasminderungspotenziale [255].

Industrielle sowie viele gewerbliche, kommunale und landwirtschaftlichen Rest- und Nebenprodukte sind ganzjährig deutschlandweit verfügbar (beispielsweise Molke, Speisereste und Gülle). Andere Substrate können siliert bzw. gehäckselt und eingelagert werden (Energiepflanzen, sämtliche holzartige Reststoffe). Die hohe Bandbreite und Verfügbarkeit der Einsatzstoffe

ermöglicht eine kontinuierliche Biogas- bzw. SNG-Erzeugung. Die im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeführten Berechnungen haben nachgewiesen, dass die Potentiale für eine verstärkte Biomethanproduktion durch entsprechende biogene und holzartige Biomassen sowohl gegenwärtig als auch zukünftig bestehen. Des Weiteren ist die dezentrale Verwertung von Biomasse für die genannten Anlagentypen charakteristisch. Sie befinden sich in räumlicher Nähe zum Erzeugungsort/Anfallort der Biomasse bzw. dem Aufkommen der Rest- und Nebenprodukte. Dadurch besteht die Chance, die lokalen Ressourcen an biogenen und holzartigen Biomassen bestmöglich auszunutzen und regionale Nutzungskreisläufe ohne große Transportwege zu bilden [255]. Zudem werden durch kurze Substratliefewege die Transportkosten sowie die korrelierenden Emissionen reduziert, sodass der Einsatz noch wirtschaftlicher und umweltfreundlicher wird. Auch können anfallende Rest- und Nebenprodukte, welche bislang entsorgt oder anderweitig verwendet werden, zur Erzeugung von Biomethan eingesetzt werden, [248, 258]. Nicht zuletzt wird die regionale Entwicklung durch die Schaffung neuer Arbeitsplätze im Bereich der Land- und Abfallwirtschaft, des Anlagenbaus, der Ingenieursdienstleistungen und Logistik gefördert. Ferner unterstützt die Biomethanproduktion durch den im EEG verankerten maximalen Anteil von Getreidekorn oder Mais (§ 39 h (1) EEG-2017) sowie die für unterschiedlichste Energiepflanzen durchgeführten Forschungsaktivitäten den Erhalt der Biodiversität. Der Gärrest der Biogasanlagen enthält noch alle mineralischen Bestandteile der Biomasse und kann somit als Wirtschaftsdünger auf den Feldern ausgebracht werden. Hierdurch können lokale Stoffkreisläufe effizient genutzt werden [255]. Die Novelle der Düngeverordnung in 2017 untersagt allerdings ein Ausbringen der selbst erzeugten organischen Dünger für den Stickstoff- und Phosphorbedarf der angebauten Fruchtfolgen und fordert stattdessen den Einsatz von energieintensiv erzeugtem Mineraldünger [259]. Zusätzlich zu den lokalen Chancen der Biomethanproduktion wird die Importabhängigkeit von Erdgas reduziert [255].

Eine weitere Stärke des greening-of-gas-Prozesses ist die lastabhängige, regelbare Stromerzeugung durch Biogas- bzw. Biomethan-BHKWs. Diese wird seit dem EEG-2012 durch die Flexibilitätsprämie sowie seit 2014 durch den Flexibilitätszuschlag gefördert. Zwar fällt in Biogasanlagen das Biogas kontinuierlich an, jedoch ist durch den Einsatz entsprechender Gas- und Wärmespeicher sowie eines zweiten BHKW-Aggregats eine flexible Fahrweise der Biogasanlage realisierbar. Die Biogasanlage fungiert somit einerseits als Energieerzeuger und andererseits als Speicherkraftwerk. Die flexible Stromerzeugung durch Biogas-BHKWs kann somit als Residualleistung die volatile Stromeinspeisung von anderen erneuerbaren Energien ausgleichen. Die anfallende erneuerbare BHKW-Wärme kann am Ort der Biogasanlage oder in angeschlossenen Wärmenetzen genutzt werden. Die Errichtung von Wärmespeichern und -netzen wird über ein Marktanreizprogramm der KfW-Bank gefördert [246]. Bei der dezentralen Verstromung von Biogas am Produktionsort beträgt der extern genutzte Wärmeanteil bisher rund 28 % der produzierten BHKW-Wärme. Technisch sind bis zu 60 % der produzierten Wärme möglich [260]. Gründe für die geringe Nutzung sind beispielsweise fehlende Wärmesenken am Produktionsort, die vollständige Wärmenutzung im Winter und bei geringem Bedarf im Sommer, das Auslaufen der EEG-Förderung oder die fehlende Bereitschaft der potentiellen Wärmenutzer, einen angemessenen Preis zu entrichten [261]. Demgegenüber sind Biomethan-BHKWs häufig in der Nähe von Wärmeabnehmern angesiedelt, welche die erneuerbare Wärme effizient nutzen können [260]. Durch den fortschreitenden Ausbau der Energieträger Photovoltaik und Windkraft wird zukünftig der fluktuierende Anteil der Stromeinspeisung und somit die Anforderungen an Systemdienstleistungen bei einem verzögerten Stromnetzausbau weiter steigen. Im Einklang mit den Dekarbonisierungszielen besteht die Notwendigkeit, Residualleistung über regenerative Energieträger bereitzustellen. Diese Aufgabe können flexible Analyse des greening-of-gas-Prozesses für das deutsche Erdgasnetz (Möglichkeiten und Grenzen) sowie bei der dezentralen Anwendung | 237

Biogas- und Biomethan-BHKWs übernehmen [246]. Zudem ergibt sich bei einer flexiblen Fahrweise der Biogasanlage für die Betreiber durch die Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie bzw. den Flexibilitätszuschlag des EEG die Chance, höhere Erlöse zu generieren [262]. Die Höhe der benötigten Residualleistung spiegelt sich im Spotmarktpreis wider. In Zeiten eines hohen Bedarfs an Residualleistung profitieren die flexiblen Biogaseinspeiser, welche dann größere Strommengen flexibel einspeisen können, von höheren Strompreisen und den zugehörigen Erlösen. Besteht dagegen ein hohes Angebot an Solar- und Windstrom, ist eine verstärkte Biogaseinspeisung aufgrund niedriger Strompreise bzw. Erlöse ökonomisch nur wenig sinnstiftend [246].

Durch die lastabhängige Stromerzeugung aus Biogas besteht zukünftig die Chance, den Importanteil von Strom aus Nachbarländern zu reduzieren, welche diesen überwiegend aus fossilen Energieträgern erzeugen. In 2018 wurden beispielsweise rund 11 Mrd. kWh Strom aus Frankreich importiert, wobei dieser vorwiegend aus nuklearen Energieträgern stammt [263, 264]. Des Weiteren können die Biogas- bzw. Biomethan-BHKWs auch ohne externe Energiezufuhr Strom einspeisen (Schwarzstartfähigkeit). Dadurch besteht die Chance, bei einem Netzzusammenbruch über die Nutzung des BHKW-Anlagenbestandes einen Beitrag zur Wiederinbetriebnahme der Stromversorgungsinfrastruktur zu leisten [246].

Infolge seiner hohen Energiedichte kann Biomethan eine gute Speicherfähigkeit attestiert werden. Folglich sind vergleichsweise große Energiemengen über längere Zeiträume flexibel speicherbar. Ferner verfügt Deutschland in großem Umfang über strategische Gasreserven. So ist rund ein Viertel des jährlichen Erdgasverbrauchs in den Poren- und Kavernenspeichern speicherbar. Konträr dazu kann elektrische Energie nur über wenige Stunden bis Tage, beispielsweise durch die Verwendung von Batterien oder Pumpspeichern, gespeichert werden [265]. Bei Nutzung von Biomethan ist der Rückgriff auf die gut ausgebaute, deutsche Gasinfrastruktur mitsamt ihrer hohen Speicherkapazität möglich. Hierdurch wird ein kostengünstiger Energietransport sowie ein hoher Beitrag zur Versorgungssicherheit gewährleistet. Darüber hinaus steht das Biomethan allen Sektoren flexibel zur Verfügung und die Gesamtkosten der Dekarbonisierung sinken [251]. Demnach kann das eingespeicherte Biomethan durch die flexible Verstromung mittels Biomethan-BHKWs zukünftig verstärkt zur Deckung von Spitzen- und Mittellaststrom verwendet werden [262]. Ebenso kann das Biomethan einen direkten Beitrag zur Dekarbonisierung im Wärmesektor (durch beispielsweise Gasbrennwertkessel) oder im Verkehrssektor (Erdgasfahrzeuge) leisten [255].

Aufgrund der gut ausgebauten deutschen Erdgasinfrastruktur besteht zusätzlich die Chance, Biomethan international zu handeln. Somit können sich die europäischen Länder beim Erreichen ihrer Klimaschutzziele durch den grenzüberschreitenden Handel gegenseitig effizient unterstützen [266]. Aufgrund der langjährigen Erfahrungen im Biogasanlagenbau ist das deutsche Know-how auch international gefragt. Sowohl die technologischen als auch die politischen Entwicklungen werden im Ausland mit Interesse verfolgt [247]. Hierdurch können weitere Exportpotentiale erschlossen werden. Zusätzlich ist der Aufbau einer Vielzahl an neuen Geschäftsmodellen und Kooperationen denkbar [255].

	Stärken
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gleiche brenntechnische Eigenschaften wie fossiles Erdgas ➢ Substitution ohne technische Innovationen bzw. Investitionen ➢ Hohe Akzeptanz der Bevölkerung ▪ CO₂-neutral ➢ Beitrag zur Dekarbonisierung ▪ Hohe Verfügbarkeit und Bandbreite der Einsatzsubstrate + Dezentrale Energieerzeugung ➢ Effiziente Nutzung lokaler Ressourcen/Entwicklung von standortgenauen Lösungen ➢ Förderung von regionalen Entwicklungen ➢ Reduktion von Importabhängigkeiten ▪ Lastabhängige, regelbare Stromerzeugung; Biogasanlagen als Energieerzeuger und Speicherkraftwerk ➢ Beitrag zur Versorgungssicherheit: Residuallast ▪ Schwarzstartfähigkeit der Biogas- bzw. Biomethan-BHKW ➢ Beitrag zur Wiederinbetriebnahme des Stromnetzes bei Zusammenbruch ▪ Gute Speicherefähigkeit aufgrund hoher Energiedichte + Nutzung bestehender Gasinfrastrukturen ➢ Kostengünstiger Energietransport ➢ Langfristige Speicherfunktion mit hohen Kapazitäten ➢ Flexible Anwendung in allen Sektoren ➢ Senkung der Dekarbonisierungskosten ▪ Gut ausgebaute Gasinfrastruktur ➢ Bildung von Biomethanmärkten ➢ Neue Geschäftsmodelle

Abbildung 8.1: Stärken und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

8.2.1.2 B – Schwächen und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

Die Gestehungskosten von Strom aus Biogas sind im Vergleich zu anderen erneuerbaren und fossilen Energieträgern höher [267]. Zudem werden durch die Direktvermarktung des BHKW-Stroms an der Strombörse und die ausschreibungs-basierte Festlegung der EEG-Vergütungshöhe im Vergleich zu dem alten, EEG-Vergütungsmodell bislang nur geringe Erlöse erzielt. Dennoch sind die Anlagenbetreiber bestrebt, die Kosten zu senken und einen maximalen Gewinn zu generieren. Hieraus resultiert eine externe Chance, die anfallende BHKW-Wärme möglichst ertragreich am Wärmemarkt zu verkaufen, um die Erlöse aus dem Stromverkauf an der Börse aufzustocken. Alternativ ist es erstrebenswert, einen großen Teil der erzeugten Wärme selber zu verbrauchen, um die eigenen Brennstoffkosten zu reduzieren. Der wirtschaftliche Anreiz, die anfallende Wärme in möglichst großem Umfang zu nutzen, ist der BHKW-Effizienz zuträglich und bewirkt weitere Treibhausgas-minderungeffekte. Überdies profitieren die Biogasanlagenbetreiber von einer systemdienlichen Betriebsweise, da sie bei einem geringen Angebot an volatilen Strommengen und einem gleichzeitig hohen Bedarf an elektrischer Energie den BHKW-Strom zu höheren Preisen an der Börse verkaufen können. Existiert dagegen ein hohes Stromangebot bei einer simultan geringen Nachfrage, sinken die Strombörsenpreise und die Einspeisung ist vergleichsweise unattraktiv [246].

Der erste Biogasboom startete bereits im Jahr 2004 [268]. Zu diesem Zeitpunkt befanden sich bereits ca. 2.050 Biogasanlagen in Deutschland in Betrieb. Bis 2017 hat sich die Anzahl der Biogasanlagen um den Faktor 4,5 auf ca. 9.330 Anlagen erhöht [269]. Das EEG-2017 bekräftigt die gewählte Einordnung der Biogasbranche, da von der Praxis, Technologieförderung mit politisch fixen Preisen zu betreiben, zu wettbewerblichen Ausschreibungen gewechselt wurde. Insbesondere wird ab 2020 das Ende der EEG-Förderung eingeleitet [270, 271]. Gegenwärtig werden bereits in ca. 3.000 Anlagen organische Abfälle, wie beispielsweise getrennt erfasste Analyse des greening-of-gas-Prozesses für das deutsche Erdgasnetz (Möglichkeiten und Grenzen) sowie bei der dezentralen Anwendung | 239

Bioabfälle, Garten- und Parkabfälle, Speisereste und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie, eingesetzt. Einige Anlagen verwenden 100 % organische Abfälle als Einsatzstoffe, andere nutzen organische Abfälle neben nachwachsenden Rohstoffen und tierischen Exkrementen nur als Co-Substrat [272]. Im Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele besteht die Chance, das existierende Biomethanpotential effizienter zu nutzen und auszubauen, da ein signifikant steigender Anteil grüner Gase zum Erreichen der Klimaschutzziele unabdingbar ist. Darüber hinaus wird die nukleare Energiebereitstellung aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie bis Ende 2022 aus dem deutschen Energiemarkt ausscheiden [273]. Im Jahr 2018 endete bereits die deutsche Steinkohleförderung [274]. Des Weiteren werden Braunkohlekraftwerke in Reservekapazitäten überführt [243, 275]. Diese Energiemengen sollten durch CO₂-neutrale Energieträger wie Biomethan ersetzt werden.

Im Gegensatz zu den „klassischen“ Biogasanlagen befinden sich die SNG-Anlagen noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Demonstrationsprojekte weisen bereits die technische Realisierbarkeit der Biomethanproduktion nach [248, 276]. Jedoch geht die SNG-Bereitstellung derzeit noch mit hohen Gestehungskosten einher. Im Rahmen von Lernkurven- und Skaleneffekten besteht zukünftig allerdings die Möglichkeit, die Produktionskosten zu senken [277]. Zusätzlich sollte der Markteintritt der SNG-Technologie effizient durch ein Marktanzreizprogramm gefördert werden, um die SNG-Branche zügig in den Energiemarkt einzuführen und zu etablieren.

Deutschland ist ein wichtiges internationales Transitland für Erdgas und verfügt über ein sehr gut ausgebautes, international vernetztes Transportnetz. Vor dem Hintergrund, dass das Aufkommen der heimischen Biomasse begrenzt ist und die Produktionskosten in Deutschland höher als in anderen europäischen Ländern sind besteht die Chance, durch zukünftig global organisierte Biomethanmärkte die vorhandene Gas-Pipelines zu nutzen, um kostengünstiges Biomethan aus dem Ausland zu importieren sowie ggf. heimische Überschüsse zu exportieren. Dadurch ist der Diversifizierungsgrad der Energiequellen und Versorgungssicherheit in Deutschland weiter steigerbar [251].

	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Stromgestehungskosten ➤ Effiziente Wärmenutzung ➤ Förderung einer netzdienlichen Betriebsweise der Biogasanlagen ▪ Biogasbranche: Ende der Wachstumsphase → Ungenutztes Biomethanpotential ➤ Verstärkte Einspeisung → Marktaustritt konkurrierender Stromerzeuger → Dekarbonisierungsziele ▪ SNG: Forschung und Entwicklungsphase → Hohe Gestehungskosten ➤ Kostensenkungspotentiale durch Lernkurven- und Skaleneffekte ➤ Effizientes Marktanreizprogramm ▪ Biomasse als begrenzte Ressource, kostenintensive Gestehungskosten ➤ Nutzung bestehender Gasinfrastrukturen: Import von günstigerem Biomethan aus dem Ausland (Export von Überschüssen) ➤ Globale Biomethanmärkte, Diversifizierung der Energieversorgung

**Abbildung 8.2: Schwächen und Chancen von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biome-
than**

8.2.1.3 C – Stärken und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

Durch die Stärke des greening-Prozesses, eine lastabhängige und regelbare Stromproduktion durch Biogas- und Biomethan-BHKW zu gewährleisten, ergibt aufgrund des damit einhergehenden Beitrags zur Residuallast und somit zur Versorgungssicherheit zukünftig eine große Verantwortung der Branche. Die Biogas- bzw. Biomethan-BHKWs tragen bisher noch überwiegend kontinuierlich zur Grundlast bei [246]. Da konventionelle Energieerzeuger den Markt verlassen, müssen zukünftig verstärkt BHKWs einen Beitrag zu Residuallast leisten. Im Hinblick auf die begrenzten Personalkapazitäten besteht das Risiko, dass bei einer Ausweitung der Flexibilisierung von Biogasanlagen (Anschluss eines zweiten BHKWs, Gas- und Wärmespeicher) sowie beim zukünftigen Bau von SNG-Anlagen Humankapazitäten fehlen, sich der Ausbau verzögert und dadurch nicht genügend flexibel regelbarer Strom produziert werden kann. Ein ähnlicher Mangel an Personalkapazitäten lässt sich bereits bei der Marktraumumstellung von L- auf H-Gas identifizieren [278]. Fehlen Strommengen zur Deckung der Residuallast, muss Strom aus den Nachbarländern importiert werden, was wiederum mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Des Weiteren verzeichnen die BHKWs im Teillastbetrieb Wirkungsgradeinbußen gegenüber dem Fahrplanbetrieb, sodass dieser klar vorzuziehen und entsprechend zu planen ist. Zwar verschleißt bei der flexiblen Fahrweise durch die Vielzahl von Starts die BHKW-Motoren schneller, in Summe wird am Ende der Abschreibungsdauer, durch die geringere Anzahl der Betriebsstunden des zweiten flexiblen BHKWs, jedoch ein höherer technischer Wert erlangt als vergleichsweise in dessen Dauerbetrieb. Dieses Risiko kann durch einen großen Gasspeicher verringert werden, da ein angemessen dimensionierter Gasspeicher zu weniger Starts führt [246].

	Stärken
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lastabhängige, regelbare Stromproduktion ➤ Großer Beitrag zur Versorgungssicherheit → Verzögerungen beim Ausbau durch mangelnde Personalkapazitäten ➤ Wirkungsgradeinbußen bei Teillastbetrieb der BHKW, Motorenverschleiß

Abbildung 8.3: Stärken und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

8.2.1.4 D – Schwächen und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

Zu Biomethan aufbereitetes Biogas weist gegenüber anderen erneuerbaren Energien höhere Stromgestehungskosten auf. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Biogasanlagen liegen nach einer Fraunhofer-Studie aus dem Jahr 2018 mit 12,44 ct/kWh über den mittleren Stromgestehungskosten von anderen EE-Anlagen sowie fossilen Kraftwerken. Ein Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Erzeugungstechnologie ist in Tabelle 8.2 zu finden.

Tabelle 8.2: Durchschnittliche Stromgestehungskosten ausgewählter Technologien [267]

Eingesetzte Technologie	Mittlere Stromgestehungskosten in 2018 [ct/kWh]
Biogas	12,44
Photovoltaik	7,63
Onshore Windanlage	6,11
Offshore Windanlage	10,64
Braunkohle	6,29
Steinkohle	8,07
Gas- und Dampfkraftwerk	8,87

Die möglichen Wärmeerlöse der BHKWs finden in den Stromgestehungskosten der Biogasanlagen zunächst keine Berücksichtigung. Durch die Flexibilisierung der Biogasanlagen ist zu erwarten, dass die Volllaststunden der einzelnen BHKWs sinken und die spezifischen Investitionen steigen. Unter der Annahme gleichbleibender Substratkosten werden folglich die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen steigen [267]. Da der produzierte BHKW-Strom als Residualleistung zum Ausgleich fluktuierender Energieträger genutzt werden kann, erscheint die oben beschriebene Entwicklung der Volllaststunden wahrscheinlich. Parallel dazu wird energieintensiven Unternehmen durch § 63 EEG-2017 eine Sonderstellung zugestanden. Deren EEG-Umlage wird reduziert, um ein Abwandern der Industrie in das Ausland aufgrund besserer Wettbewerbsbedingungen zu vermeiden. Diese nicht geleisteten Zahlungen der EEG-Umlage führen letztlich zu steigenden Beträgen auf Verbraucherseite und im Gewerbe. Durch die zukünftig verstärkte Produktion von Biogas bzw. Biomethan und den damit verbundenen Stromgestehungskosten ist demnach das Risiko einer weiter steigenden EEG-Umlage gege-

ben. Grundsätzlich ist hingegen im Bereich der erneuerbaren Energien aufgrund von Lernkurven- und Skaleneffekten bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine Degression der Stromgestehungskosten festzustellen). Gleichzeitig steigen die Kosten der fossilen Kraftwerke. Folglich ist ein wirtschaftlicher Betrieb von erneuerbaren Energien zukünftig verstärkt auch ohne die staatliche Förderung möglich [267]. Beispielsweise produzieren Windenergieanlagen an bestimmten Binnenstandorten bereits seit einigen Jahren zu niedrigeren Kosten Strom als neue Steinkohle- oder Gaskraftwerke [279]. Nach der Greenpeace-Studie „Was Strom wirklich kostet“ [280] ist der zügige Ausbau der erneuerbaren Energieträger ökonomisch dem Festhalten am alten Energiesystem vorzuziehen, da fossile Kraftwerke seit Jahrzehnten staatliche Subventionen (Finanzhilfen, Steuervergünstigungen) erhalten und zudem externe Kosten (Endlagerkosten und Umweltfolgen) verursachen.

Im Gegensatz zu den etablierten, fossilen Energieträgern stellt Biomethan eine Marktneuheit dar. Die etablierten Technologien besitzen einige Vorteile, welche den Markteintritt bzw. Marktdurchbruch für Innovationen wie fermentativ und synthetisch erzeugtes Biomethan erschweren [281]. Beispielsweise bestehen für die Erdgasversorgung langfristige Liefer- und Abnehmersicherheiten mit den Förderländern. Diese langfristigen Verträge erschweren einen frühzeitigen und verstärkten Einsatz von Biomethan, da die Kapazitäten bereits bis zu 20 Jahre im Voraus gebucht sind bzw. werden. In den letzten Jahren wuchs allerdings die Bedeutung der Spot-/Terminmärkte, welche eine schnellere Reaktionsmöglichkeit auf die Angebots- und Nachfragesituation von Erdgas bieten [273]. Folglich kann hierbei Biomethan schneller bzw. einfacher eingebunden werden.

	Schwächen
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Stromgestehungskosten <ul style="list-style-type: none"> ➤ Wachsende Belastung für Stromverbraucher <ul style="list-style-type: none"> → Halten von stromkostenintensiven Unternehmen ▪ Marktneuheit von Biomethan (i. V. zu Erdgas) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Erschwerter Markteintritt/Marktdurchbruch <ul style="list-style-type: none"> → Langfristige Liefer- und Abnehmersicherheiten von fossilem Erdgas

Abbildung 8.4: Schwächen und Risiken von fermentativ und synthetisch erzeugtem Biomethan

8.2.2 SWOT-Analyse von PtG-Biomethan

8.2.2.1 A – Stärken und Chancen von PtG-Biomethan

Im Bereich des PtG wird lediglich regenerativ erzeugter Überschussstrom, welcher aufgrund von einem hohen Dargebot von Sonne und Wind und gleichzeitig zu geringem Bedarf an elektrischer Energie nicht direkt abgenommen werden kann und somit das Stromnetz überlastet, zu Wasserstoff umgewandelt. Mittels eines zweiten Wertschöpfungsschrittes, der Methanisierung, kann der Wasserstoff schließlich in regeneratives Methan (d.h. Biomethan) überführt werden. Folglich sind die erzeugten Gase (Wasserstoff und Biomethan) bei ihrem Einsatz bilanziell CO₂-neutral [282, 283]. Dementsprechend besteht die Chance, das PtG-Biomethan

analog dem Biomethan, welches aus Biogas aufbereitet wird und SNG in das Erdgasnetz einzuspeisen, die bestehenden Gasinfrastrukturen und Endgeräte zu benutzen und durch den Einsatz in allen Sektoren einen Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten [243, 283].

Durch die Kopplung des Strom- und Gassektors bestehen nicht nur die Möglichkeiten Biogas optimal zu nutzen, auch besteht die Chance, die Potentiale der erneuerbaren Energieträger Photovoltaik oder Windkraftanlagen effizient einzubinden. Letztere werden bislang bei einem zu großen Dargebot an Sonne und Wind und einer gleichzeitig zu geringen Nachfrage an elektrischer Energie abgeregelt. Das heißt, diese EE-Anlagen können ihr Potential aktuell nicht vollständig entfalten, obwohl der erneuerbare Strom gegenüber dem konventionellen vorrangig vom Netzbetreiber abgenommen wird (§ 11 (1) EEG-2017). Die Ursache liegt darin, dass die deutschen Stromnetze bislang unzureichend ausgebaut wurden, um den veränderten Lastflüssen adäquat begegnen zu können. Ursprünglich wurden die Netze für eine zentrale Stromversorgung konzipiert („Top-Down-Ansatz“) und müssen jetzt an die dezentrale Erzeugung und Verteilung angepasst werden („Bottom-Up“) [273]. In 2017 beträgt die Ausfallarbeit der EE-Anlagen durch Einspeisemanagementmaßnahmen 5.518 GWh [284]. Dies entspricht rund 4 % des deutschen Tarifkunden-Stromabsatzes in diesem Jahr [285]. Die aus den Abregelungen resultierenden Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich auf schätzungsweise 610 Mio. € [284]. Durch die Verknüpfung der Strom- und Gasnetze können zukünftig die Sonnen- und Windpotentiale effizient genutzt werden, indem der anfallende Überschussstrom in EE-Gase umgewandelt wird [251]. Durch die Entnahme der Überschussmenge wird das Stromnetz im stabilen Normalbetrieb bei 50 Hz gehalten [246]. Häufig befinden sich die großen erneuerbaren Strompotentiale (z.B. Offshore-Windparks) nicht in unmittelbarer Nähe zu den Lastzentren. Über den PtG-Pfad kann die EE über eine lange Zeit im Gasnetz gespeichert, transportiert und bei Bedarf verbraucht werden [251, 283]. Die Anzahl der Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen und der damit verbundenen Kosten würden folglich aufgrund des weiteren Stromnetzausbaus und der PtG-Technologie sinken [241]. Der Einsatz von PtG reduziert zudem den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze schätzungsweise um 40 % sowie der Verteilnetze um 60 %. Folglich sinken die Kosten der gesamten Dekarbonisierung. In diesem Kontext ist zu betonen, dass PtG den Netzausbau nicht ersetzen, zumindest aber mindern und unterstützen kann [251].

Ferner reduziert der Einsatz von PtG bilanziell den Verbrauch an Flächen für weitere EE-Anlagen. Da der regenerative Überschussstrom zu Gas umgewandelt wird, sinkt folglich der Bedarf an EE-Anlagen, welche erneuerbare Gase erzeugen [241].

Letztlich bewirkt die Sektorkopplung eine Stabilisierung der Strompreise. Wie bereits im Abschnitt zu den Stärken und Chancen von Biomethan erläutert, besteht ein Zusammenhang zwischen der Residuallast und dem Strommarktpreis. Bei einem hohen Angebot an volatilen Strom, welches die derzeitige Nachfrage übersteigt, kann die PtG-Technologie eingesetzt werden. Durch die Entnahme der Überschussstrommengen fallen die Strompreise nicht mehr, sondern werden durch den PtG-Betrieb bei niedrigen oder negativen Strompreisen wieder stabilisiert und können das ursprüngliche Ausgangsniveau erreichen [241]. Bislang werden Überschussstrommengen zu niedrigen Preisen an das Ausland verkauft, während in Zeiten eines geringen Stromangebots ein kostenintensiver Reimport (z.B. aus österreichischen Speicherkraftwerken) notwendig wird [286]. Durch die Umwandlung zu Gas können die Energiemengen in dem Erzeugungsland verwendet werden. Bei einem niedrigen Stromangebot von volatilen

Energieträgern können die Biogas- bzw. Biomethan-BHKWs lastabhängig hochgefahren werden [246, 262].

Infolge des hohen Flexibilisierungsgrades kann PtG einen Beitrag am Regelenergiemarkt leisten und kurzzeitliche Schwankungen mit erneuerbarer Energie ausgleichen. Durch den Einsatz von positiver Regelenergie (verstärkte Stromeinspeisung zum Ausgleich einer zu niedrigen Netzfrequenz/Reduktion des PtG-Einsatzes) sowie negativer Regelenergie (Drosselung der Stromeinspeisung zur Senkung der Stromfrequenz/verstärkter PtG-Einsatz) wird die Normalfrequenz des Stromnetzes und somit die Versorgungssicherheit gewährleistet [241, 243, 246].

Außerdem besteht die Chance, EE-Anlagen rein für den Betrieb von PtG (bzw. PtX) zu errichten, welche sonst aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht erschlossen werden könnten. Durch die Kopplung der Anlagen entstehen somit neue wirtschaftliche Potentiale im Bereich der gesamten EE-Erzeugung [241].

Wird im Rahmen der Methanisierung des erneuerbaren PtG-Wasserstoffs eine SNG-Anlage nachgeschaltet, steigt das Methangaspotential der SNG-Anlage durch Zugabe des regenerativen Wasserstoffs (bei einer angenommenen CO₂-Konvertierungsrate von 95 %) um den Faktor 2,144. Der zusätzliche Wasserstoff wandelt noch nicht konvertiertes Kohlenstoffdioxid des Roh-SNG zu Methan um, welches andernfalls in höherer Konzentration als inerte Komponente zurückbleiben würde [248].

Da PtG-Biomethan unter Nutzung der bestehenden Gasnetzinfrastruktur flexibel speicher- und transportierbar ist, wird auch die Versorgungssicherheit im Falle einer Dunkelflaute (kein/kaum Wind- und PV-Strom aufgrund fehlender Solarstrahlung (nachts) und geringen Windes) gewährleistet. Kurz- und mittelfristige Flexibilitätsoptionen oder ein europäischer Ausgleich über Kuppelstellen reichen nicht aus, um in Zeiten einer hohen Residuallast ohne Wind- und Solarstrom die Versorgungssicherheit in Deutschland sicherzustellen. Dafür ist ein Langzeitspeicher von Nöten. PtG ermöglicht somit als Langzeitspeicheroption die vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors, indem die notwendigen Stromkapazitäten bei einer Extremsituation, wie der Dunkelflaute, für alle Sektoren durch Rückverstromung des erneuerbaren Gases bereitgestellt werden können [241]. Die PtG-Technologie ist derzeit die einzig bekannte Langzeitspeichertechnologie für eine vollständig regenerative Energieversorgung. Aufgrund der geringen vorhandenen geographischen Potentiale sowie der hohen Kosten sind Pumpspeicherkraftwerke in diesem Zusammenhang als Langzeitspeicher ungeeignet. Die verschiedenen Technologien können sich in den Einsatzzeiträumen allerdings ergänzen. Im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken sind PtG-Anlagen unabhängig von geographischen Gegebenheiten und weisen eine höhere Speicherkapazität sowie Entladungszeit auf [287].

Des Weiteren ist Deutschland im Bereich des PtG bzw. der Elektrolyse Technologieführer. Im Bundesgebiet sind bereits 35 PtG-Anlagen und Methanisierungsanlagen in Betrieb, 16 weitere Projekte befinden sich in der Planungsphase und elf Projekte wurden abgeschlossen [288]. Weltweit existieren lediglich 15 weitere PtG-Anlagen (Stand 2017). Bei einer erfolgreichen Einführung der PtG-Technologie auf dem deutschen Markt besteht die industriepolitische Chance, diese Technologievorreiterrolle zu halten und die gewonnene Fachexpertise gewinnbringend im Ausland zu vermarkten. Da die Dekarbonisierung ein nationsübergreifendes Ziel darstellt, lässt sich ein internationales Interesse an der hierfür notwendigen, komplexen Verfahrenstechnik feststellen. Deutschland kann dabei die Rolle des Systemanbieters einnehmen. Zusätzlich

können durch den Export die FuE-Aufwände, welche sich bereits im dreistelligen Millionenbereich befinden, refinanziert werden [241].

	Stärken
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verwendung von regenerativen Überschussstrom, CO₂-Neutralität ➢ Beitrag zur Dekarbonisierung in allen Sektoren ▪ Sektorenkopplung der Strom- und Gasnetze ➢ Effiziente Nutzung der möglichen Potentiale von Photovoltaik und Windkraftanlagen ➢ Reduktion der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen ➢ Reduktion des Stromnetzausbaubedarfs (Gesamtkostenreduktion) ➢ Reduktion des Flächenverbrauchs für EE-Anlagen ➢ Stabilisierung der Strommarktpreise ➢ Beitrag am Regelenergiemarkt ➢ Möglichkeit: Errichtung von EE-Anlagen rein für den Betrieb von PtG-Anlagen ▪ Kombination von PtG- und SNG-Anlagen → Steigerung des Methangaspotentials der SNG-Anlage um den Faktor 2,144 ➢ Beitrag zur Dekarbonisierung in allen Sektoren ▪ Nutzung bestehender Gasinfrastrukturen, Langzeitspeicherfähigkeit ➢ Durch Rückverstromung: Deckung des Strombedarfs bei Dunkelflaute, Gewährleistung der Versorgungssicherheit → Dekarbonisierung des Stromsektors nicht ohne PtG (Langzeitspeicher) möglich ▪ Deutschland derzeit PtG-Technologieführer ➢ Bei erfolgreicher Demonstration auf dem Heimatmarkt: Export des Know-hows, Refinanzierung der FuE-Aufwände

Abbildung 8.5: Stärken und Chancen von PtG-Biomethan

8.2.2.2 B – Schwächen und Chancen von PtG-Biomethan

Da sich die PtG-Technologie noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befindet, ist die Biomethanproduktion derzeit mit vergleichsweise hohen Gestehungskosten verbunden. Für die Zukunft erscheint es plausibel, dass diese Kosten über Lernkurven- und Skaleneffekte gesenkt werden können. Elektrolyse-Hersteller prognostizieren bis 2020 eine Kostenreduktion um 50 % bei entsprechendem Markthochlauf [241]. Zudem erkennt die Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 die Bedeutung und Notwendigkeit der Sektorenkopplung sowie Langzeitspeicherung an [240]. Die Power-to-X-Allianz fordert ein Markteinführungsprogramm für PtX, mit dessen Hilfe die Technologie effizient von der FuE- in die Einführungsphase überführt werden kann. In diesem Zusammenhang hat das Konsortium um die Power-to-X-Allianz bereits ein Eckpunktepapier mit konkreten Fördervoraussetzungen und Maßnahmen vorgestellt [289]. Zudem sollte die Markteintrittshürde, PtG-Anlagen als Letztverbraucher mit entsprechender Entgelt-, Umlagen- sowie Abgabenbelastung einzustufen, beseitigt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen [242, 243]. Der Marktaustritt konkurrierender Energieerzeuger (wie etwa der heimischen Steinkohle [274]), der Rückgang der deutschen Erdgasförderung [229], die Überführung von Braunkohlekraftwerken in Reservekapazitäten [243, 275] sowie die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung bekräftigen die Notwendigkeit, heimische Potentiale zu einer sicheren, umweltschonenden und bezahlbaren Versorgungssicherheit effizient zu nutzen und die Energieversorgung möglichst diversifiziert zu gestalten. Durch die Umwandlung des Überschussstroms in Biomethan kann genau dies unterstützt werden.

	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Forschungs- und Entwicklungsphase → Hohe Gestehungskosten ➤ Kostensenkungspotentiale durch Lernkurven- und Skaleneffekte ➤ Effiziente Förderung durch ein Markteinführungsprogramm (Beseitigung der Markteintrittshürde: Einordnung als Letztverbraucher) ➤ Marktaustritt von konkurrierenden Erzeugern ▪ Einsatz erst bei ca. 60-80 % regenerativen Strom ökonomisch sinnvoll [216] (bzw. 100 % regenerativer Überschussstrom) ➤ Beitrag zur Dekarbonisierung in allen Sektoren ➤ Notwendigkeit eines Echtzeit-Trading-Systems von EE-Zertifikaten ▪ Standort der PtG-Anlage ist abhängig von Netzengpassgebieten (Stromüberschussregionen) ➤ Förderung der Etablierung des Biomethans im Wärme- und Verkehrssektor

Abbildung 8.6: Schwächen und Chancen von PtG-Biomethan

8.2.2.3 C – Stärken und Risiken von PtG-Biomethan

Durch die interne Stärke, erneuerbaren Strom in Gas umzuwandeln, resultiert im Zusammenspiel mit den weiteren PtX-Technologien ein zukünftig steigender EE-Strombedarf. Derzeit wird das Ziel fokussiert, Strom zukünftig als Primärenergiequelle für alle Energiesektoren zu einzusetzen. Doch dieser Strom muss zunächst regenerativ erzeugt und eingespeist werden, was im Hinblick auf den weiteren Ausbau der EE-Anlagen und Stromnetze ein Risiko darstellt [241].

Wie bereits vorhergehend erwähnt, ist Deutschland derzeit als PtG-Technologieführer einzustufen. Gleichzeitig besteht das Risiko, diesen Vorsprung infolge ungünstiger heimischer Marktbedingungen an das Ausland zu verlieren. Um die entwickelte Hochtechnologie in eine breite Marktanwendung zu überführen, sind zum einen eine zweckmäßige Industriepolitik und zum anderen ein förderliches, industrielles Umfeld unerlässlich, andernfalls kann das Marktpotential nicht vollständig ausgeschöpft werden [241]. Demnach besteht das Risiko, dass andere Länder zum Systemanbieter der PtG-Technologie werden und deren Erlöse durch Exporte ausschöpfen.

	Stärken
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umwandlung von Strom zu Gas ➤ Zukünftig: steigender EE-Strombedarf → Strom als Primärenergiequelle aller Energiesektoren ▪ Deutschland derzeit PtG-Technologieführer ➤ Abgabe der Technologieführerschaft an das Ausland bei schlechten heimischen Marktbedingungen

Abbildung 8.7: Stärken und Risiken von PtG-Biomethan

8.2.2.4 D – Schwächen und Risiken von PtG-Biomethan

Die Produktion von PtG-Biomethan ist an die fluktuierenden Energien Sonne und Wind gebunden, was einen allgemeinen Unsicherheitsfaktor darstellt. Im Verlauf eines Jahres unterliegt der Wärmesektor zusätzlich starken saisonalen Verbrauchsschwankungen. Durch die Kopplung der Sektoren Strom und Gas beeinflussen diese Schwankungen auch den Stromsektor, welcher bislang ganzjährig relativ konstante Verhältnisse aufweist. In Zeiten kalter Temperaturen (näherungsweise Oktober-April) ist der Wärmebedarf deutlich höher als bei milden Witterungen [251]. Durch die deutschen Gasspeicher, welche ein Volumen von rund 24 Mrd. m³ umfassen, können diese Saisondifferenzen allerdings ausgeglichen werden. Hierzu wird das produzierte PtG-Biomethan in das Erdgasnetz bzw. die Erdgasspeicher eingeleitet, um es anschließend bedarfsgerecht weiter zu verwerten [290].

	Schwächen
Risiken	<ul style="list-style-type: none">▪ Einsatz erst bei ca. 60-80 % regenerativen Strom ökonomisch sinnvoll [216] (bzw. 100 % regenerativer Überschussstrom)➤ Verzögerung des dafür notwendigen Stromnetzausbaus bzw. des Zubaus der EE-Anlagen<ul style="list-style-type: none">→ Verzögerung der PtG-Einführung→ Verschlechterung der Dekarbonisierungschancen▪ Abhängigkeit von volatilen erneuerbaren Energieträgern (Unsicherheitsfaktor)➤ Auswirkungen der Saisonalität des Wärmesektors auf den Stromsektor

Abbildung 8.8: Schwächen und Risiken von PtG-Biomethan

8.3 Anwendungsmöglichkeiten erneuerbarer Gase

8.3.1 Anwendungsmöglichkeiten erneuerbarer Gase im Wärmesektor

In verschiedenen Studien [291] wird biogenen Gasen eine relevante Rolle in der zukünftigen Energieversorgung prognostiziert, zumindest in den ambitionierten Klimaschutzzielszenarien mit 95 % CO₂-Reduktion. Im Wärmesektor wird heute bereits Biogas und Biomethan angewendet, beispielsweise dezentral in Verbindung mit Blockheizkraftwerken. Weiterhin kann zukünftig auch synthetisches Gas oder Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt werden zur Anwendung kommen.

Eine Zumischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist denkbar, wenn bestimmte Regeln eingehalten werden. Bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz findet das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) Anwendung. So wird die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Zusatzgas im Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ [292] aufgegriffen. In diesem Arbeitsblatt heißt es: „Untersuchungen haben gezeigt, dass ein Wasserstoffgehalt in einstelligem Prozent Bereich im Erdgas in vielen Fällen unkritisch ist, wenn die brenntechnischen Kenndaten entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden.“

Die Zumischung von Wasserstoff führt zu einer Änderung der Gaskennwerte. Der volumetrische Brennwert von Wasserstoff beträgt etwa ein Drittel des Brennwertes von Erdgas H, sodass beispielsweise bei einer Zumischung von 16 Mol.-Prozent Wasserstoff der Energieinhalt des Gasgemisches (Erdgas H Philips Emden) um etwa 11 Prozent abnimmt. Der Wobbe-Index hingegen, als Maß für die Austauschbarkeit von Brenngasen, nimmt bei gleicher Zumischung nur um etwa 4 Prozent ab, siehe Abbildung 8.9.

Das weitaus kritischste Kriterium bei der Beimischung von Wasserstoff in Erdgas stellt die (relative) Dichte dar, da Wasserstoff erheblich leichter ist als Erdgas. Dieses Kriterium wird bei zunehmender Wasserstoff-Beimischung als erstes verletzt. Wichtig hierbei ist aber auch das Grundgas. So kann in Russland-H-Gas weitaus weniger H₂ beigemischt werden als in Nordsee-H-Gas, bevor der Gültigkeitsbereich des Gasbeschaffensregelwerks verlassen wird.

Gleichzeitig werden aktuell im Arbeitsblatt G 262 [292] begrenzende Faktoren für die Wasserstoffbeimischung angegeben:

- In DIN 51624 wird ein Grenzwert für Wasserstoff von 2 Vol.-% angegeben; (Hintergrund: Tanks in Erdgasfahrzeugen). [293]
- Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern können empfindlich auf Wasserstoff reagieren, weshalb manche Gasturbinenhersteller den H₂-Anteil auf 5 %, teilweise auch auf 1 % limitieren.
- Die Analyse von Wasserstoff ist bei vielen Prozessgaschromatographen noch nicht ohne weiteres möglich.

