

**Treibhausgas-Optimierung  
des Einsatzes von Technologien zur Erzeugung und Nutzung  
von Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe  
als Baustein eines zukunftsfähigen Energiesystems**

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Abteilung Maschinenbau und Verfahrenstechnik  
der

Universität Duisburg-Essen

zur Erlangung des akademischen Grades

einer

Doktorin der Ingenieurwissenschaften

Dr.-Ing.

genehmigte Dissertation

von

Karin Arnold

aus  
Essen

Gutachter:  
Prof. Dr.-Ing. habil Klaus Görner  
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Tag der mündlichen Prüfung: 08.06.2015



<b>1</b>	<b>Einleitung und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Biomethan als Energieträger: Status Quo</b>	<b>7</b>
2.1	Stand der Biomethan-Produktion in Deutschland	7
2.2	Klimawirkungen bei der Produktion von Biomethan	9
2.2.1	Methodik der Prozesskettenbetrachtung: <i>Life Cycle Analysis</i> (LCA)	9
2.2.2	Beschreibung der Prozesskette und Ableitung von Emissionsfaktoren	11
2.2.2.1	Emissionsfaktoren für den Standardfall Maissubstrat	18
2.2.2.2	Ausweitung der Substrat-Basis	19
2.2.2.3	Sensitivitätsanalysen	23
2.2.3	Diskussion: Ergebnisse im Abgleich mit anderen Untersuchungen / Quellen	26
2.2.4	Sonstige ökologische Wirkungen der Biomethan-Produktion	27
2.3	Ökonomische Betrachtung	32
2.3.1	Gestehungskosten für Biomethan	32
2.3.2	Sensitivitätsrechnungen	33
<b>3</b>	<b>Biomethan als Energieträger: Ausblick</b>	<b>35</b>
3.1	Potenzialanalyse: Verfügbarkeit des Energieträgers Biomethan	35
3.1.1	Methodik der Potenzialanalyse: technisch-nachhaltiges Potenzial	36
3.1.2	Untersuchung / Anwendung der Potenzialabschätzung	38
3.1.2.1	Flächen-Potenzial für Biomasse in Deutschland	38
3.1.2.2	Potenzial an Biogas / Biomethan in Deutschland bis 2050	44
3.1.2.3	Ausbaupfad für Biomethan: Anlagenbau und Projektrealisierung	47
3.1.3	Zwischenergebnis: Biomethanpotenzial	48
3.1.4	Abgleich mit anderen Studien / Literatur	49
3.2	Dynamisierung der ökologischen und ökonomischen Kenndaten	49
3.2.1	Methodik: Theorie der Lernkurven	50
3.2.2	Von Kosten- zu Technologielernkurven	53
3.2.3	Anwendung der Technologielernkurve auf ökologische Aspekte – Emissionsfaktoren im Ausblick bis 2050	56
3.2.4	Kostenlernkurve und weitere Einflussgrößen – Biomethan-Gestehungskosten im Ausblick bis 2050	59
3.2.4.1	Kostenentwicklung des Feedstocks	59
3.2.4.2	Energiekosten-Entwicklung	62
3.2.4.3	Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Biomethan-Anlage	63
3.2.4.4	Entwicklung der resultierenden Biomethan-Gestehungskosten (inklusive Substrat- und Energiekosten)	64
3.2.5	Sensitivitätsanalyse zur Kostenentwicklung der Biomethan-Anlage	65
3.3	Zwischenfazit aus Teilmodell I: Biomethan heute und im Ausblick	67
<b>4</b>	<b>Einsatz von Biomethan und resultierende Treibhausgas-Minderung: Status Quo</b>	<b>69</b>
4.1	Methodische Grundlagen	69
4.1.1	Klärung der Bezugsgröße: Endenergie oder Biomethan	70
4.1.2	Nutzungspfade für Biomethan	71
4.1.3	Umgang mit Koppelprodukten bei der KWK: Allokations- und Gutschriftenansatz	71
4.2	Berechnungsgrundlage – Wahl des Referenzsystems	75
4.2.1	THG-Emissionsfaktoren nach Durchschnittsbetrachtung	76
4.2.2	THG-Emissionsfaktoren nach Marginalansatz und Grenzbetrachtung	78
4.3	Ergebnisse und Ableitung von Einsatzprioritäten beim Status Quo	79
4.4	Bisherige Verwendung von Biomethan und resultierende Treibhausgas-minderungen	82
<b>5</b>	<b>Einsatz von Biomethan und resultierende Treibhausgas-Minderung: Ausblick</b>	<b>84</b>