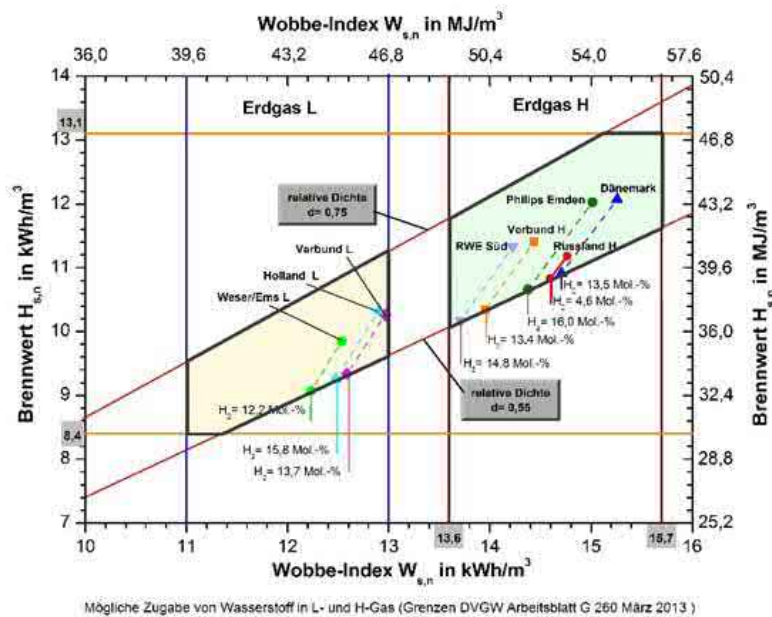


Abbildung 8.9: Gasbeschaffenheiten der in Deutschland verteilten Gase gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 [294] und Änderung deren Kennwerte durch H₂-Zumischung, Quelle GWI

Zum Einsatz erneuerbarer Gase in Wärmeerzeugern im Haushaltsbereich wurden bereits in den letzten Jahren Untersuchungen durchgeführt [295]. Abbildung 8.10 zeigt eine Übersicht über die Wasserstoff-Toleranz von Technologien im Haushaltsbereich. Die Angabe der möglichen H₂-Konzentration ist unterteilt in die unbedenkliche Anwendung (hellgrün), in die mögliche Anwendung nach erfolgter Anpassung (hellblau) und erforderlichem Forschungsbedarf (türkis).

Technologien für die Anwendung erneuerbarer Gase im Haushaltssektor sind insbesondere der Brennwertkessel und der Niedertemperaturkessel, für die Verbrennung von Wasserstoff kommt die PEM-Brennstoffzelle zum Einsatz. Diese kann mit 100 % Wasserstoff betrieben werden. Brennwertkessel und Niedertemperaturkessel können bis zu einem 10 %igen H₂-Anteil unbedenklich betrieben werden, eine Erhöhung auf 20 % Wasserstoff ist nach einer Geräteanpassung anwendbar.

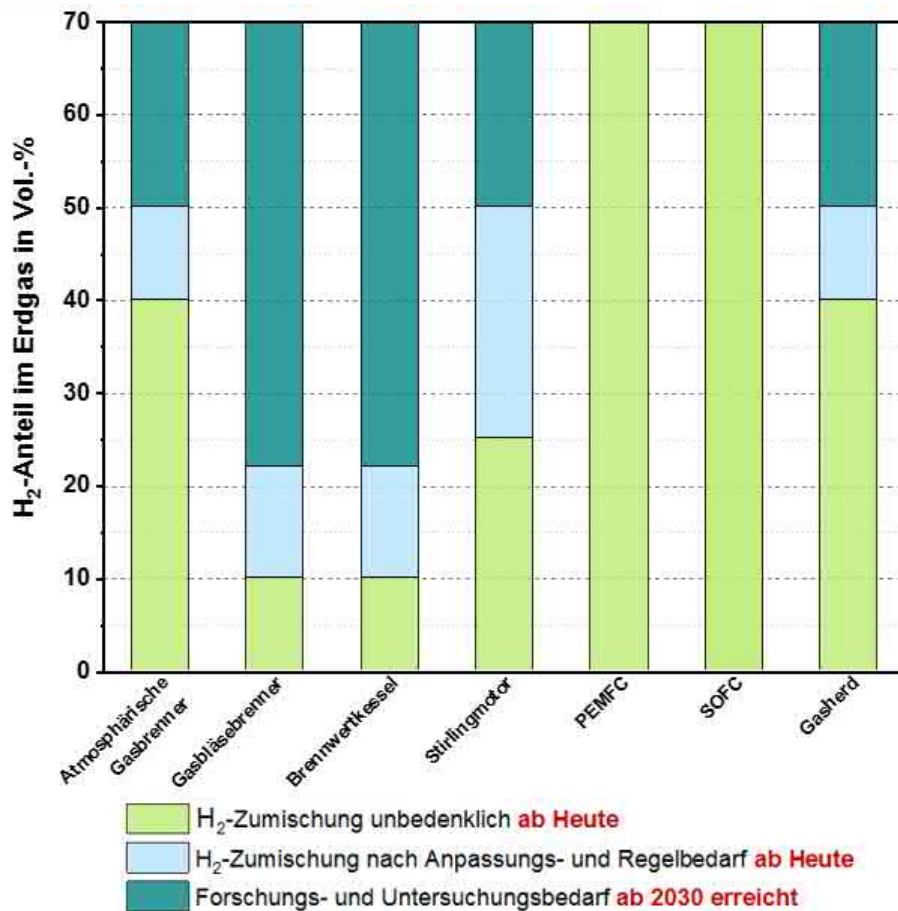


Abbildung 8.10: H₂-Toleranz ausgewählter Technologien für Haushalte, Quellen: [293, 296–300]

Eine morphologische Analyse von dezentralen Technologie-Wasserstoff-Kombinationen für die Sektoren Haushalt, Gewerbe und Mobilität ist in Abbildung 8.11 zusammengestellt. In dieser Analyse wurden die Parameter Anwendung (Sektor), Technologie, Brennstoff und zeitliche Entwicklung betrachtet. In dem Zeitrahmen von 2017 bis 2050 wurden verschiedene Wärmeerzeugungstechnologien, die in den Sektoren Haushalt und Gewerbe zur Anwendung kommen, hinsichtlich ihrer Funktionalität mit unterschiedlichen Wasserstoffgehalten im Brenngas beurteilt. Neben den heute bereits anwendbaren Wasserstoffbeimischungen ist der derzeitige Anpassungsbedarf, der Forschungsbedarf für die Anwendung bis zu 70 % Wasserstoff-Anteil ab 2030 und der 100 %ige H₂-Einsatz ab 2050 aufgeführt. [293, 296–300] Für den Mobilitäts-Sektor wird die Funktionalität der CNG-Tanks, der Motoren, der Erdgastankstellen sowie Brennstoffzellenfahrzeuge in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration im Brenngas beurteilt.

Die Funktionalität der Technologien in Abhängigkeit des H₂-Anteils im Erdgas, der von 2 % Wasserstoff über 8 %, 10 % bis zu 100 % Wasserstoff abgestuft ist, ist farblich unterschiedlich gekennzeichnet. Erdgas bzw. Biomethan kann bei sämtlichen Technologien angewendet werden. Die 2 %ige Wasserstoff-Beimischung wurde aufgrund der aktuell gültigen Grenze für Erdgastankstellen und Tanks der CNG-Fahrzeuge [293] betrachtet. Die 8 % bis 10 % H₂-Zumischung gilt bisher für Motoren. Hintergrund ist hierbei die Methanzahl, die durch H₂-Zumischung verringert wird [296].

Auch in der Gasinfrastruktur sind Auswirkungen von H₂-Zumischungen zu beachten. Im Geltungsbereich der TRGI, DVGW-Arbeitsblatt G 600 konnten Untersuchungen zeigen, dass eine H₂-Beimischung von bis zu 20 % bis auf die Eichgültigkeit einiger Gaszähler, ausgenommen Balgengaszähler, uneingeschränkt bezüglich der Sicherheits-, Dichtheits- und Anschlussanforderungen in der Gasinstallation möglich ist [301].

Mikro-Gasturbinen, CNG-Tanks und Erdgastankstellen können zurzeit nur mit einem 2 %-H₂-Anteil problemlos betrieben werden, auch besteht für die Motoren mit 8 % H₂-Einsatzmöglichkeit weiterer Forschungsbedarf. Bei H₂-Zumischungen > 20 % besteht Forschungsbedarf für die Anpassung der Erdgasverdichter für die Gewährleistung der Enddrücke, Benötigung einer höheren Leistung der Erdgasverdichter zur Einhaltung der Lieferverträge sowie bezüglich der Messtechnik von Kundengaszählern [296]. Die Wärmeerzeugungstechnologie Brennwertkessel kann nach Geräteanpassung bereits heute mit bis zu 22 % H₂ betrieben werden, Blockheizkraftwerke bis zu 40-50 %, die atmosphärischen Gasbrenner und Gasherde weisen bis zu 40 % Wasserstoff-Anteil im Brenngas eine sichere Funktion auf. Die Brennstoffzellentechnologie ist für hohe prozentuale H₂-Zumischungen funktionstüchtig.

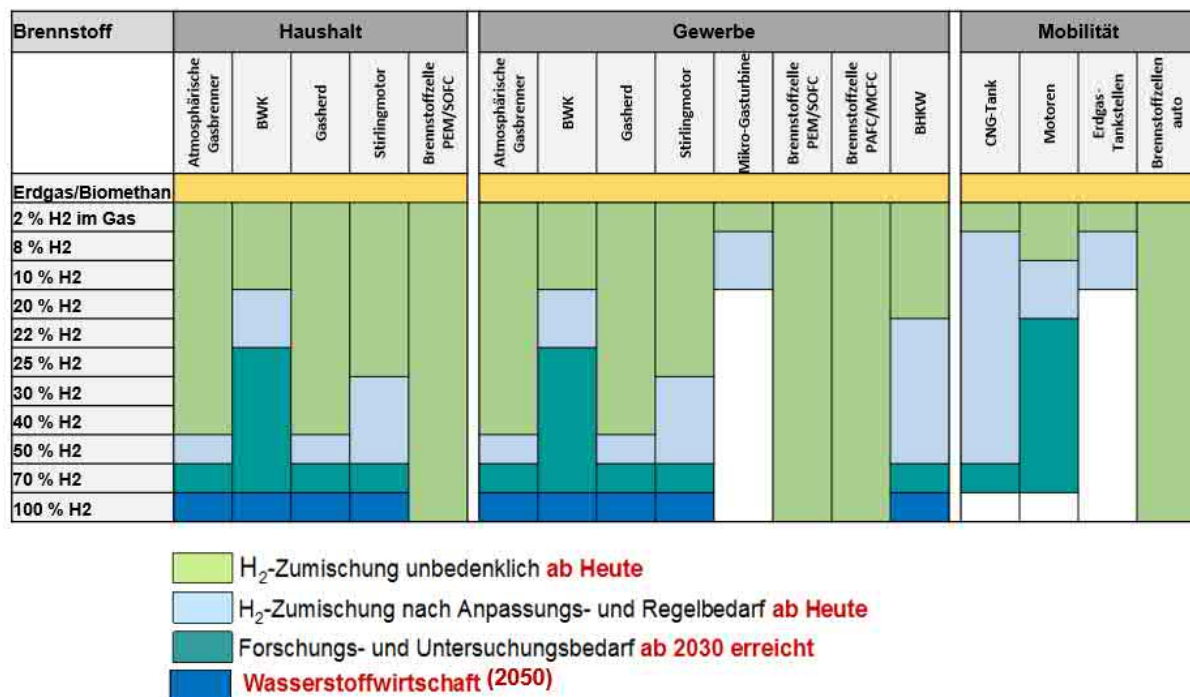


Abbildung 8.11: Morphologische Analyse von dezentralen Technologie-Wasserstoff-Kombinationen, Quellen: [293, 296–300]

8.3.2 Anwendungsmöglichkeiten erneuerbarer Gase im Mobilitätssektor

In Deutschland wird im Verkehrssektor ca. 20 % der CO₂-Emissionen verursacht, wobei auf den Pkw-Verkehr ein Anteil von 61 % entfällt, angegeben für das Jahr 2015 [302]. Daher wird nachfolgend der Fokus auf die Anwendung von Gasen für die Pkw-Mobilität betrachtet. Erdgas als Kraftstoff hatte im Jahr 2017 einen Absatz von 1,6 TWh, der erneuerbare Methan-Anteil lag bei 0,44 TWh.

Die THG-Emissionen des Pkw-Verkehrs sind zwischen 1995 und 2017 aufgrund des gestiegenen Verkehrsaufkommens um 0,5 % angestiegen, obwohl die spezifischen Emissionen, also die Emissionen pro Personenkilometer, um rund 15 % gesunken sind. Gemäß Klimaschutzplan der Bundesregierung soll der Verkehrssektor seine THG-Emissionen bis 2030 um 40 bis 42 Prozent im Vergleich zu 1990 senken. Das entspricht einer Minderung um rund 70 Millionen Tonnen. Dieses Ziel leitet sich sowohl aus den nationalen THG-Gesamtminderungsziel des Klimaschutzplans als auch den EU-Klimaschutzzielen im Non-ETS Bereich ab.

Die EU möchte die Zielerreichung unter anderen durch die Flottengrenzwertregulierung für Pkw, leichte sowie schwere Nutzfahrzeuge sicherstellen. So sollen zum Beispiel bis 2030 die CO₂-Emissionen von Pkw-Neuwagen um 37,5 % und der LNF-Neufahrzeuge um 31 % gegenüber 2021 sinken [303].

Anfang 2017 wurden 98,4 % (lt. UBA) der zugelassenen Pkws mit Verbrennungsmotoren angetrieben. Der Bestand an Pkws in den Jahren 2009 bis 2018 unterteilt nach Kraftstoffarten zeigt Abbildung 8.12. Die Anzahl der mit CNG angetriebenen Pkws hat sich seit 2012 bis 2016 etwas erhöht und ist im Jahr 2018 auf die Anzahl von 2012 zurückgefallen. Elektrofahrzeuge kommen zunehmend zur Anwendung, die Anzahl ist aber immer noch gering. Insgesamt ist der Anteil der nicht mit einem Verbrennungsmotor angetriebenen Fahrzeuge sehr niedrig. Im November 2018 waren ca. 500 Brennstoffzellenfahrzeuge zugelassen.

Bestand an Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach ausgewählter Kraftstoffarten

Bestand an Personenkraftwagen in den Jahren 2009 bis 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten								
Jahr (jeweils 1. Januar)	Benzin	Diesel	Flüssiggas (LPG) (einschließlich bivalent)	Erdgas (CNG) (einschließlich bivalent)	Elektro	Hybrid insgesamt	darunter Plug-in	Zum Vergleich: Insgesamt
2009	30.639.015	10.290.288	306.402	60.744	1.452	22.330	-	41.321.171
2010	30.449.617	10.817.769	369.430	68.515	1.588	28.862	-	41.737.627
2011	30.487.578	11.266.644	418.659	71.519	2.307	37.256	-	42.301.563
2012	30.452.019	11.891.375	456.252	74.853	4.541	47.642	-	42.927.647
2013	30.206.472	12.578.950	494.777	76.284	7.114	64.995	X	43.431.124
2014	29.956.296	13.215.190	500.867	79.065	12.156	85.575	X	43.851.230
2015	29.837.614	13.861.404	494.148	81.423	18.948	107.754	X	44.403.124
2016	29.825.223	14.532.426	475.711	80.300	25.502	130.365	X	45.071.209
2017	29.978.635	15.089.392	448.025	77.187	34.022	165.405	20.975	45.803.560
2018	30.451.268	15.225.296	421.283	75.459	53.861	236.710	44.419	46.474.594

Abbildung 8.12: Bestand an Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach Kraftstoffarten unterteilt [304].

2018 waren 150 Fahrzeugmodelle mit alternativen Antrieben auf dem Markt, siehe Abbildung 8.13. Die größte Auswahl an Modellen gibt es bei den Plug-in-Pkws, gefolgt von Batterieelektrischen Antrieben, Hybrid-Fahrzeugen, Erdgas-Autos und LPG-Antrieben. Derzeit werden zwei Pkw-Modelle mit Wasserstoff-Antrieb angeboten. Bei den schweren Nutzfahrzeugen mit Gasantrieb sind die Verfügbarkeit und auch die Attraktivität gestiegen. Sowohl Iveco, Scania und Volvo bieten mittlerweile Fahrzeugmodelle mit mehr als 400 PS an. Daimler vertreibt Erdgas-Busse. Die Akzeptanz alternativer Antriebe hängt wesentlich vom Fahrzeugpreis ab, aber auch vom Kraftstoffpreis sowie der Verfügbarkeit der Tankstellen.

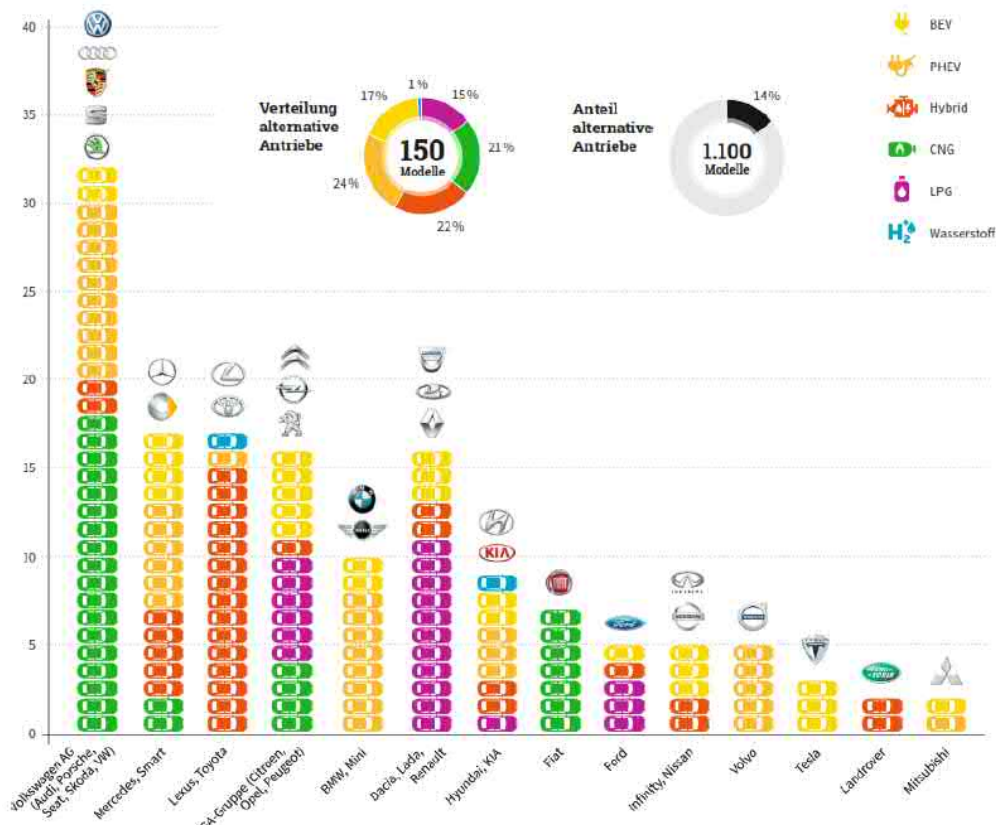


Abbildung 8.13: Modellverfügbarkeit alternative Antriebe in Deutschland 2018 [305]

Die Entwicklung der Antriebsarten bei neu zugelassenen Pkws bis zum Jahr 2050 wurde in verschiedenen Studien zur Energiewende von dena, BDI und ESYS mit verschiedenen Klimaschutzszenarien für die Jahre 2030 und 2050 analysiert. Die Studienergebnisse sind als prozentuale Anteile verschiedener Antriebsarten von Pkws in Abbildung 8.14 dargestellt. Bis 2030 spielen auch weiterhin die flüssigen Kraftstoffe eine wichtige Rolle, je nach Studie und Szenario zwischen 30 und 75 %. Die batteriebetriebenen Elektrofahrzeuge werden auf jeden Fall einen größeren Anteil einnehmen, im Jahr 2050 sogar bis zu einem Anteil von 65 %.[305] Gasförmige Kraftstoffe kommen sowohl direkt als auch in Hybridfahrzeugen zum Einsatz, teilweise werden Anteile von 15 % bei reinen mit Gas angetriebenen Fahrzeugen und bis 40 % [305] bei den Hybridfahrzeugen prognostiziert. Der Brennstoffzellenantrieb von Pkws wird dagegen auch bis 2030 nur gering eingeschätzt. Für 2050 wird mit einer deutlichen Zunahme an Brennstoffzellenfahrzeugen durch die H₂-Produktion durch Power to Gas gerechnet.

Die Studien zur Energiewende von dena, BDI und ESYS haben ebenfalls die Entwicklung der alternativen Antriebsarten für Lkws und leichte Nutzfahrzeuge betrachtet. Abbildung 8.15 gibt die Studienergebnisse wieder. Hybrid-Antriebe kommen kaum in Betracht, elektrische Antriebe und Brennstoffzellen machen den wesentlichen Anteil vor allem in den Szenarien bis zum Jahr 2050 aus. Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge (Langstrecke) entwickeln derzeit eine Reihe von Herstellern (z.B. Hyundai, Scania, Nicola) Brennstoffzellen-Lkw. Diese werden jedoch perspektivisch nicht im Nutzlastbereich > 20 t Anwendungen finden bzw. nicht vor 2025 serienreif sein [303].

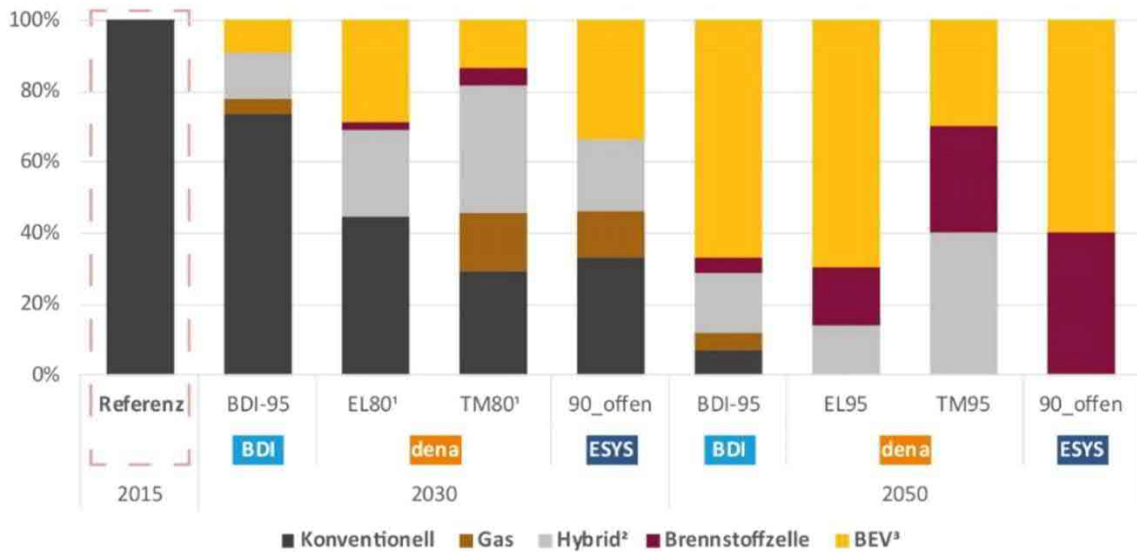


Abbildung 8.14: Anteil der Antriebsarten bei Pkws bis 2050, Szenarien dena/BDI/ESYS-Studien zu den Neuzulassungen von Fahrzeugen [303, 306]

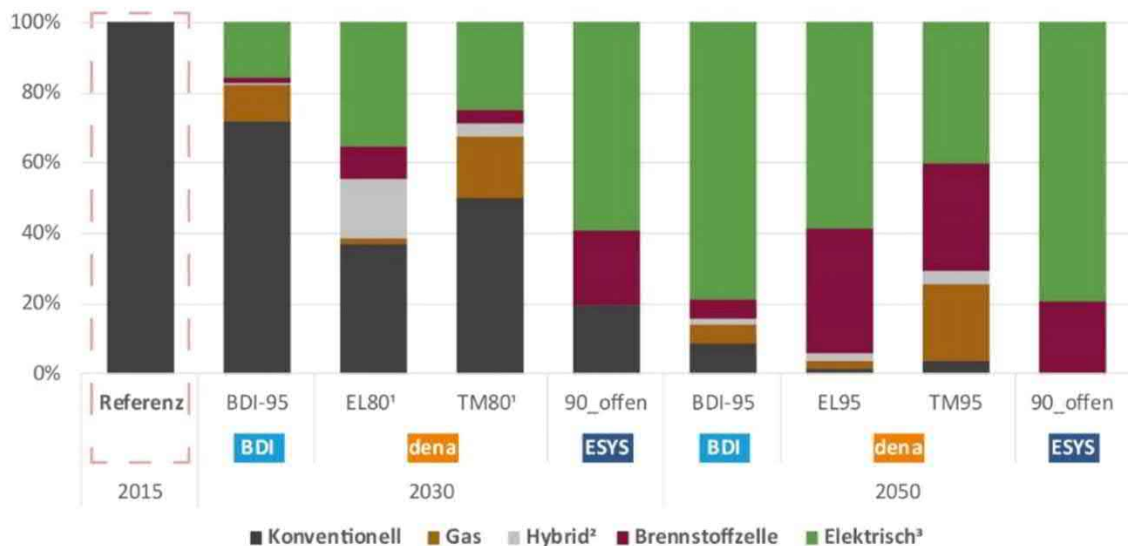


Abbildung 8.15: Anteil der Antriebsarten bei Lkws & leichten Nutzfahrzeugen bis 2050, Szenarien dena/BDI/ESYS-Studien zu den Neuzulassungen von Fahrzeugen [303, 306]

In der Schifffahrt wird lt. der Shell-LNG-Studie „Verflüssigtes Erdgas – Neue Energie für Schiff und Lkw? Fakten, Trends und Perspektiven für LNG“ [307] ein großes Potential gesehen. Es ist eine gute Möglichkeit, die Treibhausgasemissionen im Schiffsverkehr zu senken. Aufgrund des großen Kraftstoffverbrauchs bieten insbesondere Containerschiffe durch den Betrieb mit LNG ein großes CO₂-Einsparpotential. Bei den Kreuzfahrtschiffen wird heute schon LNG als Option vorgesehen, um die Emissionen in den Häfen zu verringern. Hindernis ist zurzeit noch die Verfügbarkeit von LNG in den Häfen.

Ein Einsatz von Gas im Zugverkehr ist derzeit nicht geplant. Im Jahr 2017 nahm in Niedersachsen jedoch der erste wasserstoffbetriebene Zug von Alstom den Betrieb auf [303, 306].

9 Technisch-wirtschaftliche Gesamtanalyse der Verwertungspfade hinsichtlich Technologie, Effizienz und Wertschöpfung (AP 7)

9.1 Erzeugung der EE-Gase

Aufgrund einer sehr hohen Anzahl von möglichen Kombinationsmöglichkeiten von verschiedenen PtG-Technologien wurde im Folgenden eine Auswahl getroffen. Diese ist in Tabelle 9.1 dargestellt und deckt die wichtigsten Anwendungsfälle ab. Die biomassebasierten Verfahren können dabei jeweils mit und ohne PtG-Erweiterung ausgeführt werden.

Die Kosten der EE-Gaserzeugung sind im Wesentlichen beeinflusst von der Kombination aus Stromkosten und korrespondierenden Volllaststunden sowie den Investitionen für die PtG-Anlagenteile (die stark über die installierte Anlagengröße skalieren).

Die Kostenschätzung der P2G-Technologien basiert auf den in Kapitel 7.6 aufgeführten Investitionskosten. Die Berechnung wurde gemäß VDI Richtlinie 6025 auf Basis einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren und einem Finanzierungszinssatz von 5 % durchgeführt. Die Daten der SOEC wurden Tabelle 7.9 entnommen.

Tabelle 9.1: Betrachtete Prozessketten und Betriebsweisen

Nr.	CO ₂ -Quelle	Elektrolyse	Methanisierung	Produktionskapazität (ohne PtG)	Betriebsweise
1	Biogas(ein-speise)an-lage	PEM	Biologische Meth. (BM)	5 MW	Netzdienlich
2	Biomasse-vergasung	a) AEL b) SOEC	Katalytische Meth. (KM)	100 MW	Base-load
3	Industrielles Abgas	a) PEM b) SOEC	Katalytische Meth. (KM)	5/20/100 MW	a) Netzdienlich b) Base-load
4	CO ₂ -Abtren-nung aus der Luft	PEM	Katalytische Meth. (KM)	5/20/100 MW	a) Netzdienlich b) Base-load

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Produktion von EE-Gasen sind die Betriebsweise der Elektrolyseure und die damit verbundenen Stromkosten. Im Folgenden wird daher zwischen Grundlast (Baseload)- und netzdienlichem Betrieb unterschieden.

Als Baseload-Betrieb wird ein stationärer Betrieb der Elektrolyse bezeichnet, welcher beispielsweise bei Prozesskette 2 erforderlich ist, da der Sauerstoff aus der Elektrolyse dauerhaft für den Vergaser bereitgestellt werden muss. Grundsätzlich sind jedoch alle Ketten für den Baseload-Betrieb geeignet. Ein Vorteil ist die simplere Fahrweise, da dynamische Betriebszustände vermieden werden, was für eine hohe Anlagenvfügbarkeit sorgt. Außerdem wird der

Beitrag der Abschreibung der Elektrolyse auf die spezifischen Gesteungskosten reduziert. Durch gegebenenfalls höhere Strombezugspreise bei Dauerbetrieb wird dieser Effekt jedoch kompensiert. Ist keine dauerhafte Wasserstoffproduktion erforderlich, kann der Elektrolyseur bei Strompreisspitzen vom Netz genommen und die Wirtschaftlichkeit der H₂-Einkopplung gesteigert werden.

Wird der Elektrolyseur netzdienlich betrieben, das entsprechende Stromnetz in Zeiten hoher Residuallast also entlastet, können die Stromkosten unter Umständen drastisch reduziert werden. Die Preisgestaltung hängt dabei stark von den politischen Rahmenbedingungen und dem jeweiligen Netz ab. Etablieren sich zukünftig verstärkt autarke, dezentrale Stromnetze, kann ein netzdienlicher Betrieb zur Stabilisierung gegebenenfalls sogar vergütet werden. Allerdings fallen bei dieser Fahrweise die Investitions- und dementsprechend die Abschreibungen des Elektrolyseurs aufgrund langer Stillstandzeiten stärker ins Gewicht. Als Anhaltspunkt für relevante VLS pro Jahr können die Werte der Netzeinspeisung von PV- (1.000 VLS) und Windkraftanlagen (2.000 VLS onshore) herangezogen werden [308].

Da die zukünftige Strompreisentwicklung schwer abzusehen ist, werden für die Berechnung der Gesteungskosten der verschiedenen Prozessketten Szenarien mit einer Strompreisvariation von 50 – 150 €/MWh zugrunde gelegt. Dies entspricht einem Bereich von börsengehandelten, abgabenbefreiten Preisen (50 €/MWh) bis hin zu typischen Strombezugspreisen für Industriekunden (150 €/MWh). Für den netzdienlichen Betrieb für 1.000 und 2.000 VLS pro Jahr werden keine Kosten fällig. Im Sonderfall von 4.000 VLS pro Jahr wird angenommen, dass der Elektrolyseur für 2.000 Stunden netzdienlich (0 €/MWh) und für 2.000 Stunden zu Strompreisen entsprechend des Variationsbereichs betrieben wird.

Bezugskosten für Endkunden, welche Entgelte, Steuern und Abgaben sowohl strom- als auch gasseitig betrachten, werden detailliert im DVGW-Projekt greenSNG [309] evaluiert.

9.1.1 Biogas(einspeise)anlage + Power-to-Gas mittels biologischer Methanisierung

Die konventionelle Biogaseinspeiseanlage im Größenbereich von 4-5 MW thermischer Leistung erlaubt die Herstellung von Biomethan zur Einspeisung in das Erdgasnetz zu Gesteungskosten von ca. 70-80 €/MWh.

Der Vorteil der Kopplung von Biogaseinspeiseanlagen mit der biologischen Methanisierung (BM) liegt in der Erhöhung des Kohlenstoffnutzungsgrades der eingesetzten biologischen Substrate, der hohen Flexibilität (die BM muss nicht kontinuierlich, kann aber sehr dynamisch betrieben werden, sodass u.U. auf die Zwischenspeicherung von Wasserstoff verzichtet werden kann) und der zumindest teilweisen Nutzbarkeit der Abwärme der biologischen Methanisierung zur Beheizung des Biomassefermenters.

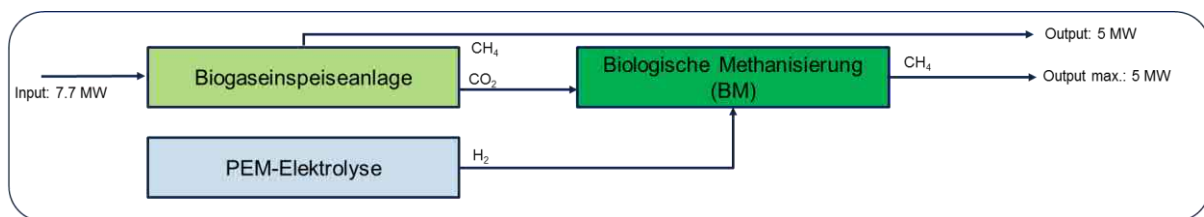


Abbildung 9.1: Biogaseinspeiseanlage + PtG mittels PEM-Elektrolyse und biologischer Methanisierung

Bei der Kopplung einer Biogasanlage ohne angeschlossene Aufbereitung fungiert die biologische Methanisierung als Gasaufbereitung. Sofern Rohbiogas in Zeiten von teuren Strompreisen nicht im BHKW verstromt wird, muss die BM in diesem Szenario deutlich kontinuierlicher betrieben werden, als im o.g. Fall. Ein ökonomischer Vorteil entsteht jedoch ggf. durch den Verzicht auf die Gasaufbereitung bei Kleinanlagen.

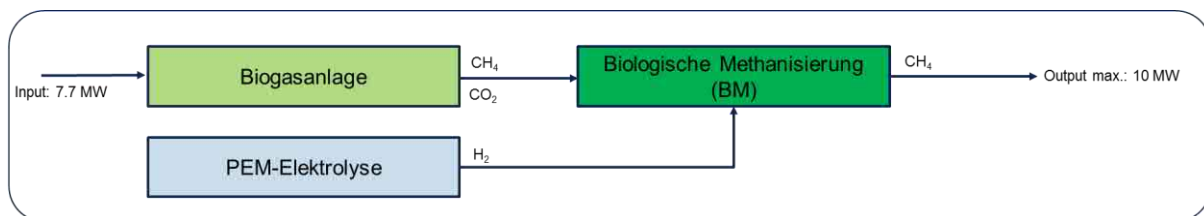


Abbildung 9.2: Biogasanlage + PtG mittels PEM-Elektrolyse und biologischer Methanisierung

In Tabelle 9.2 sind die für die Berechnung der Kosten zu Grunde gelegten Randbedingungen für die Kopplung von Biogas(einspeise)anlagen mit PtG angegeben.

Tabelle 9.2: Randbedingungen für die Bewertung der Kopplung der Biogaserzeugung mit der PEM-Elektrolyse und der biologischen Methanisierung

Konfiguration:	Biogaseinspeiseanlage	Biogasanlage ohne Einspeisung und H₂-Speicher
Betriebsmodus PtG/BM	Netzdienlich	Base-load
VLS Biogas(einspeise)anlage	8.410 h/a	8.410 h/a
VLS PEM	1.000/2.000/ 2.000 + 2.000 h/a	8.410 h/a
Personal Kosten		25 000 €/a
Zusammensetzung Biogas		50 % CH ₄ , 50 % CO ₂
Substratkosten		35 €/t

Die Ergebnisse der Gestehungskostenberechnung für den netzdienlichen Betrieb der Elektrolyse sind in Tabelle 9.3, die Kosten für den Base-load-Betrieb in Tabelle 9.4 dargestellt. Es zeigt sich, dass für die netzdienliche Betriebsweise SNG (z.B. bei einem Strompreis von 0 €/MWh) zu geringeren Gestehungskosten produziert werden kann als im Base-load Betrieb. Allerdings ist zu beachten, dass die produzierte Menge an SNG, die auf diese Weise erzeugt wird und somit auch der Ausnutzungsgrad von CO₂, im Falle der netzdienlichen Betriebsweise über das Jahr gesehen geringer ausfällt. Überdies hinaus ist zu erwarten, dass bei der Realisierung PtG an kleineren Biogasanlagen die Variante „Verzicht auf die Gasaufbereitung“ aufgrund des höheren CAPEX-Anteils von Kleinanlagen an Attraktivität gewinnen wird.

Tabelle 9.3: Bereitstellungskosten in €/MWh bei der Kopplung von Biogaseinspeiseanlage und biologischer Methanisierung (gekoppelt, max. 10 MW SNG Peakleistung) für den Betriebsmodus „netzdienlicher Betrieb“

VLS Elektrolyse	Strompreis PtG in ct/kWh	2018			2030			2050		
		Strom-preis BGA in ct/kWh								
		5	10	15	5	10	15	5	10	15
1000	0	114	117	120	100	103	106	93	96	99
2000	0	103	106	108	90	93	95	84	86	89
4000	2,5	103			92			86		
	5	118			107			99		
	7,5	133			122			112		

Tabelle 9.4: Bereitstellungskosten in €/MWh bei der Kopplung von Biogasanlage und biologischer Methanisierung (Kapazität: 10 MW SNG) für den Betriebsmodus „Base-load“

Kosten in €/MWh	2018			2030			2050		
Strompreis in ct/kWh	5	10	15	5	10	15	2	10	15
Biologische Methanisierung	112	156	203	104	149	194	95	137	178
Katalytische Me- thanisierung	116	162	208	104	149	194	95	136	178

9.1.2 Biomassevergasung mit Power-to-Gas im Base-load-Betrieb

Die Biomassevergasung als Pendant zur Biomassefermentation ermöglicht die Nutzung von ligninreicher Biomasse zur SNG-Erzeugung. Die Biomassevergasung ist im Vergleich zur Biomassefermentation ein komplexer Hochtemperaturprozess, der nur sehr eingeschränkt flexibel betrieben werden kann. Den nachfolgenden Bewertungen liegt daher die Annahme von 8.000 VLS für Vergasung und PtG zu Grunde. Durch den aufwändigen technischen Aufbau führen Kleinanlagen nach konventionellen Erzeugungskonzepten zu hohen spezifischen Anfangsinvestitionen, daher werden im Falle der Vergasung nachfolgend nur Anlagen in der Größenordnung 100 MW SNG Erzeugungleistung betrachtet. Die Substratbereitstellungskosten wurden im Falle der Vergasung zu 80 €/t_{FM} angenommen.

Wie im DVGW-Projekt „greenSNG“ [309] berechnet, führt die SNG-Erzeugung mittels Vergasung ohne PtG nach dem im GoBiGas-Projekt umgesetzten Konzept zu spezifischen Geste-hungskosten von etwa 73 €/MWh.

Die Kopplung von Vergasung und PtG eröffnet die Möglichkeit der nahezu vollständigen Nutzung des in der Biomasse vorhandenen Kohlenstoffs. Außerdem lässt sich der Sauerstoff aus der Elektrolyse für die Vergasung nutzen, wodurch auf eine ASU verzichtet werden kann. Nachfolgend werden gekoppelte Konzepte mittels AEL und SOEC bewertet (vgl. Abbildung 9.3). Der Wirkungsgrad der dargestellten Prozesskette inklusiver AEL wurde angenommen zu 64 % (2018), 66 % (2030), 67 % (2050). Mit SOEC liegen die Wirkungsgrade höher: 80 % (2018), 81 % (2030), 81 % (2050).

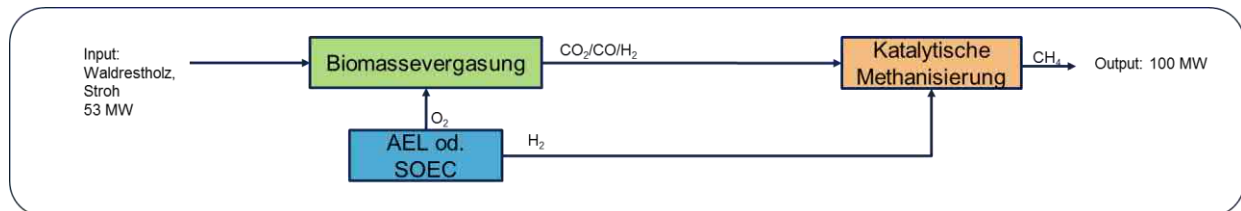


Abbildung 9.3: Biomassevergasung + PtG mittels AEL/SOEC und katalytischer Methanisierung

In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse der Kostenbewertungen der gekoppelten Produktion von SNG via Biomassevergasung und PtG dargestellt (vgl. Tabelle 9.5).

Tabelle 9.5: Bereitstellungskosten in €/MWh aus der Kopplung der Biomassevergasung und der katalytischen Methanisierung mit zwei unterschiedlichen Elektrolysekonzepten (AEL/SOEC), jeweils für den Base-load Betrieb (Kapazität: 100 MW)

Stromkosten in ct/kWh	2018	2030	2050	2018	2030	2050
		AEL		SOEC		
5	98	94	91	93	78	77
10	150	143	139	129	113	111
15	201	192	187	166	148	146

Aufgrund der höheren Wirkungsgrade verspricht die SOEC in der angedeuteten Konfiguration geringere Gestehungskosten. Die höheren Investitionskosten der SOEC werden in allen Stützjahren durch die Stromeinsparung kompensiert. In Summe ist die Produktion von SNG mittels Vergasung mit der angenommenen Anlagenkapazität von 100 MW SNG Erzeugungsleistung zu geringeren Kosten als die Erzeugung von Biomethan mittels Fermentation und gekoppelter Methanisierung möglich.

9.1.3 Power-to-Gas mit CO₂ aus Abgasen

Neben der Nutzung von Biomasse können auch Abgasströme aus Verbrennungskraftanlagen oder der Industrie als CO₂-Quellen verwendet werden. Hierbei ist auf den Ursprung des CO₂ (fossil/prozessbedingt/grün) zu achten. Verfahren zur CO₂-Bereitstellung stehen zur Verfügung. Die Nutzung von CO₂ aus Abgasströmen erfordert über die CO₂-Abtrennung hinaus aufwendige Gasfeinreinigungsschritte (siehe Abbildung 9.4). Bei der Kopplung mit der katalytischen Methanisierung ist eine Nutzung der Abwärme für die CO₂-Bereitstellung möglich. In den vorliegenden Berechnungen wurden die in Tabelle 9.6 zu Grunde liegenden Randbedingungen verwendet.

Tabelle 9.6: Randbedingungen für die CH₄-Erzeugung aus CO₂ aus Abgasen mittels PEM/SOEC und katalytischer Methanisierung

Konfiguration:	PEM	SOEC
Betriebsmodus	Netzdienlich	Base-load
VLS	1.000/2.000/4.000 h/a	8.410 h/a
Wärmenutzung	CO ₂ -Abscheidung durch Abwärmennutzung der Methanisierung	
SOEC	Katalytische Methanisierung stellt Wärme für Bereitstellung von Wasserdampf	

Als Elektrolyseverfahren werden nachfolgend Konzepte mit PEM (netzdienlicher Betrieb) und SOEC (base-load) bewertet. Der Wirkungsgrad der dargestellten Prozesskette mit PEM wurde angenommen zu 56 % (2018), 60 % (2030), 66 % (2050). Mit SOEC liegen die Wirkungsgrade nur geringfügig höher, da ein Großteil der Wärme für die CO₂-Abscheidung Verwendung findet: 66 % (2018), 68 % (2030), 68 % (2050).

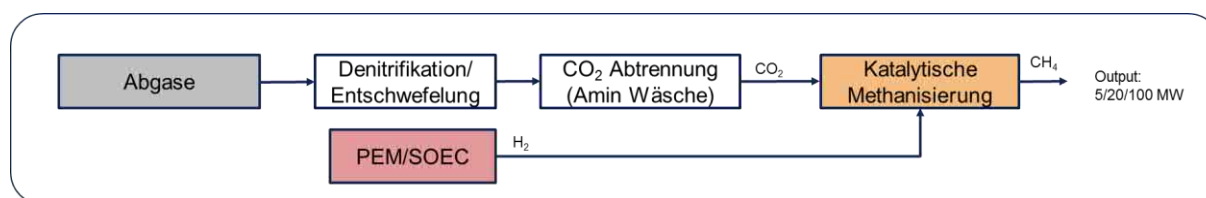


Abbildung 9.4: CO₂-Abtrennung aus Abgasströmen + PtG mittels PEM/SOEC und katalytischer Methanisierung

Im Ergebnis sind die Erzeugungskosten der reinen PtG-Prozessketten für 2018 z.T. deutlich höher als die der mit der Biomassennutzung gekoppelten Ketten. Neben den hohen Stromkosten für die Wasserstoffproduktion tragen hier auch die hohen Investitionskosten bei. Für die Jahre 2030 und 2050 sinken die Preise durch sich reduzierende Investitionskosten. Werden die prognostizierten Investitionskosten der PEM für 2030 und 2050 erreicht, so ist nach den Ergebnissen davon auszugehen, dass die Gestehungskosten in 2050 das Niveau der Biomechanproduktion erreichen werden (Tabelle 9.7).

Tabelle 9.7: Gestehungskosten aus CO₂ aus Abgasen mittels PEM und katalytischer Methanisierung im netzdienlichen Betrieb

		2018			2030			2050		
VLS	Strompreis in ct/kWh	Produktion in MW								
		5	20	100	5	20	100	5	20	100
1000	0	489	430	387	324	253	229	240	178	150
2000	0	245	215	194	162	127	114	120	89	75
4000	2,5	168	153	143	126	109	103	102	86	79

Unter der Annahme von geringen Stromkosten (5 ct/kWh) für den Base-load Betrieb (Tabelle 9.8) lassen sich mit der SOEC ebenfalls sehr geringe Gestehungskosten (bei höherer jährlicher Gesamtproduktion) erzielen. Dieser Fall entspräche beispielsweise einem Direktbezug von Windstrom ohne Nebenkosten.

Tabelle 9.8: Gestehungskosten aus CO₂ aus Abgasen mittels SOEC und katalytischer Methanisierung im Base-load Betrieb

	2018			2030			2050		
Strompreis in ct/kWh	SNG Produktion in MW								
	5	20	100	5	20	100	5	20	100
5	142	135	130	93	85	82	88	81	78
10	211	204	199	160	151	149	155	147	144
15	281	273	268	226	218	215	221	214	210

9.1.4 Power-to-Gas mit CO₂ aus der Luft

Neben der Nutzung von Abgasströmen als CO₂-Quellen kann CO₂ auch aus der Luft abgetrennt werden (siehe Abbildung 9.5).

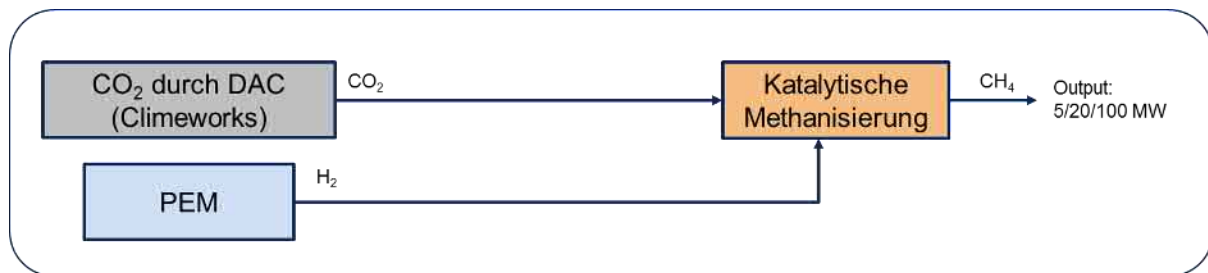


Abbildung 9.5: CO₂-Abtrennung aus der Luft + PtG mittels PEM und katalytischer Methanisierung

Verfahren zur CO₂-Bereitstellung befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium. Bei der Kopplung mit der katalytischen Methanisierung ist eine Nutzung der Abwärme für die CO₂-Bereitstellung möglich. Zusätzlicher Wärmebedarf wird mit elektrischer Energie bereitgestellt. In den vorliegenden Berechnungen wurden die in Tabelle 9.9 zu Grunde liegenden Randbedingungen genutzt. Die Wirkungsgrade der Prozesskette liegen bei 50 % (2018), 51 % (2030), 55 % (2050).

Tabelle 9.9: Randbedingungen für die CH₄-Erzeugung aus CO₂ aus der Luft mittels PEM/SOEC und katalytischer Methanisierung

Betriebsmodus	Netzdienlich	Base-load
Betriebsmodus	Netzdienlich	Base-load
VLS	1.000/2.000/ 2.000 + 2.000 h/a	8.410 h/a
Wärmedeckung	DAC zu 42 % gedeckt	

In den nachfolgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Kostenberechnungen dargestellt:

Tabelle 9.10: Gestehungskosten aus CO₂ aus Luft mittels PEM und katalytischer Methanisierung im Base-load Betrieb

	2018			2030			2050		
	Produktion in MW								
Strompreis in ct/kWh	5	20	100	5	20	100	5	20	100
5	173	164	157	150	140	136	125	118	115
10	274	265	258	250	240	236	218	211	207
15	375	366	359	350	340	336	310	303	300

Tabelle 9.11: Gesteuerungskosten aus CO₂ aus Luft mittels PEM und katalytischer Methanisierung im netzdienlichen Betrieb

		2018			2030			2050		
VLS	Strompreis in ct/kWh	Produktion in MW								
		5	20	100	5	20	100	5	20	100
1000	0	609	534	471	415	337	298	275	219	189
2000	0	304	267	236	207	168	149	137	109	95
4000	2,5	203	184	168	154	134	125	115	101	94

Im Ergebnis zeigt sich, dass sich die Bereitstellungskosten vergleichsweise hoch darstellen. Darüber hinaus lassen sich die Kosten im Base-load Betrieb zu 5 ct/kWh_{el} heute und z.T. 2030 günstiger darstellen als der netzdienliche Betrieb auch mit hohen VLS. Erst in 2050 lohnt ein netzdienlicher Betrieb gegenüber dem Base-Load-Szenario. In 2050 liegen die SNG-Gesteuerungskosten unter den gegebenen Annahmen nur noch ca. 20 % höher als die SNG-Erzeugung aus Biomasse und mittels CO₂ aus konzentrierten Quellen.

9.1.5 Zwischenfazit: Kosten der EE-Gaserzeugung

Die nachfolgende Tabelle 9.12 liefert eine Zusammenfassung der Gestehungskosten für die relevantesten und wahrscheinlichsten Umsetzungsfälle.

Tabelle 9.12: Zusammenfassung der Gestehungskosten der EE-Gaserzeugung ausgewählter Referenzfälle

Prozesskette	VLS in h/a	Strom- kosten in ct/kWh	Anla- genka- pazität	Gestehungs- kosten	
				heute in €/MWh	2050 in €/MWh
Biogaseinspeiseanlage + Biologische Methanisierung	4.000	2.5	10 MW	118	99
Biogasanlage + PEM + Biologische Methanisierung	8.000	10	10 MW	156	137
Biomassevergasung + AEL + katalytische Methanisierung	8.000	10	100 MW	150	139
Biomassevergasung + SOEC + katalytische Methanisierung	8.000	10	100 MW	129	111
CO ₂ aus Abgas + PEM + katalytische Methanisierung	4.000	2.5	100 MW	143	79
CO ₂ aus Abgas + SOEC + katalytische Methanisierung	8.410	10	100 MW	199	144
DAC + PEM + katalytische Methanisierung	8.410	10	100 MW	258	207
DAC + PEM + katalytische Methanisierung	4.000	2.5	100 MW	168	94

Zum einen ist ersichtlich, dass die Gestehungskosten von EE-Gas nicht mit aktuellen Erdgaspreisen konkurrieren werden können. Selbst Kosten im Bereich heutiger Biomethanpreise werden erst mittel- bis langfristig zu erwarten sein. Große Unterschiede in den Gestehungskosten sind primär durch die jeweilige CO₂-Quelle bestimmt. Da das Gas vor der Methanisierung bei Biogasanlagen oder bei der Biomassevergasung bereits einen sehr hohen Anteil an Methan besitzt, werden die zusätzlichen Kosten für Methan aus Elektrolysewasserstoff durch Mischkalkulation gepuffert. Hingegen ist davon auszugehen, dass für Industrieabgase oder DAC als CO₂-Quellen mit den höchsten Gestehungskosten zu rechnen, falls Strom nicht zu (teilweise) reduzierten Preisen oder umsonst bezogen werden kann.

9.2 Verwertung der EE-Gase

Für die Verwertung der EE-Gase ist nachfolgend eine technisch-wirtschaftliche Gesamtanalyse zu Anwendungstechnologien in den Sektoren Haushalt; Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie Mobilität aufgeführt. Im Haushaltssektor werden beispielhaft für ein Ein- und ein Mehrfamilienhaus verschiedene Technologien zur Wärmeerzeugung ausgewählt und die Brennstoff- und Stromkosten bei der Verwendung verschiedener gasförmiger Brennstoffe und Erdgas-EE-Gas-Mischungen berechnet. Der EE-Gas-Anteil im Erdgas wird bei diesen Betrachtungen von 10% auf 20 % und 50 % gesteigert, um den Einfluss des Einsatzes der erneuerbaren Gase auf die zukünftigen Brennstoffkosten zu ermitteln. Weiterhin erfolgt eine ökologische Analyse der betrachteten Anwendungsbeispiele, die erzeugten CO₂-Emissionen der berechneten Technologie-Brennstoff-Kombinationen werden vergleichend dargestellt. Im Sektor GHD werden Wärmeerzeugungstechnologien für einen Gewerbebetrieb und ein Krankenhaus betrachtet. Im Mobilitätssektor werden Gestehungspreise je Fahrzeugkilometer für Pkw, Lkw und den öffentlichen Personennahverkehr bei dem Einsatz verschiedener Kraftstoffe berechnet und die jeweils anfallenden CO₂-Emissionen ermittelt.

9.2.1 Rahmenbedingungen

9.2.1.1 Brennstoffe

In der Analyse werden die Kosten der verschiedenen Brenngase und Erdgas-EE-Gas-Mischungen sowie die Stromkosten betrachtet. Für Erdgas, Biogas und Strom werden die zurzeit handelsüblichen Marktpreise zugrunde gelegt. Weiterhin werden Preise für die Brennstoffkombinationen Erdgas/Biogas (Marktpreis) sowie Erdgas/Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt. Die betrachteten Erdgas/EE-Gas-Mischungen unterscheiden sich in der Erzeugungsart des jeweiligen EE-Gases, welche durch die Angaben der Volllaststunden sowie die Leistung des Elektrolyseurs gekennzeichnet sind. Detailliertere Angaben zu der Erzeugung der EE-Gase sind in Kapitel 9.1 dargelegt. Für die Betrachtungen kommen Brennstoff-Gemische aus Erdgas und die mit unterschiedlichen Prozessen erzeugten erneuerbaren Gasen mit den EE-Gasanteilen von 10, 20 und 50 % zur Anwendung. Nachfolgende Gase bzw. Brennstoff-Kombinationen wurden berücksichtigt.

- Erdgas, Biogas, Strom (Marktpreis)
- Erdgas + Biogas (Marktpreis)
- Erdgas + Biogas (Nawaro, 8.410 VLS)
- Erdgas + SNG, (5 MW, 4.000 VLS)
- Erdgas + H₂, (5 MW, 4.000 VLS)
- Erdgas + Vergasung SNG ohne PtG, (200 MW, 8.410 VLS)
- Vergasung SNG, (200 MW, 8410 VLS), SOEC (100 MW, 8.410 VLS)

9.2.1.2 Brennstoffkosten

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurden für die Jahre 2017, 2020, 2030 und 2050 die in Tabelle 9.13 aufgeführten Energieträgerkosten für den Haushaltssektor und in Tabelle 9.14 zusammengestellten Energieträgerkosten für den GHD-Sektor zugrunde gelegt. Erläuterungen zu den Kosten stammen zum Teil aus dem Bericht des DVGW-Projektes „Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengerkoppelten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens“ [227].

Es wurden jeweils zwei Szenarien berücksichtigt, und zwar das Szenario BASIS, welches die Fortschreibung des aktuell bestehenden Rechtsrahmens, d.h. EE-Gas Gestehung inkl. stromseitiger Umlagen etc. sowie EE-Gas Bezug inkl. gasseitiger Umlagen bedeutet.

Das Szenario „Gas + Strom“ bedeutet die Umsetzung rechtlicher Maßnahmen bezüglich des Gasbezugs von EE-Gasen mit direkter Wirkung auf den Bezugspreis mit Berücksichtigung von folgenden Maßnahmen bezüglich des Strombezugs zur Gestehung von EE-Gasen:

- **Komplette stromseitige Befreiung von:**
EEG-Umlage
Netzentgelt Strom
Stromsteuer
- **Komplette gasseitige Befreiung von:**
Konvertierungsumlage
Bilanzierungsumlage
Netzentgelt (Gas)
Energiesteuer (Gas) der EE-Gas-Gestehung

Tabelle 9.13: Energieträgerkosten für den Sektor Haushalt [227]

Haushalte								
Energieträgerkosten in ct/kWh	2017		2020		2030		2050	
	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM
Marktpreis Erdgas	6,16	6,16	7,47	7,47	8,35	8,35	10,12	10,12
Marktpreis Biogas	12,35	12,35	12,31	12,31	12,16	12,16	11,86	11,86
Marktpreis Strom	29,85	29,85	32,56	32,56	34,68	34,68	28,22	28,22
SNG (5 MW; 4.000 VLS)	51,11	22,40	49,57	19,19	39,14	13,14	26,41	9,36
H2 (5 MW; 4.000 VLS)	38,69	14,57	38,21	12,71	31,58	9,71	22,81	8,35
SNG (100 MW; 4.000 VLS)	41,37	16,65	40,36	14,49	31,92	10,43	21,01	7,30
H2 (100 MW; 4.000 VLS)	32,23	11,41	31,99	10,22	25,94	7,81	18,30	6,60
Biogas (NaWaRo; 8.410 VLS)	11,04	8,49	11,04	8,49	11,24	8,77	10,97	8,62
Vergasung SNG ohne PtG; (200 MW; 8410 VLS)	13,21	10,83	13,21	10,83	13,21	10,83	13,21	10,83
Vergasung SNG (200 MW; 8410 VLS); SOEC (100 MW; 4000 VLS)	16,12	11,29	16,12	11,13	15,19	10,91	14,13	10,47

Tabelle 9.14: Energieträgerkosten für den Sektor GHD [227]

GHD								
Energieträgerkosten in ct/kWh	2017		2020		2030		2050	
	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM
Marktpreis Erdgas	4,51	4,51	5,61	5,61	6,35	6,35	7,83	7,83
Marktpreis Biogas	9,71	9,71	9,67	9,67	9,55	9,55	9,29	9,29
Marktpreis Strom	21,69	21,69	23,97	23,97	25,75	25,75	20,32	20,32
SNG (5 MW; 4.000 VLS)	42,28	18,09	40,99	15,39	32,22	10,30	21,52	7,13
H2 (5 MW; 4.000 VLS)	31,85	11,50	31,44	9,94	25,87	7,42	18,50	6,28
SNG (100 MW; 4.000 VLS)	34,10	13,25	33,25	11,44	26,15	8,03	16,99	5,39
H2 (100 MW; 4.000 VLS)	26,41	8,85	26,21	7,85	21,13	5,82	14,71	4,81
Biogas (NaWaRo; 8.410 VLS)	8,61	6,39	8,61	6,39	8,78	6,63	8,55	6,51
Vergasung SNG ohne PtG; (200 MW; 8410 VLS)	9,88	8,68	9,88	8,68	9,88	8,68	9,88	8,68
Vergasung SNG (200 MW; 8410 VLS); SOEC (100 MW; 4000 VLS)	12,33	9,06	12,32	8,93	11,55	8,75	10,65	8,38

9.2.1.3 Technologien und Verbrauchsdaten im Haushaltssektor

Im Haushaltssektor wird die Analyse für ein Einfamilienhaus (EFH) und ein Mehrfamilienhaus (MFH) durchgeführt. Als Wärmeerzeugertechnologien werden im Einfamilienhaus der Brennwertkessel, eine Mini-KWK-Anlage mit Otto-Motor und eine KWK-PEM-Brennstoffzelle betrachtet. Für das Mehrfamilienhaus kommen ebenfalls ein Brennwertkessel, eine KWK-Anlage mit Otto-Motor sowie eine SOFC-Brennstoffzelle zum Einsatz. Die KWK-Anlagen benötigen zur Deckung des Wärmebedarfs zusätzlich einen Spitzenlastbrennwertkessel. Die verwendeten Gebäude-, Verbrauchs- und Technologiedaten sind in Tabelle 9.15 zusammengestellt.

Die gebäudespezifischen Verbrauchsdaten Endenergie für Heizung und Warmwasser der Referenz-Wohngebäude EFH und MFH wurden mit dem Programm „Energieberater Professional 3D“ der Hottgenroth GmbH unter Anwendung der DIN 18599 berechnet [310]. Der Jahresstrombedarf wird nach VDI 4655 berechnet, d.h. im EFH-Bereich wird pro Person ein Stromverbrauch von 1.750 kWh zugrunde gelegt und für den MFH-Bereich wird pro Wohneinheit ein Jahresstrombedarf von 3.000 kWh angesetzt. Für die Berechnungsbeispiele wurden 3 Personen im EFH sowie 8 Wohneinheiten im MFH angenommen.

Die thermischen Leistungen und Wirkungsgrade der Brennwertkessel, die thermischen und elektrischen Leistungen und Wirkungsgrade der betrachteten KWK-Anlagen mit Otto-Motor sowie der Brennstoffzellen sind in Tabelle 9.15 aufgeführt.

Bei der Mini-KWK-Anlage mit Otto-Motor und der PEM-Brennstoffzelle erfolgen die Berechnungen der Betriebszeiten des Otto-Motors bzw. der Brennstoffzelle und des jeweiligen Zusatzheizgerätes (Brennwertkessel) mit Hilfe von Lastprofilen. Die Verbraucherlastprofile wurden im Rahmen des Projektes „100 KWK-Anlagen in Bottrop“ [311] für EFH und MFH aus den darin aufgenommenen Messdaten erstellt. Mit Hilfe der Modelica-Simulation wurden die Laufzeiten der Technologien bestimmt.

Tabelle 9.15: Gebäude-, Verbrauchs- und Technologiedaten für den Haushaltssektor [310]

Beschreibung der Gebäude	Einheit	EFH	MFH
Wohnfläche	m ²	201,6	772
Nutzfläche	m ²	242	927
spez. Nutzenergie Heizwärme	kWh/(m ² _{Nutzfl.} ·a)	50,7	35,9
spez. Nutzenergie Warmwasser [nach DIN 18599]	kWh/(m ² _{Nutzfl.} ·a)	10,08	13,75
Endenergie Heizwärme	kWh/a	16.990	49.500
Endenergie Warmwasser	kWh/a	6.180	21.940
Anzahl an Bewohnern/Wohneinheiten	Personen/WE	3	8
Jahresstrombedarf (nach VDI 4655: 1750 kWh/Person)	kWh/a	5.250	
Jahresstrombedarf (nach VDI 4655: 3000 kWh/WE)	kWh/a		24.000
Daten der Heiztechnologien			
Brennwertkessel			
thermische Leistung	kW	26,4	50
Wirkungsgrad	%	99	99
mini-KWK BHKW			
elektrische Leistung	kW	1	5
thermische Leistung	kW	2,5	12,3
Wirkungsgrad gesamt	%	92	89
elektrischer Wirkungsgrad	%	26,3	24
thermischer Wirkungsgrad	%	65,7	65
PEMFC SOFC			
elektrische Leistung	kW	0,75	1,5
thermische Leistung	kW	1,1	0,85
Wirkungsgrad gesamt	%	92	88
elektrischer Wirkungsgrad	%	37	55
thermischer Wirkungsgrad	%	55	33

9.2.1.4 Stromvergütung im Haushaltssektor

Bei der Berechnung des erzeugten Stroms werden folgende Vergütungssätze für den Eigenverbrauch des erzeugten Stroms bzw. die Einspeisevergütung berücksichtigt:

Die Förderung der Stromvergütung für KWK-Anlagen unter 50 kWh_{el} kann mit zwei verschiedenen Verfahren erreicht werden. Zum einen kann durch das BAFA eine pauschale Einmalzahlung beantragt werden (A) und zum anderen kann die Vergütung des erzeugten elektrischen Stroms über den Stromnetzbetreiber bezuschusst werden (B):

A. Die pauschale Einmalzahlung berechnet sich aus der elektrischen Leistung mit der maximalen Förderdauer von 60.000 Vollastbenutzungsstunden und beträgt 4,0 Cent/kWh.

B. Die Zuschläge des Netzbetreibers betragen 8 Ct/kWh für den ins Netz eingespeisten Netto-Strom und 4 Ct/kWh für den selbst verbrauchten Netto-Strom.

Für den eingespeisten Strom stehen dem Anlagenbetreiber noch zwei weitere Zuschläge zu. Zum einen den „EEX-Baseload“ und zum anderen eine Vergütung der vermiedenen Netzkosten. Während ersterer quartalsmäßig von der Leipziger Strombörse vorgegeben wird, schwanken die vermiedenen Netzkosten zwischen 0,1 bis 2 Cent/kWh nach Netzbetreiber [312].

Nach Annahme der vermiedenen Netzkosten von 0,5 Cent pro kWh ergibt sich für das 1. Quartal 2018 folgende Einspeisevergütung (Tabelle 9.16):

Tabelle 9.16: Zusammensetzung der Einspeisevergütung für den Netto-Strom

KWK-Zuschlag (Cent/kWh)	8
Baseload, 1. Quartal 2018 (Cent/kWh)	3,309
Vermiedene Netzkosten (Cent/kWh)	0,5
Einspeisevergütung gesamt (Cent/kWh)	11,809

Diese Vergütungssätze wurden für alle Zeitscheiben als konstant vorausgesetzt.

9.2.1.5 Technologien und Verbrauchsdaten im GHD-Sektor

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist die Analyse für ein Büro und ein Krankenhaus durchgeführt worden. Als Wärmeerzeugertechnologien werden für das Referenzgebäude „Büro“ ein Brennwertkessel, eine KWK-Anlage mit Otto-Motor und eine KWK-SO-Brennstoffzelle zur Anwendung. Bei den KWK-Anlagen wird jeweils noch ein Brennwertkessel zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt.

Für das Krankenhaus kommen ein Brennwertkessel und ein Blockheizkraftwerk (KWK-Anlage mit Otto-Motor) zum Einsatz. Die KWK-Anlage benötigt zur Deckung des Wärmebedarfs zusätzlich einen Spitzenlastbrennwertkessel. Die verwendeten Gebäude-, Verbrauchs- und Technologiedaten sind in Tabelle 9.17 zusammengestellt.

Tabelle 9.17: Gebäude-, Verbrauchs- und Technologiedaten für den GHD-Sektor [311, 313]

Beschreibung der Gebäude	Einheit	Büro	Krankenhaus
Wohnfläche	m ²	400	
Endenergie Heizwärme	MWh/a	35,3	4.284
Endenergie Warmwasser	MWh/a	9,3	900
spez. Heizwärmebedarf	MWh/(Bett a)		17,14
spez. Warmwasserbedarf	MWh/(Bett a)		3,6
Anzahl der Bewohner/Betten	Personen/Betten	8	250
Jahresstrombedarf (aus Messwerten "100 KWK Bottrop")	kWh/a	24.400	
Jahresstrombedarf (7520 kWh/Bett/a)	kWh/a		1.880.000
Daten der Heiztechnologien			
Brennwertkessel			
thermische Leistung	kW	25,5	2 x 1400
Wirkungsgrad	%	99	99
mini-KWK BHKW			
elektrische Leistung	kW	1	225
thermische Leistung	kW	2,5	370
Wirkungsgrad gesamt	%	92	89
elektrischer Wirkungsgrad	%	26,3	34
thermischer Wirkungsgrad	%	65,7	55
SOFC			
elektrische Leistung	kW	1,5	
thermische Leistung	kW	0,85	
Wirkungsgrad gesamt	%	88	
elektrischer Wirkungsgrad	%	55	
thermischer Wirkungsgrad	%	33	

9.2.1.6 Stromvergütung im GHD-Sektor

Gemäß dem KWK-Gesetz § 7 über die Höhe des Zuschlags für KWK-Strom aus neuen, modernisierten oder nachgerüsteten KWK-Anlagen gilt für einen elektrischen KWK-Leistungsanteil von mehr als 100 und bis zu 250 kW:

- für den Eigenverbrauch eine Vergütung von 2 Cent je Kilowattstunde
- eine Einspeisevergütung von 5 Cent je Kilowattstunde

Diese Vergütungssätze wurden für alle Zeitscheiben als konstant vorausgesetzt.

9.2.2 Technisch-wirtschaftliche und ökologische Analyse im Haushaltssektor

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Brennstoff- und Stromkostenberechnung für die verschiedenen Wärmeerzeuger im Einfamilienhaus und daran anschließend für das Mehrfamilienhaus dargestellt. Der Fokus liegt bei dieser Analyse auf dem Vergleich der Kosten für die verschiedenen gasförmigen Brennstoffe, die für die Beheizung eines Referenzgebäudes erforderlich sind. Es wird davon ausgegangen, dass die Heiztechnik vorhanden ist, so dass nur die Brennstoffkosten für Erdgas oder für Gasmischungen mit EE-Gasen analysiert werden.

Die anschließenden Abbildungen zeigen die Brennstoff- und Stromkosten in € pro Jahr, die beim Einsatz verschiedener gasförmiger Brennstoffe unter Einsatz eines Wärmeerzeugers in einem Referenzgebäude entstehen. Im linken Teil der Ergebniszusammenstellung sind die Kosten des Basis-Szenarios dargestellt, jeweils für die Mischungsverhältnisse von Erdgas mit Erneuerbaren Gasen von 10 % (oben), 20 % (Mitte) und 50 % (unten). Rechts sind für die gleichen Brennstoff-Mischungsverhältnisse die Brennstoff- und Stromkosten des Szenarios „Gas + Strom“ aufgeführt, d.h. es wurden die kompletten strom- und gaseitigen Befreiungen verschiedener Umlagen, (siehe Kapitel 9.2.1.2) berücksichtigt. Die Preisberechnung erfolgt neben der Referenzbetrachtung für 2017 auch für die Jahre 2020, 2030 und 2050. Für die Stromkostenberechnung sowie für die Berechnung der Brennstoffkosten beim Einsatz des 100 %-igen Erdgas und Biogas wird der jeweils handelsübliche Marktpreis zugrunde gelegt.

Die Legende unterhalb der Diagramme, siehe Beispiel in Abbildung 9.6, erklärt die verschiedenen Brenngase mit ihren Herstellungsverfahren, die in Klammern spezifiziert sind. Auch die Kosten für den Stromverbrauch sind als graue Säule aufgetragen.

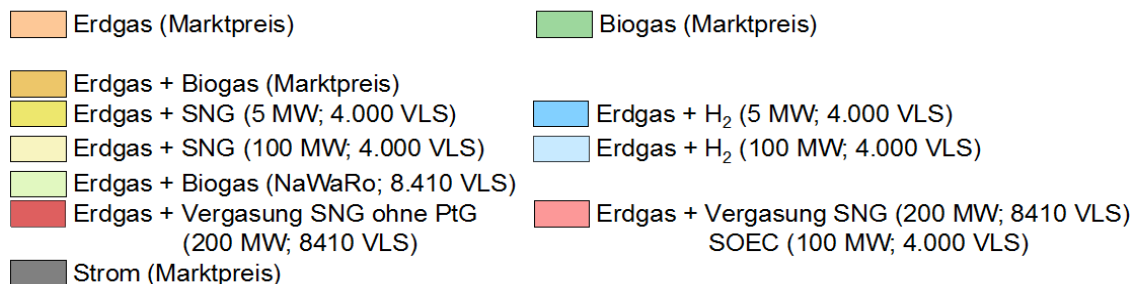


Abbildung 9.6: Erläuterung der Legende der Brennstoff-Kosten-Diagramme

Im jedem Diagramm von links nach rechts betrachtet sind zunächst die Kosten für den Einsatz von 100 % Erdgas (orange) und 100 % Biogas (grün) aufgetragen, es wurden jeweils die Marktpreise zugrunde gelegt. Es folgen in gelber Färbung die Kombinationen aus Erdgas mit Biogas (Marktpreis) und Erdgas mit SNG, (5 MW, 4.000 Vollaststunden, VLS). Daneben schließt sich das in dunkelblau abgebildete Erdgas/H₂-Gemisch, (5 MW, 4.000 VLS) an. Die hellgelbe Säule gibt die Brennstoffkosten für das Erdgas/SNG-Gemisch aus einer 100 MW-Anlage mit 4.000 VLS an, es folgt die Erdgas/Wasserstoff-Mischung (100 MW-Anlage mit 4.000 VLS) in hellblau. Das Erdgas/Biogasgemisch aus Nawaro mit 8.418 VLS ist als hellgrüne Säule abgebildet. Rot eingefärbt sind die Brennstoffkombinationen aus Erdgas und SNG aus Vergasungsprozessen.

In Abbildung 9.7 sind die Brennstoff- und Stromkosten in € pro Jahr für ein mit einem Brennwertkessel beheiztes Einfamilienhaus dargestellt.

Wird mit Erdgas geheizt, steigen die Kosten von 1.500 € (2017) bis 2370 € im Jahr 2050 stetig an, die Stromkosten steigen bis von 1.570 bis 1.800 € im Jahr 2030 an, im Jahr 2050 sinken diese Kosten auf 1.480 €. Die Brennstoffkosten für Biogas bleiben bis 2030 bei ca. 2.800 € konstant und sinken 2050 gering um 100 €. Diese Gase sind von den Anteilen der EE-Gas-Zumischung unabhängig, auch in beiden Szenarien sind die Brennstoffkosten gleich.

Die erneuerbaren Gase SNG und Wasserstoff haben sehr hohe Gestehungskosten, siehe Abbildung 9.7. Steigt der EE-Gas-Anteil im Erdgas von 10 über 20 bis 50 Prozent an, klettern auch die Brennstoffpreise erheblich in die Höhe, wie im Diagramm unten links abzulesen ist. Bis zum Jahr 2050 fallen insbesondere die Brennstoffkosten dieser in gelben und blau abgebildeten vier Gasen aufgrund sinkender Gestehungskosten auf. Das aufbereitete Biogas und die durch Vergasung erzeugten erneuerbaren Gase haben ein ähnliches Preisniveau, diese Brennstoffkosten steigen im Laufe der Jahre von ca. 1.600 € (2017) auf 2.400 € (2050) kontinuierlich an. Werden diese Gase zur Hälfte mit Erdgas gemischt, driften die Brennstoffkosten ein wenig auseinander, sie betragen im Jahr 2017 zwischen 2.000 und 2.600 €/a und steigen bis zum Jahr 2050 auf 2.500 bis 2.850 €/a an.

Im Basisszenario zeigt sich, dass die Beheizung des EFH bei Verwendung eines Brennwertkessels mit Erdgas sowohl mittelfristig als auch langfristig im Vergleich zu Erdgas/EE-Gas-Gemischen eine günstige Lösung ist, wobei im Jahr 2050 die Kosten bei Verwendung von Erdgas, Biogas (Marktpreis) oder der 50 % Erdgas/Biogas (Nawaro)-Mischung sich nur ca. um 100 €/a unterscheiden.

Von den Vorteilen der gas- und stromseitigen Befreiung verschiedener Netzentgelte, Umlagen etc. bleibt das Biogas (Marktpreis) unberührt. Das „Gas + Strom“-Szenario hat bei allen erneuerbaren Gasen einen deutlichen Einfluss auf die jährlichen Brennstoffkosten, wobei kaum sichtbare Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen EE-Gasen erkennbar sind. Die Kosten betragen zwischen ca. 1.500 bis 1.700 € im Jahr 2017 und steigen bis 2050 auf ca. 2.300 bis 2.400 € an. Dieses Preisniveau bleibt auch bei den meisten 80 % Erdgas/20 % EE-Gas-Mischungen bestehen. Bei 50 %iger EE-Gas-Zumischung zeigen sich Unterschiede in den Brennstoffkosten, zumindest in der heutigen Zeit, da sich die hohen Produktionskosten auswirken. In den Jahren 2030 bis 2050 sinken die Preise für SNG und Wasserstoff, Ausnahme bilden hier die rot dargestellten EE-Gase SNG-Vergasung. Insgesamt sind die Brennstoffkosten der Wasserstoff-Gase zukünftig am niedrigsten, sie bleiben von 2017 bis 2050 bei ca. 2.000 € annähernd konstant. Das hellblau dargestellte H₂-haltige Gas ist im Jahr 2050 die preisgünstigste Lösung.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine gas- und stromseitige Förderung auf jeden Fall erforderlich ist, um die Brennstoffkosten von erneuerbaren Brenngasen im Vergleich zum Erdgas attraktiv zu machen. Die EE-Gas-haltigen Brennstoffe sind heute noch etwas teurer als Erdgas, 2030 auf ungefähr gleichem Preisniveau und zur Mitte des Jahrhunderts mit 2.000 € um ca. 400 € niedriger als Erdgas (2.400 €).

Brennwertkessel – EFH

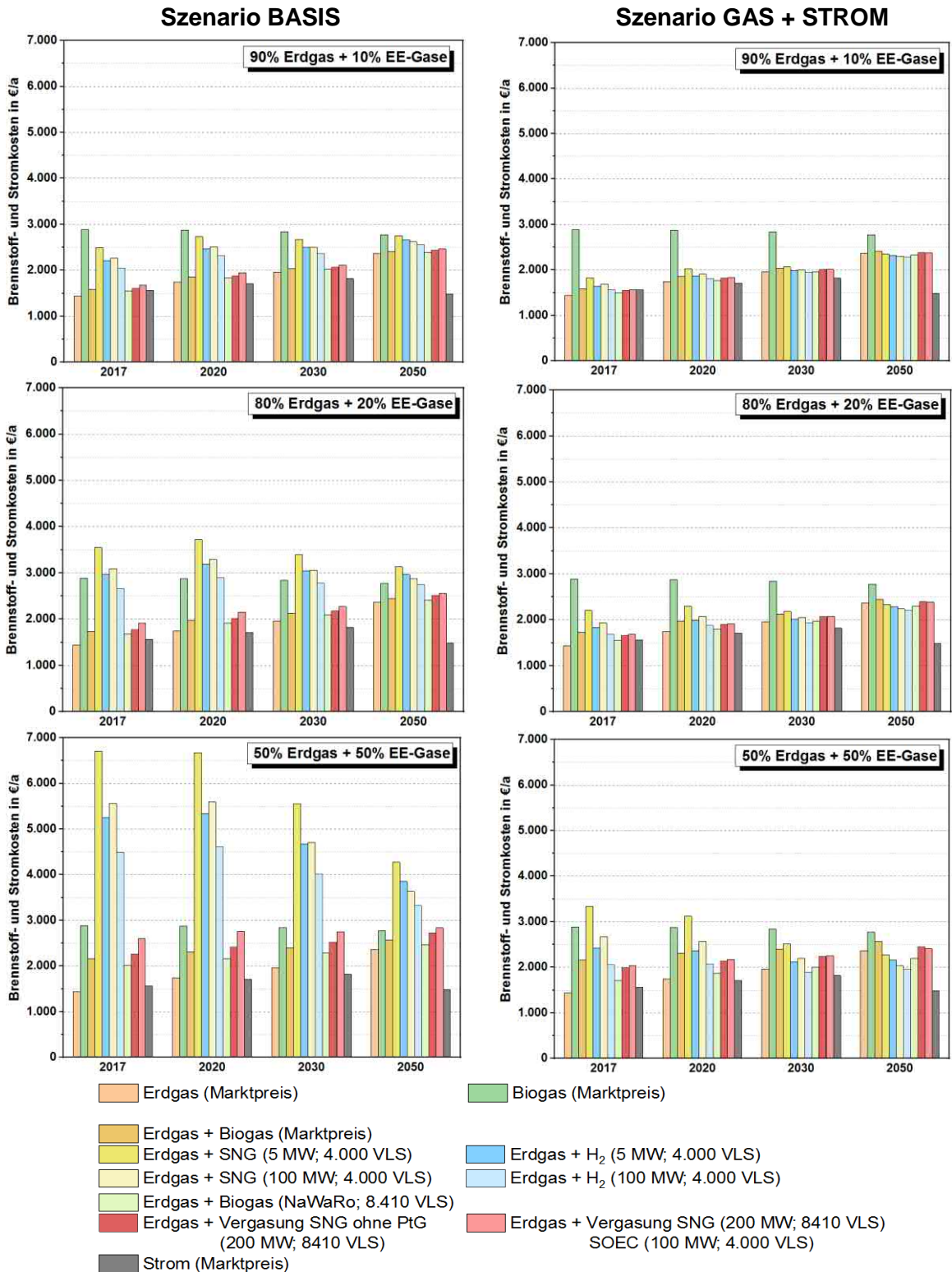


Abbildung 9.7: Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb eines Brennwertkessels im EFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

Wird für die Beheizung des Einfamilienhauses eine Mini-KWK-Anlage mit Otto-Motor mit einer elektrischen Leistung von 1 kW und einer thermischen Leistung von 2,5 kW sowie einem Zusatz-Heizkessel eingesetzt, ergeben sich die in Abbildung 9.8 angegebenen Brennstoffkosten. Die Diagramme sind wie bereits für Abbildung 9.7 beschrieben für die Szenarien Basis sowie „Gas + Strom“ unterteilt und für die EE-Gas-Zumischungen von 10, 20 und 50 % aufgeführt. Für die grau dargestellten Stromkosten wurde die Vergütung für die Einspeisung von 11,809 Ct/kWh sowie 4 Ct/kWh für den selbst genutzten Strom berücksichtigt.

Insgesamt sind die Brennstoffkosten für den Gasverbrauch der KWK-Anlage aufgrund der Stromproduktion höher als bei dem Brennwertkessel, die Stromkosten sind dadurch allerdings deutlich niedriger. Im Basisszenario bleibt das Erdgas bei sämtlichen Vergleichen auch über die gesamte Zeitspanne bis 2050 der preisgünstigste Brennstoff. Lediglich bei 50 %iger EE-Gas-Zumischung im Jahr 2050 sind die Mischungen aus Erdgas/Biogas (Marktpreis) und Erdgas/Biogas (Nawaro) nur um 150 € teurer. Wird mit Erdgas geheizt, steigen die Kosten von 1.900 € im Jahr 2017 bis 3.150 € im Jahr 2050 stetig an, die Stromkosten bleiben über den gesamten Zeitraum nach Berücksichtigung der Vergütungen bei 190 €. Die Brennstoffkosten für Biogas bleiben bis 2030 bei ca. 3.800 € ziemlich konstant und sinken bis 2050 gering auf 3.690 €. Diese Gase sind von den Anteilen der EE-Gas-Zumischung unabhängig, auch im Szenario „Gas + Strom“ sind die Brennstoffkosten gleich.

Im Szenario „Gas + Strom“ wirken sich die niedrigeren Gestehungskosten der erneuerbaren Gase deutlich positiv auf die Brennstoffkosten aus, nur in 2050 fallen diese Vorteile geringer aus. Die Brennstoffkosten für die Gasmischungen betragen bei der Zusammensetzung 90 % Erdgas/10 % EE zwischen ca. 2.100 bis 2.400 € im Jahr 2017 und steigen bis 2050 auf ca. 3.050 bis 3.170 € an. Wird der Anteil erneuerbarer Gase erhöht, steigen die Brennstoffkosten an.

Bei dem 50/50 %igen Mischungsverhältnis driften die Brennstoffpreise der verschiedenen Brenngase auseinander. Das hellblau dargestellte H₂-haltige Gas ist im Jahr 2050 mit 2.600 €/a die preisgünstigste Lösung, gefolgt vom Erdgas/SNG-Gemisch (100 MW, 4.000 VLS) mit 2.700 €/a. Eine Beheizung mit Erdgas würde jährlich 3.150 € kosten.

KWK-Anlage (Otto-Motor) – EFH

Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

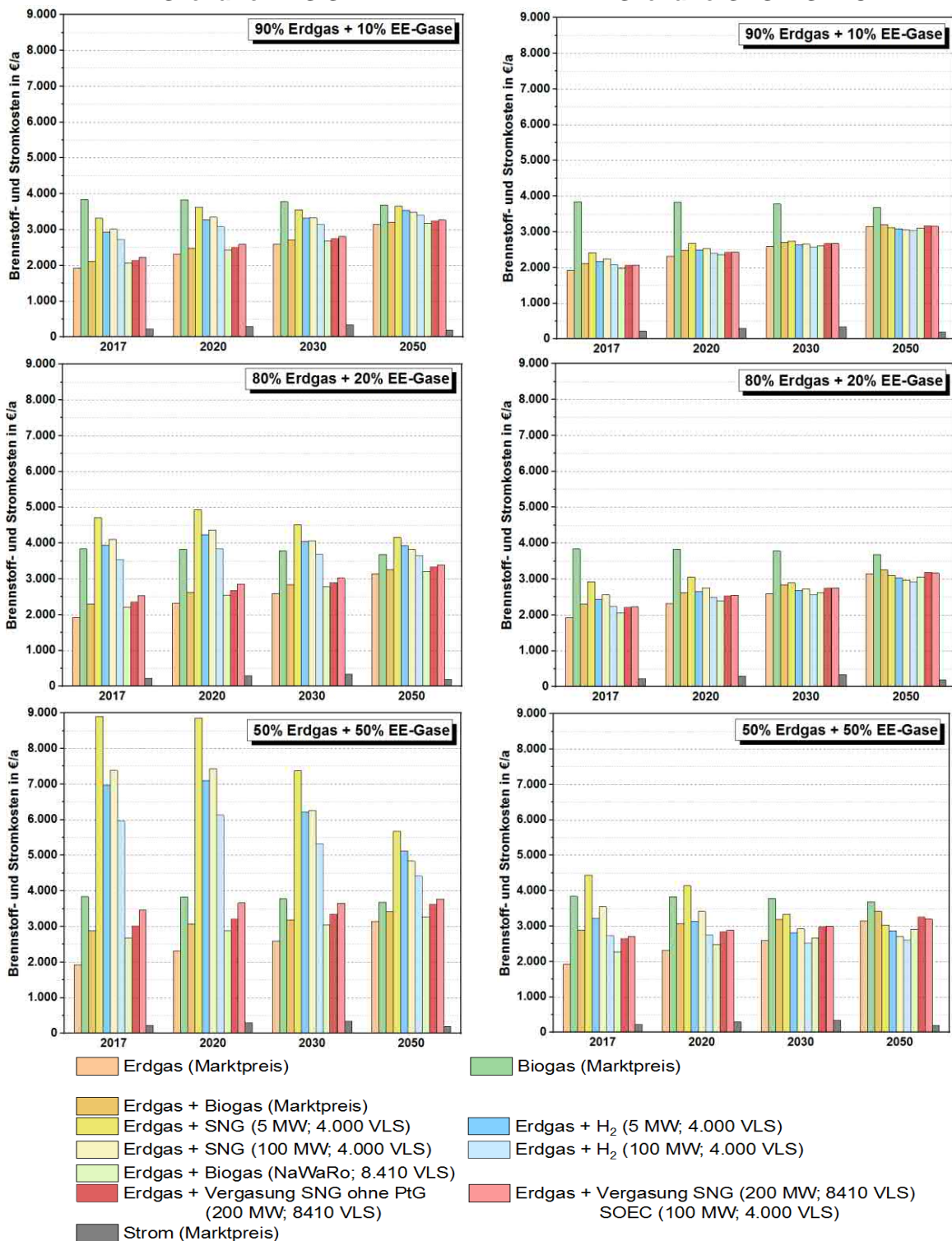


Abbildung 9.8: Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) im EFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

Weiterhin wurden die Brennstoffkosten des Referenz-Einfamilienhauses bei Verwendung einer Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEM-BZ) ermittelt, siehe Abbildung 9.9. Diese Technologie könnte auch heute schon mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Ähnlich wie die KWK-Anlage mit Otto-Motor erzeugt die Brennstoffzelle aus Gas Wärme und Strom, nur in anderen Verhältnissen als die KWK-Anlage mit Otto-Motor. Auch die Brennstoffzelle benötigt einen Zusatzheizkessel zur Deckung der Spitzenlast.

Die Kosten für den Strombezug betragen 680 €. Nach Abzug der Vergütung für Eigenverbrauch bzw. Stromeinspeisung betragen die Stromkosten 330 €.

Erfolgt die Beheizung mit Erdgas, betragen die gasförmigen Brennstoffkosten im Jahr 2017 1.800 €, sie steigen auf 2.450 € im Jahr 2030 und auf 2.950 € im Jahr 2050 an. Wird Biogas (Marktpreis) verwendet, fallen Kosten von 3.600 € im Jahr 2017 an, die über viele Jahre annähernd konstant bleiben, im Jahr 2050 kostet die Beheizung mit Biogas 3.470 €. Diese Kosten sind in beiden Szenarien unverändert.