<b>5.1</b>	<b>Methodische Grundlagen zur Auswahl des Referenzsystems</b> .....	<b>84</b>
<b>5.2</b>	<b>Betrachtung der möglichen Einsatzbereiche als Referenz für die Biomethan-Nutzungspfade und Ermittlung der spezifischen THG-Minderungspotenziale</b> .....	<b>87</b>
5.2.1	Spezifische THG-Minderung und Differenzkosten bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan .....	87
5.2.1.1	THG-Minderung beim Ersatz von Erdgas aus inländischer Förderung.....	92
5.2.1.2	Ökonomische Betrachtung unter Berücksichtigung von CO <sub>2</sub> -Zertifikaten .....	94
5.2.2	Dynamische Entwicklung der Einsatzbereiche für Biomethan nach Durchschnittsbetrachtung.....	95
5.2.3	Dynamische Entwicklung der Einsatzbereiche für Biomethan nach Marginalansatz	98
<b>5.3</b>	<b>Vergleich der Ergebnisse und Ableitung von Einsatzprioritäten im Ausblick</b> .....	<b>101</b>
5.3.1	Ergebnisse bei Durchschnittsbetrachtung .....	101
5.3.2	Ergebnisse bei Marginalansatz.....	103
<b>5.4</b>	<b>Plausibilitätscheck: Variation des zugrunde liegenden Energieszenarios</b> .....	<b>104</b>
<b>5.5</b>	<b>Resultierende absolute Treibhausgasminderungen im Ausblick</b> .....	<b>108</b>
5.5.1	Resultierende absolute THG-Minderungen bei Ersatz von Erdgas als Energieträger	108
5.5.2	Resultierende absolute THG-Minderungen durch Biomethan in den Einsatzbereichen.....	109
<b>5.6</b>	<b>Ausblick: flexibler Stromerzeugung durch Biomethan als Beitrag zur Systemstabilisierung</b> .....	<b>116</b>
<b>5.7</b>	<b>Zwischenfazit aus Teilmodell II: Treibhausgasminderung durch Biomethan</b> .....	<b>118</b>
<b>6</b>	<b>Spiegelung der Ergebnisse im Kontext von Politik und Akteuren</b> .....	<b>120</b>
6.1	Zielsetzungen im deutschen und europäischen Rahmen .....	120
6.2	Positionierung von Branchen-Akteuren .....	124
6.3	Weichenstellungen zur Verwendung von Biomethan im mittelfristigen Ausblick	126
<b>7</b>	<b>Fazit und Diskussion</b> .....	<b>128</b>
7.1	Zusammenfassung .....	128
7.2	Grenzen der vorliegenden Arbeit .....	130
7.3	Fazit.....	132
7.4	Weiterer Forschungsbedarf.....	133
<b>8</b>	<b>Literatur- und Quellenverzeichnis</b> .....	<b>134</b>
<b>9</b>	<b>Tabellenanhang</b> .....	<b>146</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Eingangsparameter der beiden Anlagentypen für die Ökobilanz (eigene Darstellung) .....	17
Tabelle 2-2: Biogassubstrate der regional angepassten Fruchtfolgen an den fünf Modellstandorten (eigene Darstellung nach Scheffelowitz u. a. 2008).....	20
Tabelle 2-3: Landwirtschaftliche Kenndaten verschiedener Substrate an verschiedenen Standorten im Vergleich (Auszug; eigene Darstellung nach Scheffelowitz u. a. 2008).....	20
Tabelle 2-4: Vergleich einiger Inputparameter in die LCA aus verschiedenen Studien (eigene Darstellung) .....	27
Tabelle 2-5: Relevante Eingangsgrößen für die Ermittlung der Gesteungskosten für Biomethan frei Einspeisestelle (eigene Darstellung) .....	33
Tabelle 3-1: Selbstversorgungsgrad Deutschlands mit ausgewählten landwirtschaftlichen Erzeugnissen (eigene Darstellung nach BMELV 2009).....	39
Tabelle 3-2: Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis 2050; gemittelt zwischen Unter- und Obergrenze der mittleren Bevölkerungsentwicklung 1-W1 und 1-W2 (eigene Darstellung nach Destatis 2009).....	40
Tabelle 3-3: Abzüge in der Nutzung der Gesamtdeutschen Ackerfläche durch Anforderungen an den Naturschutz (eigene Darstellung) .....	42
Tabelle 3-4: Varianten und Einflussgrößen der Flächenfreisetzung (eigene Darstellung).....	43
Tabelle 3-5: Varianten der Flächenallokation auf die verschiedenen Nutzungspfade (eigene Darstellung) .....	45
Tabelle 3-6: Nutzbare Ackerfläche für die Produktion von Biogas / Biomethan in den betrachteten Varianten mit mittlerer Flächenverfügbarkeit (eigene Darstellung) .....	45
Tabelle 3-7: Anlagenzahlen, Einspeisekapazität und Zubauraten sowie Ausschöpfung des Biogas-Potenzials durch den Ausbaupfad „Momentum“ (eigene Darstellung).....	49
Tabelle 3-8: Verdopplungsfaktoren der zugebauten Kapazitäten von Biomethan im Zeitraum bis 2050 (eigene Darstellung).....	57
Tabelle 3-9: Entwicklung der Substratkosten in Abhängigkeit vom Index auf Basis der Kopplung zum Ölpreis mit Faktor 0,6 (eigene Darstellung) .....	62
Tabelle 3-10: Entwicklung der Indices der Strom- und Wärmepreise im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012; Preispfad A) .....	63
Tabelle 3-11: Progress Ratio für Biogasanlagen und Aufbereitung (Daten bis 2030 nach Fritsche et al. 2004; eigene Annahme: 2030 bis 2050 PR konstant).....	63
Tabelle 5-1: Vorketten- und THG-Faktoren für fossile Energieträger (eigene Darstellung nach Hedemann und König 2007).....	86
Tabelle 5-2: THG-Minderung, Differenzkosten und resultierende THG-Vermeidungskosten bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan (eigene Berechnung und Darstellung) .....	92
Tabelle 5-3: Mengengerüste Biomethan in den Einsatzbereichen nach Varianten und resultierende absolute THG-Minderung von 2010 bis 2050 (eigene Darstellung) .....	114
Tabelle 5-4: Übersicht über die erzielbaren THG-Minderungen der jeweiligen Optionen in Relation zueinander, nach Marginalansatz und Durchschnittsbetrachtung (verbal argumentativ; eigene Darstellung).....	119