Werden dem Erdgas die gelb dargestellten EE-SNG-Gase oder die wasserstoffhaltigen Gase zugemischt steigen die Brennstoffkosten deutlich an. Je höher der zugemischte Anteil, desto höher sind die Brennstoffkosten. Dies ist auf die zurzeit noch sehr hohen Gestehungskosten zurückzuführen. Im Laufe der nächsten Jahre werden diese Preise sinken, da die Kosten für die Herstellung dieser Gase zurückgehen werden.

Im Basisszenario zeigt sich, dass die Beheizung des EFH bei Verwendung eines Brennkessels mit Erdgas sowohl mittelfristig als auch langfristig im Vergleich zu Erdgas/EE-Gas-Gemischen eine günstige Lösung ist, wobei im Jahr 2050 die Kosten bei Verwendung von Erdgas, Biogas (Marktpreis) oder der 50 % Erdgas/Biogas (Nawaro)-Mischung sich nur geringfügig unterscheiden, die Brennstoffkosten sind 100 bis 200 €/a höher.

Das „Gas + Strom“-Szenario hat bei allen erneuerbaren Gasen einen deutlichen Einfluss auf die jährlichen Brennstoffkosten, wobei kaum sichtbare Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen EE-Gasen erkennbar sind. Wird 90 % Erdgas/10 % EE-Gas eingesetzt, liegen die Brennstoffkosten zwischen ca. 2.000 bis 2.300 € im Jahr 2017 und steigen bis 2050 auf ca. 2.860 bis 3.000 € an. Dieses Preisniveau bleibt auch bei den meisten 80 % Erdgas/20 % EE-Gas-Mischungen bestehen. Bei 50 %iger EE-Gas-Zumischung zeigen sich in den Jahren 2017 und 2020 deutliche Unterschiede in den Brennstoffkosten, da sich die hohen Produktionskosten auswirken. In den Jahren 2030 bis 2050 sinken die Preise für SNG und Wasserstoff, Ausnahme bilden hier die rot dargestellten EE-Gase SNG-Vergasung.

Insgesamt sind die Brennstoffkosten der Wasserstoff-Gase zukünftig am niedrigsten, sie sinken von 2.850 € im Jahr 2017 bis auf 2.450 € im Jahr 2050. Das hellblau dargestellte H₂-haltige Gas ist im Jahr 2050 die preisgünstigste Lösung.

PEMFC – EFH

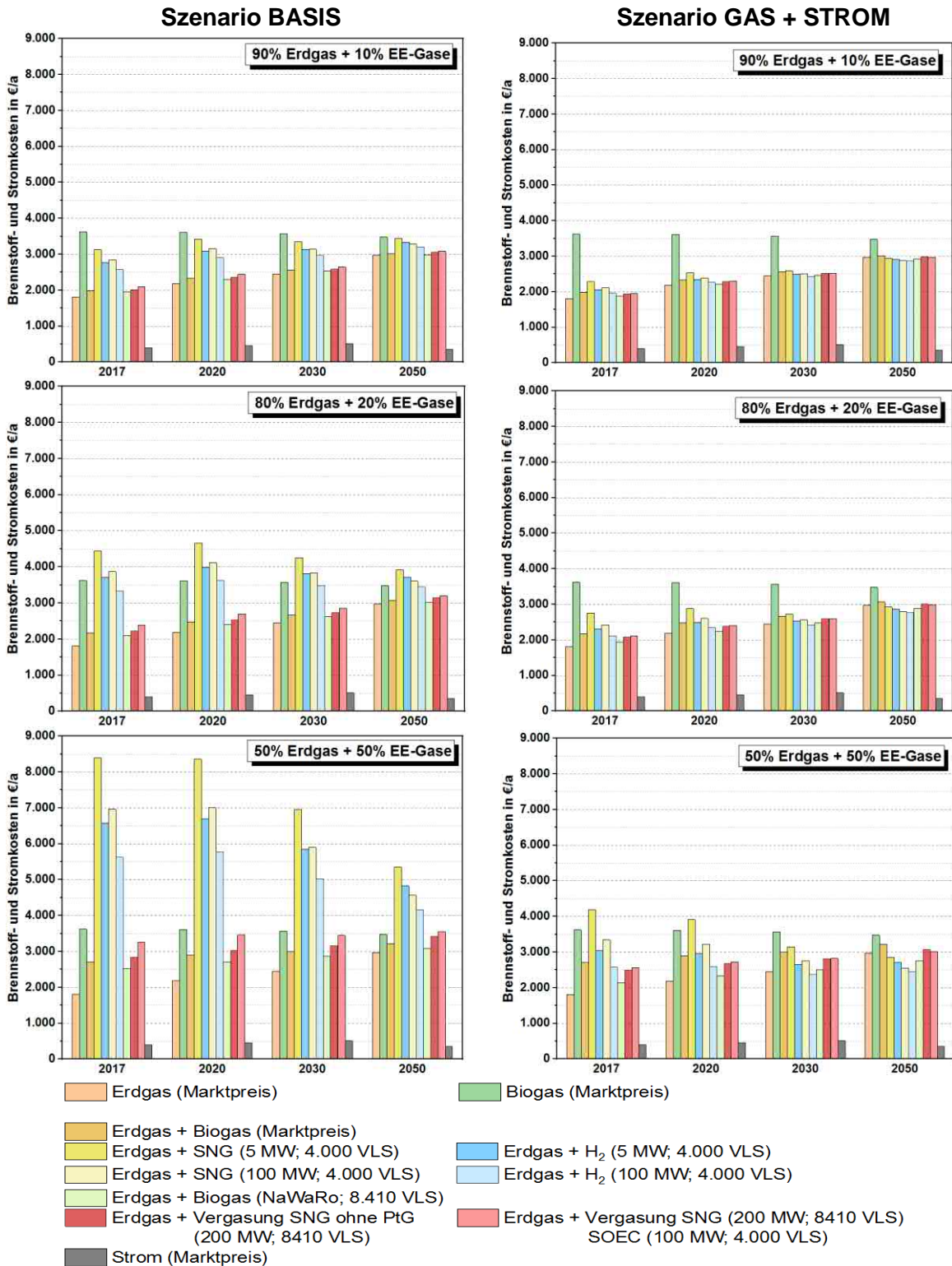


Abbildung 9.9: Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer PEMFC im EFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

Die durch die Verbrennung der verschiedenen Gasmischungen hervorgerufenen CO₂-Emissionen des Brennwertkessels sind in Abbildung 9.10 angegeben. Es sind die CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas berechnet worden. Die Berechnung der CO₂-Emissionen wurde auf Grundlage der Datenbasis von verfügbaren Energieszenarien in GEMIS 4.9 durchgeführt. Für die verschiedenen Gase wurden die in Tabelle 9.18 angegebenen Emissionswerte zugrunde gelegt (Summe aus Emissionen der Vor- und der Verbrennung, d.h. indirekte und direkte CO₂-Emissionen).

Tabelle 9.18: CO₂-Emission der Energieträger (eigene Berechnung auf Datenbasis von GEMIS)

	CO ₂ -Emissionen in g/kWh
Erdgas	228,0
Biogas	33,0
SNG aus PtG	68,0
H ₂ (EE-Strom aus Elektrolyse)	46,8
Strom - Bezug	586,7
Strom - Einspeisung	912,6

Erdgas als reiner fossiler Brennstoff produziert mit 8.410 kg CO₂ die höchsten treibhausgas-schädlichen Emissionen. Bei 10 %-iger EE-Gas-Zumischung betragen die jährlichen CO₂-Emissionen zwischen 7.900 und 8.050 kg. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb des Brennwertkessels benötigten Strom 3.080 kg CO₂ pro Jahr aus. Wird der EE-Gas-Anteil auf 20 % erhöht, reduzieren sich die CO₂-Emissionen der erneuerbaren Gasmischungen auf ca. 7.500 kg pro Jahr bzw. bei dem 50 %igen EE-Anteil auf ca. 6.150 bis 6.500 kg/a.

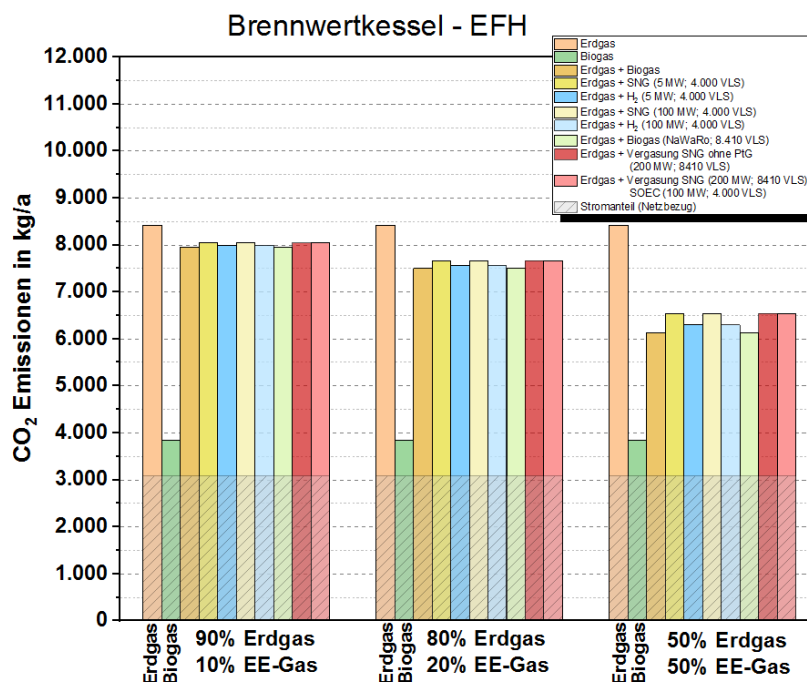


Abbildung 9.10: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im EFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Wird in dem Referenzgebäude EFH eine KWK-Anlage eingesetzt, ergeben sich die in Abbildung 9.11 dargestellten CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der EE-Gase zum Erdgas. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb der KWK-Anlage benötigten Strom 1.470 kg CO₂ pro Jahr aus. Aufgrund des selbst produzierten Stroms sind die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Brennwertkessel deutlich niedriger, sie betragen bei 50 %iger EE-Gas-Zumischung jährlich ca. 2.500 bis 3.000 kg CO₂.

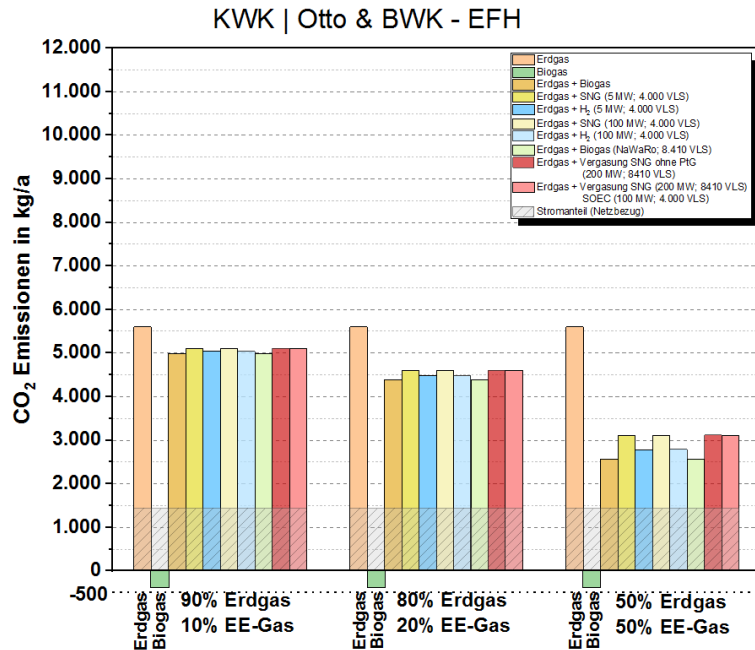


Abbildung 9.11: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im EFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Auch die in Abbildung 9.12 aufgeführten CO₂-Emissionen der PEM-Brennstoffzelle zeigen bei allen Erdgas/EE-Gas-Gemischen ein ähnliches Verhalten. Mit zunehmendem EE-Gas-Anteil sinken die CO₂-Emissionen deutlich.

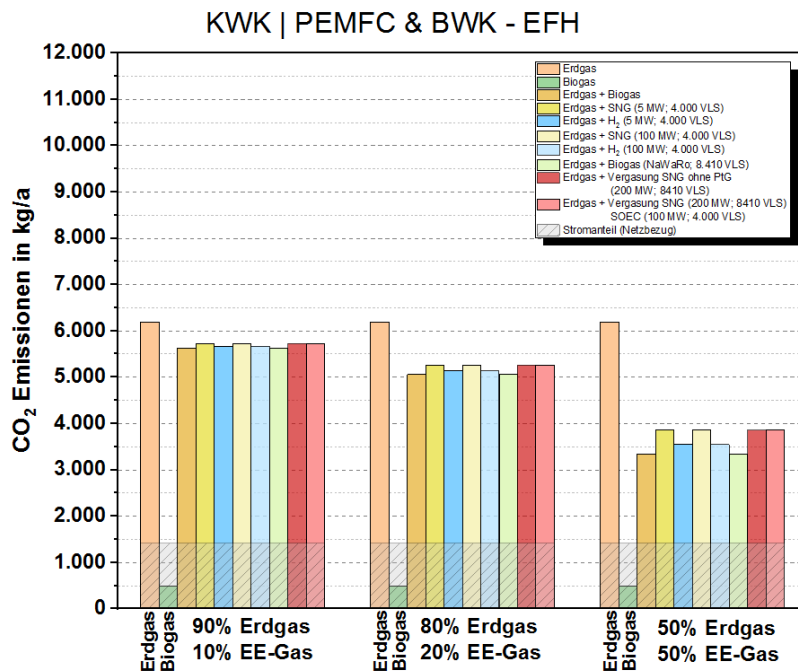


Abbildung 9.12: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb einer PEM-Brennstoffzelle & BWK im EFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Für ein Mehrfamilienhaus mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 50.000 kWh sowie 20.000 kWh/a Warmwasserbedarf sind unter Verwendung der Technologien Brennwertkessel, KWK-Anlage (Otto-Motor) mit einem Brennwertkessel als Zusatzheizgerät und eine Festoxid-Brennstoffzelle mit Brennwertkessel als Zusatzheizgerät die Brennstoffkosten beim Einsatz verschiedener Erdgas/EE-Gas-Mischungen sowie die für die Beheizung erforderlichen Stromkosten berechnet worden. Nähere Angaben zu dem Referenzgebäude und die technologischen Daten der Wärmeerzeuger sind Tabelle 9.15 zu entnehmen.

Abbildung 9.13 gibt einen Überblick über die Brennstoff- und Stromkosten in € pro Jahr, die für die Wärme- und Warmwasserversorgung eines beheizten Mehrfamilienhauses beim Einsatz eines Brennwertkessels anfallen. Die Kosten wurden für Mischungen mit jeweils 10, 20 und 50 %-EE-Gas zum Erdgas für die Szenarien Basis und „Gas + Strom“ berechnet. Die Preisberechnung erfolgt neben der Referenzbetrachtung für 2017 auch für die Jahre 2020, 2030 und 2050.

Die Kosten für Erdgas betragen im 2017 4.450 €, steigen bis 2030 auf 6.000€ und liegen im Jahr 2050 bei 7.300 €. Die Stromkosten liegen im Jahr 2017 bei 7.165 € und steigen auf 8.300 € im Jahr 2030 an, im Jahr 2050 sinken diese Kosten aufgrund sinkender Strompreise auf 6.770 €. Auf einem ähnlichen Preisniveau befindet sich im Basis-Szenario im Wesentlichen die Biogas-Zumischung aus Nawaro, die Kosten bei dem 50/50 %-Gemisch betragen 7.600 € und liegen somit nur 300 € höher als bei der 100 %igen Erdgasanwendung. Im Szenario „Gas + Strom“ zeigt sich im Jahr 2050 als preisgünstiges Gasmisch die Mischung aus 50 % Erdgas/50 % H₂ (100 MW, 4000 VLS), die Brennstoffkosten liegen bei 6.000 € gegenüber 7.300 € bei Erdgas.

Die Summe aus Gas- und Stromkosten beträgt bei Einsatz von Erdgas im BWK im Jahr 2017 11.615 €, in 2030 14.300 € und in 2050 14.070 €. Im Basisszenario beträgt die 50/50 %-Mischung Erdgas/Biogas (Nawaro) im Jahr 2050 14.370 €. Im Szenario „Gas + Strom“ ergibt sich die günstigste Beheizung mit der Mischung aus 50 % Erdgas/50 % H₂ (100 MW, 4000 VLS), die Gas- und Strom-Kosten betragen 12.770 €.

Wird im Mehrfamilienhaus eine KWK-Anlage mit Otto-Motor angewendet, ergeben sich die in Abbildung 9.14 dargestellten Brennstoff- und Stromkosten bei den verschiedenen Szenarien und Gasmischungen, unter Verwendung einer SO-Brennstoffzelle ergeben sich die in Abbildung 9.15 aufgeführten Brennstoff- und Stromkosten.

Brennwertkessel – MFH

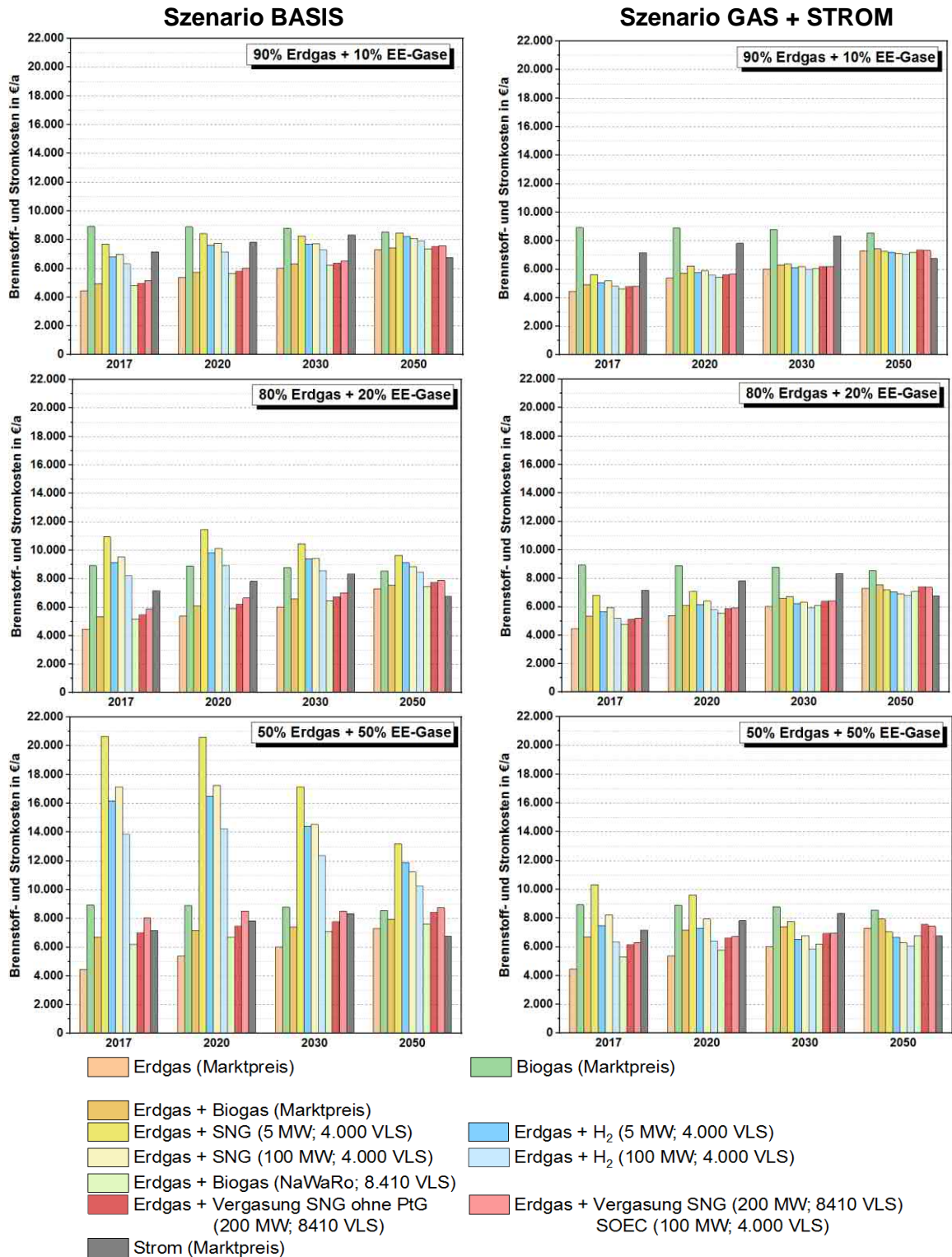


Abbildung 9.13: Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb eines Brennwertkessels im MFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK – MFH Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

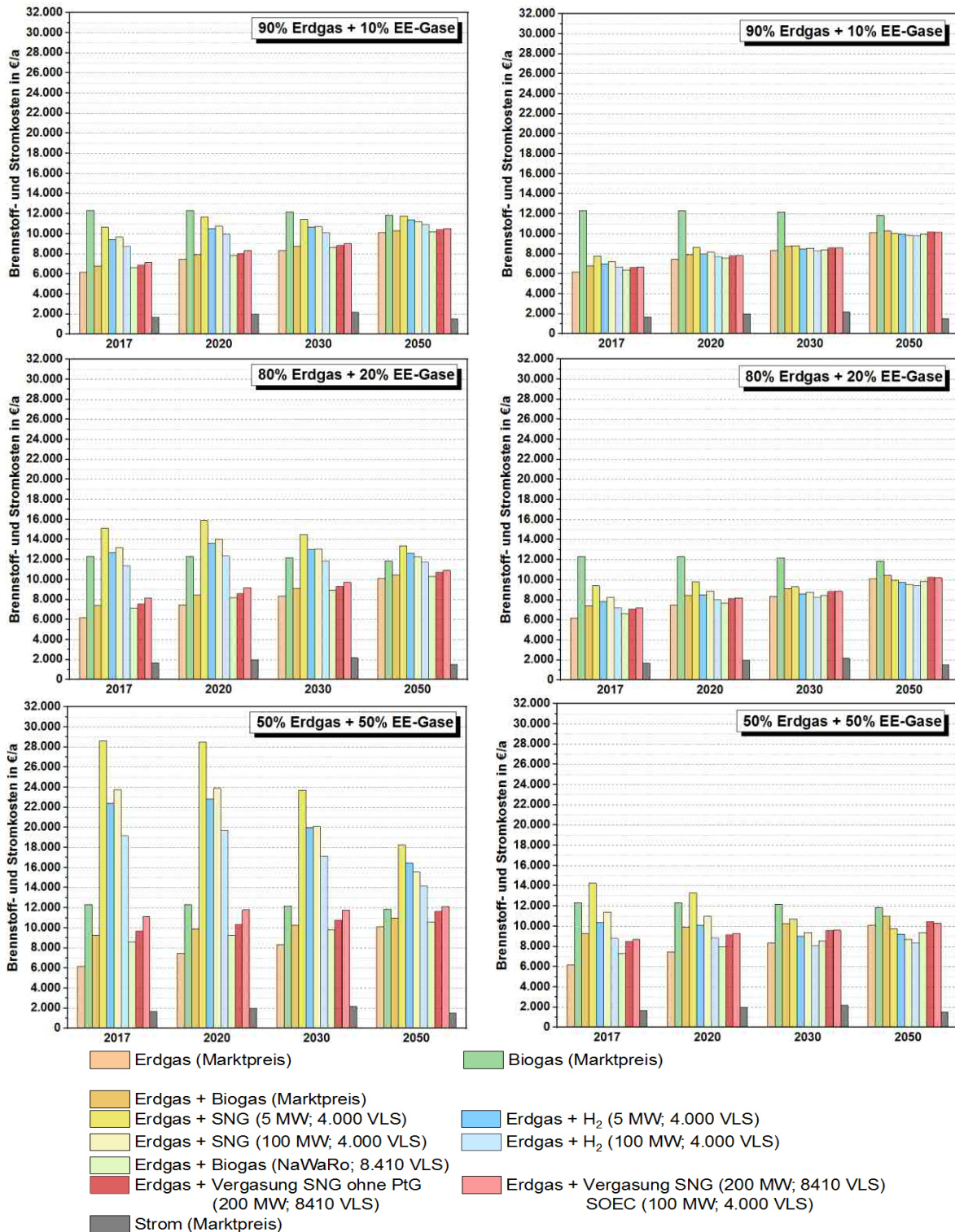


Abbildung 9.14: Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im MFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

SOFC & BWK – MFH

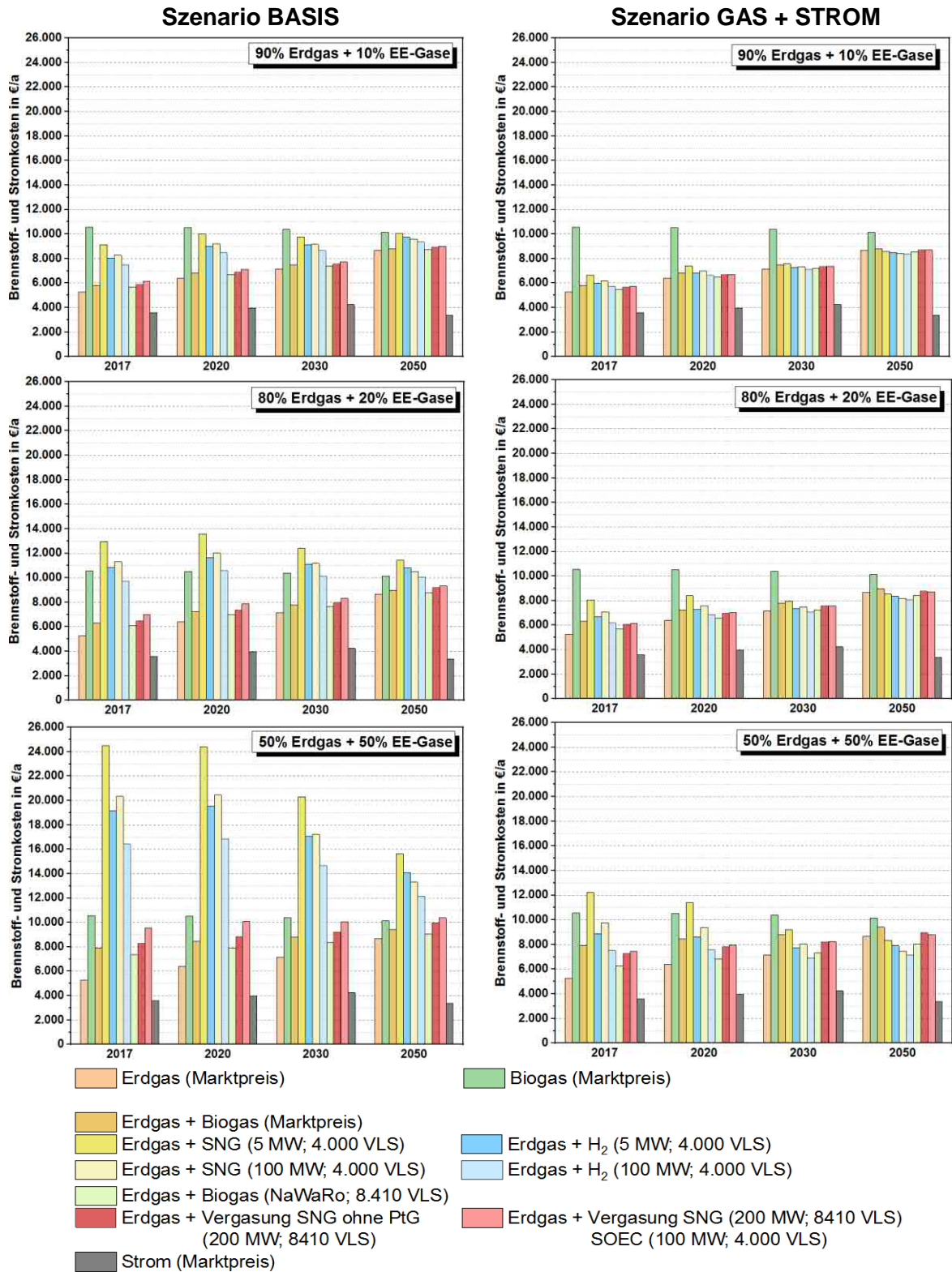


Abbildung 9.15: Brennstoff- und Stromkosten in €/a für den Betrieb einer SO-Brennstoffzelle & BWK im MFH mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

Die durch die Verbrennung der verschiedenen Gasmischungen hervorgerufenen CO₂-Emissionen des Brennwertkessels im MFH sind in Abbildung 9.16 angegeben. Es sind die CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas berechnet worden.

Erdgas als reiner fossiler Brennstoff produziert mit 30.500 kg CO₂ die höchsten treibhaus-schädlichen Emissionen. Bei 10 %-iger EE-Gas-Zumischung liegen die jährlichen CO₂-Emissionen nur maximal 1.000 kg niedriger. Wird der EE-Gas-Anteil auf 20 % erhöht, reduzieren sich die CO₂-Emissionen der erneuerbaren Gasmischungen auf ca. 28.000 kg pro Jahr bzw. bei dem 50 %-igen EE-Anteil auf ca. 24.000 kg/a. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb des Brennwertkessels benötigten Strom 14.080 kg CO₂ pro Jahr aus.

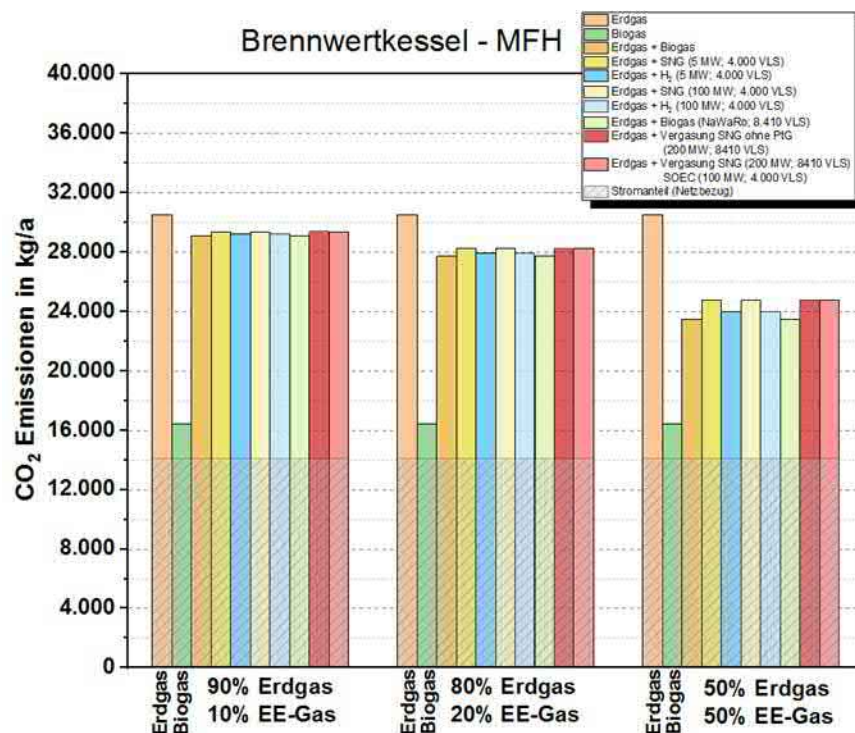


Abbildung 9.16: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im MFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Wird in dem Referenzgebäude MFH eine KWK-Anlage eingesetzt, ergeben sich die in Abbildung 9.17 dargestellten CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb der KWK-Anlage benötigten Strom 6.200 kg CO₂ pro Jahr aus. Aufgrund des selbst produzierten Stroms sind die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Brennwertkessel deutlich niedriger, sie betragen bei 50 %iger EE-Gas-Zumischung jährlich ca. 12.000 bis 14.000 kg CO₂.

KWK | Otto & BWK - MFH

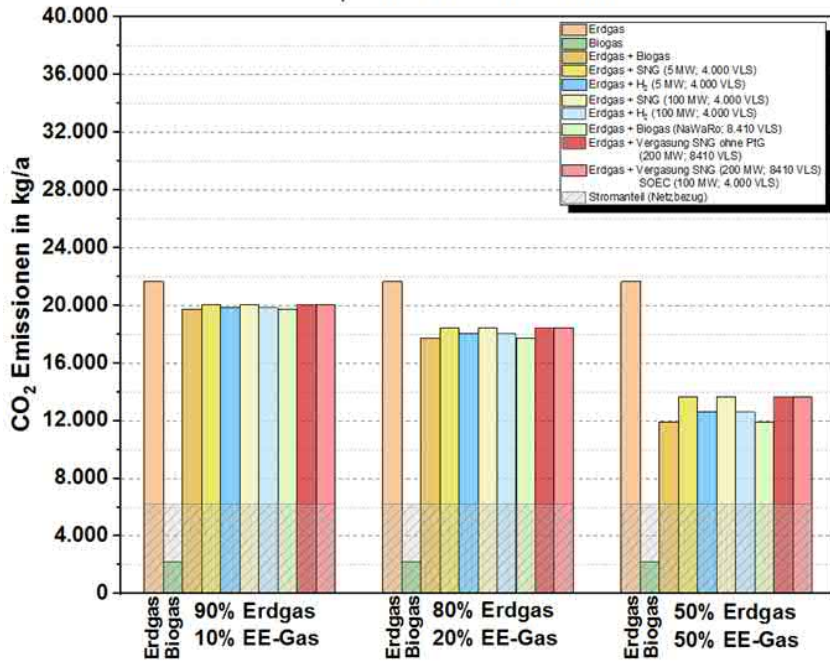


Abbildung 9.17: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im MFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Auch die in Abbildung 9.18 aufgeführten CO₂-Emissionen der SO-Brennstoffzelle zeigen bei allen Erdgas/EE-Gas-Gemischen ein ähnliches Verhalten. Mit zunehmendem EE-Gas-Anteil im Brenngas sinken die CO₂-Emissionen deutlich. Die Stromproduktion verursacht 8.000 kg CO₂ im Jahr.

KWK | SOFC & BWK - MFH

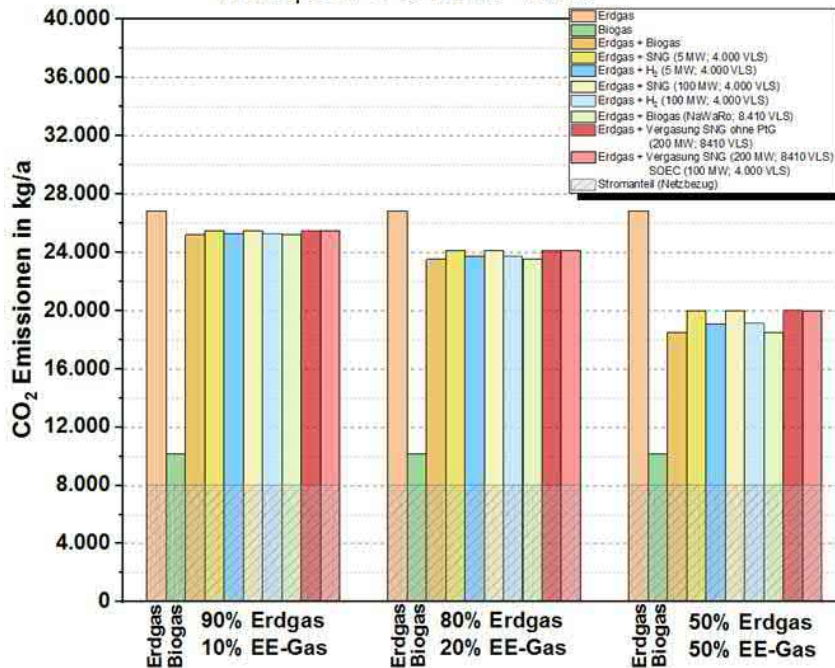


Abbildung 9.18: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb einer SOFC & BWK im MFH mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

9.2.3 Technisch-wirtschaftliche und ökologische Analyse im GHD-Sektor

Für den GHD-Sektor sind als Referenzgebäude ein Gewerbebetrieb mit 8 Mitarbeitern (bezeichnet als „Büro“) sowie ein Krankenhaus mit 250 Betten zugrunde gelegt. Die Endenergieverbräuche für das Büro wurden im Rahmen des Projektes „100 KWK-Anlagen in Bottrop“, GWI, 2016 ermittelt. Die Daten für das Krankenhaus und die dort eingesetzten Wärmeerzeuger stammen aus der ASUE-Broschüre „Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern“ der Energieagentur NRW, 2010.

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Brennstoff- und Stromkostenberechnung für die im Büro eingesetzten Wärmeerzeuger Brennwertkessel (Abbildung 9.19), KWK-Anlage mit Otto-Motor mit Spitzenlast-Brennwertkessel (Abbildung 9.20) sowie einer SO-Brennstoffzelle mit Spitzenlast-Brennwertkessel (Abbildung 9.21) dargestellt.

Die gewerbliche Nutzung des Büros erfordert einen gewissen Strombedarf, der bei Anwendung des Brennwertkessel bis 2030 zwischen 5000 und 6500 € liegt, erst im Jahr 2050 sinken die Strombezugskosten, siehe Abbildung 9.19. Im Szenario Basis stellt sich das Erdgas als preisgünstigster Brennstoff heraus. Das 50/50 % Erdgas/Biogas (Nawaro)-Gemisch ist im Jahr 2050 ca. 150 € teurer. Auch die Kosten des Brennstoffgemisches aus 90 % Erdgas und 10 % SNG aus Vergasung sind bei allen Zeitscheiben maximal 200 € höher als beim Erdgas. Im Basisszenario steigen mit zunehmendem EE-Gas-Anteil die Brennstoffkosten der Gemische Erdgas mit den EE-Gasen SNG (5 MW und 100 MW, 4.000 VLS) sowie H₂ stark an. Die Kosten sinken erst ab dem Jahr 2030, sie sind aber auch im Jahr 2050 noch sehr hoch.

Im Szenario „Gas + Strom“ sind die Brennstoffkosten auf einem ähnlichen Preisniveau mit dem Erdgas, insbesondere bei den 90/10 %-Mischungen, auch über den gesamten betrachteten Zeitraum. Je höher der EE-Gas-Anteil, desto mehr unterscheiden sich die Kosten der verschiedenen EE-Gas-Gemische. Ab 2030 werden einige EE-Gas-Gemische preisgünstiger als Erdgas und sind zudem durch niedrigere CO₂-Emissionen ökologischer.

Die Brenngaspreise der KWK-Anlagen weisen bei beiden Szenarien ähnliche Verläufe auf, die Gaskosten sind aufgrund des höheren Gasverbrauchs bedingt durch die Stromerzeugung höher, jedoch sind die Stromkosten durch Eigenverbrauch und Einspeisung und den damit verbundenen Vergütungen deutlich niedriger, siehe Abbildung 9.20 und Abbildung 9.21.

Beispielsweise betragen im Szenario „Gas + Strom“ im Jahr 2050 die jährlichen Betriebskosten eines Brennwertkessels bei Beheizung mit Erdgas 8.500 €, mit 50 %Erdgas/50 %H₂ 7.800 €. Erfolgt die Beheizung mit der KWK-Anlage (Otto-Motor), liegen die jährlichen Betriebskosten bei Beheizung mit Erdgas bei 7.940 € und mit dem Gemisch aus 50 %Erdgas/50 %H₂ bei 6.900 €.

Brennwertkessel – Büro (GHD)

Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

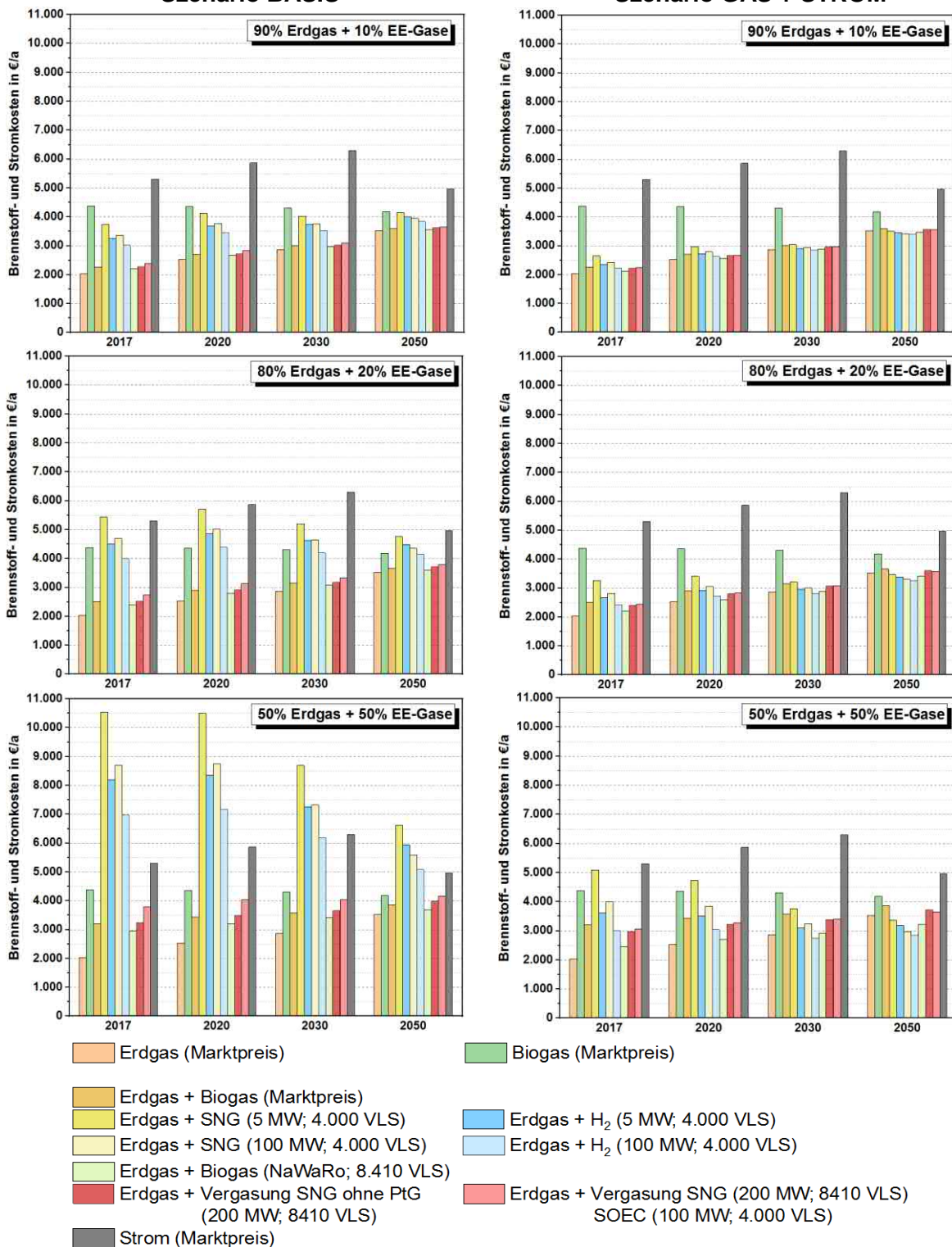


Abbildung 9.19: Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb eines Brennwertkessels im Büro mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK – Büro (GHD)

Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

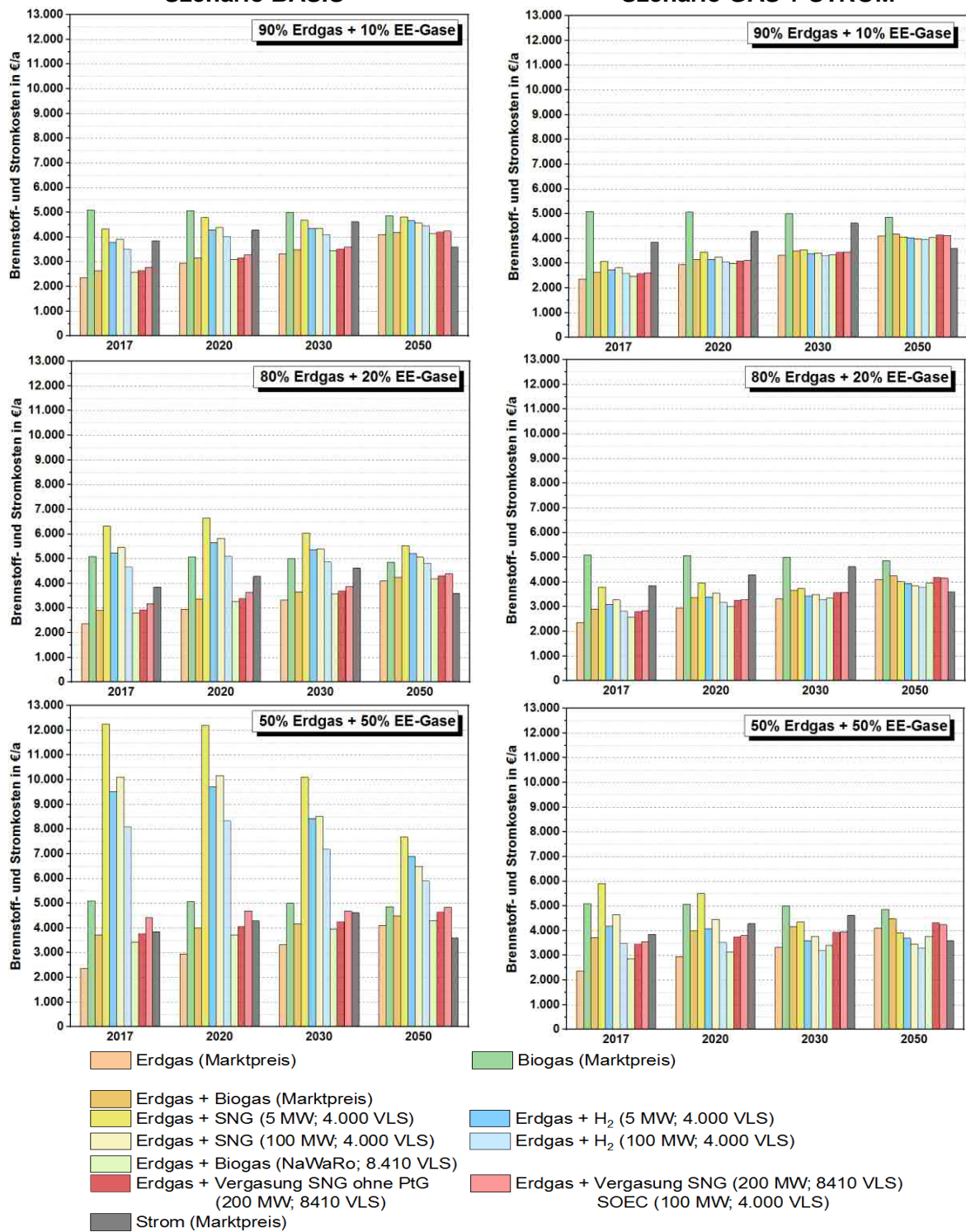


Abbildung 9.20: Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im Büro mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

SOFC & BWK – Büro (GHD)

Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

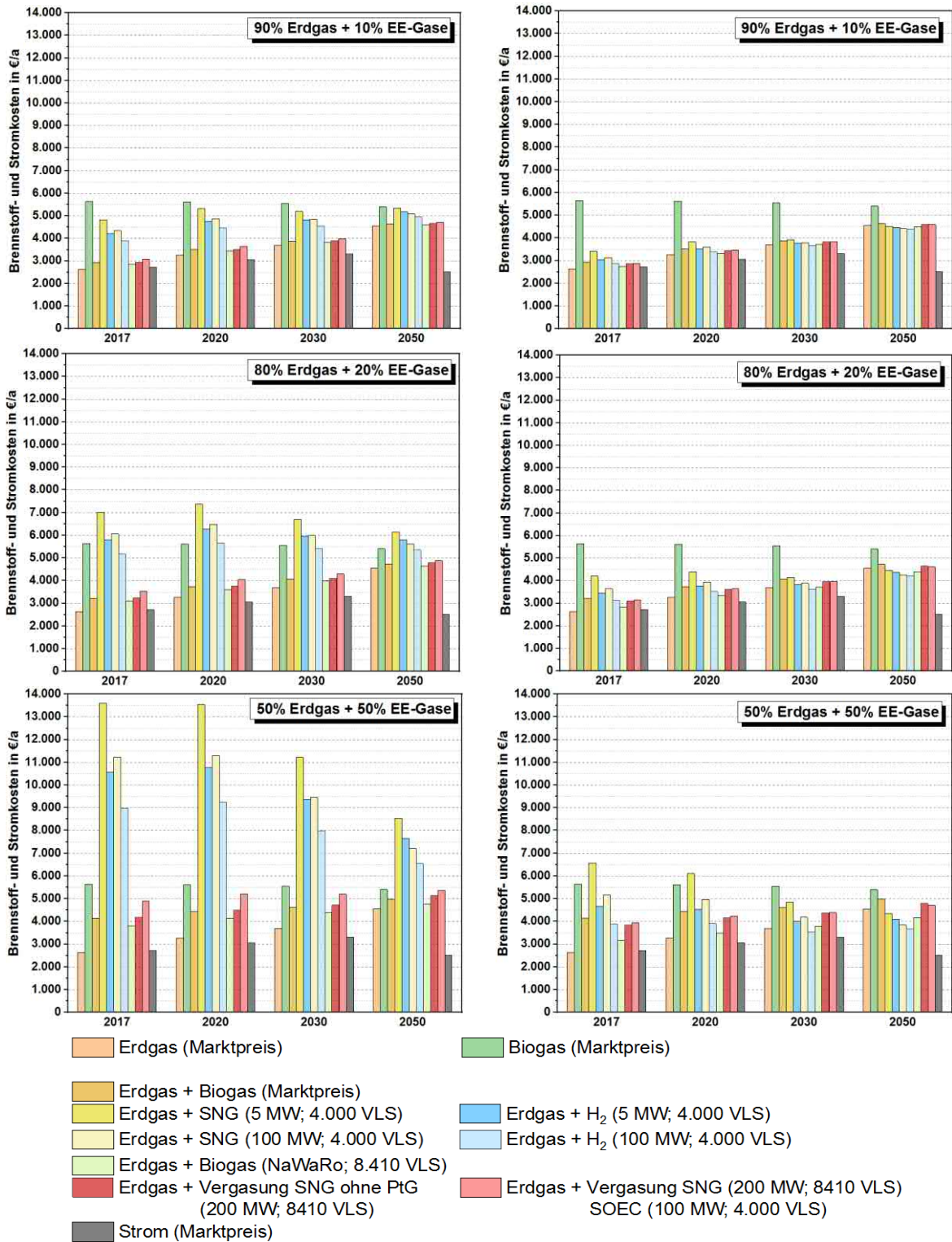


Abbildung 9.21: Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb einer KWK-Anlage (SOFC) & BWK im Büro mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt anhand der Tabelle 9.18 aufgelisteten Daten.

Die durch die Verbrennung der verschiedenen Gasmischungen hervorgerufenen CO₂-Emissionen des Brennwertkessels im Büro sind in Abbildung 9.22 angegeben. Es sind die CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas berechnet worden.

Erdgas als reiner fossiler Brennstoff produziert mit 24.600 kg CO₂ die höchsten treibhaus-schädlichen Emissionen. Bei 10%-iger EE-Gas-Zumischung liegen die jährlichen CO₂-Emissionen nur maximal 1000 kg niedriger. Wird der EE-Gas-Anteil auf 20 % erhöht, reduzieren sich die CO₂-Emissionen der erneuerbaren Gasmischungen auf ca. 23.000 kg pro Jahr bzw. bei dem 50 %-igen EE-Anteil auf ca. 20.000 bis 21.000 kg/a. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb des Brennwertkessels benötigten Strom 14.300 kg CO₂ pro Jahr aus.

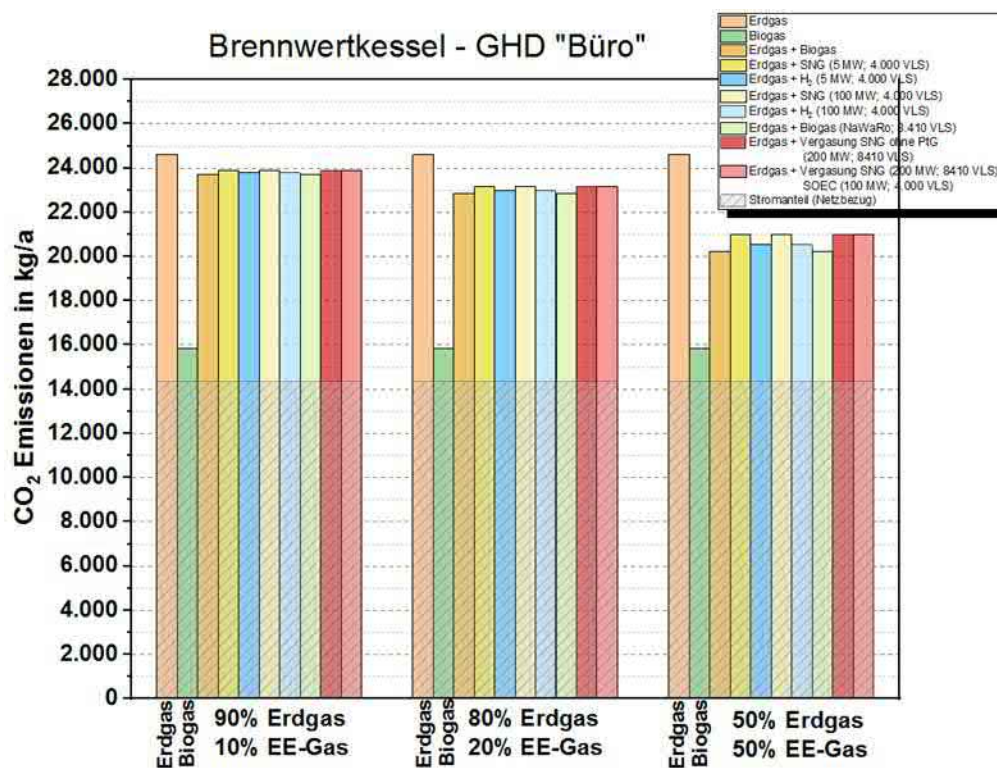


Abbildung 9.22: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im Büro mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Wird in dem Referenzgebäude Büro eine KWK-Anlage eingesetzt, ergeben sich die in Abbildung 9.23 dargestellten CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb der KWK-Anlage benötigten Stroms ca. 11.100 kg CO₂ pro Jahr aus. Aufgrund des selbst produzierten Stroms sind die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Brennwertkessel niedriger, sie betragen bei 50 %-iger EE-Gas-Zumischung jährlich ca. 18.000 bis 19.000 kg CO₂.

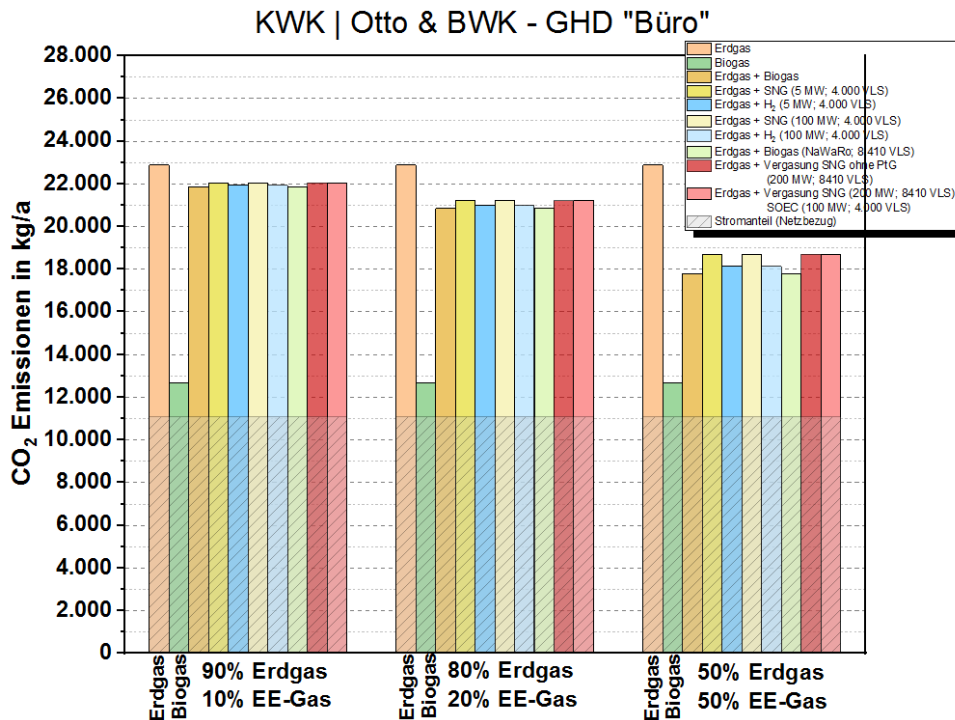


Abbildung 9.23: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb einer KWK-Anlage (Otto-Motor) & BWK im Büro mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Auch die in Abbildung 9.24 aufgeführten CO₂-Emissionen der SO-Brennstoffzelle zeigen bei allen Erdgas/EE-Gas-Gemischen ein ähnliches Verhalten. Mit zunehmendem EE-Gas-Anteil im Brenngas sinken die CO₂-Emissionen von 20.500 kg/a bei 10 % EE-Gas auf 19.500 bei 20 % und dann deutlich auf ca. 16.200 kg/a bei 50 %-EE-Gas-Anteil. Die Stromproduktion verursacht 8.500 kg CO₂ im Jahr.

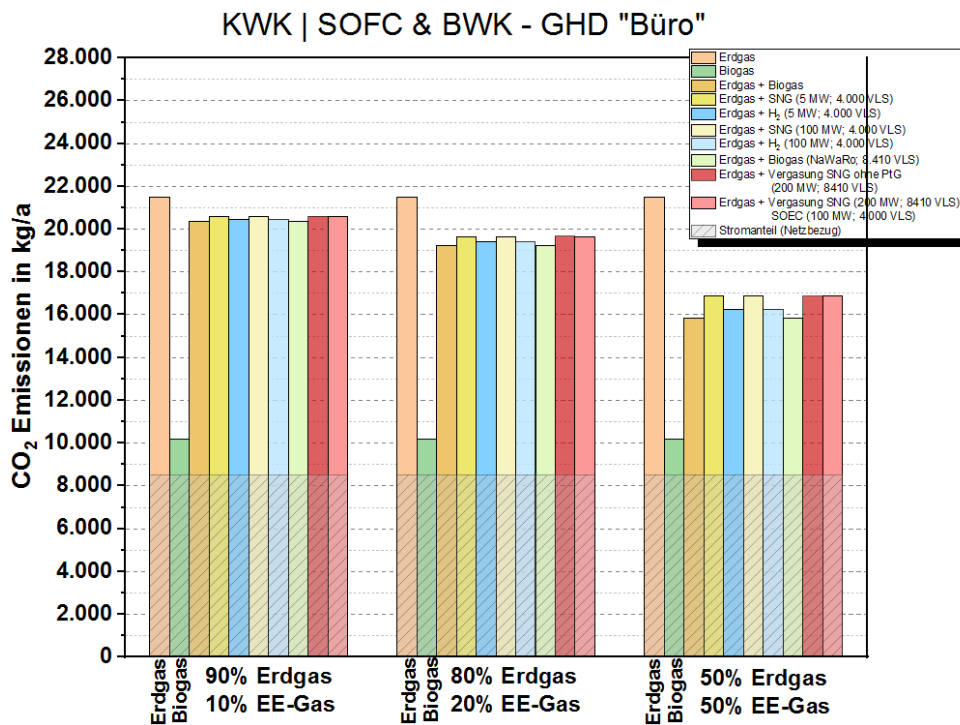


Abbildung 9.24: CO₂-Emissionen in kg/a bei dem Betrieb einer SOFC & BWK im Büro mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Das als Referenzgebäude betrachtete Krankenhaus mit 250 Betten hat einen Endenergieverbrauch für Heizwärme von 4.284 MW und für Warmwasser von 900 MW, es liegt in einer anderen Größenordnung als die bisherigen Gebäude.

Die Brennstoff- und Stromkosten der verschiedenen Erdgas/EE-Gasgemische in den Szenarien Basis und „Gas + Strom“ sind für die Beheizung mit zwei Brennwertkesseln in Abbildung 9.25 und für die Beheizung mit einem Blockheizkraftwerk mit Otto-Motor in Abbildung 9.26 zusammengestellt. Die Brennstoffkosten der verschiedenen EE-Gas-Gemische weisen sowohl bei der Zunahme des EE-Gas-Anteils als auch im zeitlichen Verlauf von heute bis 2050 in beiden Szenarien ähnliche Verläufe auf, wie es auch bei dem Referenzgebäude Büro der Fall ist. Natürlich sind die absoluten Kosten aufgrund der hohen Verbräuche erheblich höher.

Die CO₂-Emissionen der verschiedenen EE-Gas-Gemische der betrachteten Technologien sind für den Brennwertkessel in Abbildung 9.27 und für die KWK-Anlage in Abbildung 9.28 dargestellt. Die CO₂-Reduktionspotentiale sind ähnlich denen der bereits erläuterten Referenzgebäude Büro und Mehrfamilienhaus. Die CO₂-Reduktionspotentiale sämtlicher Analysen sind in der Zusammenfassung (Kapitel 0) aufgeführt.

2 x Brennwertkessel – Krankenhaus (GHD)

Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

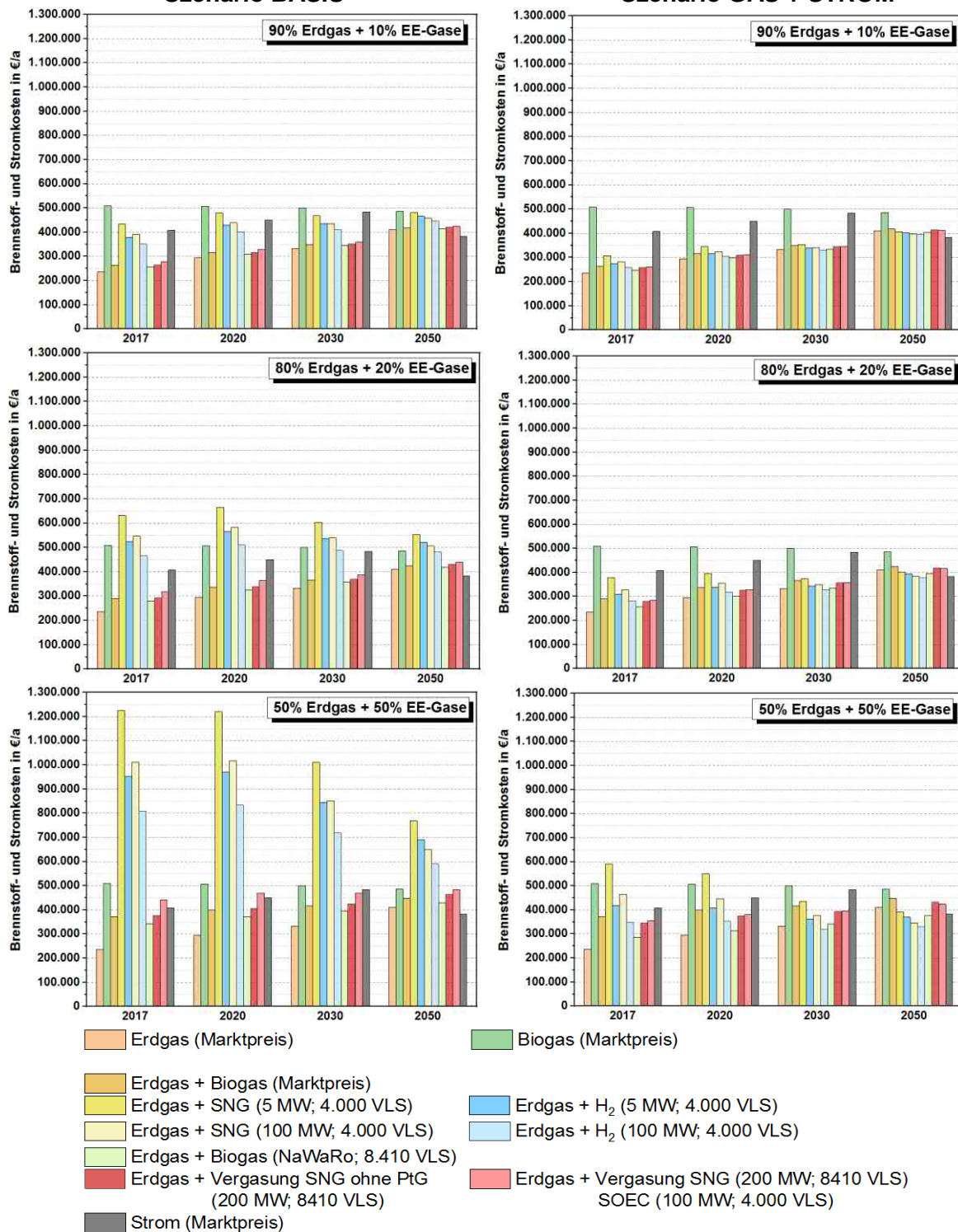


Abbildung 9.25: Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb der Brennwertkessel im Krankenhaus mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

BHKW & BWK – Krankenhaus (GHD)

Szenario BASIS Szenario GAS + STROM

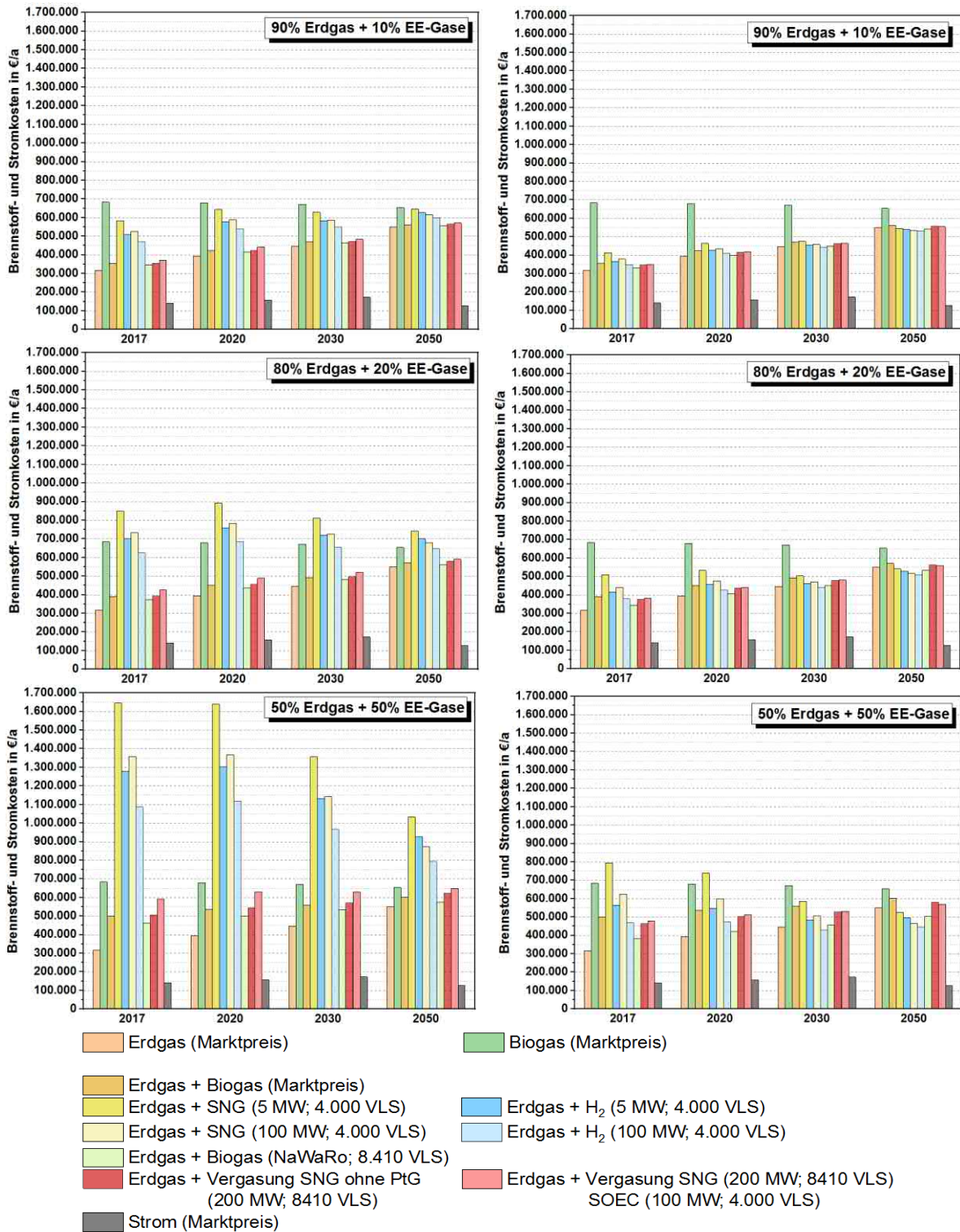


Abbildung 9.26: Jährliche Brennstoff- und Stromkosten in € für den Betrieb eines BHKW & BWK im Krankenhaus mit verschiedenen Brennstoffen und Kostenszenarien

Die durch die Verbrennung der verschiedenen Gasmischungen hervorgerufenen CO₂-Emissionen der zwei in einem Krankenhaus eingesetzten Brennwertkessel sind in Abbildung 9.27 angegeben. Es sind die CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas berechnet worden.

Erdgas als reiner fossiler Brennstoff produziert mit 2.300 Tonnen CO₂ die höchsten treibhaus-schädlichen Emissionen. Bei 10%-iger EE-Gas-Zumischung liegen die jährlichen CO₂-Emissionen nur maximal 100 t niedriger. Wird der EE-Gas-Anteil auf 20 % erhöht, reduzieren sich die CO₂-Emissionen der erneuerbaren Gasmischungen auf ca. 2.100 t pro Jahr bzw. bei dem 50 %igen EE-Anteil auf ca. 1.790 bis 1.880 t/a. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb des Brennwertkessels benötigten Strom 1.100 t CO₂ pro Jahr aus.

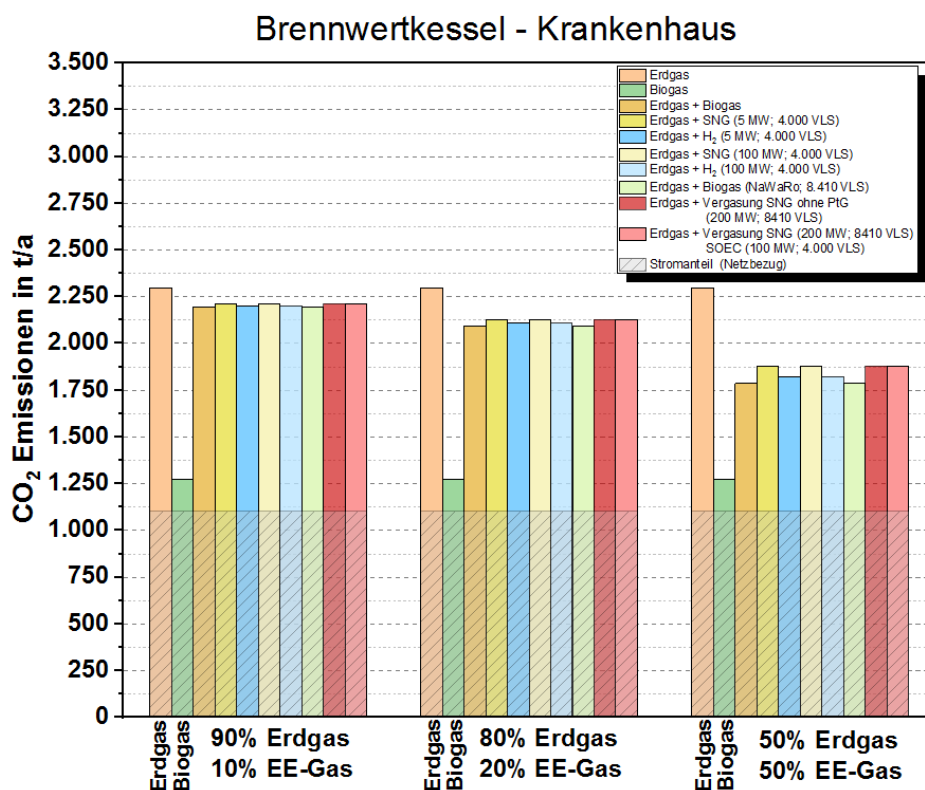


Abbildung 9.27: CO₂-Emissionen in t/a bei dem Betrieb eines Brennwertkessels im Krankenhaus mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

Wird in dem Krankenhaus ein BHKW mit einem Brennwertkessel zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt, ergeben sich die in Abbildung 9.28 dargestellten CO₂-Emissionen der 10, 20 und 50 %-Zumischungen der erneuerbaren Gase zum Erdgas. Bei allen Brenngasen macht der grau schraffierte Emissions-Anteil des für den Betrieb der Wärmeerzeuger benötigten Stroms ca. 480 t CO₂ pro Jahr aus. Aufgrund des selbst produzierten Stroms sind die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Brennwertkessel niedriger, sie betragen bei 50 %-iger EE-Gas-Zumischung jährlich ca. 1.110 bis 1.240 t CO₂.

BHKW & BWK - Krankenhaus

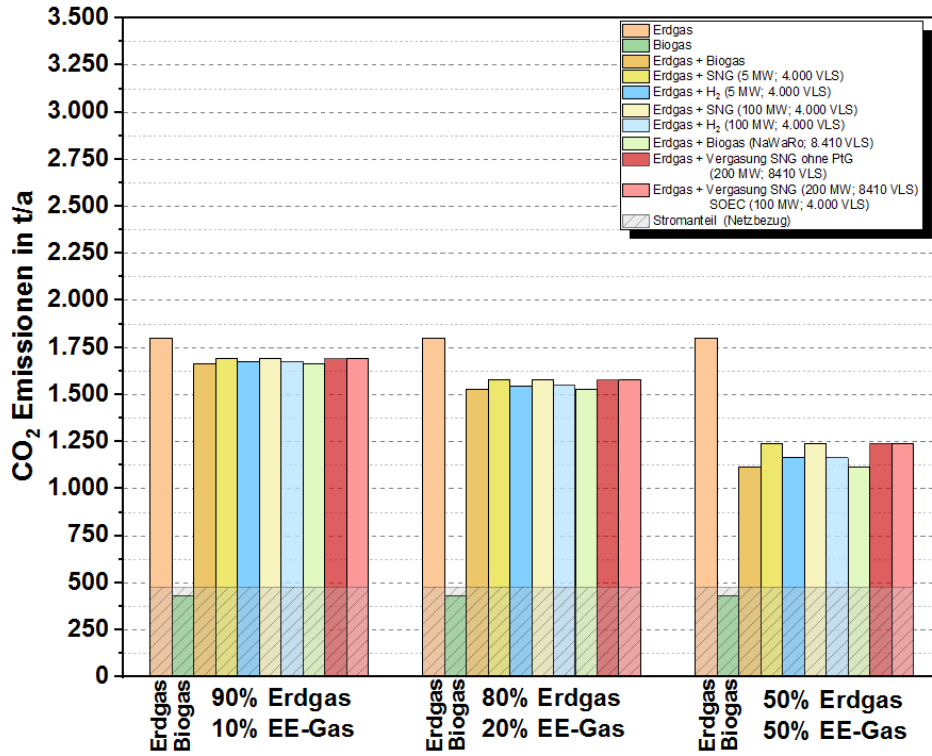


Abbildung 9.28 CO₂-Emissionen in t/a bei dem Betrieb eines BHKW & BWK im Krankenhaus mit verschiedenen Erdgas/EE-Gas-Zusammensetzungen

9.2.4 Technisch-wirtschaftliche Analyse im Mobilitätssektor

Für die technisch-wirtschaftliche Analyse im Mobilitätssektor wurden die in Tabelle 9.19 aufgeführten Energiebezugspreise für EE-Gase, Strom und Benzin für private Haushalte, für Diesel und LNG (Liquefied Natural Gas) für Lkw sowie Diesel und CNG für den ÖPNV angewendet. Weiterhin sind die Energieträgerkosten für die EE-Gase SNG, H₂ und Biogas aus Nawaro ergänzt, wobei es sich um die Preise aus dem GHD-Sektor handelt. Für jedes Referenzjahr sind die Ergebnisse der Szenarien Basis und „Gas+Strom“ nebeneinander dargestellt. Die in Tabelle 9.19 angegebenen Kosten stammen aus dem Bericht des DVGW-Projektes „Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengerkoppelten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens“ [227]

Tabelle 9.19: Energiebezugspreise für den Sektor Mobilität (PKW, LKW, ÖPNV) [227]

Pkw, Lkw & ÖPNV (vgl. mit Strom = HH-Preis / EE-Gas = GHD-Preis)								
Energieträgerkosten in ct/kWh	2017		2020		2030		2050	
	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM	BASIS	GAS+STROM
Privat - Benzin	15,25	15,25	16,52	16,52	20,75	20,75	29,22	29,22
Privat - Strom	29,85	29,85	32,56	32,56	34,68	34,68	28,22	28,22
Lkw - Diesel	11,62	11,62	12,94	12,94	17,33	17,33	26,10	26,10
Lkw - LNG	4,81	4,81	6,77	6,77	8,18	8,18	11,00	11,00
ÖPNV - Diesel	10,98	10,98	12,94	12,94	17,33	17,33	25,46	25,46
ÖPNV - CNG	8,10	8,10	9,41	9,41	10,29	10,29	12,06	12,06
SNG (5 MW; 4.000 VLS)	42,28	18,09	40,99	15,39	32,22	10,30	21,52	7,13
H ₂ (5 MW; 4.000 VLS)	31,85	11,50	31,44	9,94	25,87	7,42	18,50	6,28
SNG (100 MW; 4.000 VLS)	34,10	13,25	33,25	11,44	26,15	8,03	16,99	5,39
Biogas (NaWaRo; 8.410 VLS)	8,61	6,39	8,61	6,39	8,78	6,63	8,55	6,51

Abbildung 9.29 zeigt eine graphische Darstellung der in Tabelle 9.19 angegebenen Energiebezugspreise des Mobilitäts-Sektors. Über den Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2050 sind zum einen die Preise für die Pkw-Kraftstoffe Benzin und Strom, die Lkw-Kraftstoffe Diesel und LNG sowie die Preise für die Kraftstoffe im ÖPNV (Diesel und CNG) abgebildet. Weiterhin sind pro Zeitscheibe die Bezugspreise für die EE-Gase SNG (5 MW, 4.000 VLS), H₂ (5 MW, 4.000 VLS), SNG (100 MW, 4.000 VLS) und Biogas (Nawaro, 8.410 VLS) für die Szenarien Basis und „Gas + Strom“ nebeneinander aufgeführt.

Im Basis-Szenario ist nur der Preis für Nawaro niedrig, die anderen EE-Gase sind kostenintensiv, sie werden jedoch im Laufe der Jahre günstiger. 2050 liegen die Preise unter den konventionellen Kraftstoffen Benzin, Diesel und Strom. Im Szenario „Gas + Strom“ erweisen sich ab 2030 die Bezugspreise der EE-Gase als eine kostengünstige Alternative zu konventionellen Energieträgern und Antriebstechnologien aufgrund der Befreiung verschiedener Kosten wie EEG-Umlage beim Strom, Netzentgelte bei Strom und Gas etc. Im Jahr 2050 sind alle hier betrachteten EE-Gase am kostengünstigsten.

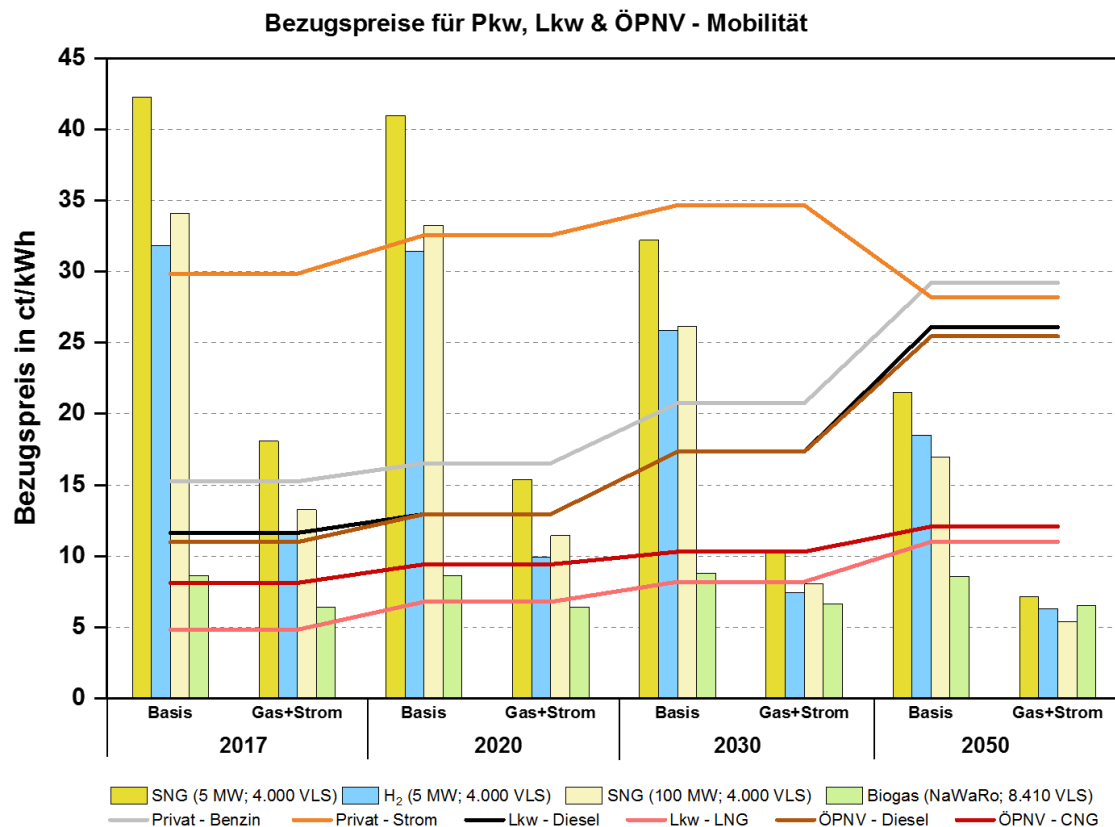


Abbildung 9.29: Bezugspreise für Pkw, Lkw und ÖPNV im Mobilitätssektor für verschiedene Antriebsenergien in ct/kWh

Für die wirtschaftliche Analyse ausgewählter Technologie-Energieträger-Kombinationen werden jeweils drei Pkw der unteren Mittelklasse sowie der oberen Mittelklasse ausgewählt. Als Technologien werden ein Otto-Motor mit dem Einsatz verschiedener Kraftstoffe sowie ein Elektro-Motor für die Referenzjahre 2017, 2030 und 2050 betrachtet. Die Investitionskosten für die Fahrzeuge stammen aus Angaben des ADAC [314], sie werden für die konventionellen Fahrzeuge bis einschließlich 2050 konstant gehalten. Bei dem Elektro-Auto und dem Brennstoffzellen-Auto sind heute aufgrund niedriger Stückzahlen noch sehr hohe Anschaffungskosten. Die Investitionskosten werden bis 2030 um 10% reduziert in Bezug auf den heutigen Preis, von 2030 bis 2050 um 5 % vom Preis in 2030.

Weiterhin kommen für die Pkws/Lkws und Busse folgende Vorgaben zur Anwendung:

- Inspektionen bei allen Fahrzeugen nach 10.000 km/50.000 km
- konstante jährliche Inspektionskosten während des gesamten Betrachtungszeitraums
- Lebensdauer bei Pkw/Lkw bzw. Busse: 200.000 km/500.000 km
- keine Berücksichtigung von Fördergeldern bei Elektro-Autos und BZ-Autos
- Jahreskilometerbedarf bei der unteren/oberen Mittelklasse: 15.000/21.000 km

Die Gestehungspreise in Eurocent je Fahrzeugkilometer für Pkw der unteren Mittelklasse für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen sind in Abbildung

9.30 dargestellt. Als Referenz ist in grau ein Pkw mit Benzin angetriebenem Otto-Motor aufgeführt. Die Kosten nehmen bis zum Jahr 2050 zu. Bei dem mit Strom aus dem deutschen Strommix angetriebenen Elektro-Auto werden die Gestehungskosten bis zum Jahr 2050 sinken. Das gelb gezeichnete SNG im Basis-Szenario ist deutlich der teuerste Kraftstoff, erst in 2050 liegt es mit dem Benzin aus einem Niveau, da die Herstellungskosten sinken werden. Das Szenario „Gas + Strom wirkt sich beim SNG deutlich aus, der Gestehungspreis ist in 2030 bereits niedriger als Benzin und Strom und auf einem ähnlichen Niveau mit dem grün abgebildeten Biogas. Im Jahr 2050 ist das SNG im Szenario „Gas + Strom“ der günstigste Kraftstoff für einen Pkw der unteren Mittelklasse.

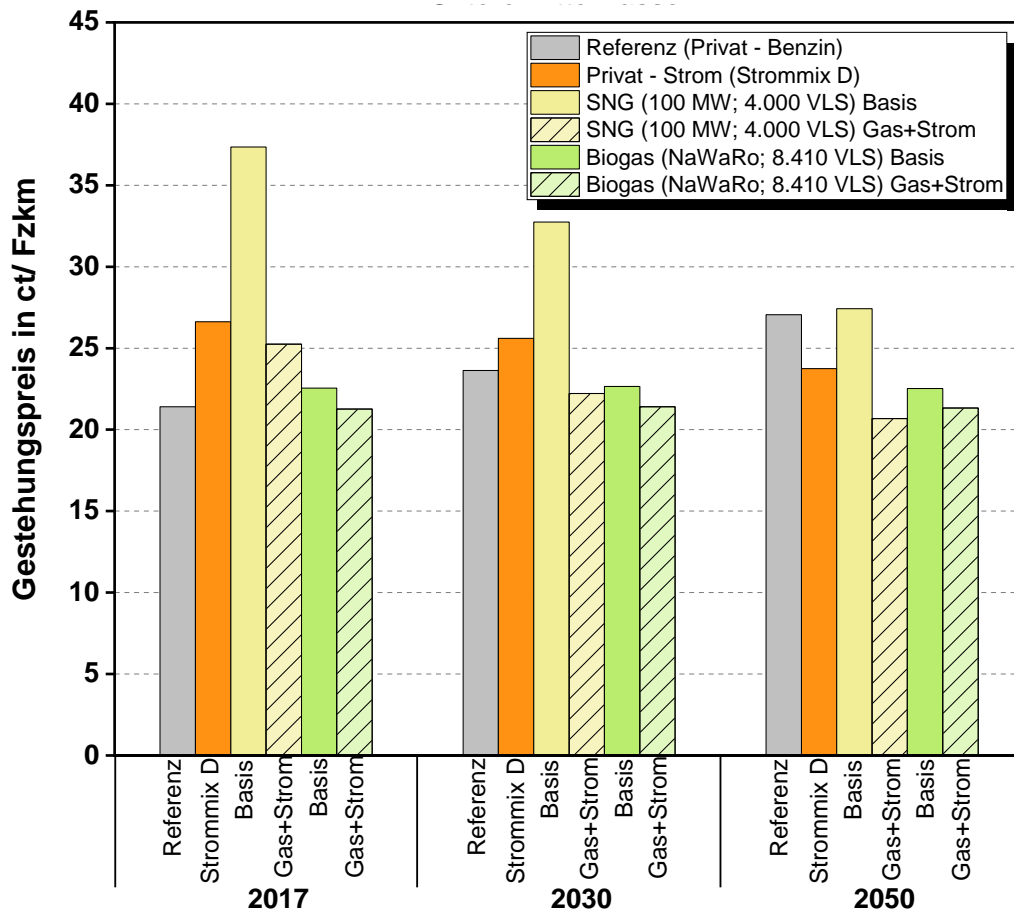


Abbildung 9.30: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Pkw der unteren Mittelklasse für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen

Abbildung 9.31 zeigt die Gestehungspreise der Kraftstoffe für Pkws der oberen Mittelklasse. Neben dem grau dargestellten Referenzpreis für Benzin, der bis 2050 stetig ansteigt, sind die Kraftstoffe SNG, Biogas und H₂ für das Brennstoffzellenfahrzeug jeweils für beide Szenarien aufgeführt. Im Szenario „Gas + Strom“ ist der Gestehungspreis für das SNG bereits heute mit dem Benzin auf gleicher Höhe, das Biogas ist heute schon preisgünstiger. Diese Kostenvorteile verdeutlichen sich zunehmend bis zum Jahr 2050. Der H₂-Gestehungspreis ist heute auch aufgrund der teuren Investitionskosten des Brennstoffzellenfahrzeugs am höchsten und sinkt in den folgenden Jahren nur mäßig. Im Jahr 2050 ist ein Fahrzeug mit Wasserstoffantrieb von den EE-Gas angetriebenen Fahrzeugen die teuerste Technologie-Kraftstoff-Kombination.