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Überblick: Forschungsfrage und vorliegende Daten (eigene Darstellung) .....	2
Abbildung 1-2: Aufbau der Arbeit: Übersicht über Teilmodelle und darin enthaltene Module der vorliegenden Arbeit (eigene Darstellung) .....	5
Abbildung 2-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell I, Module A-C Ist und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung).....	7
Abbildung 2-2: Biomethan-Anlagen und Einspeisung in Deutschland von 2006 bis 2011 (2012 vorläufig; eigene Darstellung nach Dena 2013) .....	8
Abbildung 2-3: Flächenbelegung für Biomasse in Deutschland (eigene Darstellung nach FNR 2013a).....	9
Abbildung 2-4: Stoffstromnetz zur Modellierung der technischen Prozesskette Biomethan mit Softwareinstrument UMBERTO® (Soukup 2008) .....	11
Abbildung 2-5: Schema der technischen Prozesskette Biomethan (eigene Darstellung) .....	11
Abbildung 2-6: THG Faktoren der beiden betrachteten Anlagenkonfigurationen (eigene Darstellung) .....	18
Abbildung 2-7: Resultierende THG-Bilanz für Substratbereitstellung der einzelnen Fruchtfolgen an den Standorten ohne Fermentierung und Aufbereitung (HF-Hauptfrucht; Fu.Rog. – Futterroggen; GPS Ganzpflanzensilage als Triticale oder Gerste; Ldbg. – Landsberger Gemenge; eigene Darstellung).....	21
Abbildung 2-8: Resultierende THG-Bilanz der Biogaserzeugung an den Standorten (eigene Darstellung) .....	22
Abbildung 2-9: Sensitivitätsanalyse der THG-Bilanz bei Variationen in der Anlagentechnik sowie des Maisanbaus. Referenz: Anlage nach optimierter Technik; Variante 1: erhöhte Methanverluste in BGA (1,5%); Variante 2: erhöhter Methanschluß in Aufbereitung (keine Nachverbrennung); Variante 3: erhöhte Methanverluste im Gärrestlager (2,5% Emissionen; gesamte Abbildung: eigene Darstellung).....	24
Abbildung 2-10: Sensitivitätsrechnungen: prozentuale Änderung der THG-Bilanz bei Änderung der Transportentfernung bzw. N <sub>2</sub> O-Emissionen (eigene Darstellung) .....	25
Abbildung 2-11: Vergleich der in dieser Arbeit ermittelten THG-Emissionsfaktoren für Biomethan mit Ergebnissen anderer Studien (Thrän et al. 2011) in den Varianten (1) Stand der Technik und (2) optimiert; eigene Darstellung) .....	26
Abbildung 2-12: Bewertungsmatrix „Umwelteffekte“ durch die Produktion von Bioenergie (eigene Darstellung) .....	29
Abbildung 2-13: Bewertungsmatrix „Einbindung in die Landwirtschaft“ (eigene Darstellung) .....	30
Abbildung 2-14: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Parameter Substratpreise, Personalkosten, Investitionskosten BGA und Aufbereitung, Gasertrag und Energiekosten auf die Gestehungskosten für Biomethan (eigene Darstellung).....	34
Abbildung 3-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell I, Module A-C Ausblick und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung).....	35
Abbildung 3-2: Abgrenzung verschiedener Potenzialbegriffe (eigene Darstellung).....	36
Abbildung 3-3: Schema zur Bestimmung des Biomethanpotenzials auf Basis der Flächenverfügbarkeit in Deutschland im Zeitverlauf (eigene Darstellung) ...	37
Abbildung 3-4: Erwartete Ertragssteigerung im konventionellen Pflanzenbau bis 2030; Punkte ohne Beschriftung nicht weiter spezifiziert. (Bringezu et al. 2009; Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009; Scheffelowitz et al. 2008; eigene Darstellung nach Thrän et al. 2009) .....	40
Abbildung 3-5: Pro-Kopf-Verbrauch an ausgewählten Nahrungsmitteln in Deutschland; Daten für Obst und Gemüse erst ab 2000/01 erhoben (eigene Darstellung nach Maul et al. 2008).....	41

Abbildung 3-6: Flächenfreisetzung für Nawaro: Varianten des technisch-nachhaltiges Potenzials in Deutschland im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung) .....	43
Abbildung 3-7: Erwartete Ertragssteigerung für Energiepflanzen (eigene Darstellung nach Scheffelowitz et al. 2008; Bringezu et al. 2009; Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009; Thrän et al. 2009).....	46
Abbildung 3-8: Ausgewählte Varianten des Potenzial an Biogas / Biomethan bei mittlerer Flächenverfügbarkeit in Deutschland bis 2050; Datenbeschriftung für Variante A2b mittel und Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung (eigene Darstellung) .....	46
Abbildung 3-9: Mögliche Ausbaupfade für Biomethan bis 2050 (eigene Darstellung) .....	48
Abbildung 3-10: Schematische Struktur von Bioenergie-Lernsystemen nach (Junginger et al. 2008).....	53
Abbildung 3-11: Zusammensetzung der potentiellen, relativen Kostenreduktion der durchschnittlichen Stromgestehungskosten am Beispiel eines solarthermischen Kraftwerks (eigene Darstellung nach Pitz-Paal et al. 2004).....	55
Abbildung 3-12: Technologielernkurve für Emissionsminderungsfaktoren für Biomethan und Fortschreibung bis 2050 (eigene Darstellung).....	58
Abbildung 3-13: Resultierende spezifische THG-Emissionen auf Basis der angelegten Technologie-Lernkurve auf der Zeitachse bis 2050 (eigene Darstellung) ....	58
Abbildung 3-14: Kopplung von Öl- und Maispreisen (World Bank's Development Prospects Group 2009).....	61
Abbildung 3-15: Ermittlung dreier Maispreis-Szenarien mit unterschiedlichen Faktoren zur Kopplung an den Ölpreis (eigene Darstellung).....	62
Abbildung 3-16: Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Biomethananlagen im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung) .....	64
Abbildung 3-17: Entwicklung der Gestehungskosten für Biomethan im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung) .....	64
Abbildung 3-18: Prozentuale Zusammensetzung Gestehungskosten für Biomethan im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung) .....	65
Abbildung 3-19: Sensitivitätsanalyse der Gasgestehungskosten bei Variationen der Energiekosten (Preisfad B nach (Nitsch et al. 2012); des Faktors zur Kopplung von Mais – und Ölpreis; der Gasausbeute (nicht dynamisiert); der Lernkurve (PR maximiert); Referenz nach Abschnitt 3.2.4.4. (eigene Darstellung) .....	66
Abbildung 3-20: Teilmodell I, Bereitstellung von Biomethan (eigene Darstellung) .....	67
Abbildung 3-21: Zwischenergebnis von Teilmodell I: Potenzial, Kosten und THG-Emissionen von Biomethan in Deutschland; Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung).....	68
Abbildung 4-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell II, Module D und E Ist und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung).....	69
Abbildung 4-2: Vergleich der Ergebnisse bei Bezug auf Endenergie bzw. Biomethan (eigene Darstellung) .....	70
Abbildung 4-3: Allokationsfaktoren für Strom und Wärme aus gekoppelter Nutzung nach Energie- und Exergieallokation (eigene Darstellung) .....	73
Abbildung 4-4: THG Vermeidung durch Einsatz von Biomethan in KWK-Anwendung bei Ansatz von Gutschriftverfahren oder Allokation (eigene Darstellung) .....	74
Abbildung 4-5: Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks in 2010 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	77
Abbildung 4-6: Zusammensetzung der deutschen Wärmeversorgung in 2010 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	77