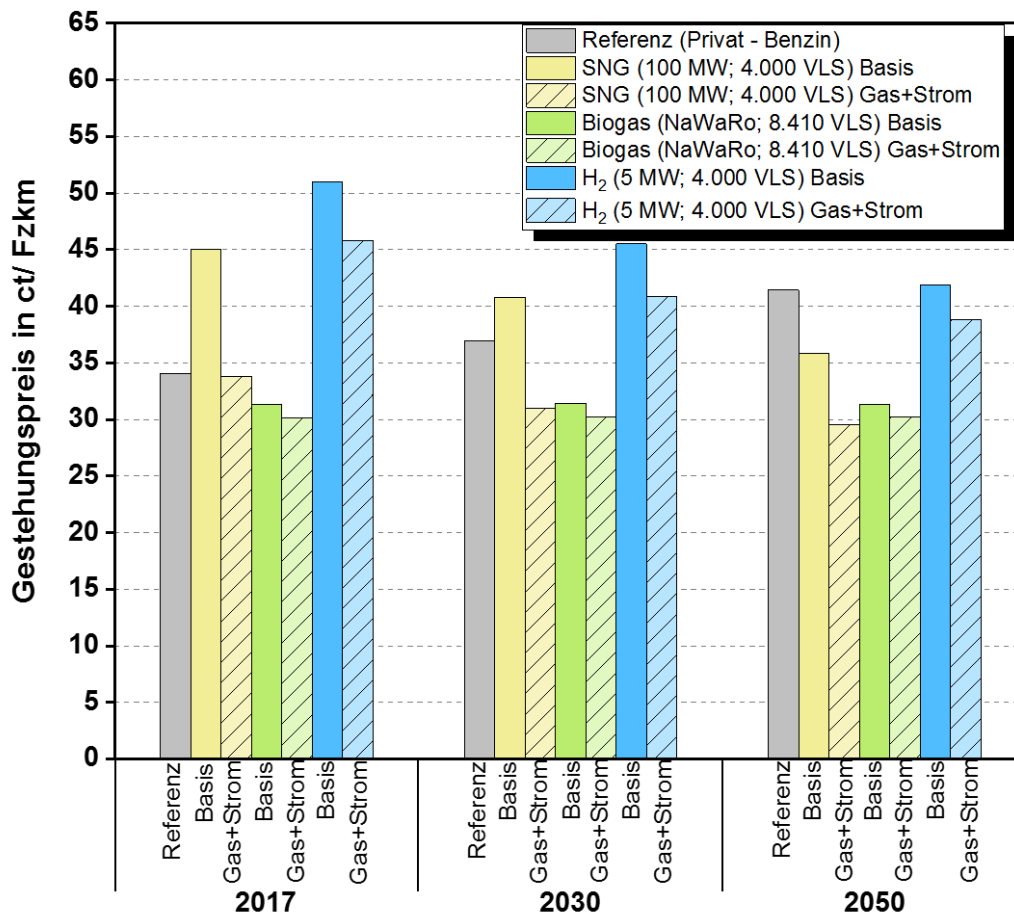


Abbildung 9.31: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Pkw der oberen Mittelklasse für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen

Die Betrachtungen im Schwerlastverkehr (Lkw > 3,5 t) in Abbildung 9.32 zeigen, dass derzeit mit Diesel sowie mit Biogas aus dem Szenario „Gas + Strom“ angetriebene Lkws die niedrigsten Gestehungspreise je Fahrzeugkilometer aufweisen. Als Referenz wird ab 2030 ein LNG-angetriebener Lkw mit Otto-Motor eingesetzt. Hier wird die technische Entwicklung im Schwerlastverkehr berücksichtigt. Bis auf die Kombination Lkw mit SNG im Basisszenario liegen die Gestehungspreise mit den Kraftstoffen SNG (Szenario „Gas + Strom“) und Biogas mit beiden Szenarien auf einem ähnlichen Preisniveau von ca. 40 ct/Fzkm. Ab 2050 liegt der Gestehungspreis der Kombination Lkw –mit EE-Gas SNG im Szenario „Gas + Strom“ am niedrigsten.

Die Analyse-Ergebnisse im ÖPNV sind in Abbildung 9.33 zusammengestellt. Die Darstellung unterscheidet sich im Vergleich zu den Ergebnissen im Schwerlastverkehr in der Höhe der Gestehungspreise, was auf die hohen Investitionskosten und Inspektionskosten der Busse zurückzuführen ist. Die Abstände der verschiedenen Gase in den jeweiligen Referenzjahren zeigen ein ähnliches Bild. In 2017 liegt der mit Diesel angetriebene Bus mit der Anwendung von Biogas im Basis-Szenario auf gleichem Preisniveau, das Biogas im Szenario „Gas + Strom“ ist am niedrigsten. Ab 2030 wird als Referenztechnologie ein mit CNG angetriebener Bus betrachtet. Die Gestehungspreise sind bis auf das SNG (Basis) auf einem ähnlichen Niveau. In der Zeitscheibe 2050 sinken die Gestehungspreise für das SNG und das Biogas, jeweils im Szenario „Gas + Strom“, auf 92 bzw. 97 ct/Fzkm. Die Preise der Referenzkombination Bus mit CNG-Antrieb liegen bei ca. 120 ct/Fzkm.

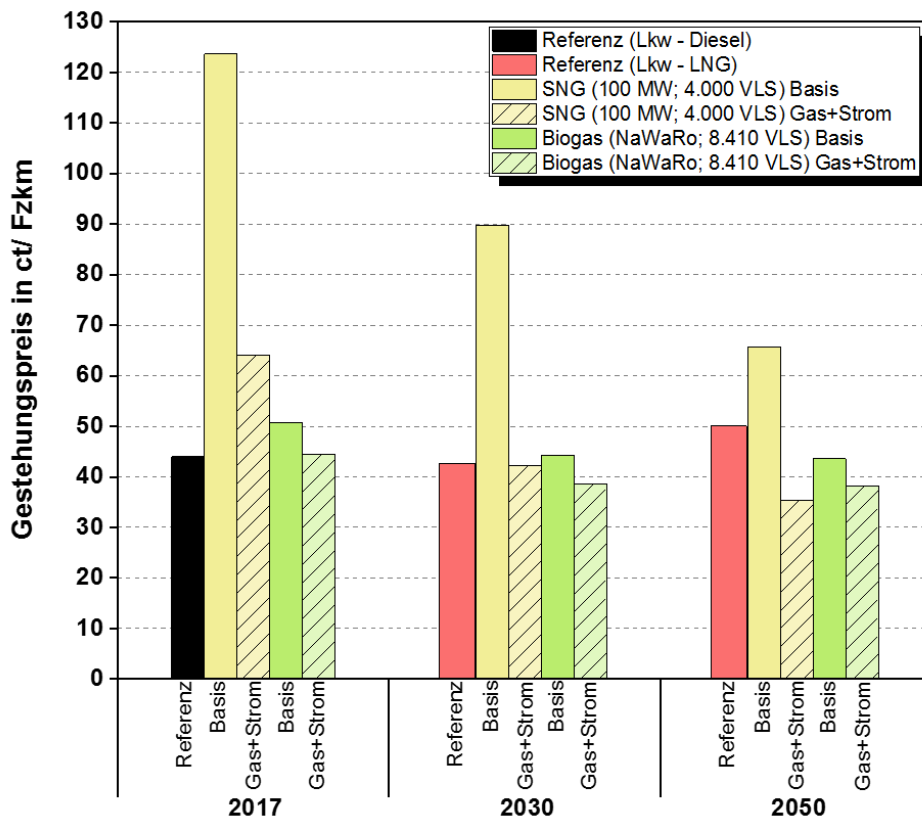


Abbildung 9.32: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Lkw für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen

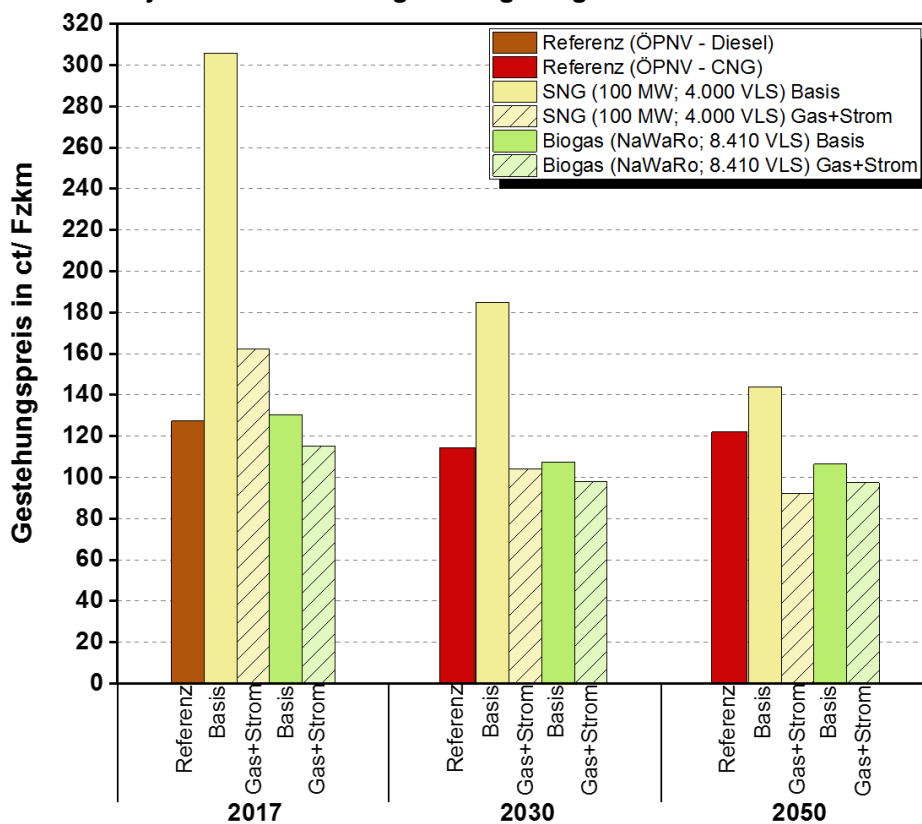


Abbildung 9.33: Gestehungspreise in ct je Fahrzeugkilometer für Fahrzeuge im ÖPNV für ausgewählte Referenzjahre und Technologie-Energieträger-Kombinationen

9.2.5 Zusammenfassung der technisch-wirtschaftlichen und ökologischen Analysen

Für einige Wärmeerzeugertechnologien in den Sektoren Haushalt und GHD wurden eine technisch-wirtschaftliche Gesamtanalyse sowie eine ökologische Betrachtung für die Anwendung erneuerbarer Gase durchgeführt. Es wurden Brennstoff-Kombinationen aus Erdgas und mit unterschiedlichen Prozessen erzeugte erneuerbare Gase mit EE-Gasanteilen von 10, 20 und 50 % betrachtet. Als Technologien wurden für ein Einfamilienhaus ein Brennwertkessel, eine Mini-KWK-Anlage mit Otto-Motor und eine KWK-PEM-Brennstoffzelle sowie im Mehrfamilienhaus ein BWK, eine KWK-Anlage mit Otto-Motor und eine KWK-SO-Brennstoffzelle ausgewählt. Im GHD-Sektor wurden als Referenzgebäude ein Gewerbebetrieb mit 8 Mitarbeitern (Büro) sowie ein Krankenhaus mit 250 Betten zugrunde gelegt und mit den Wärmeerzeugern BWK, KWK-Anlage mit Otto-Motor und SO-Brennstoffzelle berechnet. Es erfolgte für alle Technologie-Brennstoff-Kombinationen eine Berechnung der jeweils erzeugten CO₂-Emissionen.

Es wurden jeweils zwei Kosten-Szenarien für die Brennstoffe berücksichtigt, und zwar das Szenario Basis, welches die Fortschreibung des aktuell bestehenden Rechtsrahmens, d.h. EE-Gas Gestehung inkl. stromseitiger Umlagen etc. sowie EE-Gas Bezug inkl. gasseitiger Umlagen bedeutet. Das zweite Szenario „Gas + Strom“ bedeutet die Umsetzung rechtlicher Maßnahmen bezüglich des Gasbezugs von EE-Gasen mit direkter Wirkung auf den Bezugspreis mit Berücksichtigung von folgenden Maßnahmen bezüglich des Strombezugs zur Gesteherung von EE-Gasen:

Komplette stromseitige Befreiung von:

- EEG-Umlage
- Netzentgelt Strom
- Stromsteuer

Komplette gasseitige Befreiung von:

- Konvertierungsumlage
- Bilanzierungsumlage
- Netzentgelt (Gas)
- Energiesteuer (Gas) der EE-Gas-Gestehung

Bei der Berechnung des erzeugten Stroms der KWK-Anlagen wurden die jeweils gültigen Vergütungssätze für den Eigenverbrauch des erzeugten Stroms bzw. die Einspeisung berücksichtigt.

In sämtlichen wirtschaftlichen Analysen der Technologien in den Sektoren Haushalt und GHD zeigen die Brennstoffkosten und auch die Stromkosten sowohl bei den verschiedenen Szenarien Basis und „Gas + Strom“ als auch bei den unterschiedlichen EE-Gas-Anteilen ein ähnliches Verhalten. Die absoluten Kosten sind natürlich abhängig vom Referenzgebäude und dem Verbrauch.

Im Basisszenario bleibt das Erdgas über den gesamten Betrachtungszeitraum der günstigste Brennstoff. Die Gemische aus Erdgas/Biogas (Nawaro), Erdgas/SNG (Vergasung) und Erdgas/Biogas (Marktpreis) sind bei 10 %-iger Zumischung nur unwesentlich teurer. Mit zunehmendem EE-Anteil driften die Preise etwas auseinander. Deutlich höhere Brennstoffkosten weisen die Gemische aus Erdgas mit den EE-Gasen SNG sowie H₂ auf. Der Brennstoffkosten steigen mit zunehmendem EE-Gas-Anteil stark an, sie sinken dann im Laufe der Jahre, ab 2030 und vor allem ab 2050 nehmen diese Kosten aufgrund sinkender Herstellungskosten dieser Gase sichtbar ab, sind aber auch im Jahr 2050 immer noch erheblich teurer als Erdgas.

Die wirtschaftliche Analyse im Szenario „Gas + Strom“ macht die positive Wirkung der strom- und gaseitigen Befreiung der Netzentgelte, Steuern etc. deutlich.

Bei einem EE-Gas-Anteil von 10 % liegen die verschiedenen EE-Gasgemische in den Brennstoffkosten in allen betrachteten Zeitscheiben auch mit Erdgas auf einem ähnlichen Niveau. Beträgt der EE-Anteil 20 %, sind Preisunterschiede zwischen den verschiedenen EE-Gasen erkennbar, vor allem bis 2030. Dann machen sich die sinkenden Herstellungskosten bei einigen EE-Gasen bemerkbar. Insbesondere bei den EE-Gasen SNG sowie H₂ zeigt sich, dass ab 2030 ein Gemisch aus 50 % Erdgas/50 % EE-Gas kostengünstiger wird. Im Laufe der weiteren Jahre wird die Wärmeerzeugung mit einigen EE-Gasen immer günstiger als Erdgas. Das wasserstoffhaltige Gemisch, Biogas aus Nawaro und SNG sind zukünftig die EE-Gase mit den niedrigsten Brennstoffkosten.

Der Einsatz von EE-Gasen ist gegenüber Erdgas auf jeden Fall ökologischer. Mit steigendem EE-Gas-Anteil sinken die CO₂-Emissionen. Wird reines Biogas eingesetzt, bedeutet das natürlich die niedrigsten CO₂-Emissionen. Bei Betrachtung eines Referenzgebäudes und der gleichen Technologie liegt das CO₂-Einsparpotential bei allen EE-Gasgemischen auf einem ähnlichen Niveau. Der Einfluss der Technologie auf die CO₂-Emissionen in Abhängigkeit des zugemischten EE-Anteils wird in Tabelle 9.20 deutlich.

Tabelle 9.20: CO₂-Einsparpotential bei den Sektoren Haushalt und GHD bei verschiedenen Technologien und in Abhängigkeit des EE-Gas-Anteils

Sektor	Haushalt						GHD				
	EFH			MFH			Büro			Krankenhaus	
Referenzgebäude	BWK	KWK-Otto	KWK-BZ	BWK	KWK-Otto	KWK-BZ	BWK	KWK-Otto	KWK-BZ	BWK	KWK-Otto
CO ₂ -Einsparung in % bei 10 % EE-Gas	5	10	8	5	9	5	3	4	5	4	7
CO ₂ -Einsparung in % bei 20 % EE-Gas	10	18-22	15-18	9	15-17	10-12	7	8	8-10	8	12-15
CO ₂ -Einsparung in % bei 50 % EE-Gas	22-27	44-54	37-46	19-23	37-45	25-31	14-18	18-22	21-26	18-22	31-38

KWK-Anlagen sind ökologischer als ein Brennwertkessel. Im Sektor Haushalt bewirkt der Einsatz einer KWK-Anlage mit Otto-Motor die größte CO₂-Einsparung. Im Sektor GHD ist die CO₂-Einsparung einer KWK-Anlage mit Otto-Motor etwas geringer als im Haushalts-Sektor.

Die KWK- und Brennstoffzellentechnologien weisen im Vergleich zum Brennwertkessel einen erhöhten Brennstoffbedarf auf. Damit besteht in der Beimischung von Bio-Erdgas und SNG ein weiteres CO₂-Einsparpotential. Primär ist dieses jedoch auf die Stromeigennutzung und damit verbundenen Verminderung des Bezuges von stark CO₂-belastetem Netzstrom sowie der Verdrängung dessen durch die Stromeinspeisung zurückzuführen.

Die im Mobilitäts-Sektor durchgeführte technisch-wirtschaftliche Analyse ergab, dass ein Pkw der unteren Mittelklasse ab 2030 ein mit SNG aus dem Szenario „Gas + Strom“ und mit Biogas angetriebenes Fahrzeug mit Otto-Motor bereits einen günstigeren Gestehungspreis pro Fahrzeugkilometer aufweist als das konventionell mit Benzin angetriebene Fahrzeug. Der Vergleich der oberen Mittelklasse-Pkws ergab, dass der Gestehungspreis für das SNG im Szenario „Gas + Strom“ bereits heute mit dem Benzin auf gleicher Höhe, das Biogas heute schon preisgünstiger ist und diese Vorteile der EE-Gase sich im Laufe der nächsten Jahre verstärken.

Der H₂-Gestehungspreis ist heute auch aufgrund der teuren Investitionskosten des Brennstoffzellenfahrzeugs am höchsten und sinkt in den folgenden Jahren nur mäßig. Im Jahr 2050 ist ein Fahrzeug mit Wasserstoffantrieb von den EE-Gas-angetriebenen Fahrzeugen die teuerste Technologie-Kraftstoff-Kombination.

Die Betrachtungen im Schwerlastverkehr (Lkw > 3,5 t) zeigen, dass zukünftig der Gestehungspreis der Kombination Lkw – mit EE-Gas SNG im Szenario „Gas + Strom“ am niedrigsten ist.

Eine Befreiung der gas- und stromseitigen Zuschläge ist für die bevorzugte Anwendung von EE-Gasen in der Mobilität auf jeden Fall von Vorteil. Auch aus ökologischer Sicht weist die Anwendung des EE-Gases SNG deutlich niedrigere CO₂-Emissionen auf gegenüber der Referenz-Technologie-Energieträger-Kombination.

10 Handlungsempfehlungen

10.1 Handlungsempfehlungen

Die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele von Deutschland ist stark davon abhängig, wie gut es gelingt, erneuerbare Gase nachhaltig zu erzeugen und effizient zu nutzen. Wie in der Studie gezeigt, verfügt Deutschland einerseits bereits jetzt über eine große Anzahl an EE-Gas-Erzeugungsanlagen (insb. Biogasanlagen), andererseits bestehen große Potentiale zum weiteren Ausbau dieser Anlagen (von aktuell 22,8 Mrd. m³/a auf 30,6 Mrd. m³/a im Jahr 2050).

Aus den Studienergebnissen lassen sich vier konkrete Handlungsempfehlungen ableiten, um den Ausbau erneuerbarer Gase weiter voranzubringen und einen nachhaltigen Fuel-, Content- und Modal-Switch zu erreichen:

1. Technologieoffene Gesetzgebung

Die Definition grüner Gase im EEG ist weit angelegt, darin unterscheidet sich dieses Gesetz z.T. deutlich von anderen Verordnungen und Gesetzen mit Einfluss auf die Nutzung erneuerbarer Gase. So werden beispielsweise im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) strombasierte EE-Gase bislang nicht in die Begriffsdefinitionen einbezogen. Gesetze mit Einflussmöglichkeit auf die Nutzung erneuerbarer Energien sollten daher auf die Frage überprüft werden, ob sie ausreichende Technologieoffenheit bewirken und insbesondere, ob alle erneuerbaren Gase berücksichtigt werden. Die Definition im EEG könnte dabei als Orientierung dienen.

Unzureichend sind gegenwärtig auch die Möglichkeiten, THG-Minderungen durch den Einsatz erneuerbarer Gase im europäischen Emissionshandelssystem angemessen zu berücksichtigen. Das europäische Emissionshandelssystem findet seine nationale Entsprechung im deutschen Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG). Zwar wird zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits eine Vielzahl an Anlagen erfasst, dennoch bestehen nach wie vor unzweckmäßige Ausnahmen (Vergabe zu vieler Emissionsrechte sowie deren Handel bei Nichtinanspruchnahme). Durch das deutsche Treibhausgasemissionshandelsgesetz TEHG sollen ökonomische Anreize zur Treibhausgasminderung geschaffen werden. U.a. die Nutzung von synthetischem Methan ist darin jedoch bislang kein anerkanntes Instrument zur Treibhausgasminderung. Eine technologieoffene Vervollständigung der Liste verwendbarer erneuerbarer Brennstoffe aller vom TEHG betroffenen Anlagen ist daher unverzichtbar. Mit einer solchen Vervollständigung finden dann auch strombasierte Energieträger im Rahmen der Emissionsberichterstattung nach §5 TEHG angemessene Berücksichtigung.

Um über das europäische Emissionshandelssystem ökonomische Anreize für die CO₂-Vermeidung zu schaffen, muss die Anzahl am Markt handelbarer Emissionszertifikate ausreichend knapp sein. In der Vergangenheit kam es jedoch u.a. infolge eines Rückgangs bei den Produktionsmengen zu Überschüssen bei den Emissionszertifikaten. Eine wirksame Emissionsminderung kann nur erzielt werden, wenn die Kosten der beabsichtigten CO₂-Vermeidung geringer als die Kosten der CO₂-Emissionen sind. Folgerichtig ist ein höheres CO₂-Preisniveau erforderlich. Die Reduzierung der insgesamt zulässigen Emissionsmenge wie auch der überzähligen Emissionsberechtigungen sind in diesem Kontext mögliche Lösungsansätze. Zusätzlich ist die Einführung eines Mindestpreises pro Tonne CO₂ denkbar.

2. Wichtigkeit der Sektorkopplung

Das Erdgasnetz kann große Mengen an Energie aufnehmen, transportieren, speichern und bedarfsgerecht abgeben, ohne dass hierfür erst ein weiterer Netzausbau notwendig ist. Insbesondere die Sektorkopplung zum Stromnetz ist dabei mittels Power-to-Gas, Power-to-X sowie Power-to-Heat möglich. Hierdurch übernehmen erneuerbare Gase systemdienliche Aufgaben. Bislang gewährt jedoch das EnWG lediglich Betreibern von Power-to-Heat-Anlagen die Möglichkeit, diese als zuschaltbare Last einzusetzen. Um die Vorteile der Sektorkopplung in allen dem erneuerbaren Gesamtsystem dienenden Ausprägungen nutzen zu können, muss der Rechtsrahmen so verändert werden, dass regenerativer Überschussstrom technologieoffen für unterschiedliche steuerbare Lasten genutzt werden kann. Dazu sind im EnWG die für das Gesamtsystem sinnvollen Einsatzfälle zu definieren, in denen PtG-Anlagen als steuerbare Last eingesetzt werden kann.

Der aus der Perspektive eines 100 % erneuerbaren Energiesystems zwingend erforderliche Ausbau von PtG braucht Förderung u.a. durch die Beseitigung von aktuell bestehenden rechtliche Hemmnisse eines wirtschaftlichen Betriebs. Wesentliche Instrumente zur Festsetzung der Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetze sind die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). In beiden Verordnungen werden investitionskostenintensive Instrumente zur Vermeidung von Netzengpässen gegenüber betriebskostenintensiven Maßnahmen bevorzugt. Die mögliche Gewinnspanne für die Power-to-Gas-Technologie wird dadurch belastet. Sinnvoll zusammenwirkende Anpassungen des gesetzlichen Regelwerks (EEG, ARegV, StromNEV, ...) sind erforderlich, um für die Erbringung flexibler Systemdienstleistungen durch PtG-Anlagen eine ausreichende Vergütung sicherzustellen.

Die gegenwärtige strukturelle Benachteiligung von Power-to-Gas-Anlagen durch die Einordnung Letztverbraucher nach §3 (25) des EnWG sollte für PtG-Anlagen mit netzentlastender Betriebsweise entfallen. Als Letztverbraucher müssen die Anlagenbetreiber vergleichsweise hohe Preise (inkl. der entsprechenden Preisbestandteile für Abgaben und Umlagen) für den aufgewendeten Strom entrichten. Dies bewirkt hohe Gestehungskosten für PtG-Gase, so dass keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Zusätzlich sollte PtG als zentrales Element der Sektorkopplung mit Fluktuationsausgleichs- und Speicherfunktion durch eine geminderte oder entfallende EEG-Umlage und Stromsteuer entlastet werden.

Planungsprozesse zum Aus- bzw. Umbau der Strom- und Gasnetzinfrastruktur laufen bisher unabhängig voneinander. Die in einem erneuerbaren Zukunftssystem unvermeidlich miteinander verbundene Nutzung aller Energieversorgungsinfrastrukturen erfordert die rechtzeitige sektorenübergreifende Planung – sinnvollerweise ab sofort. Auch hier ist die Politik gefragt, die Basis für entsprechende Arbeitsansätze mit allen Akteuren (insb. Energiewirtschaft, Industrie, Verbraucher) aufzubauen.

3. Verstärkter Einsatz von grünen Gasen in der Mobilität

Der §37a des BImSchG schreibt eine steigende Emissionsminderungsquote für den Kraftstoffsektor vor. Gleichzeitig werden strombasierte, erneuerbare Gase nicht als Biokraftstoffe anerkannt. Eine Erweiterung des BImSchG um strombasierte erneuerbare Kraftstoffe erscheint vor dem Hintergrund der bereits novellierten EU-Richtlinien zur Kraftstoffqualität und

der Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Mobilitätssektor längst überfällig. Somit könnte insbesondere BioSNG zukünftig einen konkreten Beitrag für die Erfüllung der Biokraftstoffquote leisten.

Aus Sicht eines nachhaltigen Emissionsschutzes ist eine Erweiterung der aktuell gültigen Bilanzgrenzen der Flottenemissionsberechnung zwingend erforderlich. Bislang erfolgt diese nach dem Tank-to-Wheel-Konzept und blendet damit die Emissionen der Bereitstellungskette der Antriebsenergie aus. Um eine möglichst realitätsnahe ökologische Bewertung unterschiedlicher Antriebskonzepte zu realisieren, ist die Analyse der gesamten Wertschöpfungskette notwendig (sog. Well-to-Wheel-Ansatz). Dieser Bilanzrahmen sollte daher in die gesetzlichen Vorgaben integriert werden.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Akzeptanz und Etablierung grüner (methanbasierter) Kraftstoffe stellt die Kraftstoffverfügbarkeit dar. Die Zahl der CNG-Tankstellen war in den letzten Jahren leicht rückläufig [315]. Daneben dazu existieren nur wenige LNG-Tankstellen [316]. Um ein breites und flächendeckendes Angebot an alternativen Kraftstoffen zu gewährleisten, sollte parallel zum Ausbau der Elektroladesäulen auch die CNG- sowie LNG-Infrastruktur in der Kraftstoffversorgung der Zukunft berücksichtigt werden. Dies schließt eine Erweiterung der Fahrzeugangebotspalette ein. Nicht zuletzt können kommunale Maßnahmen (z.B. Aufhebung innerstädtischer Durchfahrtsbeschränkungen für CNG-PKW) zu einer erhöhten Nutzerakzeptanz beitragen. Diese Maßnahmen zur zeitnahen Emissionsminderung könnten dabei kurzfristig umgesetzt werden, da die hierfür notwendigen Technologien zur Verfügung stehen und seit Jahrzehnten erprobt sind. Zusätzlich gilt es die Wasserstoffinfrastruktur auszubauen, um wasserstoffbasierten Fahrzeugen den Markteintritt zu erleichtern. Hier gilt es aus den Erfahrungen der CNG-Fahrzeugeinführung zu lernen und gemachte Fehlentwicklungen nicht zu wiederholen (bspw. mangelnde Tankstelleninfrastruktur).

4. Erhöhung der Wirtschaftlichkeit nach Auslauf der EEG-Vergütung

Das EEG sieht eine auf 20 Jahre begrenzte Förderdauer für EE-Anlagen vor. Nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung müssen Anlagenbetreiber alternative Erlösmöglichkeiten erschließen. Gelingt ihnen dies nicht, droht ein Rückbau der entsprechenden Anlage (z.B. einer Biogasanlage) und somit ein Absinken der deutschen EE-Gaserzeugungsmenge. Vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der Bundesregierung ist aber ein Anlagenrückbau unbedingt zu vermeiden. Vielmehr sollten Anreize für einen sinnvollen und effizienten Weiterbetrieb geschaffen werden. Hierbei sollten Biogasanlagenbetreiber insbesondere unterstützt werden, ihre Anlagenleistung zu erhöhen, um die spezifischen Kosten zu senken und eine Einspeisung ins Erdgasnetz wirtschaftlich tragfähig zu gestalten. Dies kann durch eine Erhöhung der Kapazitäten (z.B. mittels Methanisierung am Ort der Biogasanlage) oder durch eine Sammelleitung erfolgen, welche eine Einspeisung an zentraler Stelle ermöglicht. Die beiden Optionen können auch kombiniert werden.

Bislang erhalten Betreiber von EE-Anlagen im Falle einer netzlastbedingten Abregelung einen finanziellen Ausgleich. Dieser beträgt bis zu 100 % der entgangenen Einnahmen. Um Anreize für die Speicherung von Überschussstrommengen zu schaffen, sollte eine Reduzierung der Kompensationszahlungen diskutiert werden. Zusätzlich sollten Anreize geschaffen werden, welche die Nutzung/Speicherung von Überschussstrommengen klar fokussieren. Biogas- und SNG-Anlagen können hier mit einer Methanisierungsanlage wichtige Systemdienstleistungen übernehmen.

Aufgrund der bisher aufgrund geringer Stückzahlen erforderlichen Einzelfertigung sowie der Materialkosten sind die spezifischen Investitionskosten von PtG-Anlagen noch vergleichsweise hoch. Der Anlageneinsatz als netzdienliches Element der Netze der allgemeinen Versorgung würde es ermöglichen, Investitionskosten über Netzentgelte zu refinanzieren. Gleichzeitig wäre damit auch der Einsatz dieser Technik als netzdienlicher Baustein eines immer stärker erneuerbaren Gesamtenergiesystems sichergestellt.

5. Weitere Handlungsempfehlungen

Kurz- bis mittelfristig sollten für die energetische Biomassenutzung, die Produktion von EE-Gasen im Allgemeinen sowie für die Wasserstoffbereitstellung Anreizprogramme von staatlicher Seite eingeführt werden. Möglichkeiten hierzu werden im Folgenden präzisiert.

- Erhöhung des Bedarfs an EE-Gasen → EE-Gas-Quote für Gas-Inverkehrbringer einführen (vgl. Raffinerieprodukte), um eine effiziente energetische Nutzung heimischer Biomasse zu ermöglichen und näher an die Wirtschaftlichkeit zu führen
- (zeitlich beschränkte) Förderung der energetischen und stofflichen Nutzung ligninhaltinger Reststoffe (als Alternative zu CAPEX-geförderten Biomasseverbrennungsprozessen)
- Verstärkt die SOEC-Technologie und die CO₂-Bereitstellung aus Luft fördern, da bei diesen vielversprechenden Verfahren noch viel F&E-Bedarf besteht → Förderung Grundlagenforschung und Pilotvorhaben
- Für kommerziell erhältliche, reife Technologien (AEL, PEM) in der Übergangsphase Sonderlösungen (Experimentierklauseln, zeitlich beschränkte Ausnahmen von rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen) finden, um Strombezugskosten oder CAPEX zu senken. Dies ist solange erforderlich, bis die Subventionierungen fossiler Energien abgebaut und externe Kosten wirksam internalisiert sind (z.B. ausreichende CO₂-Preise). Erst dann spiegeln die Preise für alle Energieträger und -formen die tatsächlichen Kosten und es kann ein wettbewerbsorientierter Markt für erneuerbare Energieträger entstehen.
- Regionale Politik → Informationsveranstaltungen über bspw. Verbreitung von Biogasanlagen in der jeweiligen Region, um Vertrauen der Bürger in die Erneuerung des gesamten Energiesystems zu stärken (Erhöhung der Akzeptanz)

10.2 Identifizierung von weiterem Forschungsbedarf

Zum jetzigen Zeitpunkt beschränkt sich die Nutzung von EE-Gasen primär auf die fermentativ erzeugten Biogase. Die vorliegende Studie zeigt jedoch, dass SNG eine weitere, wichtige Säule für die Einspeisung darstellen kann. Bei der SNG-Potentialbestimmung wurde jedoch unterstellt, dass holzartige Biomasse, welche für eine energetische Nutzung zur Verfügung steht, nicht direkt verbrannt, sondern vorher zu SNG gewandelt wird. Ziel dabei ist nicht nur die Minderung von Emissionen (insb. Staub), sondern auch die Anhebung der Nutzungseffizienz. Aktuell wird jedoch insbesondere Holz in kleinen privaten Feuerungsanlagen direkt energetisch genutzt. Eine Umstellung von einer direkten Holznutzung auf SNG-Systeme ist dabei mit verschiedenen gesellschaftlichen (insb. Akzeptanz in der Bevölkerung) und technologischen Herausforderungen verbunden. Daher besteht Forschungsbedarf, inwieweit die Transformationswege von holzartigen Biomassen optimiert werden können. Für die zunehmende Erzeugung und Nutzung von SNG ist ein gesellschaftlicher Konsens für die zentrale Verwendung der Biomasse zu suchen sowie politische Anreize zu setzen. Aktuell ist beides jedoch noch wenig ausgeprägt. Um jedoch die Emissionen bei holzbasierten Heizungssystemen nachhaltig und flächendeckend zu senken, ist eine Umstellung aus SNG sinnvoll und anzustreben.

Ein weiterer Schwerpunkt der Studie beschäftigte sich mit der Bereitstellung von Kohlenstoffdioxid für eine ökonomische und ökologische Methanisierung von erneuerbarem Wasserstoff. Durch bestehende Einspeiserestriktionen hinsichtlich der Zuspeisung von Wasserstoff ins deutsche Erdgasnetz und dem steigenden Auftreten von nutzbaren Überschussstrommengen steigt der Bedarf an Power-to-Gas Anlagenkapazitäten in Deutschland an. Es gilt eine Systemlösung zu finden, wie es eine sinnvolle Sektorenkopplung geben kann. Durch PtG wird in Zukunft mehr Wasserstoff produziert werden. Um diesen zu methanisieren, braucht es biogene, „grüne“ Kohlenstoffdioxidquellen zur Erzeugung von EE-Methan. Die CO₂-Zertifikatspreise bilden die Determinante bei der Entscheidung, ob eine biogene oder eine fossile Kohlenstoffdioxidquelle für die Methanisierung genutzt wird. Daher besteht Forschungsbedarf zu den Auswirkungen der (bislang noch nicht beschlossenen) deutschen CO₂-Preise und des europäischen Emissionshandelssystems.

In den nächsten Jahren enden bei einem Großteil der Biogasanlagen die EEG-Förderzeiträume. Zur Sicherung des Bestandes an Biogasanlagen müssen neue tragfähige Konzepte für die Anlagenbetreiber erstellt werden. Aus Systemsicht scheint es sinnvoll, die Zahl der Anlagen zu erhöhen, die über eine nachgekoppelte Aufbereitung verfügen. Neben der Direkt einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz bietet der entstehende Abfallstrom von biogenem Kohlenstoffdioxid eine Option für die Methanisierung von EE-H₂.

Abschließend haben die Arbeiten gezeigt, dass der Bedarf besteht, die Integration von EE-Gasen nicht nur deutschlandweit zu betrachten, sondern Rahmenbedingungen für einen internationalen Biogasmarkt zu formulieren. Die Im- und Exportpotentiale von klimaneutralen Gasen müssen dazu länderübergreifend analysiert werden.

11 Zusammenfassung und Ausblick

Seit Jahrzehnten wird in Deutschland aus kommunalen und industriellen Reststoffen, aber auch aus landwirtschaftlichen Substraten fermentativ Biogas erzeugt und genutzt. Die für diese klassischen, fermentativen Biogasanlagen genutzte Technik ist bewährt und ausgereift. Erneuerbare Gase (EE-Gase) können aber nicht nur auf biologische Weise mittels Mikroorganismen erzeugt werden, sondern auch thermochemisch mittels Biomassevergasung (beispielsweise Holzvergasung). Zur Erzeugung dieses synthetischen Biogases (SNG) können verschiedenste Vergasungsmedien (Luft, Wasser, CO_2) bei unterschiedlichen Prozessbedingungen (autotherm, allotherm) genutzt werden. Anders als bei fermentativen Biogasanlagen sind SNG-Anlagen noch nicht weit verbreitet, da die Verfahren mit höherem apparativem Aufwand verbunden sind und größere spezifische Investitionen erfordern. Beide EE-Gase (SNG, Biogas) können nach einer Aufbereitung ins Erdgasnetz eingespeist werden. Zudem kann das in den Gasen enthaltene CO_2 zusammen mit Wasserstoff zu Methan gewandelt werden (Methanisierung). Wasserstoff kann dabei aus erneuerbarem elektrischem Strom durch Power-to-Gas-Anlagen (PtG) gewonnen werden. Die dadurch realisierbare Entlastung der Stromnetze sowie Nutzung der vorhandenen enormen Speicher- und Transportfähigkeit der Erdgasinfrastruktur sind gleichermaßen unverzichtbare Bausteine zur Verwirklichung eines umfassend defossilisierten Energiesystems. Der Anteil „grüner“ Gase in der Erdgasversorgung kann hierdurch erhöht werden. Die bekanntesten Technologien zur Wasserstoffherzeugung sind die alkalische Elektrolyse, die Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (engl.: Solid Oxide Electrolyzer Cell, SOEC).

Bei der Methanisierung reagiert Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. Kohlenstoffdioxid (CO_2) zu Methan und Wasser. Neben katalytischen Verfahren können diese Reaktionen auch in Bio-Reaktoren stattfinden (siehe Abbildung 11.1). Hohe spezifische Umsätze werden dabei insbesondere von den katalytischen Methanisierungsverfahren erzielt. Diese benötigen jedoch deutlich höhere Betriebstemperaturen und Drücke als biologische Methanisierungsverfahren.

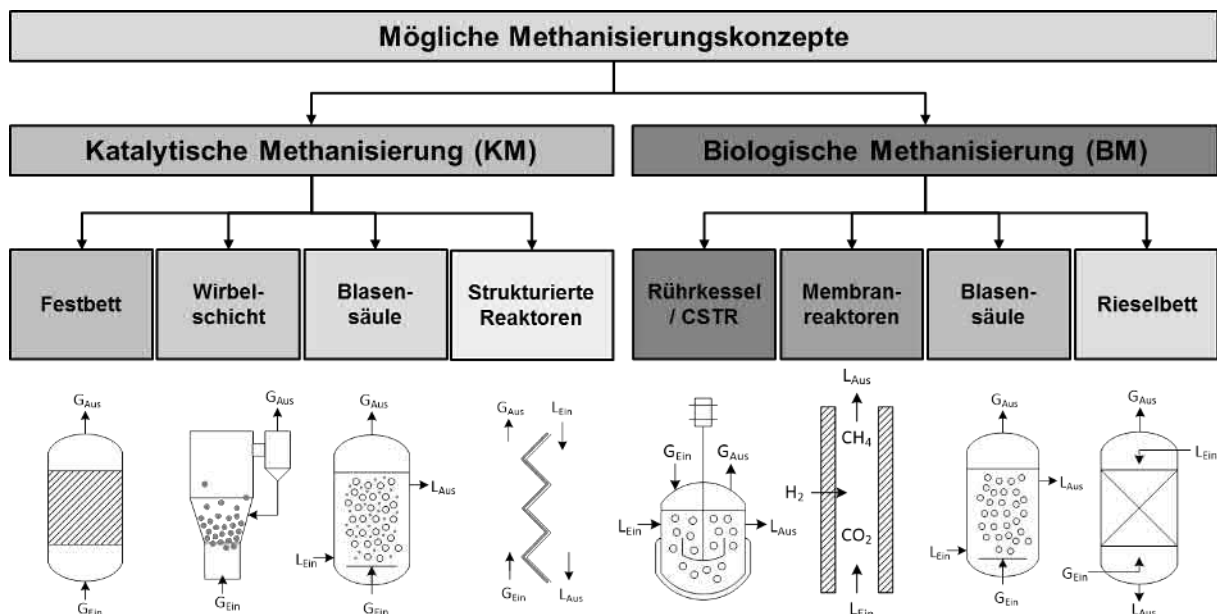


Abbildung 11.1: Einteilung verschiedener Methanisierungsreaktoren

Kohlenstoffdioxid wird deutschlandweit von unterschiedlichen stationären Emittenten ungenutzt an die Umwelt abgegeben. Zu den größten Emittenten zählen neben Kraftwerken vor allem Industrieanlagen (chemische Industrie, Zementhersteller etc.). Diese zur Verfügung stehenden CO₂-Mengen lassen sich aufgrund ihrer Herkunft in regenerative (z.B. bei Biomasse-, Biogas- und Klärgasanlagen) und konventionelle (Verbrennung von Erdöl, Kohle etc.) Quellen unterscheiden. Konzentrierte CO₂-Ströme aus einer der oben genannten Anlagen stehen in Deutschland nahezu in jeder Region zur Verfügung.

Prinzipiell ist auch eine CO₂-Bereitstellung durch Abtrennung aus Luft realisierbar. Die Wahl der Kohlenstoffdioxidquelle muss unter ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen getroffen werden. CO₂ aus grünen Quellen, beispielsweise Kläranlagen, Biogasanlagen sowie Biogasaufbereitungsanlagen, sind aus ökologischen Gründen zu favorisieren. Bei dieser Verwendung kann ein vollständig grünes Erdgassubstitut hergestellt werden. Die berechneten Prozessketten zeigen, dass auch ein ökonomischer Betrieb mit diesen Quellen möglich ist. Graue und schwarze Quellen werden erst im zweiten beziehungsweise letzten Schritt für eine Methanisierung in Betracht gezogen.

11.1 Analysen der einzelnen Potentiale

Aufbauend auf den Technologien zur EE-Gaserzeugung (Biogas, SNG, H₂) wurden die Potentiale unter Berücksichtigung der Methanisierung (Einbindung von CO₂) deutschlandweit analysiert. Bei der Mengenermittlung wurden aus dem theoretischen das technische und das wirtschaftlich/nachhaltige Potential abgeleitet. Dabei erfolgte diese stufenweise Analyse für 41 verschiedene Substrate (inkl. Untersubstrate) für jedes Substrat in einer räumlich hoch aufgelösten Herangehensweise.

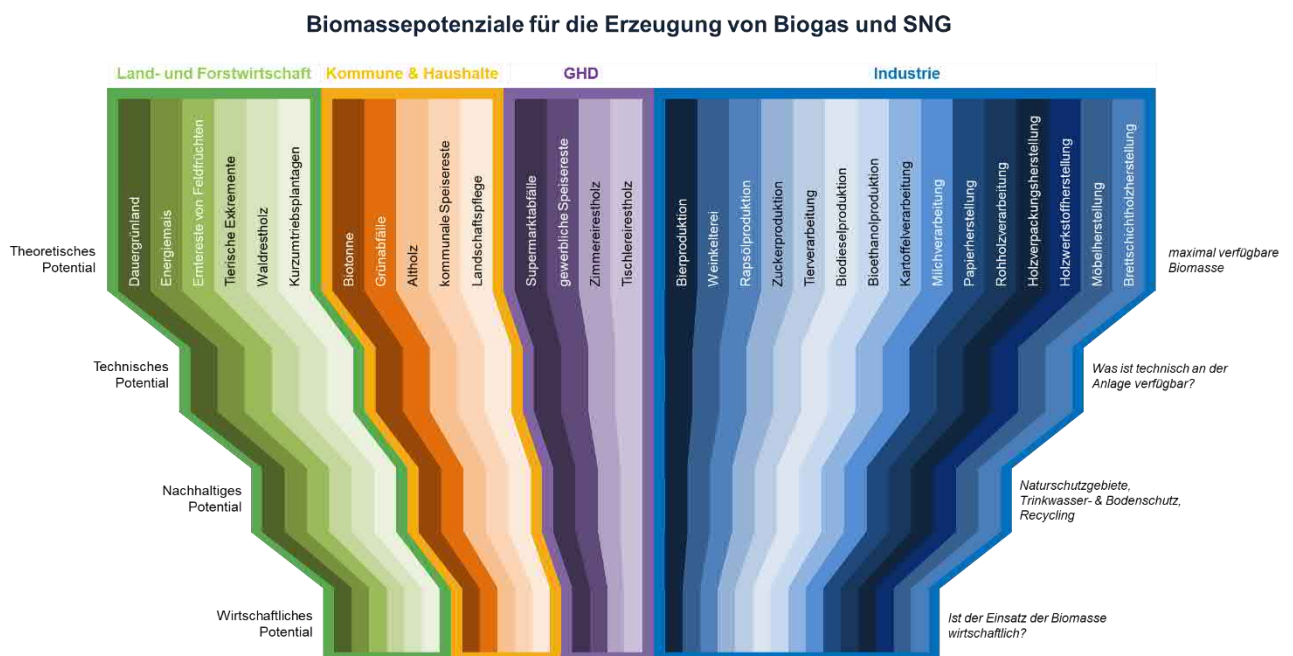


Abbildung 11.2: Betrachtete Substrate für die Potentialermittlung der fermentativen (Biogas) und thermochemischen (SNG) Biomethanherzeugung

Zur Bestimmung des Gesamtpotentials wurden die räumlich aufgelösten erarbeiteten Biomethanerträge deutschlandweit aufsummiert sowie in Karten regional ausgewiesen. Mit der gewählten Methodik ergab sich ein theoretisches Potential für fermentativ erzeugte Biogase in Höhe

von aktuell ca. 17,5 Mrd. m³/a. Unter Berücksichtigung von technischen Verlusten, Verfügbarkeiten usw. reduziert sich diese Menge jedoch auf ein technisches Potential in Höhe von 13,1 Mrd. m³/a. Unter weitere Berücksichtigung von Preisen und alternativen Wertschöpfungsketten ergibt sich schlussendlich ein wirtschaftliches Potential von 10,3 Mrd. m³/a. Für alle Potentiale sind die Zuwachsmöglichkeiten sehr begrenzt, so dass die Zuwachsanalyse bis zum Jahr 2050 ein wirtschaftliches Potential von 10,8 Mrd. m³/a ergibt.

Die höchsten Biogaspotentiale liegen dabei einerseits im Nordwesten Deutschlands (insb. Niedersachsen und Schleswig-Holstein) und andererseits der Südosten (Bayern). Das hohe Potential in Niedersachsen ist durch einen hohen Anteil an landwirtschaftlich genutzter Fläche und intensiver Viehhaltung (inkl. Schlachtung) bedingt. Im Südosten Deutschlands sind ebenfalls die landwirtschaftlichen Betriebe von großer Bedeutung. Die landwirtschaftlichen Substrate sind mit über 80 % die mit Abstand bedeutendsten Einsatzstoffe für Biogasanlagen.

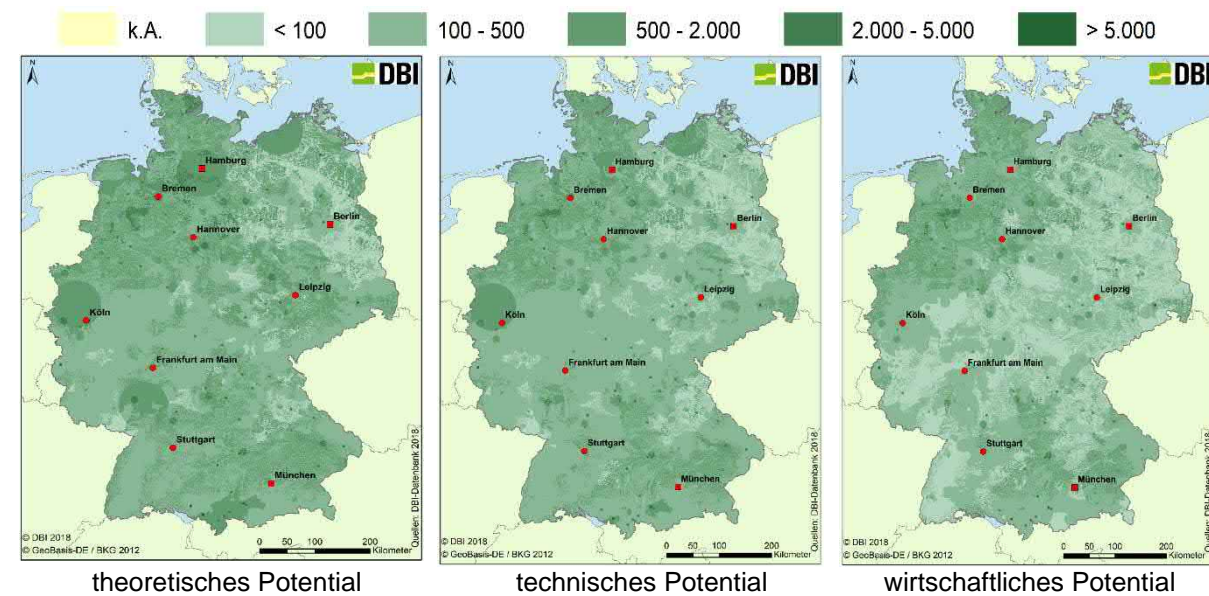
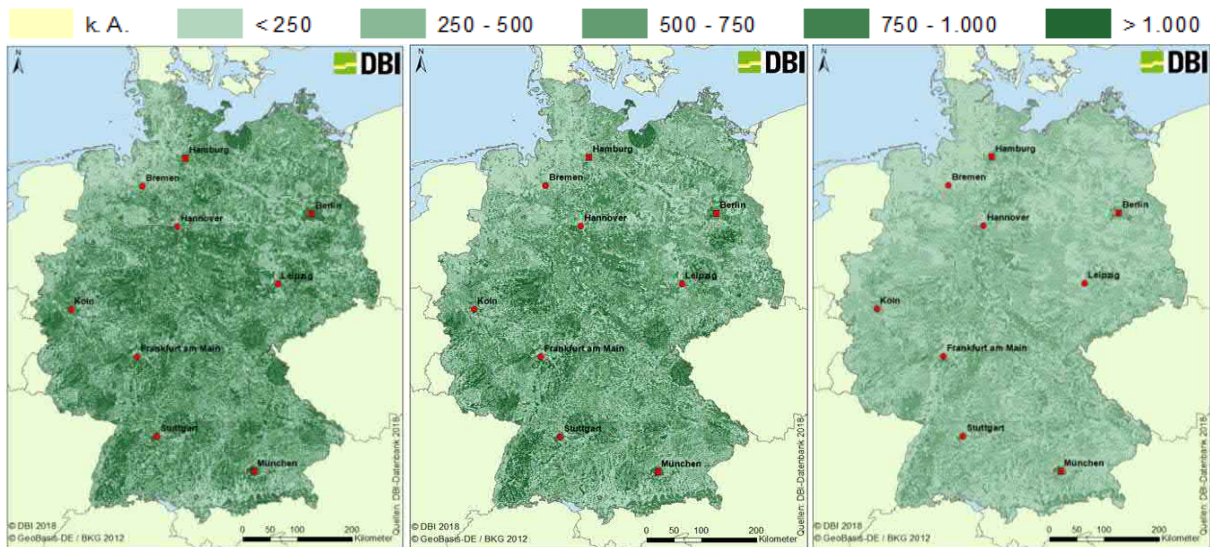


Abbildung 11.3: aktuelles Biogas-Potential aller betrachteten Substrate in m³/(ha*a)

Das regional aufgelöste SNG-Potential in Deutschland umfasst alle holzartigen Biomassen der Sektoren Industrie, Gewerbe, Kommunen und Land- & Forstwirtschaft, die daraus resultierenden Methangaserträge sind zusammengefasst dargestellt. Das theoretische SNG-Potential beträgt 21,8 Mrd. m³/a (Abbildung 11.4). Der Großteil des theoretischen Potentials liegt unter Betrachtung der einzelnen Sektoren bei den land- und forstwirtschaftlichen Biomassen (77 %). Das darauf aufbauend ermittelte technische Potential liegt bei 18,7 Mrd. m³/a sowie das wirtschaftliche Potential bei 9,6 Mrd. m³/a. Das Mengen steigen bis zum Jahr 2050 leicht an, so dass dann ein wirtschaftliches Potential von 9,9 Mrd. m³/a vorliegt. Die SNG-Potentiale sind besonders hoch in den waldreichen Gebieten wie dem Harz, das Sauerland und dem Schwarzwald. Die Regionen Nordseeküste und Alpenvorland sind durch ein niedriges SNG-Potential geprägt.



theoretisches Potential technisches Potential wirtschaftliches Potential
Abbildung 11.4: aktuelles SNG-Potential aller betrachteten Substrate in m³/(ha*a)

Die Menge an Strom, welche für die PtG-Anlagen und somit für eine Methanisierung zur Verfügung steht, ist in den letzten Jahren gestiegen und wird voraussichtlich durch den weiteren Ausbau von EE-Anlagen weiter zunehmen. Bis zum Jahr 2050 kann dabei die Wasserstoffmenge auf ca. 46,6 Mrd. m³/a ansteigen.

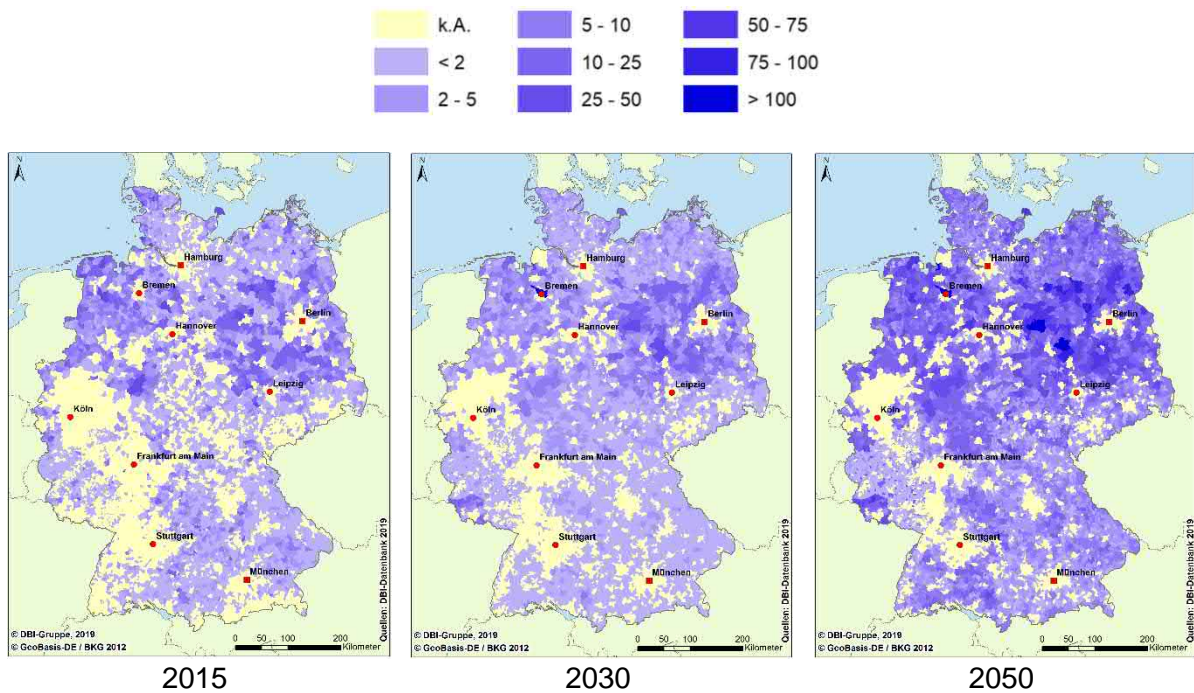


Abbildung 11.5: Darstellung der Wasserstoffpotentiale je Gemeinde in Mio. m³ Wasserstoff pro Jahr

11.2 Analyse des Gesamtpotentials unter Berücksichtigung von Synergie- und Konkurrenzeffekten

Wasserstoff kann unter Nutzung einer Kohlenstoffquelle (CO, CO₂) in Methan überführt werden. Bei einer Gesamtanalyse der verschiedenen Potentialmengen zeigt sich, dass aus den wirtschaftlichen Potentialen der fermentativen und der synthetischen Biogaserzeugung aktuell schon rund 19,7 Mrd. m³ CO₂ verfügbar sind. Durch die weitere Nutzung des prozessbedingt anfallenden CO₂ aus der Industrie in Höhe von 48,2 Mrd. m³ sowie 181,5 Mrd. m³ aus der fossilen Energieerzeugung, könnten 250,0 Mrd. m³ CO₂ für die Methanisierung bereitgestellt werden. Daraus schlussfolgernd stellt die Erzeugung von EE-Wasserstoff die Determinante für die EE-Methanproduktion dar. Durch lokal verfügbaren Wasserstoff können maximal 2,8 Mrd. m³ CH₄ produziert werden.

Das Gesamtpotential aller EE-Gase kann rund 227,8 TWh Energie in Form von grünen Gasen bereitstellen und somit rund 24 % des deutschen Erdgasverbrauchs (2018) substituieren.

Tabelle 11.1: aktuelle EE-Gaspotentiale im Vergleich [191-193]

EE-Gas		Methangaspotential in Mrd. m ³	Heizwert in kWh/m ³	Energiegehalt in TWh
Biomethan	Fermentativ	10,3	9,970	102,8
	Synthetisch	9,7	9,970	96,4
	Methanisierung	2,8	9,970	28,3
Wasserstoff		0,1	2,995	0,3
Σ				227,8
Erdgasverbrauch 2018				945,0

Die Prognose bis zum Jahr 2030 zeigt, dass sich durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke, wie beispielsweise Kohle und Atomkraft, die Stromerzeugungsmenge verringert und dadurch auch die verfügbaren Überschussstrommengen für die PtG abnehmen. Der bis 2030 angenommene Zubau an EE-Anlagen (insb. Wind und PV) gleicht dies nur teilweise aus. In Summe führt dies dazu, dass die aus Überschussstrom erzeugbaren Wasserstoffmengen und die daraus über Methanisierung verfügbaren Methanpotenziale (kurz: Methanisierungspotential) für das Jahr 2030 abnehmen.

Tabelle 11.2: resultierende EE-Gasmengen 2030 sowie deren Energiegehalt [191,192]

EE-Gas		Methangaspotential in Mrd. m ³	Heizwert in kWh/m ³	Energiegehalt in TWh
Biomethan	Fermentativ	10,50	9,970	105,1
	Synthetisch	9,70	9,970	96,2
	Methanisierung	2,50	9,970	24,6
Wasserstoff		0,08	2,995	0,2
Σ				226,1

Bis zum betrachteten Prognosejahr 2050 wird jedoch mit einem großen Anstieg der Wasserstoffpotentiale gerechnet, da der Ausbau der EE-Anlagen deutlich zunimmt. Rund 220 TWh/a würden dann als Überschussstrom für eine Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse zur Verfügung stehen.

Das in 2050 verfügbare Wasserstoffpotential von 46,6 Mrd. m³ setzt sich aus dem für die Methanisierung verwendeten Potential 4 x 9,87 Mrd. m³ (CO₂ + 4 H₂ = CH₄ + 2 H₂O), der unter Berücksichtigung der hier angenommenen Beimischungsgrenzen ins Gas einspeisbaren Wasserstoffmenge von 0,1 Mrd. m³ sowie einem innerhalb der definierten Modellgrenzen verbleibenden nicht methanisierbaren Wasserstoffpotential in Höhe von rund 7,0 Mrd. m³ zusammen. Für diese nicht gasnetzseitig nutzbaren Potenziale gibt es weitere Nutzungsoptionen z.B. im Sektor Mobilität.

Tabelle 11.3: Gesamtüberblick erzeugbarer Wasserstoff aus Überschussstrom 2050

Erneuerbarer Wasserstoff		Gaspotential in Mrd. m ³	Energiegehalt in TWh
Wasserstoff aus Elektrolyse von Überschussstrom	Einsatz für Methanisierung	4x9,87=39,48	(119,6*)
	Netzeinspeisung	0,10	0,3
	Rest-Potential für weitere Nutzungsopt.	7,00	21,2
	Gesamtpotenzial	46,60	21,5

* Energiemenge des Wasserstoffs für Methanisierung ist nicht im Gesamtpotenzial Wasserstoff-Energie enthalten, um Doppelbilanzierung zu vermeiden. Diese Energie fließt in Tabelle 11.4, Methan aus grünem CO₂ + Elektrolyse H₂ = 98,4 TWh, mit ein, Verringerung durch Wirkungsgradverlust der Methanisierung

Das ermittelte Wasserstoffpotenzial kann zu einem großen Teil unter Nutzung von grünem CO₂ aus der Biomethan-Erzeugung methanisiert werden. Die Nutzung von Wasserstoff zur Methanisierung mit grünem CO₂ ergibt ein erhebliches zusätzliches Methanerzeugungspotenzial. Dieses EE-Methan kann sich als dritte Säule der EE-Gasbereitstellung etablieren und somit wie die fermentative und synthetische Biogaserzeugung rund 100 TWh Energie bereitstellen.

Tabelle 11.4: Gesamtüberblick resultierende Biomethan-Mengen 2050 inkl. Energie aus Elektrolyse-Wasserstoff zur Methan-Erzeugung mit Biogas-CO₂

Erneuerbares Methan		Gaspotential in Mrd. m ³	Energiegehalt in TWh
Biomethan	Fermentativ	10,80	107,3
	Synthetisch	9,93	99,0
	Methan aus grünem CO ₂ + Elektrolyse-H ₂ **	9,87	98,4
		SUMME	304,7

** Dieses Methan wird aus dem „Wasserstoffeinsatz für Methanisierung“ (Tab. 11.3) erzeugt, dabei wird das CO₂ aus der fermentativen und synthetischen Biomethanerzeugung genutzt. Der Energieinhalt des Wasserstoffs (119,6 TWh) wird nur für das damit erzeugte Methan bilanziert (98,4 TWh) und ist in der Gesamtsumme für erneuerbares Methan von 304,7 TWh enthalten.

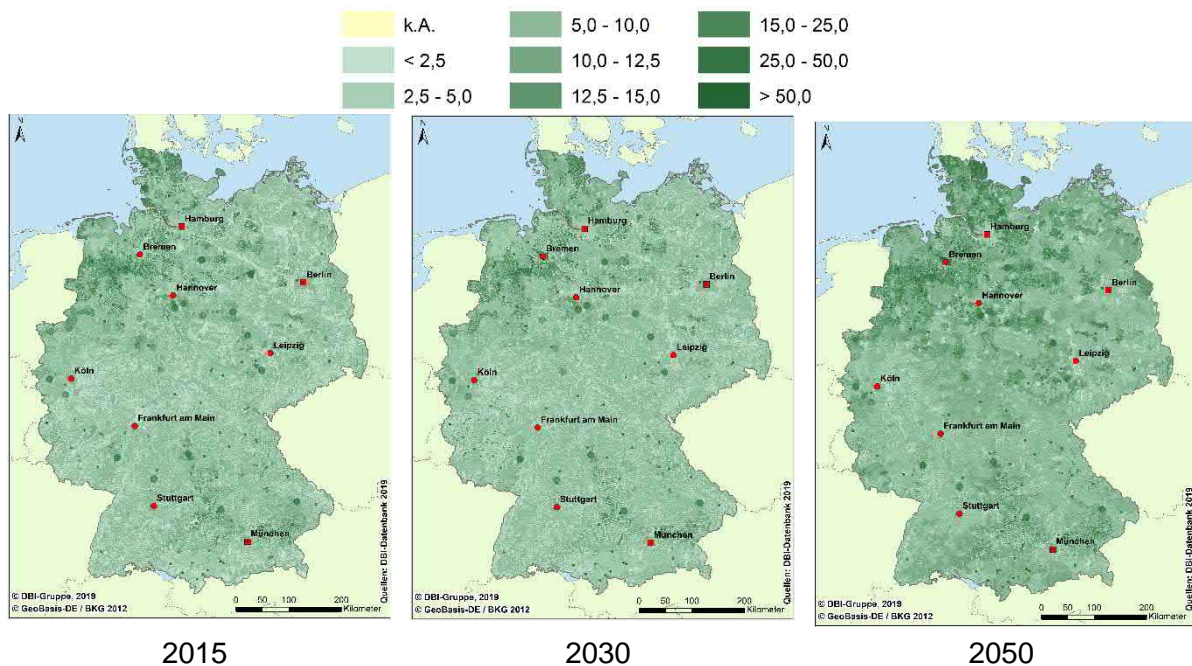


Abbildung 11.6: spezifischer Energieertrag aller betrachteten EE-Gase in MWh/(ha*a)

11.3 EE-Einspeisepotentiale

Im Hinblick auf die potentiell erzeugbaren EE-Gasmengen stellt das deutsche Erdgasnetz in Summe keinen limitierenden Faktor bei der Einspeisung dar. Differenzierter ist jedoch die Situation bei einer Betrachtung des Ortsverteilnetzes, also der niedrigsten Druckstufe der deutschen Gasinfrastruktur sowie einer Limitierung der Wasserstoffbeimischung. Obwohl die Einspeisung auf dieser niedrigen Druckstufe deutliche Verdichtungskostenvorteile aufweist, sind wie aus Tabelle 11.5 ersichtlich die Einspeisekapazitäten von reinem Wasserstoff in die Ortsnetze aktuell begrenzt. Der DVGW hat das Ziel, in den nächsten Jahren die zulässige Beimischung von Wasserstoff auf 20 Vol.-% zu erhöhen. Weitere mögliche Szenarien postulieren Mischgasnetze mit erhöhtem H₂-Anteil bis zu reinen H₂-Netzen. Damit kann die Limitierung perspektivisch bis 2050 deutlich geringer als heute eingestuft werden. Demnach ist die Einspeisung des EE-H₂ zukünftig viel umfangreicher als unter den hier angesetzten Beimischungsquoten möglich.

Tabelle 11.5: Einspeisekapazitäten von Wasserstoff in das Ortsverteilnetz im Jahr 2015

EE-Wasserstoff in Vol.-%	Einspeisung in Mio. m ³ 2015	Einspeisung in Mio. m ³ 2030	Einspeisung in Mio. m ³ 2050
2	21,4	15,7	18,2
10	98,5	80,5	95,5
15	140,9	121,6	147,6

Deutliche Unterschiede zeigt die Betrachtung der Einspeisekapazitäten von Methan ins Ortsverteilnetz (siehe Tabelle 11.6). Kumuliert über alle Gemeinden beträgt diese aktuell rund 17,3 Mrd. m³ Methan. Dieses Methan kann ganzjährig ohne ein Rückspeisen in höhere Netzebenen in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Die Aufnahmefähigkeit ist abhängig vom jeweiligen lokalen gemeindeinternen Gasverbrauch, weshalb dieser Wert bis 2050 sinkt. Der

im Modell entwickelte Abgleich von Methangaspotential und der Aufnahmefähigkeit erfolgt je Gemeinde, weshalb 2015 nur rund 16 % der Aufnahmefähigkeit des Ortsverteilnetzes direkt eingespeist werden können (2,71 Mrd. m³ von 17,34 Mrd. m³). Die ausgewiesene Restmenge an Methan kann aber in höhere Netzebenen eingespeist werden und dort verwendet oder gespeichert werden. Das Gasnetz mit allen Druckebenen ist dabei in der Lage die Mengen an EE-Gasen ohne Netzausbau aufzunehmen.

Tabelle 11.6: Einspeisekapazitäten von Methan in das Ortsverteilnetz für die Jahre 2015, 2030 und 2050

	Methangaspotential in Mrd. m ³ /a 2015	Methangaspotential in Mrd. m ³ /a 2030	Methangaspotential in Mrd. m ³ /a 2050
Aufnahmefähigkeit Ortsverteilnetz (gesamt in Deutschland)	17,34	18,38	10,06
fermentativ erzeugtes Biogas	10,31	10,55	10,76
synthetisch erzeugtes Biogas	9,67	9,65	9,93
Methanisierung durch EE-H ₂	2,84	2,48	9,86
Σ Einspeisung	22,82	22,68	30,56
durch maximale Kapazität je Gemeinde direkt einspeisbar ins Ortsverteilnetz	2,71	2,77	2,67
Methan übergeordnete Netzebenen	20,11	19,91	27,89

Erneuerbare Gase finden zurzeit im Wesentlichen Anwendung in Blockheizkraftwerken zur vorrangigen Stromerzeugung (insb. Biogasanlagen) sowie der Wärmebereitstellung in den Sektoren Haushalt und GHD sowie in KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung. Eine Analyse zur zukünftigen Anwendung von Wasserstoff in dezentralen Technologie-Wasserstoff-Kombinationen für die Sektoren Haushalt, Gewerbe und Mobilität ist in Abbildung 11.7 zusammengestellt.

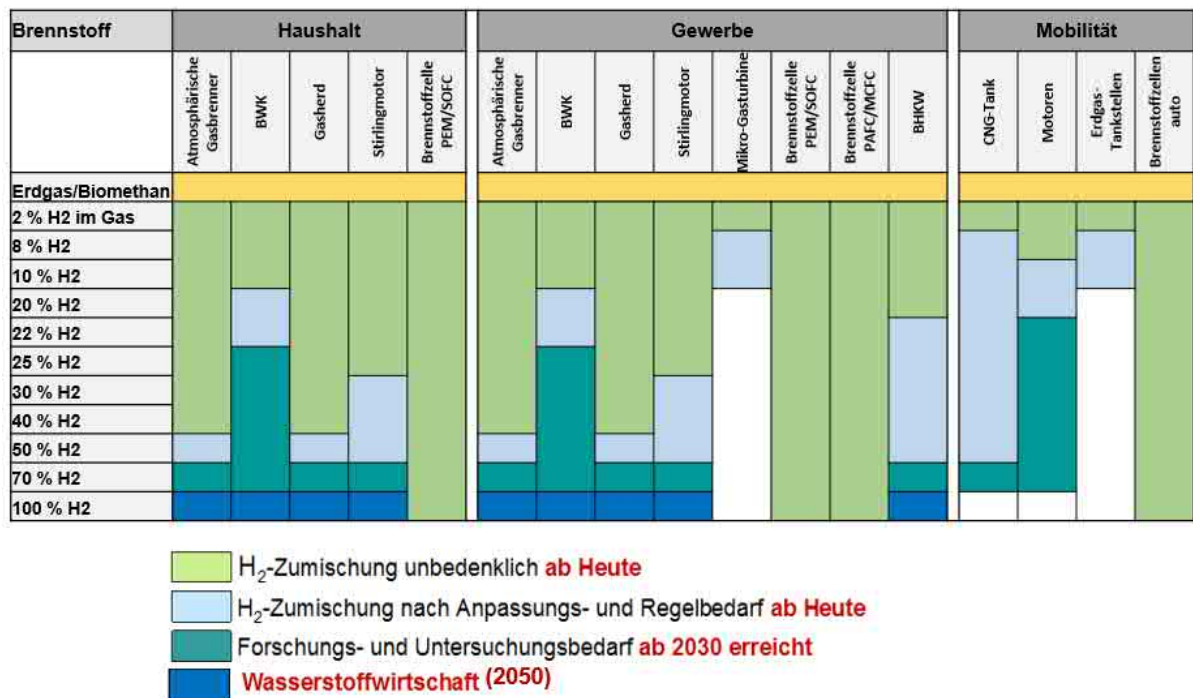


Abbildung 11.7: Analyse von dezentralen Technologie-Wasserstoff-Kombinationen
 Quellen: [293, 296–300]

11.4 Hemmnisse und Chancen im greening-of-gas-Prozess

Trotz des aufgezeigten Potentials „grüne“ Gase in Deutschland zu erzeugen, einzuspeisen und über das Erdgasnetz zu verteilen, gibt es verschiedene Hindernisse, die eine Nutzungsausweitung erschweren. So nimmt der Energieträger Gas in der politischen und gesellschaftlichen Diskussion immer noch einen zu geringen Stellenwert ein. Lediglich im Gebäudesektor gibt es bereits formulierte Ziele für einen klimafreundlichen Gebäudebestand 2050. Zusätzlich fehlen wirtschaftliche Anreize, Biomethaneinspeiseanlagen zu errichten. Hinzu kommen gesellschaftliche Hindernisse, da ein Teil der Bürger eine Zerstörung des Landschaftsbildes, Belästigung durch Lärm sowie Geruchsbelästigungen durch nahegelegene Biogasanlagen fürchten. Darüber hinaus erschwert der hohe bürokratische Aufwand bei Genehmigungen von EE-Anlagen den weiteren Ausbau.

EE-Gase bieten verschiedene Chancen und Möglichkeiten. Von Vorteil ist, dass fermentativ und synthetisch erzeugtes Biomethan gleiche brenntechnische Eigenschaften wie fossiles Erdgas besitzt und somit konventionelles Erdgas substituieren kann. Die Methanisierung bietet zudem die Möglichkeit, dass einerseits CO₂ als „Rohstoff“ für die Energiewirtschaft genutzt werden und andererseits das Stromnetz entlastet werden kann. Weiterhin ist eine Sektorkopplung der Strom- und Gasnetze möglich, wodurch gesamtwirtschaftliche Synergien gehoben werden können. Im Wärmesektor (Biomethan zumeist als Beimischprodukt im Erdgasliefervertrag) finden Biogas und Biomethan bereits dezentral in Verbindung mit BHKWs oder häuslichen Geräten Anwendung. Wie Biomethan kann auch Wasserstoff sowohl zur Strom- und Wärmeerzeugung (insb. mittels Brennstoffzellen) als auch in der Mobilität eingesetzt werden. Insgesamt ist aber festzuhalten, dass eine Methanisierung unter aktuellen Erdgas- und heutigen Biomethanpreisen nicht wirtschaftlich attraktiv ist.

Schlussfolgernd lassen sich somit die folgenden Punkte für einen greening-of-gas-Prozess zusammenfassen:

- Der Energieträger Gas nimmt einen zu geringen Stellwert in einer breiten politischen und gesellschaftlichen Diskussion ein.
- Der Ausbau der Biomethaneinspeiseanlagen muss durch neue wirtschaftliche Anreize lukrativer gemacht werden.
- Der bürokratische Aufwand für die Genehmigungen von EE-Anlagen sollte auf ein zumutbares Minimum verringert sowie vereinfacht werden.
- EE-Gase sind zentrale Elemente einer Sektorenkopplung und deren Anwendung ist technologieoffenen in allen Sektoren zu ermöglichen.

11.5 Kosten der EE-Gaserzeugung

Die nachfolgende Tabelle 11.7 liefert eine Zusammenfassung der Gestehungskosten für die relevantesten und wahrscheinlichsten Umsetzungsfälle.

Tabelle 11.7: Zusammenfassung der Gestehungskosten ausgewählter Referenzfälle

Prozesskette	VLS in h/a	Stromkosten in ct/kWh	Anlagenkapazität	Gestehungskosten	
				heute in €/MWh	2050 in €/MWh
Biogaseinspeiseanlage+ Biologische Methanisierung	4.000	2.5	10 MW	118	99
Biogasanlage + PEM + Biologische Methanisierung	8.000	10	10 MW	156	137
Biomassevergasung + AEL + katalytische Methanisierung	8.000	10	100 MW	150	139
Biomassevergasung + SOEC + katalytische Methanisierung	8.000	10	100 MW	129	111
CO ₂ aus Abgas + PEM + katalytische Methanisierung	4.000	2.5	100 MW	143	79
CO ₂ aus Abgas + SOEC + katalytische Methanisierung	8.410	10	100 MW	199	144
DAC + PEM + katalytische Methanisierung	8.410	10	100 MW	258	207
DAC + PEM + katalytische Methanisierung	4.000	2.5	100 MW	168	94

Aus der Tabelle ist zum einen ersichtlich, dass die Gestehungskosten von EE-Gasen nicht mit aktuellen Erdgaspreisen konkurrieren werden können. Selbst Kosten im Bereich heutiger Biomethanpreise werden erst mittel- bis langfristig zu erwarten sein. Große Unterschiede in den Gestehungskosten sind primär durch die jeweilige CO₂-Quelle bestimmt. Da das Gas vor der Methanisierung bei Biogasanlagen oder bei der Biomassevergasung bereits einen sehr hohen

Anteil an Methan besitzt, werden die zusätzlichen Kosten für Methan aus Elektrolysewasserstoff durch Mischkalkulation gepuffert. Hingegen ist davon auszugehen, dass für Industrieabgase als CO₂-Quellen mit den höchsten Gestehungskosten zu rechnen ist, falls Strom nicht zu (teilweise) reduzierten Preisen oder umsonst bezogen werden kann.

11.6 Technisch-Wirtschaftliche Gesamtanalyse

Ein steigender EE-Gas-Anteil im Erdgasnetz führt zu einem Absinken der CO₂-Emissionen. Darüber hinaus beeinflussen auch die verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien den CO₂-Ausstoß. Sowohl im Haushalts-Sektor als auch im GHD-Sektor sind KWK-Anlagen (Otto-Motor und Brennstoffzellen) aus ökologischer Sicht vorteilhafter gegenüber dem klassischen Brennwertkessel. Die Emissionseinsparung wird beeinflusst von den Gerätewirkungsgraden sowie vom Nutzerprofil. Auch fällt die CO₂-Bilanz bei den KWK-Anlagen besser aus, da der Wirkungsgrad des selbsterzeugten Stroms höher ist als der der konventionellen Stromerzeugung.

Aus wirtschaftlicher Sicht lässt sich feststellen, dass eine gas- und stromseitige Förderung (Befreiung von Gas- und Stromsteuer, EEG-Umlage, etc. siehe Kapitel 9.2.5) auf jeden Fall erforderlich ist, um die Brennstoffkosten von erneuerbaren Brenngasen im Vergleich zum Erdgas attraktiv zu machen. Auch unter dieser Voraussetzung sind die EE-Gas-haltigen Brennstoffe heute noch etwas teurer als Erdgas, 2030 auf ungefähr gleichem Preisniveau, jedoch zur Mitte des Jahrhunderts niedriger als Erdgas. Das zukünftige Absinken der EE-Brennstoffpreise beruht auf den sinkenden Erzeugungspreisen der erneuerbaren Gase. Die für den Mobilitäts-Sektor durchgeführte technisch-wirtschaftliche Analyse ergab beispielsweise für das Jahr 2030:

Pkw obere Mittelklasse mit SNG (Szenario „Gas + Strom“) oder Biogas, Antrieb Otto-Motor
=> Gestehungspreis €/km deutlich geringer als bei konventionellem Benzinantrieb

Lkw mit SNG (Szenario „Gas + Strom“)
=> Gestehungspreis €/km kostengleich mit dem LNG-Antrieb

Lkw mit Biogas (Szenario „Gas + Strom“)
=> Gestehungspreis €/km geringer als mit LNG-Antrieb

ÖPNV mit SNG (Szenario „Gas + Strom“) oder Biogas
=> Gestehungspreis €/km geringer als mit CNG-Antrieb

Eine Befreiung der gas- und stromseitigen Zuschläge ist für die bevorzugte Anwendung von EE-Gasen in der Mobilität auf jeden Fall von Vorteil. Auch aus ökologischer Sicht weist die Anwendung des EE-Gases SNG deutlich niedrigere CO₂-Emissionen gegenüber den Referenz-Technologie-Energieträger-Kombinationen auf.

11.7 Handlungsempfehlungen

Zum Erreichen der in Deutschland gesetzten Klimaschutzziele sind grüne Gase von essentieller Bedeutung und verschiedene Punkte anzugehen. Zum einen müssen EE-Gase weiterhin in der Strom- und Wärmeerzeugung sowie verstärkt in der Mobilität eingesetzt werden. Hier sollte Biomethan einen substanziellen Beitrag für die Erfüllung der Biokraftstoffquote leisten. Ebenso muss zum Abdecken eines breiten und flächendeckenden Angebots an alternativen Kraftstoffen neben dem Ausbau von Elektroladesäulen auch die CNG- und LNG-Infrastruktur (zum Tanken von Biomethan) ausgebaut werden. Darüber hinaus sind Gesetze technologieoffener zu formulieren und alle EE-Gase zu berücksichtigen. Dies gilt auch für den Emissionshandel. Weiterhin muss die Wichtigkeit der Sektorenkopplung mehr in den Vordergrund gestellt werden. Dazu zählt unter anderem die Schlechterstellung von PtG-Technologien zu vermeiden und diese nicht als Letztverbraucher zu deklarieren. Ebenso ist eine sektorenübergreifende Planung der Infrastrukturen nötig. Dabei muss auch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen mit auslaufender EEG-Vergütung sichergestellt sein (erste Biogasanlagen scheiden ab 2020 aus der EEG-Vergütung aus und drohen stillgelegt zu werden). Deshalb sollten Anreize geschaffen werden, um Biogasanlagen auch nach Überschreitung der Förderdauer weiter zu betreiben. Hier sollten Anlagenbetreiber unterstützt werden, ihre Anlagenleistung zu erhöhen, um die spezifischen Kosten zu senken damit eine Einspeisung des Biogases ins Erdgasnetz wirtschaftlich tragfähig sein kann. Zusätzlich sollten Anreize geschaffen werden, welche die Nutzung/ Speicherung von Überschussstrommengen klar fokussieren.

Zum Erreichen der in Deutschland gesetzten Klimaschutzziele sind grüne Gase von essentieller Bedeutung. Aus diesem Grunde sind folgende Handlungsempfehlungen zu nennen:

- Der Einsatz von erneuerbaren Gasen in der Strom- und Wärmeerzeugung sowie im Mobilitätssektor (primär Biomethan) muss weiter forciert und politisch gefördert werden.
- Zum Erreichen der gesetzten Klimaziele bedarf es technologieoffener Formulierungen der Gesetze (bspw. THEG) für alle EE-Gase.
- Der Ausbau einer breiten und flächendeckenden Infrastruktur für Elektroladesäulen und der CNG- sowie LNG-Tankstellen ist sinnvoll und dringend notwendig.
- Die Deklaration der PtG-Technologien als Letztverbraucher und eine Schlechterstellung der Technologie ist durch politische Weichenstellungen entsprechend zu vermeiden.
- Die Bedeutung der Sektorenkopplung im zukünftigen Energiesystem ist hervorzuheben und durch eine sektorenübergreifende Planung zu unterstützen.
- Das Erarbeiten von wirtschaftlich tragbaren Konzepten für die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz soll Anreize für die Betreiber schaffen, auch nach dem Ausscheiden ihrer Anlagen aus der EEG-Vergütung, diese weiter zu betreiben.

12 Literatur

- [1] Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaft -, *Bioenergie - Möglichkeiten und Grenzen*, Saale (Halle) 2012.
- [2] R. Erler, J. Kiefer, J. Hüttenrauch, T. Ball, E. Schuhmann, T. Fischer, F. Graf, V. Knappertsbusch, W. Köppel, B. Dresen, *Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas)*, Bonn 2013.
- [3] W. Köppel, A.-M. Wonneberger, R. Erler, J. Senner, M. Buller, F. Frankenhoff, J. Kiefer, T. Ball, *Einsatz von industriellen und kommunalen Abfallstoffen für die Biogaseinspeisung (Biogasabfall)*, Karlsruhe 2014.
- [4] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), *Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014: Endbericht*, Berlin, Stuttgart 2014.
- [5] R. Erler, E. Schuhmann, W. Köppel, C. Bidart, *Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential 2018)*.
- [6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *eMikroBGAA effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen*.
- [7] Agora Energiewende, *Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel-Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor*, Berlin 2017.
- [8] J. Ecke, S. Klein, S. W. Klein, T. Steinert, *Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten: Eine enervis-Studie im Auftrag von: DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG*, Berlin, http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/170321_enervis_Studie_Klimaschutz_durch_Sektorenkopplung.pdf 2017.
- [9] DVGW Research Centre at Engler-Bunte-Institute of Karlsruhe Institute of Technology (KIT), *Store & Go: A European Roadmap*, <https://www.storeandgo.info/about-the-project/>.
- [10] HELMETH Consortium, *HELMETH, Publishable summary*, Helmeth Periodic Report 2018.
- [11] Zimmerlin M., M. Suriyah, T. Leibfried, P. Sauter, J. Maurer, M. Kluwe, S. Hohmann, W. Köppel, C. Degünther, C. Müller, J. Ruf, P. Prabhakaran, P. Missal, J. Walter, L. Herold, T. Eichinger, *Regionalisierung der Energieversorgung auf Verteilnetzebene (RegEnKibo)* 2018.

- [12] G. Müller-Syring, M. Henel, M. Poltrum, A. Wehling, E. Dannenberg, J. Glandien, H. Krause, F. Möhrke, M. Zdrallek, F. Ortloff, *Transformationspfade der Gasinfrastruktur: Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21* 2018.
- [13] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Wilke, M. Wolke, *dena Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050* 2018.
- [14] J. Nietsch, *Die Energiewende nach COP21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung*, Stuttgart 2016.
- [15] B. Schober, M. Beirow, M. Baumann, *Potentiale der Speicherung erneuerbarer Energie durch gasförmige Kohlenwasserstoffe auf Basis flexibler Biomassenutzung und Auswirkungen auf die Strombereitstellung und Netzentlastung in Baden-Württemberg* 2017.
- [16] F. Graf, R. Spörl, L. Eltrop, D. Colomar, *Verbundvorhaben: Innovative Erzeugung von SNG und CNG aus biogenen Rest- und Abfallstoffen (Res2CNG)* 2018.
- [17] M. Zdrallek, A. Moser, H. Krause, F. Graf, *Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze*, Aachen 2015.
- [18] J. Hüttenrauch, G. Müller-Syring, H. Krause, W. Fichtner, C. Nolden, P. Hauser, T. Müller, D. Möst, P. Härtel, N. Gerhardt, Sterner, Michael, M. Thema, P. Markewitz, B. Gillessen, H. Heinrichs, Münch, Kevin, Bongers, Tim, I. Marjanovic, J. Müller-Kirchenbauer, S. Hotopp, F. Merten, M. Buddeke, P. Schaube, A. Taubitz, B. Dresen, D. Möllenbrink, H.-J. Wagner, W. Köppel, K. Bär, Degünther, Charlotte, Bethin, Jörn, *Abschlussbericht KonStGas: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen*.
- [19] Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse: Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW* 2006.
- [20] Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie, *Wuppertal Bulletin zu Instrumenten des Klima- und Umweltschutzes*, 2009.
- [21] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., *Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland* 2008.
- [22] Arnold, Karin, *Ambitionierte Vorgaben für den Kraftstoffsektor* 2009.
- [23] K. Görner, D. Lindenberger, *Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System: Abschlussbericht 2018* 2018.