Abbildung 4-7: THG-Emissionsfaktoren für Strom, Wärme und Kraftstoff für Deutschland, 2010; Durchschnittsbetrachtung (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012); THG-Emissionsfaktor für Erdgas als Energieträger nach (Arnold et al. 2010)	78
Abbildung 4-8: THG-Emissionsfaktoren für Strom, Wärme und Kraftstoff für Deutschland, 2010; Durchschnittsbetrachtung, Marginalansatz und Grenzbetrachtung im Vergleich (eigene Darstellung nach Thrän et al. 2012); THG-Emissionsfaktor für Erdgas als Energieträger nach (Arnold et al. 2010)	79
Abbildung 4-9: THG-Vermeidung durch Biomethan bei Einsatz in verschiedenen Sektoren; Bezug: Biomethan; KWK mit Gutschriftansatz; Durchschnittsbetrachtung (eigene Darstellung)	80
Abbildung 4-10: THG-Vermeidung durch Biomethan bei Einsatz in verschiedenen Sektoren für Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz; KWK mit Gutschriftansatz (eigene Darstellung)	81
Abbildung 4-11: Mengen an gehandeltem Biomethan für BHKW und Kraftwerke, Haushalte, Industrie und Gewerbe, Tankstellen sowie sonstige Verwendung in Deutschland 2008-2010 (eigene Darstellung nach Volk 2012)	82
Abbildung 4-12: Menge an Biomethan nach den Einsatzbereichen KWK-Strom, Wärme, Kraftstoff in Deutschland 2008- 2010 (eigene Darstellung)	83
Abbildung 4-13: Minderung von THG in t CO <sub>2</sub> Äq durch Einsatz von Biomethan in 2010 nach Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz (eigene Berechnung und Darstellung)	83
Abbildung 5-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell II, Module D und E Ausblick und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung)	84
Abbildung 5-2: Importstruktur für Erdgas in Deutschland (einschließlich inländischer Förderung) im mittelfristigen Ausblick (Arnold et al. 2010; eigene Darstellung nach Lechtenböhrer und Dienst 2008)	88
Abbildung 5-3: THG-Emissionsfaktor von Biomethan und Erdgas und THG-Minderung im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)	89
Abbildung 5-4: Grenzübergangspreise für Erdgas im Ausblick nach verschiedenen Szenarien, eigene Darstellung nach (Teske et al. 2010; Matthes 2010; ECF 2010; IEA 2011; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; zitiert nach Forschungsradar Erneuerbare Energien 2012)	90
Abbildung 5-5: Entwicklung der Biomethan-Gestehungskosten und Grenzübergangspreise für Erdgaskosten im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung; Erdgaspreise nach Nitsch et al. 2012)	91
Abbildung 5-6: Inländische Gewinnung an Erdgas und Potenzial an Biomethan in Deutschland im Ausblick bis 2025 (eigene Darstellung nach BNetzA 2012)	93
Abbildung 5-7: Spezifische THG-Minderungen (linke Achse) und THG-Vermeidungskosten (rechte Achse) beim Ersatz mit Biomethan des Erdgas-Mixes und Erdgas aus inländischer Förderung im Ausblick bis 2025 (eigene Darstellung)	93
Abbildung 5-8: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise in realen Preisen im Ausblick bis 2050 und Ist-Preis für Anfang April 2013 (eigene Darstellung nach Barzanthy et al. 2009; EnBW et al. 2009; Kirchner und Matthes 2009; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; IST Werte 2013 nach European Energy Exchange 2013)	94
Abbildung 5-9: Differenzkosten von Biomethan und Erdgas ohne und mit Berücksichtigung des Zertifikathandels (Zertifikatspreise nach Preispfad A gemäß Nitsch et al. 2012; eigene Darstellung)	95
Abbildung 5-10: Dynamische Entwicklung des Stromsektors mit ermitteltem durchschnittlichen CO <sub>2</sub> - und THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)	96



Abbildung 5-11: Dynamische Entwicklung des Wärmesektors mit ermitteltem durchschnittlichen CO <sub>2</sub> - und THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	97
Abbildung 5-12: Dynamische Entwicklung des Kraftstoffsektors (nur Straßenverkehr) mit ermitteltem durchschnittlichen CO <sub>2</sub> - und THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	98
Abbildung 5-13: Dynamische Entwicklung der fossilen und nuklearen Stromerzeugung für den Marginalansatz mit ermitteltem THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	99
Abbildung 5-14: Dynamische Entwicklung der Wärmebereitstellungsoptionen Erdgas und Heizöl für den Marginalansatz mit ermitteltem THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	100
Abbildung 5-15: Dynamische Entwicklung der fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel für den Marginalansatz mit ermitteltem THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012; Edwards et al. 2011).....	101
Abbildung 5-16: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Durchschnittsbetrachtung und bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung; Minderungen gegenüber Erdgas aus Darstellungsgründen als Linie).....	102
Abbildung 5-17: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung; Minderungen gegenüber Erdgas aus Darstellungsgründen als Linie).....	104
Abbildung 5-18: CO <sub>2</sub> -Reduktion im Zeitverlauf ausgewählter Szenarien nach (EnBW et al. 2009; Schlesinger et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Kirchner und Matthes 2009; Barzantny et al. 2009; eigene Darstellung).....	105
Abbildung 5-19: Absolute Menge an THG-Minderung bei Ersatz von Erdgas als Energieträger durch Biomethan (linke Achse) und resultierender Anteil (rechte Achse) von Biomethan am Erdgasverbrauch in Deutschland (eigene Darstellung).....	109
Abbildung 5-20: Mengengerüst Biomethan in den Einsatzbereichen KWK, Wärmebereitstellung und Kraftstoff sowie Biomethan-Potenzial nach Ausbaupfad (eigene Darstellung).....	111
Abbildung 5-21: Struktur der KWK-(Netto-)Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 mit ausgewiesenem Anteil an Biomethan in schraffierten Flächen (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	112
Abbildung 5-22: Resultierenden absolute THG-Minderung von 2010 bis 2050 in den Mengengerüsten nach Marginalansatz und Durchschnittsbetrachtung (eigene Darstellung).....	115
Abbildung 5-23: Teilmodell II: Nutzung von Biomethan (eigene Darstellung).....	118

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Äq	Äquivalent
BAU	<i>Business-as-usual</i>
Bbl	Barrel
BG	Biogas
BGA	Biogas-Anlage
BHKW	Block-Heizkraftwerk
BM	Biomasse
BTL	<i>Biomass-to-Liquid</i>
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	<i>Compressed natural gas</i>
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DIN	Deutsches Institut für Normung
DWW	Druck-Wasser-Wäsche
EE	Erneuerbare Energieträger
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EGE	Erneuerbares-Gas-Einspeise-Gesetz
el	Elektrisch
EtOH	Ethanol
€ ct	Eurocent
EU	Europäische Union
F	Lernfaktor
F <sub>LCA</sub>	Emissionsminderungsfaktor
FM	Frischmasse
FZK	Förderkennzeichen
GasNZV	Gasnetz-Zugangsverordnung
GPS	Ganzpflanzen-Silage
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
h	Stunde
HF	Hauptfrucht
HVO	<i>Hydrotreated Vegetable Oil</i>
ISO	Internationale Organisation für Normung
(i)LUC	<i>(indirect) land use change</i>
K	Kalium
kg	Kilogramm
KUP	Kurzumtriebs-Plantage

kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LCA	<i>Life Cycle Analysis / Assessment</i>
Mg	Magnesium
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
N	Stickstoff
N <sub>2</sub> O	Stickoxid / Lachgas
NH <sub>4</sub>	Ammonium
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
P	Phosphat
PKW	Personenkraftwagen
PR	<i>Progress Ratio</i>
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
PSM	Pflanzenschutzmittel
REG	Regenerative Energieträger
RME	Raps-Methyl-Esther
SNG	<i>Synthetic Natural Gas</i>
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
t	Tonne
th	Thermisch
THG	Treibhausgas
Tsd.	Tausend
TWh	Terra-Wattstunden
VDLUFA	Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten e.V.
Vol.	Volumen



# 1 Einleitung und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund des Klimawandels und nach dem Reaktor-Unfall in Fukushima hat die Bundesregierung die Energiewende für Deutschland beschlossen. Im langfristigen Ausblick bis 2050 sollen erneuerbare Energieträger weitgehend die Energieversorgung übernehmen sowie der Ausstoß von Treibhausgasen (THG) um 80 % - 95 % reduziert werden.

Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, sind alle sinnvoll verfügbaren regenerativen Energien mit dem bestmöglichen Nutzen einzusetzen. Dabei kann allerdings ein Dissens entstehen, wie der „bestmögliche Nutzen“ zu definieren ist, da gerade beim Ausbau der erneuerbaren Energien z. B. die Aspekte Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit oder, gerade bei der Produktion und Nutzung von Bioenergie, die Aspekte Klima- und Umweltschutz nicht immer in Einklang zu bringen sind.

In der vorliegenden Arbeit wird der Hauptfokus auf Klimaschutz durch die Vermeidung von Treibhausgasen (THG-Vermeidung) gelegt, da der Klimawandel als die größte Herausforderung angesehen wird. Andere Aspekte wie z. B. lokale Umwelteffekte und eben die Wirtschaftlichkeit einzelner Bausteine des Energiesystems dürfen dabei aber nicht gänzlich aus den Augen verloren werden.

Bioenergie im allgemeinen und Biomethan im Besonderen zählen zu den erneuerbaren Energien, welche erhebliche Beiträge zum Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiewende leisten können. Allerdings sind gerade mit der Produktion und Nutzung von Bioenergie auch vielfältige Probleme verbunden, da die Bereitstellung nicht immer nachhaltig, also unter Berücksichtigung von bestimmten ökologischen, sozialen und ökonomischen Mindestanforderungen erfolgt. In diesem Kontext ist es wichtig, zwischen den verschiedenen Biomassen und Bioenergieträgern und den jeweils auftretenden Problemfeldern zu differenzieren. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf die Betrachtung von Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe in Deutschland.

Bei Biomethan handelt es sich um Biogas, das durch Aufbereitung dieselbe Beschaffenheit wie Erdgas erhält und sich technisch nicht von dem fossilen Energieträger unterscheidet. Eingespeist ins bestehende Erdgasnetz, kann es räumlich entkoppelt vom Ort der Erzeugung dort verwendet werden, wo die Nutzungsbedingungen am besten sind. Bei der Produktion von Biomethan werden entweder direkt oder indirekt Treibhausgasemissionen frei. Diese sind über die gesamte Prozesskette aber geringer als die Emissionen, die etwa durch die Nutzung von Erdgas oder anderer fossiler Energieträger entstehen, da die energetische Umsetzung von Biomethan als „CO<sub>2</sub>-neutral“ angesehen werden kann. Durch die Substitution von fossiler Primärenergie durch Biomethan als Energieträger können so insgesamt THG-Emissionen eingespart und ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

Seit Beginn der Biogaseinspeisung in Deutschland in 2006 hat sich die Biogas- und Biomethanbranche weiterentwickelt und zunehmend industrialisiert. Das ist unter anderem an der zunehmenden Größe der Biomethananlagen zu erkennen, die in den meisten Fällen nicht im Nebenerwerb von Landwirten, sondern von Akteuren der Gas- und Energiewirtschaft betrieben werden.

Zum Stand April 2013 speisen in Deutschland rund 110 Biomethananlagen insgesamt etwa 0,5 Mrd. m<sup>3</sup>/a ins Erdgasnetz ein. Die weitere Entwicklung der Branche ist durch ein Mengenziel der Bundesregierung in der Gasnetz-Zugangsverordnung beschrieben: bis zum Jahr

2020 sollen jährlich 6 Mrd. m<sup>3</sup>/a an Biomethan ins deutsche Erdgasnetz eingespeist werden, bis 2030 soll dieser Wert auf dann 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a gesteigert werden. Derzeit gilt es als sicher, dass mindestens das Ziel für 2020 verfehlt werden wird, da der Ausbau der Biomethanproduktion nicht mit der notwendigen Geschwindigkeit vorstatten geht. Im Gegenteil werden Produktionskapazitäten nicht voll ausgenutzt, so dass die Einspeisung sogar hinter den derzeitigen Möglichkeiten zurück bleibt. Ein Grund dafür liegt in der Unsicherheit der Akteure bezüglich der politischen Förderung, die vielfach als ungenügend empfunden wird. Zudem sind die Absatz- und Vermarktungsoptionen für Biomethan ungeklärt: Aufgrund der Flexibilität des Energieträgers können technisch sowohl Strom und Wärme, als auch Kraftstoffe bereitgestellt werden, da Biomethan ein vollwertiges Substitut des Energieträgers Erdgas ist. Es können also alle Einsatzbereiche (von der Strom- über die Wärmebereitstellung bis zur Kraftstoffnutzung) bedient werden. Es fehlt aber bisher an einer politisch gesetzten Priorisierung der Nutzungsmöglichkeiten bzw. an der finanziellen Förderung, um die Absatzmärkte möglichst weitgehend zu erschließen. Diese wird benötigt, da die Produktion von Biomethan mit höheren Kosten verbunden ist als die Bereitstellung von Erdgas.

Im Kontext der Anforderungen durch die Energiewende ist es fraglich, ob ein reines Mengenziel an Biomethan, wie es durch die Gasnetz-Zugangsverordnung gegeben wird, ausreichend ist, um den Ausbau der Biomethanproduktion zu fördern.

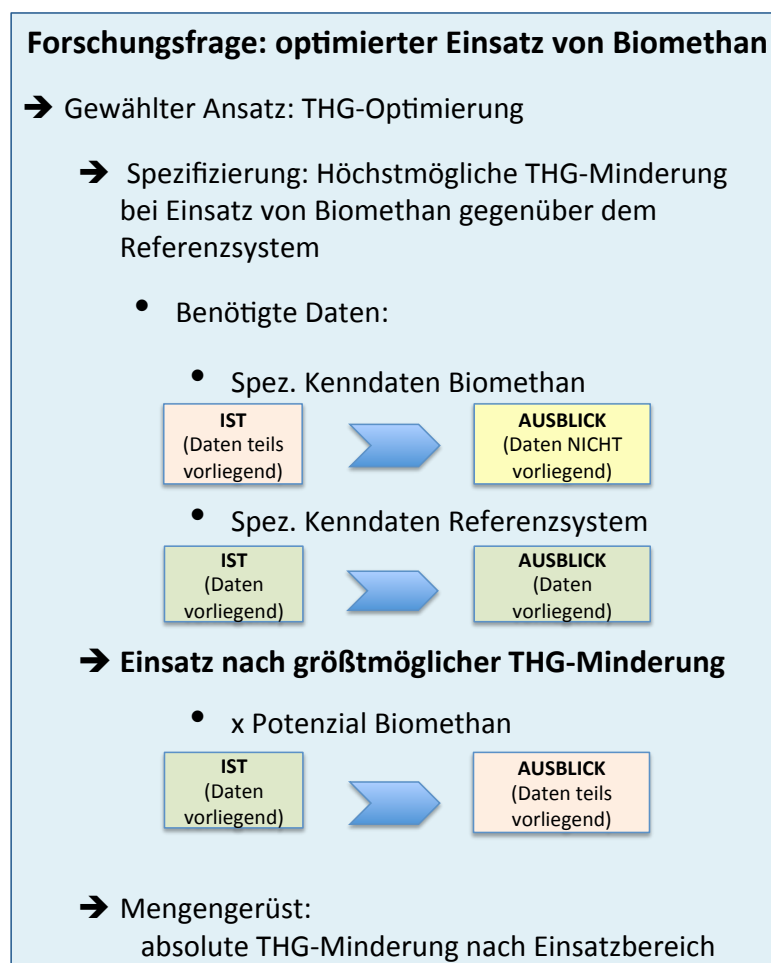


Abbildung 1-1: Überblick: Forschungsfrage und vorliegende Daten (eigene Darstellung)

Die zentrale Forschungsfrage ist, wie die bestmögliche Klimaschutz-Effizienz durch Biomethan zu erzielen ist, also in welchem Einsatzbereich (Strom, Wärme oder Kraftstoff) Biomethan am vorteilhaftesten, d.h. mit der höchsten THG-Vermeidung gegenüber der Referenz verwendet werden kann.

Diese Frage ist nicht nur auf den derzeitigen IST-Zustand zu beziehen, sondern vor allem mittel- bis langfristig vor dem Hintergrund des sich dynamisch entwickelnden Energiesystems zu beantworten. Abbildung 1-1 stellt im Überblick dar, welche Daten zu diesem Zweck benötigt werden. Vor allem die ökologischen Kenndaten von Biomethan müssen bekannt sein - für den mittel- bis langfristigen Ausblick liegen dazu bisher wenig Erkenntnisse vor. Hier besteht Forschungsbedarf, dem sich die vorliegende Arbeit widmet.

Zu ähnlichen Fragestellungen gibt es bereits eine Vielzahl an Studien und Literatur. Ökologische Bewertungen der Bereitstellung und Nutzung von Biomethan (vielfach mittels Öko-Bilanzierung durchgeführt) sowie Berechnungen der Gas-Gestehungskosten finden sich etwa in (Zah et al. 2007; Kalies et al. 2007; Scholwin et al. 2007; IFEU et al. 2008; Müller-Langer et al. 2009; Urban (Hrsg.) und Zeidler-Fandrich (Hrsg) 2009; Thrän et al. 2011). In der Regel wird dabei als Rohstoff für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen Mais als das gängigste Substrat betrachtet und es werden Angaben für die durchschnittliche deutsche Anbausituation verwendet. Damit werden die vielfältigen Optionen der Substratbereitstellung an real existierenden Standorten nicht berücksichtigt. Eine Dynamisierung der technischen Kenndaten bzw. des THG-Emissionsfaktors ist bislang nicht bekannt.

Die Einbindung von Biomethan in das sich dynamisch entwickelnde Energiesystem wird zum Teil in Energieszenarien abgebildet (siehe etwa Kirchner und Matthes 2009; Barzantny et al. 2009; EnBW et al. 2009; BMWi und BMU 2010; Nitsch et al. 2012). Der Fokus liegt dort aber eher auf den Gesamtzusammenhängen des Energiesystems, so dass die Kenndaten einzelner Energieträger nicht dargestellt bzw. vielfach auch nicht in der entsprechenden Detailtiefe berücksichtigt sind. Die Energieszenarien greifen meist auf bestehende Potenzialstudien von Biomasse zurück. Diese existieren mit unterschiedlichem räumlichen Bezug (etwa Deutschland, Europa, global, aber auch Regionen innerhalb Deutschlands) und sowohl im mittel- als auch langfristigen Ausblick bis 2030 oder 2050 (Fritsche et al. 2004; OECD / FAO 2008; Kaltschmitt et al. 2009; Fritsche et al. 2009; Thrän et al. 2010 und andere).

Die so erarbeiteten und vorliegenden Grundlagen zur ökologischen Bewertung bzw. zum THG-Emissionsfaktor und den Gestehungskosten von Biomethan sowie zum technisch-nachhaltigen Potenzial der Bereitstellung von Biomethan in Deutschland sind für die vorliegende Arbeit analysiert und zum Teil auch aufgenommen worden. Aufgrund der Vielzahl der verwendeten Daten und getroffenen Annahmen sind die Ergebnisse aber nicht in jedem Fall transparent oder liegen mit dem gleichen räumlichen oder zeitlichen Bezug vor. Aus diesem Grund und um die vorliegende Arbeit in sich konsistent und nachvollziehbar zu gestalten, sind sowohl die Potenziale an Bioenergie und Biomethan in Deutschland, als auch die ökologische Bewertung und die Gestehungskosten neu ermittelt worden. Auf diese Weise wird eine in sich konsistente integrierte Bewertung sowohl der Bereitstellung als auch der Nutzung von Biomethan ermöglicht. Die Ergebnisse werden jeweils an den bereits veröffentlichten Studien gespiegelt.

Dabei werden in der vorliegenden Arbeit relevante Aspekte bearbeitet, die in dieser Form bisher noch nicht untersucht worden sind.

- Neu ist die **Ausweitung der THG-Bilanz** von der Verwendung eines einzelnen Substrats (in der Regel Mais) und durchschnittlichen Annahmen zu Produktionsstandorten hin zu der Betrachtung von regional angepassten Fruchtfolgen an real existierenden Standorten. Damit ist erstmals eine Kopplung der Ökobilanzierung mit agrar-wissenschaftlichen Daten<sup>1</sup> durchgeführt und so zwei unterschiedliche Wissensbereiche miteinander verknüpft worden<sup>2</sup>. Der Fokus der Arbeit liegt dabei auf großmaßstäblichen, industriell geführten Biomethananlagen. Die THG-Bilanz, Lernkurve und Gas-Gestehungskosten kleinerer oder landwirtschaftliche geführter Anlagen kann von den hier vorgelegten Werten abweichen; die Ergebnisse lassen sich nicht automatisch übertragen.
- Die ermittelten THG-Emissionsfaktoren für Biomethan sind **mittels eines erweiterten Lernkurven-Ansatzes anhand von „Technologielernten“ dynamisiert** worden. Damit wird der erwartbaren Weiterentwicklung der Technologie der Biomethanproduktion Rechnung getragen und eine konsistente Einbindung in das sich ebenfalls dynamisch entwickelnde Energiesystem ermöglicht.
- Diese ökologischen Kenndaten werden mit einem **neu ermittelten Ausbaupfad** Biomethan in Deutschland verknüpft und lassen so die Berechnung eines Mengengerüsts Biomethan in verschiedenen Einsatzbereichen mit den entsprechenden spezifischen und absoluten Minderungen an Treibhausgasen gegenüber einer definierten Referenztechnologie (zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung) zu. Für den maximalen Beitrag zum Klimaschutz soll die maximale THG-Vermeidung durch den Einsatz von Biomethan erreicht werden. Diese wird im Folgenden als „THG-Optimierung“ bezeichnet. Der Relation der erzielbaren Effekte in den verschiedenen Einsatzbereichen kommt damit wesentliche Bedeutung zu.
- In der vorliegenden Arbeit werden die erzielbaren Minderungen in den Einsatzbereichen Strom, Wärme und Kraftstoff zudem am reinen **Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan** gespiegelt.

Die vorliegende Arbeit bietet damit eine integrierte Bewertung sowohl der Bereitstellung als auch der Nutzung von Biomethan. Diese beiden Bereiche werden in den beiden Teilmodellen I und II abgebildet, die jeweils in Module gegliedert sind (Abbildung 1-2). Dabei wird zunächst statisch die Ist-Situation abgebildet, in dem die Ausgangssituation mit Bezug auf das Jahr 2010 analysiert wird. Dann folgt der dynamische Ausblick bis zum Jahr 2050 mit den Stützzeitpunkten 2020-2030-2040 (zum Teil auch in 5-Jahres-Schritten). Abbildung 1-2 gibt einen Überblick über die verschiedenen Teilmodelle und die darin bearbeiteten Module. Das

---

<sup>1</sup> Ergebnisse aus dem EVA-Projekt („Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands“) - Forschungsprojekt zum Energiepflanzenanbau des BMELV, 2006- 2012; <http://www.eva-verbund.de/home.html>

<sup>2</sup> Ergebnisse vorab veröffentlicht in (Arnold und Vetter 2010)



Herzstück der Analysen bildet dabei die Betrachtung der ökologischen Kenndaten bzw. der THG-Bilanz und deren Dynamisierung.

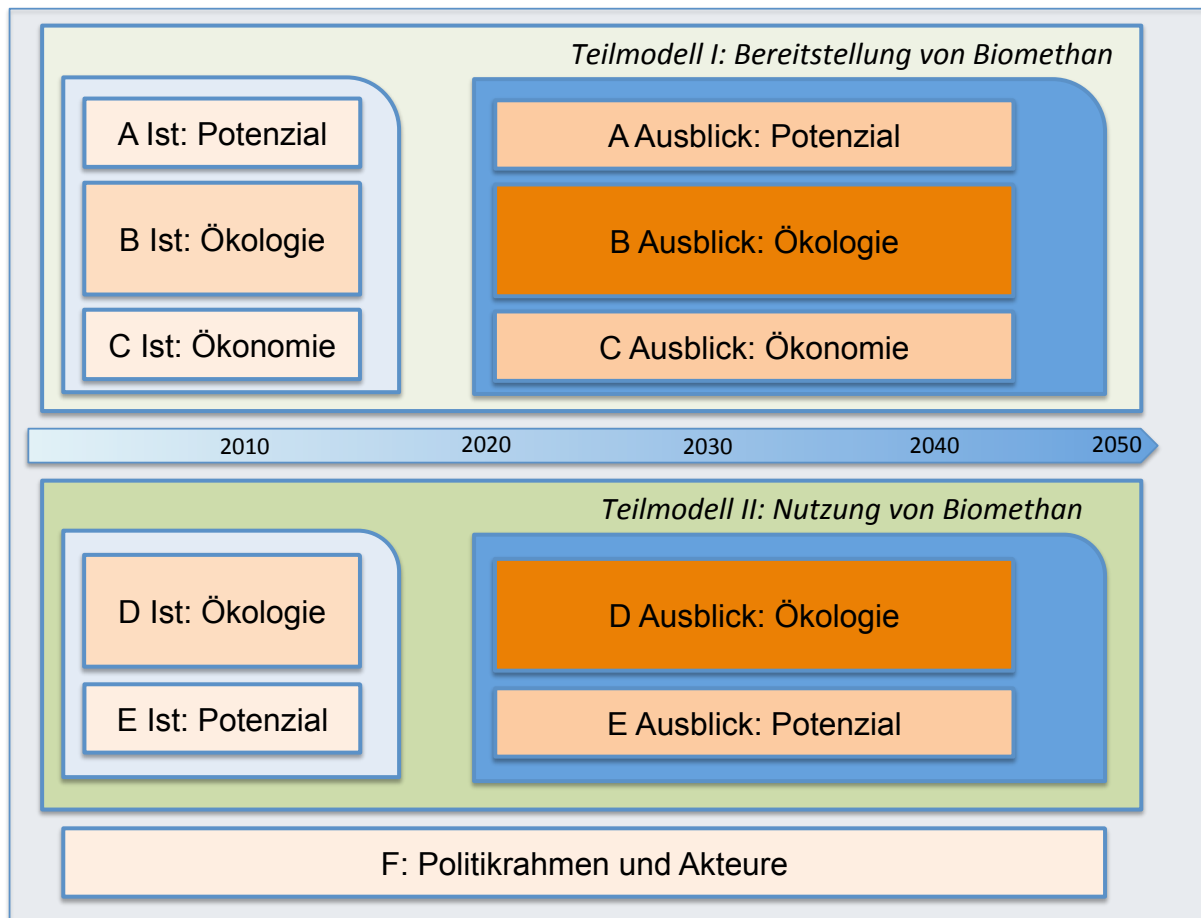


Abbildung 1-2: Aufbau der Arbeit: Übersicht über Teilmodelle und darin enthaltene Module der vorliegenden Arbeit (eigene Darstellung)

Entsprechend einer integrierten Bewertung und den jeweiligen Anforderungen, die sich aus den Fragestellungen der einzelnen Module ergeben, erstreckt sich die Bearbeitung über verschiedene Teilbereiche der Ingenieurwissenschaften. Aus diesem Grund sind verschiedene Methoden angewandt worden, etwa die Öko- bzw. THG-Bilanzierung, die Methodik der Lernkurve, die Potenzial- und Szenarienanalyse. Aus diesem Grund ist die Beschreibung der angewandten Methodik nicht gebündelt in einem Kapitel, sondern jeweils unmittelbar vor der Beschreibung der Anwendung und der Darstellung der Ergebnisse zu finden.

Die Teilbereiche finden sich in den Kapiteln wie im Folgenden gelistet:

- Teilmodell I: Erzeugung von Biomethan (statisch: Kapitel 2; dynamisch: Kapitel 3)
  - Erzeugungskapazitäten bzw. Potenziale (Module A Ist und A Ausblick)
  - Rohstoffe, THG-Emissionsfaktoren und sonstige Umwelteffekte (Module B Ist und B Ausblick)
  - Gestehungskosten (Module C Ist und C Ausblick)

- Teilmodell II: Einsatz von Biomethan (statisch: Kapitel 4; dynamisch: Kapitel 5)
  - Vergleich mit Energieträger Erdgas und mit anderen Erzeugungsoptionen für Strom, Wärme und Kraftstoff, dabei Ableitung von:
    - Spezifischen THG-Minderungen in verschiedenen Bezugssystemen (Module D Ist und D Ausblick)
    - absoluten THG-Minderung bis 2050 (Module E Ist und E Ausblick)

In Modul F (Kapitel 6) folgt ein kurzer Überblick über die politischen Rahmenbedingungen und die Positionierung der Akteure. Kapitel 7 schließt die Arbeit mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse sowie einem Fazit und dem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf ab.

## 2 Biomethan als Energieträger: Status Quo

In Teilmodell I wird die Bereitstellung von Biomethan untersucht. Dies erfolgt in den Modulen A-C Ist zunächst statisch für die Ausgangssituation 2010 (siehe Abbildung 2-1).

Daher wird in Modul A Ist die derzeitige Situation der Biomethan-Erzeugung aus Anbau-Biomasse in Deutschland auf Basis von Literaturdaten dargestellt (Kapitel 2.1). Es folgt die Ökobilanzierung mit Fokus auf den spezifischen THG-Emissionen der Biomethan-Erzeugung (Kapitel 2.2) als wesentlicher Beitrag zur