- [24] H. Krause, F. Erler, W. Köppel, Flscher, Markus, Dr. Hansen, Patrick, P. Markewitz, W. Kuckshinrichs, J.-F. Hake, *Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern* 2011.
- [25] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* 2010.
- [26] Energiewirtschaftsgesetz, *Gesetz über die Elektrizität und Gasversorgung: ENWG* 2011.
- [27] S. Klein, T. Steinert, A. Fricke, D. Peschel, *Erneurbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende* 2017.
- [28] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *FNR - Biogas: Anlagentechnik*, <https://biogas.fnr.de/gewinnung/anlagentechnik/>.
- [29] Eric Billing, *Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse* 2016.
- [30] P. Döring, S. Glasenapp, U. Mantau, *Holzwerkstoffindustrie 2015: Entwicklung der Produktionskapazität und Holzrohstoffnutzung*, Hamburg 2017.
- [31] W. H. Seitzer, P. West Chester, *DE2438264C2*, 1974.
- [32] H. Hofbauer, *Vergasung - Baustein zur Realisierung von Anlagen mit Polygeneration*, Symposium Polygeneration 2005, Güssing 2005.
- [33] R. Rauch, J. Hrbek, H. Hofbauer, *WIREs Energy Environ*, 2014, 343 – 362.
- [34] *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, 3rd ed. (Eds: M. Kaltschmitt, H. Hartmann, H. Hofbauer), Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg 2016.
- [35] A. Ursua, L. M. Gandia, P. Sanchis, *Proc. IEEE* 2012, 100 (2), 410 – 426. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [36] T. Smolinka, M. Günther, J. Garche, *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien* 2010.
- [37] M. Wenske, *ENERTRAG, Stand Elektrolyse und zukünftige Entwicklung*, Berlin 2001.
- [38] H. Steinmüller.
- [39] G. Gahleitner, *International Journal of Hydrogen Energy* 2013, 38 (5), 2039 – 2061. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.010.
- [40] R. Bhandari, C. A. Trudewind, P. Zapp, *Journal of Cleaner Production* 2014, 85, 151 – 163. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.
- [41] M. Pehnt, *Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik*, Forschungsbericht / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Vol. 476, VDI-Verl., Düsseldorf 2002.
- [42] B. Emonts, *Teststand zur Qualifizierung von Diaphragmen für die alkalische Wasserelektrolyse bei hohem Druck: Projekt-Nr: 261 107 99*, Jülich 2002.
- [43] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, J. Hansson, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018, 81, 1887 – 1905. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.288.

- [44] G. Müller-Syring, M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner, T. Höcher, *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*, Bonn 2013.
- [45] G. Hotellier, *Hydrogen as a multi-purpose energy vector*, Hannover Messe, <https://w3.siemens.com/topics/global/en/events/hannover-messe/program/Documents/pdf/Hydrogen-as-a-multi-purpose-energy%20vector-Gaëlle-Hotellier.pdf> 2014.
- [46] J. Mougin, M. Reytier, S. Di Iorio, A. Chatroux, M. Petitjean, J. Cren, J. Aicart, M. de Saint Jean, *Stack Performance in High Temperature Steam Electrolysis and Co. Electrolysis*, Korea 2014.
- [47] A. Brisse, J. Schefold, M. Zahid, *International Journal of Hydrogen Energy* 2008, 33 (20), 5375 – 5382. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.07.120.
- [48] B. V. Mathiesen, *Department of Development and Planning* 2013.
- [49] M. A. Laguna-Bercero, *Journal of Power Sources* 2012, 203, 4 – 16. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2011.12.019.
- [50] T. Smolinka, *Hydrogen Production by Water Electrolysis: Progress and Challenges of a Key Tech-nology for Renewable Energies*, 5th World Hydrogen Technology Convention (WHTC), Shanghai, China (R.O.), 2013.
- [51] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, *Renewable Energy* 2016, 85, 1371 – 1390. DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [52] S. Rönsch, J. Schneider, S. Matthischke, M. Schlüter, M. Götz, J. Lefebvre, P. Prabhakaran, S. Bajohr, *Fuel* 2016, 166, 276 – 296. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.
- [53] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer, F. Vogel, S. M. A. Biollaz, A. Wokaun, *Journal of Catalysis* 2010, 271 (2), 262 – 279. DOI: 10.1016/j.jcat.2010.02.008.
- [54] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer, S. M.A. Biollaz, *Fuel* 2010, 89 (8), 1763 – 1783. DOI: 10.1016/j.fuel.2010.01.027.
- [55] T. J. Schildhauer, S. M. Biollaz, *Synthetic natural gas from coal, dry biomass, and power-to-gas applications*, Wiley, Hoboken, New Jersey 2016.
- [56] E. Giglio, F. A. Deorsola, M. Gruber, S. R. Harth, E. A. Morosanu, D. Trimis, S. Bensaid, R. Pirone, *Ind. Eng. Chem. Res.* 2018, 57 (11), 4007 – 4018.
- [57] H. Thunman, M. Seemann, T. Berdugo Vilches, J. Maric, D. Pallares, H. Ström, G. Berndes, P. Knutsson, A. Larsson, C. Breitholtz, O. Santos, *Energy Sci Eng* 2018, 6 (1), 6 – 34. DOI: 10.1002/ese3.188.
- [58] G. Aranda Almansa, L.P.L.M. Rabou, C.M. von der Meijden, A. van der Drift, *ECN System for Methanation (ESME)* 2015.
- [59] T. J. Schildhauer, S. M. A. Biollaz, *Chimia* 2015, 69 (10), 603 – 607. DOI: 10.2533/chimia.2015.603.

- [60] D. Schollenberger, S. Bajohr, M. Gruber, R. Reimert, T. Kolb, *Chemie Ingenieur Technik* 2018, 90 (5), 696 – 702. DOI: 10.1002/cite.201700139.
- [61] M. Gruber, P. Weinbrecht, L. Biffar, S. Harth, D. Trimis, J. Brabandt, O. Posdziech, R. Blumentritt, *Fuel Processing Technology* 2018, 181, 61 – 74. DOI: 10.1016/j.fuproc.2018.09.003.
- [62] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, F. Ortloff, R. Reimert, S. Bajohr, T. Kolb, *Chemical Engineering Journal* 2017, 308, 1209 – 1224. DOI: 10.1016/j.cej.2016.09.101.
- [63] S. Schwede, F. Bruchmann, E. Thorin, M. Gerber, *Energy Procedia* 2017, 105, 823 – 829. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.396.
- [64] Bundesnetzagentur, *Hintergrundpapier: Ergebnisse der Ausschreibung für Biomasse vom 1. September 2017* 2017.
- [65] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung*, 7th ed. 2016.
- [66] Freistaat Bayern, Körperschaft des öffentlichen Rechts, *Biogasausbeuten verschiedener Substrate*, <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>.
- [67] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *FNR Faustzahlen*.
- [68] KTBL, *Biogasrechner: Wirtschaftlichkeitsrechner*, <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do;jsessionid=6612E4522AF5DD11D0DCE3A211987657>.
- [69] proplanta, *Markt und Preis: Melasse*, <https://www.proplanta.de/>.
- [70] Alexander Lipinski, *Das Geschäft mit dem Müll - Biogas aus Abfall*, <https://www.biooekonomie-bw.de/de/fachbeitrag/aktuell/das-geschaeff-mit-dem-muell-biogas-aus-abfall/> 2012.
- [71] Fachverband Biogas, *Substrateinsatz in Biogasanlagen - Vergleich von Kennwerten, Telefonat*, Freiberg.
- [72] Agentur EE, *Bioethanolanlagen und Biodieselanlagen*, https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/bioenergie/auswahl/213-anzahl_bioethanolan/.
- [73] Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V., *Bioethanolproduktion*, <https://www.bdbe.de/biokraftstoff-bioethanol>.
- [74] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Massenbezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen 2015* 2017.
- [75] Deutscher Brauer Bund, *Brauwirtschaft in Zahlen: Daten und Fakten*, <http://www.brauerbund.de/index.php?id=56> 2017.
- [76] statista, *Anzahl der Betriebe in der Milchverarbeitung in Deutschland in den Jahren 1935/38 bis 2016*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28749/umfrage/anzahl-der-molkereien-in-deutschland/> 2018.

- [77] Bundesamt für Verbraucherschutz und Lebensmittelsicherheit, *Listen der gemäß Verordnung (EG) Nr. 853/2004 zugelassenen Betriebe für den Handel mit Lebensmitteln tierischen Ursprungs in Deutschland (BLtU): IX-Rohmilch und Molkereiprodukte*, http://apps2.bvl.bund.de/bltu/app/process/bvl-btl_p_veroeffentlichung?execution=e1s2.
- [78] statista, *Verteilung der Milchverwendung in Deutschland nach Erzeugnissen in den Jahren 2000 bis 2015* 2018.
- [79] destatis, *Land- und Forstwirtschaft, Fischerei: Tierische Erzeugung*, Fachserie 3 Reihe 4 2017, aktualisiert am 2017.
- [80] AgrarMarkt Austria, *Lebend- und Schlachtgewicht, Schlachtausbeute, Schlachtungen sowie Fleischanfall* 02.Mai.2017.
- [81] *Durchschnittliches Schlachtgewicht von Puten in Deutschland*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/459216/umfrage/durchschnittliches-schlachtgewicht-von-puten-in-deutschland/> 2017.
- [82] statista, *Durchschnittliches Schlachtgewicht von Rindern und Kälbern: in Deutschland in den Jahren 1900 bis 2016*.
- [83] statista, *durchschnittliches Schlachtgewicht von Schweinen: 1900-2016* 2017.
- [84] Wirtschaftliche Vereinigung Zucker, *Zuckermarkt Deutschland: Zahlen und Fakten*.
- [85] BZL, *Bericht über Öle und Fette für Deutschland 2016: vorläufige Zahlen* 2017.
- [86] Statistisches Bundesamt (Destatis), *Statistisches Jahrbuch: Deutschland und Internationales* 2017.
- [87] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Statistik der öffentlich-rechtlichen Abfallentsorgung: Aufkommen an Haushaltsabfällen*, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=E987F869697A9151D129FF5A4558E797.reg3?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1511171321849&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=32121-01-02-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf> 2015.
- [88] Umweltbundesamt, *Kompost, Eigenkompostierung*, <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/garten-freizeit/kompost-eigenkompostierung> 2016.
- [89] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), *Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung*, 5th ed., Gülzow 2010.
- [90] s. daucks, *Grünabfall- und Schnittholzholzverwertung in Schleswig-Holstein unter Klimaschutzaspekten* 2011.
- [91] *Lebensmittelabfälle: Wiener Studie*.
- [92] *Deutschland-Gastgeber*, <http://www.deutschland-gastgeber.com/>.

- [93] statista, *Auslastung der Betten im Beherbergungsgewerbe: Umfrage*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/72869/umfrage/auslastung-der-betten-im-beherbergungsgewerbe/> 2018.
- [94] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Anzahl der Krankenhäuser*, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=F2CEA02E7A98EA7679C7351A8A194846.reg1?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1512392340205&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=23111-01-04-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf>.
- [95] destatis, *Auslastung von Krankenhausbetten: Deutschland*, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Gesundheit/Glossar/Bettenauslastung.html>.
- [96] *Hochschulen in Deutschland: Auslese*, <https://www.hochschulkompass.de/hochschulen/downloads.html>.
- [97] *Allgemeinbildende Schulen in Deutschland: Umfrage*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/476776/umfrage/allgemeinbildende-schulen-in-deutschland/> 2018.
- [98] Statistisches Bundesamt (Destatis), *Bildung und Kultur: Allgemeinbildende Schulen*, <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/BildungForschungKultur/Schulen/BroschuereSchulenBlick0110018149004.html> 2017.
- [99] *Altenheime, Pflegeheime und Seniorenheime: Auslesung*, <https://www.kliniken.de/altenheim/> 2017.
- [100] destatis, *Pflegeeinrichtungen in Deutschland*, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Gesundheit/Pflege/Tabellen/PflegeeinrichtungenDeutschland.html> 2015.
- [101] destatis, *Tageseinrichtungen Deutschland: Kindertagespflege*, <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Soziales/KinderJugendhilfe/TageseinrichtungenKindertagespflege.html> 2017.
- [102] BMVI/StB 10, *Längenstatistik der Straßen des überörtlichen Verkehrs: Tabelle 1* 2017.
- [103] OpenStreetMap, *OpenStreetMap - Deutschland: Was ist OpenStreetMap?*, <https://www.openstreetmap.de/faq.html>.
- [104] ortsdienst, *Anzahl der Autobahn- und Straßenmeistereien*, <https://www.ortsdienst.de/faq-strassenmeisterei/wie-viele-strassenmeistereien-gibt-es-in-deutschland-faq4093/>.
- [105] ArcGIS Pro, *Thiessen Polygone erstellen: Zusammenfassung*, <https://pro.arcgis.com/de/pro-app/tool-reference/analysis/create-thiessen-polygons.htm>.
- [106] Huffpost, *87 Prozent der Deutschen wollen, dass Supermärkte Lebensmittel spenden statt sie wegzuwerfen*, http://www.huffingtonpost.de/2016/09/30/supermaerkte-essen-spenden-umfrage-deutsche_n_12260928.html 2016.

- [107] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Massenbezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen 2015 2017*.
- [108] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Wachstum und Ernte: Feldfrüchte und Grünland*, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/FeldfruechteGruenland/FeldfruechteGruenland.html> 2016.
- [109] Deutscher Bauernverband e.V., *Der Mais: Anbau und Verwendung*, <http://www.bauernverband.de/mais>.
- [110] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Hektarerträge ausgewählter landwirtschaftlicher Feldfrüchte-Jahressumme: regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte*, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=5632E25841D02A417266F23F8AA32762.reg1?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1512474931706&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=41241-01-03-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf 2016>.
- [111] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Agrarstrukturerhebung / Landwirtschaftszählung: Anbau auf dem Ackerland in landwirtschaftlichen Betrieben nach Fruchtarten - Jahr - regionale Tiefe: Kreise und kfr. Städte*, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=49005127E618BC227D37BFFD587771A7.reg3?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1521529494021&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=41141-02-02-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf 2010>.
- [112] Bauernblatt, *Thaysen Silierverluste Mais 2012*.
- [113] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Stroh: Was ist Stroh?*, <https://baustoffe.fnr.de/daemmstoffe/materialien/stroh/>.
- [114] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, *Nährstoffgehalte von Haupt- und Zwischenfrüchten: Haupternteprodukt-Nebenprodukt-Verhältnis (z.B. Korn-Stroh-Verhältnis) 2013*.
- [115] Statistisches Bundesamt (Destatis), *Landwirtschaftlich genutzte Fläche: über ein Viertel ist Dauergrünland*, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/FeldfruechteGruenland/AktuellGruenland2.html> 2018.
- [116] C. Rösch, K. Raab, J. Skarka, V. Stelzer, *Energie aus dem Grünland: eine nachhaltige Entwicklung ?*, Karlsruhe 2007.

- [117] Stefan Wagner, *Tiere in der Landwirtschaft: grasfressende Tiere*, https://austria-forum.org/af/Sparkling_Science/Aufsatzsammlung/Tiere_in_der_Landwirtschaft 2013.
- [118] J. Pospiech, M. Ullrich, S. Göttling, U. Truyen, S. Speck, *Möglichkeiten zur Hygienisierung von Wirtschaftsdüngern und Gärresten: Schriftenreihe, Heft 37/2014*, 1st ed. 2014.
- [119] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Erhebung über die Rinderbestände: regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=6A82A2FB5C054BA24005551CECF62B8B.reg2?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1521620319123&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=41312-01-01-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf> 2016.
- [120] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung und Zahl der Tiere: regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=B1497149683B6FD35A88A0063C72E2EF.reg1?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1521637612855&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=41141-03-01-4&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf> 2016.
- [121] Statistisches Bundesamt (Destatis), *Land und Forstwirtschaft, Fischerei: Viehhaltung der Betriebe Agrarstrukturerhebung*, <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/LandForstwirtschaft/ViehbestandTierischeErzeugung/Viehhaltung.html> 2016.
- [122] LWK-NRW, *Gülleanfall in der Tierhaltung*.
- [123] Statistisches Bundesamt, *Umrechnungsschlüssel für Vieheinheiten (VE), Großvieheinheiten (GV)*.
- [124] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2018* 2019.
- [125] G. Linke, Gröschl Frank, *Gas-Strategie für Deutschland* 2017.
- [126] S. Stucki, A. Waser, *Holz – ein wandlungsfähiger Energieträger*, https://www.waldwissen.net/waldwirtschaft/holz/energie/wsl_wandlungsfahiger_energetraeger/index_DE 2006.
- [127] L. Eltrop, *Leitfaden feste Biobrennstoffe: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich*, 4th ed., FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V, Gülzow-Prüzen 2014.
- [128] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).
- [129] <http://www.proholz.at/holz-ist-genial/co2-neutral/>.

- [130] Lwf Bayerische Staatsforstverwaltung, *Heizwert: Merkblatt Nr. 12* 2003.
- [131] H. Hansen, H. Heilmann, K. Heinrich, B. Romberg, J. Thomsen, *Heizen mit Stroh: Wertschöpfung für Landwirtschaft und Kommunen*.
- [132] H. Weimar, P. Döring, U. Mantau, *Standorte der Holzwirtschaft - Holzrohstoffmonitoring: Einsatz von Holz in Biomasse-Großfeuerungsanlagen 2011* 2012.
- [133] greenGain.eu, *Report on resource and sustainability assessment and description of pilot experiences utilisation pathways for model regions (categorisation of resources, strategy, sustainability and utilisation pathway strategies)* 2016.
- [134] P. Ay, S. Narra, *LignoBioFuel: Entwicklung eines Verfahrens zur Herstellung von stofflich und energetisch nutzbaren Bioagglomeraten auf Basis von Lignin* 2014.
- [135] M. Bärwolff, T. Hering, *Fremdenergiefreie Trocknungsvarianten für Holz aus KUP: Trocknungsversuch mit 4 Varianten im Rahmen des Projektes AgroForstEnergie* 2011.
- [136] Thrän Daniela, D. Pfeiffer, *Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte: Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms "Energetische Biomassenutzung"* 2013.
- [137] Paul Scherrer Institut PSI, *The SNG Technology Platform in Güssing, A: Status report of Bio-SNG project*.
- [138] S. Stucki, A. Waser, S. Biollaz, *Treibstoff der Zukunft: Methan aus Holz - ein Projekt mit zwei KMU* 2006.
- [139] S. Grünäugl, *STE Student Research Report: Wasserstoff und SNG als Stromspeicheroptionen* 2012.
- [140] Umweltbundesamt, *Holzindustrie*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaftskonsum/industriebzweige/holz-zellstoff-papierindustrie/holzindustrie> 2014.
- [141] der bayerische waldbrief, *Energie aus Holz: Maßeinheiten für Brennholz* 2006.
- [142] P. Döring, U. Mantau, *Standorte der Holzwirtschaft Holzrohstoffmonitoring: Sägeindustrie – Einschnitt und Sägenebenprodukte* 2010.
- [143] Martina Nöstler, *Konstante Produktion in Deutschland: Größte Sägewerke in Deutschland und Österreich*, https://www.holzkurier.com/schnittholz/2017/02/konstante_productionindeutschland.html 2017.
- [144] Antonio Fuljetic, *Top-Laubholzsägewerke Deutschlands 2010: Konstante bis leicht steigende Produktionen*, <https://www.holzkurier.com/schnittholz/2010/11/top-laubholzaegewerkedeutschlands2010.html> 2010.
- [145] Deutscher Holzwirtschaftsrat, *Roadmap Holzwirtschaft 2025* 2016.
- [146] Deutsche Säge- und Holzindustrie Bundesverband e.V., *Die Branche: Sägeindustrie*, <http://www.saegeindustrie.de/sites/branche.php>.

- [147] P. Döring, S. Glasenapp, U. Mantau, *Holzwerkstoffindustrie 2015: Entwicklung der Produktionskapazität und Holzrohstoffnutzung*, Hamburg 2017.
- [148] C. Viehmann, T. Westerkamp, A. Schwenker, M. Schenker, Thrän Daniela, V. Lenz, M. Ebert, *Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor)*.
- [149] Ferdinand Holzmann Verlag, *Möbelindustrie in Zahlen 2015*.
- [150] PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, *Die deutsche Möbelbranche: Struktur, Trends und Herausforderungen 2017*.
- [151] DEUTSCHE GÜTEGEMEINSCHAFT MÖBEL E.V., *Qualität ist Aufgabe und Ziel*, <http://www.dgm-moebel.de/dgm-qualitaetsgedanke.html>.
- [152] U. Mantau, H. Weimar, C. Sörgel, *Holzrohstoffbilanz Deutschland: Bestandsaufnahme 2002 2004*.
- [153] T. Moldenhauer, A. Burkard, G. A. Geiger, *Papier 2017: Ein Leistungsbericht 2017*.
- [154] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, *DBI-Datenbank 2018*.
- [155] I. Wolf, T. Nieber, *Papiererzeugung in Deutschland: Eine Branchenanalyse 2014*.
- [156] Verband Deutscher Papierfabriken e.V., *Papier Kompass 2016*.
- [157] Bundesverband Holzpackmittel, Paletten, Exportverpackung (HPE) e.V., *Über den Bundesverband Holzpackmittel, Paletten, Exportverpackung (HPE) e.V.*, <http://www.hpe.de/verband.html>.
- [158] Statistisches Bundesamt, *Jahresbericht für Betriebe - Arbeitsunterlage: Betriebe von Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden mit 20 und mehr tätigen Personen 2017*.
- [159] Statistisches Bundesamt, *Produzierendes Gewerbe: Unternehmen, tätige Personen und Umsatz im Handwerk - Jahresergebnisse - 2017*.
- [160] Studiengemeinschaft Holzleimbau e.V., *Brettschichtholz*, http://brettschichtholz.de/brettschichtholz-bs-holz/mn_43966.
- [161] Bundesverband Holz und Kunststoff, *Tischler-/Schreinerhandwerk in Zahlen*.
- [162] Twistel, Gabriele, Röhricht, *Erfassung des Potentials an land- und forstwirtschaftlicher Biomasse zur stofflich/energetischen Nutzung für unterschiedliche Verwaltungseinheiten des Freistaates Sachsen*, Schriftreihe der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft.
- [163] Statistisches Bundesamt, *Bauhauptgewerbe / Ausbaugewerbe / Bauträger: Lange Reihen der jährlichen Betriebserhebungen 2016 2017*.
- [164] Europäisches Abfallverzeichnis, *Lesefassung der Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis: AVV 2016*.
- [165] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, *Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf Bioabfallverordnung: BioAbfV 1998*.

- [166] *Bio- und Grünabfälle: Optimierung der Erfassung und Verwertung von Bio- und Grünabfällen in Baden-Württemberg*, 2010th ed. (Eds: K. Brübach).
- [167] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Aufkommen an Haushaltsabfällen*, https://www.statistik-bw.de/Statistik-Portal/de_jb10_jahrtabu4Def.asp 2018.
- [168] B. Schütt, *Grünabfall- und Schnittholzverwertung in Schleswig-Holstein unter Klimaschutzaspekten* 2011.
- [169] U. Seyfert, M. Buchhorn, K. Bunzel, C. Held, Thrän Daniela, *Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen* 2010.
- [170] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, *Holzindustrie*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industrieverbraucher/holz-zellstoff-papierindustrie/holzindustrie> 2014.
- [171] F. Müller-Langer, S. Schneider, J. Witt, Thrän Daniela, *Monitoring zur Wirkung der Biomassenverordnung* 2006.
- [172] A. Brosowski, P. Adler, *Ergebnisvorstellung technische Biomassepotenziale* 2014.
- [173] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, *Forstwirtschaft*, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/forstwirtschaft>.
- [174] Johann Heinrich von Thünen-Institut, *Dritte Bundeswaldinventur (2012)*, <https://bwi.info/>.
- [175] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), *Der Wald in Deutschland: Ausgewählte Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur* 2017.
- [176] P. Rademacher, Meesenburg, Henning, K. J. Meiwes, *Gehalte chemischer Elemente in Baumkompartimenten: Literaturstudie und Datensammlung*, Göttingen 2013.
- [177] H. Nigg, P. Hofer, R. Taverna, *Studie Energieholzpotenzial AR + AI*, Zürich 2012.
- [178] Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft, *Nährstoffgehalte von Haupt- und Zwischenfrüchten*, https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iab/dateien/basisdaten_2013_1.pdf 2013.
- [179] M. Schneider, *Strohverkauf und Kompostdüngung* 2015.
- [180] R. Becker, C. Röhrich, K. Ruscher, K. Jäkel, *Schnellwachsende Baumarten im Kurzumtrieb: Anbauempfehlungen* 2014.
- [181] DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., *Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen* 2019.
- [182] Dr. Joachim Nitsch, *Energiewende - Quo vadis?*, Stuttgart 2014.
- [183] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, *Der Einstieg in den Kohleausstieg*, Berlin, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/der-einstieg-in-den-kohleausstieg-1574264>.

- [184] Umweltbundesamt, *Anlagen für emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen in Deutschland*, Berlin, Link: <https://www.dehst.de/DE/Als-Betreiber-teilnehmen/Fuer-Anlagenbetreiber/fuer-anlagenbetreiber-node.html>.
- [185] Umweltbundesamt, *"Freisetzungen" der THRU Datenbank des Umweltbundesamtes*, Dessau-Roßlau, <https://www.thru.de/thrude/downloads/> Stand 2019.
- [186] DBI - Gasttechnologisches Institut gGmbH Freiberg, *GIS-Datenbank*, Freiberg 2019.
- [187] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Technisch-wissenschaftlicher Verein, *Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz*, energie wasser-praxis 2016.
- [188] deutscher Bundestag, *Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur*, Berlin 2019.
- [189] hydrogeit, *Steckbrief Wasserstoff, Herstellung, H₂-Erzeugung per Dampfreformer oder durch Elektrolyse erzeugen*, <http://www.hydrogeit.de/wasserstoff.htm> 2017.
- [190] Bernd Genath, *DVWG-Studie: Erdgasnetz verträgt H₂ bis zu 10 Vol.-% - HeizungsJournal*, https://www.heizungsjournal.de/erdgasnetz-in-deutschland-wasserstoffbeimischungen-bis-zu-zehn-volumen-prozent-sind-moeglich_14 2016.
- [191] RP-Energie-Lexikon, *Methan*, <https://www.energie-lexikon.info/methan.html>.
- [192] RP-Energie-Lexikon, *Wasserstoff*, <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoff.html>.
- [193] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Erdgasverbrauch*, Berlin, <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-erdgasverbrauch-945-mrd-kwh/> 2018.
- [194] R. Hinrichs-Rahlwes, B. Pieprzyk, *Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für Deutschland* 2009.
- [195] Milchindustrie-Verband e.V., *Beilage zum Geschäftsbericht 2010/2011. Zahlen - Daten - Fakten* 2011.
- [196] statista, *Pro-Kopf-Konsum von Kartoffeln: in Deutschland in den Jahren 1950/51 bis 2016/17* 2018.
- [197] *Kritisch Nachhaltig Direkt Meinungsbildend: Welche Süße ist die Beste*.
- [198] M. Kern, T. Raussen, *Biogas-Atlas 2011/12: Anlagenbuch der Vergärung biogener Abfälle in Deutschland*, Witzenhausen 2011.
- [199] destatis, *Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung* 2013.
- [200] statista, *Entwicklung der Studienanfängerquote i: in Deutschland von 2000 bis 2017* 2018.
- [201] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, *Investitionen in die Bundesfernstraßen* 2012.
- [202] RWZ-agrarReport, *Pflanzenanbau - Rapsanbau gefragt wie nie* 2010.

- [203] *Direktzahlungen-Verpflichtungengesetz: Verordnung über die Grundsätze der Erhaltung landschaftlicher Flächen in einem guten landschaftlichen und ökologischen Zustand* 2011.
- [204] C. Rösch, *Energie aus Grünland - eine Nachhaltige Entwicklung?: Technikfolgenabschätzung* 2003.
- [205] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Produktion von Schnittholz* 2016.
- [206] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Produktion von Schnittholz* 2016.
- [207] statista, *Umsatz der deutschen Möbelindustrie in den Jahren 1995 bis 2017 (in Millionen Euro)* 2018.
- [208] statista, *Produktionsmenge von Papier, Karton, und Pappe der deutschen Zellstoff- und Papierindustrie in den Jahren 2007 bis 2017 (in 1.000 Tonnen)* 2018.
- [209] statista, *Anzahl der Betriebe im Tischlerhandwerk in Deutschland von 2000 bis 2017* 2018.
- [210] statista, *Anzahl der sozialversicherungspflichtig beschäftigten Zimmerer in Deutschland von 2012 bis 2017* 2018.
- [211] Regionaldatenbank Deutschland, *Statistik der öffentl.-rechtl. Abfallentsorgung: Aufkommen an Haushaltsabfällen (o.E.) - Jahr- regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte* 2018.
- [212] statista, *Entwicklung des Holzeinschlags in Deutschland in den Jahren von 1998 bis 2016 (in 1.000 m³ ohne Rinde)* 2018.
- [213] destatis, *Land und Forstwirtschaft, Fischerei: Wachstum und Ernte - Feldfrüchte* 2016.
- [214] statista, *Rebfläche in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2017 (in 1.000 Hektar)* 2018.
- [215] Scout24 AG, *Der lange Weg zum Atomausstieg in Deutschland*, München, <https://www.financescout24.de/wissen/ratgeber/atomausstieg>.
- [216] H.-M. Henning, *Was kostet die Energiewende?*, Freiburg 2015.
- [217] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein, *Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand: Bericht im Rahmen des europäischen Projekts EPISCOPE*, Darmstadt 2015.
- [218] K. Görner und D. Lindenberger, *Virtuelles Institut "Strom zu Gas und Wärme" Band V Technologie-Steckbriefe*, Band V 2018.
- [219] N. Lucke, E. Schuhmann, H. Dörr, *Smart District: Sektorkopplung zur effizienten Transformation der Energieversorgung* 2019.
- [220] Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur, *Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr: Kurzfristprognose Sommer 2018*, München / Köln 2018.
- [221] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Energiedaten: Gesamtausgabe*, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

- [222] Kraftfahrt-Bundesamt, *Fahrzeugzulassungen: Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken - FZ 1.2 Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2018 nach Zulassungsbezirken, Kraftstoffarten und Emissionsgruppen*, Flensburg, https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz1_2018_xls.xls?__blob=publicationFile&v=3 2018.
- [223] Kraftfahrt-Bundesamt, *Fahrzeugzulassungen (FZ): Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen*, Flensburg, https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz14_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [224] Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), *Erneuerbare Energien im Verkehr: Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger*, Berlin 2015.
- [225] Johannes Kochems, Lisa Hermann, Joachim Müller-Kirchenbauer, *Auswirkungen und Rückwirkungen von Klimaschutz und Energiewende auf die Gasversorgung einschließlich erneuerbarer Gase in Deutschland*, Berlin 2018.
- [226] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Miede, S. Wahren, F. Zimmermann, *Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme* 2018.
- [227] E. Ahnis, A. Wehling, W. Köppel, M. Sterner, N. Lucke, *Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengesetzten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmen: "SMARAGD"* 2018.
- [228] P. R. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, T. Raksha, *Renewables in Transport 2050: Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity*, Frankfurt am Main 2016.
- [229] F. Kiesel, M. Bittkau, R. Lübke, U. Maaßen, T. Nieder, *Energieverbrauch in Deutschland: Daten für das 1-4. Quartal 2018*, Berlin, Bergheim 2018.
- [230] DVGW energie | wasser-praxis, *Wie grün kann die Gaswirtschaft werden?*, <https://www.energie-wasser-praxis.de/politik/artikel/wie-gruen-kann-die-gaswirtschaft-werden-1/> 2017.
- [231] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. technisch-wissenschaftlicher Verein, *Mit Gas-Innovationen in die Zukunft!: Intelligente Technologien für die Energiewende*, Bonn 2014.
- [232] P. Ahmels, P. Brandmeyer, *Sektorenkopplung: Klimaschutz mit Strom für Wärme und Verkehr*, Radolfzell, Berlin 2017.

- [233] Umweltbundesamt (UBA), *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme> 2019.
- [234] A. Leißner, *ZfK -Zeitung für kommunale Wirtschaft* 2018, 2018 (7), 12.
- [235] H.-J. Ziesing, *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017* 2018.
- [236] Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU), *Umweltverträgliche Biogaserzeugung: Empfehlungen der Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU) zur Reform des EEG*, Dessau-Roßlau 2014.
- [237] DVGW energie | wasser-praxis, *Kohleausstieg: CO₂-Preis: ein geeignetes Instrument für den Klimaschutz?*, <https://www.energie-wasser-praxis.de/energieeffizienz/artikel/co2-preis-ein-geeignetes-instrument-fuer-den-klimaschutz/> 2018.
- [238] Umweltbundesamt (UBA), *Erneuerbare Energien in Zahlen*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> 2019.
- [239] iwa Institut für Wärme und Oeltechnik, *Zuschüsse und Darlehen: Förderung für ihre neue Heizung*, <https://www.zukunftsheizen.de/energie-sparen/foerdermittel.html> 2019.
- [240] R. Albert, M. Angrick, F. Balzer, A. Bertram, M. Bilharz, B. Bünger, Burger, A., L. Busse, B. Brahner, *Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung: Diskussionsbeitrag des Umweltbundesamtes*, Dessau-Roßlau 2016.
- [241] M. Sterner, *Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien*, Regensburg 2017.
- [242] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. technisch-wissenschaftlicher Verein, *Power to Gas: Die Zukunftstechnologie der Energiewirtschaft*, <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energiende/power-to-gas/> 2019.
- [243] C. Schenuit, R. Heuke, J. Paschke, *Potenzialatlas Power to Gas: Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*, Berlin 2016.
- [244] Zukunft ERDGAS e. V., *Gas kann grün*, <https://zukunft.erdgas.info/markt/erneuerbares-erdgas/gas-kann-gruen> 2019.
- [245] Umweltbundesamt (UBA), *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk> 2018.
- [246] U. Welteke-Fabrizius, *Flexibilisierung von Biogasanlagen*, Gülzow-Prüzen 2018.
- [247] M. Edel, A. Blume, K. Völler, *Zukunft Biomethan: Perspektiven und Handlungsempfehlungen für die Rolle von Biomethan im zukünftigen Energiesystem*, Berlin 2015.
- [248] J. Leonhardt, *Technologien und Potenziale der Biomassevergasung in Kombination mit P2G-Verfahren*, *Masterarbeit*, Technische Universität Bergakademie Freiberg 2018.

- [249] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *LNG: flüssiges Erdgas - Neue Importquellen und vielfältige Möglichkeiten* 2017.
- [250] C. Schaper, L. Theuvsen, *Die Zukunft erneuerbarer Energien: Eine SWOT-Analyse* 2006.
- [251] D. Bothe, M. Janssen, S. van der Poel, T. Eich, T. Bongers, J. Kellermann, L. Lück, H. Chan, M. Ahlert, C. A. Q. Borrás, M. Corneille, J. Kuhn, *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: Eine modellbasierte Analyse* 2017.
- [252] M. Kress, I. Landwehr, *Akzeptanz Erneuerbarer Energien in EE-Regionen: Ergebnisse einer telefonischen Bevölkerungsbefragung in ausgewählten Landkreisen und Gemeinden*, Berlin 2012.
- [253] stiftung-mercator, *Energie- und Umweltforschung: Energetisch für die Umwelt* o. J.
- [254] F. Schneider, H. Steinmüller, R. Tichler, *Vorteil und Nachteil der Energiewende: Eine wohlfahrtsökonomische Perspektive*, Linz o. J.
- [255] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Biomethan: Der Joker im Energiemix*, Berlin 2016.
- [256] S. Rieger, D. Möst, W. Fichtner, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 2011, 35 (1), 31 – 42.
- [257] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., *Stellungnahme vom 30. September 2016 zum Klimaschutzplan 2050: (Hausentwurf des BMUB vom 6.9.2016)*.
- [258] F. Lehnert, GIS-basierte Potenzialanalyse erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz, *Bachelorarbeit*, Technische Universität Bergakademie Freiberg 2018.
- [259] Fachverband Biogas e. V., *Bundesrat verabschiedet DüV und AwSV*, Berlin 2017.
- [260] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., *Wärme*, <https://biogas.fnr.de/nutzung/waerme/>.
- [261] C. Herbes, V. Halbherr, *Biogas Journal* 2017, 20 (1), 68 – 71.
- [262] *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung*, 5th ed. (Eds: P. Adler et al.), Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Gülzow-Prüzen 2014.
- [263] Statista GmbH, *Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Frankreich in den Jahren 2000 bis 2017*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/29294/umfrage/anteil-der-atomenergie-an-der-stromerzeugung-in-frankreich/> 2019.
- [264] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017*, Berlin, Bergheim 2018.
- [265] *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2nd ed. (Eds: M. Sterner, I. Stadler), Springer Vieweg, Berlin 2017.
- [266] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen.*, Berlin 2016.

- [267] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülich, H.-T. Nguyen, T. Schlegl, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* 2018.
- [268] A. Müller, *Alternative Betriebsweisen gesucht*, <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/wirtschaft/detail/alternative-betriebsweisen-gesucht-127513>.
- [269] Statista GmbH, *Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2017*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/> 2019.
- [270] S. Lovens-Cronemeyer, S. Dibbern, 32. *Fachgespräch der Clearingstelle EEG|KWKG „Ende der Förderung nach EEG & KWKG: Was kommt danach? Rechtslage und Perspektiven“ am 28. Februar 2019*, <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/fachgespraech/32>.
- [271] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen.*, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/die-naechste-phase-der-energiewende-kann-beginnen.html> 2019.
- [272] J. Daniel-Gromke, M. Trommler, M. Beil, *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*, Dessau-Roßlau 2017.
- [273] H.-W. Schiffer, *Energiemarkt Deutschland: Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien*, Springer Vieweg, Wiesbaden, Germany 2019.
- [274] F. Schwiersch, S. Kasper, F. Dittmann, *Technikgeschichte Bd. 85, 2018 (4)*.
- [275] A. Schmitt, V. Waldenfels, C. Weissbart, *Kurz zum Klima: »Energy only« – die Zukunft unseres Strommarktes?*, 68th ed., München 2015.
- [276] Zukunft ERDGAS e. V., *SNG: Erweiterung der Palette nutzbarer Biomasse zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas*, <https://zukunft.erdgas.info/themen-ziele/erneuerbare-gase/sng-synthetisches-gas> 2019.
- [277] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*, Springer Vieweg, Wiesbaden 2017.
- [278] R. Albus, *DVGW Energie Wasser-Praxis* 2018, 69 (4), 10 – 15.
- [279] H. Höfling, *KfW Research. Fokus Volkswirtschaft* 2016 (145).
- [280] R. Wronski, S. Fiedler, L. Jansen, *Was Strom wirklich kostet: Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien* 2017.
- [281] S. Küchler, R. Wronski, *Was Strom wirklich kostet: Vergleich der staatlichen Förderung und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien*, Hamburg 2015.

- [282] R. Schoof, M. Dupont, *Grüne Gase: Brandenburger Power-to-Gas-Anlage erzeugt "grünes" Methan*, Essen, <https://www.energie-wasser-praxis.de/wissen/artikel/brandenburger-power-to-gas-anlage-erzeugt-gruenes-methan/> 2018.
- [283] M. Jentsch, *Potenziale von Power-to-Gas-Energiespeichern: Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem*, Fraunhofer-Verl., Stuttgart 2015.
- [284] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2017: Gasmarkt - Aufkommen von Gas, Marktraumumstellung, Speicher*, Bonn 2017.
- [285] Statistisches Bundesamt (Destatis), *Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen: Deutschland, Jahre, Abnehmergruppen*, <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/logon?language=de&sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43331-0001> 2019.
- [286] R. Kümmel, D. Lindenberger, N. Paech, *Energie, Entropie, Kreativität: Was das Wirtschaftswachstum treibt und bremst*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg 2018.
- [287] G. Schweiger, *Die Analyse der Power-to-Gas Technologie und deren Rolle in der zukünftigen Energieversorgung, Masterarbeit*, Karl-Franzens-Universität Graz 2013.
- [288] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, *DVGW veröffentlicht aktualisierte Power-to-Gas-karte: Anlagen im industriellen Maßstab sind noch die Ausnahme* 2019.
- [289] aireg – Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e.V., AUDI AG, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Deutscher Wasserstoff-Brennstoffzellen Verband e.V., ONTRAS Gastransport GmbH, Uniper Energy Storage GmbH, *Eckpunktepapier für ein Markteinführungsprogramm von Power-to-X-Technologien: Vorschlag für ein Innovations-Förderprogramm mit Fokus auf PTX-Anwendungen im Mobilitätssektor*.
- [290] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. technisch-wissenschaftlicher Verein, *LNG und Versorgungssicherheit: Erdgas: ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende*, Bonn o. J.
- [291] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, Berlin 2018.
- [292] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. technisch-wissenschaftlicher Verein, *Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A): Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, Bonn 2011.
- [293] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG e.V., *DIN 51624:2008-02: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren*, Berlin, <https://www.beuth.de/de/norm/din-51624/104466710> 2008.

- [294] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. technisch-wissenschaftlicher Verein, *Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A): Gasbeschaffenheit*, Bonn 2013.
- [295] J. Senner, E. Tali, S. Feldpausch-Jäger, P. Buss, *Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz - Auswirkungen auf den Betrieb von Gasanwendungstechnologien im Bestand, auf Gas-Plus-Technologien und auf Verbrennungsregelungsstrategien* 2015.
- [296] Gert Müller-Syring, Marco Henel, Wolfgang Köppel, Herwig Mlaker, Dr. Michael Sterner, Dr. Thomas Höcher, *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz* 2013.
- [297] Markus Schwarz, Dr. Gerda Reiter, *Speicherung von erneuerbarem Strom durch Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz: Erhebung des Potentials in Österreich*, Graz 2016.
- [298] Gert Müller-Syring, Marco Henel, *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen* 2014.
- [299] Gert Müller-Syring, Marco Henel, *Aktueller Stand Power-to-Gas in Deutschland* 2014.
- [300] Shell Deutschland Oil GmbH, *ENERGIE DER ZUKUNFT?: Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂*, Hamburg 2017.
- [301] K. F. Scholten, H. Dörr, M. Werschy, *Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI* 2018.
- [302] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, *Klimaschutz in Zahlen: Der Sektor Verkehr*.
- [303] C. Jugel, *Dialogprozess Gas 2030, Inputpapier AG 1 Erzeugung und Infrastruktur* 2019.
- [304] Kraftfahrt-Bundesamt, *Bestand an Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten*, Flensburg, https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2018/2018_b_umwelt_z.html 2018.
- [305] Informationsplattform PkV-Label, *dena Monitoringbericht: Alternative Antriebe in Deutschland 2018* 2019.
- [306] C. Jugel, *Dialogprozess Gas 2030, Inputpapier AG 2 Verwendung*, 2019.
- [307] J. Adolf, C. Balzer, M. Kofod, B. Lenz, A. Lischke, G. Knitschky, F. Wirz, M.-L. Wendland, *Verflüssigtes Erdgas - neue Energie für Schiff und Lkw?* 2019.
- [308] M.-S. Löffler, S. Schwarz, A.-L. Fuchs, *Power-2-Gas: Die Bedeutung strombasierter Wasserstoffe für das Land Baden-Württemberg*, GasPerspektive Baden-Württemberg - Branchendialog 2019, Stuttgart 2019.

- [309] F. Ortloff, R. Erler, F. Lehnert, *Technologien und Potenziale der Biomassevergasung und der Kopplung mit Power-to-Gas-Verfahren zur Erzeugung von methanbasierten Energieträgern in Deutschland - "greenSNG"* 2019.
- [310] Hottgenroth Software GmbH & Co. KG, *Energieberater Professional 3D*, Köln, <https://www.hottgenroth.de/M/SOFTWARE/EnergieNachweise/Energieberater-Professional-3D/Seite.html,73272,80420>.
- [311] M. Schmidt, F. Burmeister, R. Albus, *100 KWK-Anlagen in Bottrop: Vom Labor in die Demonstration - KWK Modellversuch zur CO₂-Reduktion in der Innovation City*, Essen 2016.
- [312] *KWK-Infozentrum*, <http://www.baseload.kwk-infozentrum.info/> 2019.
- [313] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., *Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern: Kostensenkung durch effiziente Strom- und Wärmeerzeugung* 2010.
- [314] ADAC, *ADAC Autokosten - Was kostet mein Auto tatsächlich*, <https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/autokosten/default.aspx?ComponentId=282164&SourcePageld=8749&quer=autokosten>.
- [315] A. Kaiser, *Die Zukunftstechnik, die keine sein darf*, <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/erdgas-autos-cng-als-verhinderte-zukunftstechnik-a-1112471.html> 2016.
- [316] A. Maksimenko, *Vier öffentliche LNG-Tankstellen in Deutschland*, <https://www.energate-messenger.de/news/190760/vier-oeffentliche-Ing-tankstellen-in-deutschland> 2019.

13 Anhang
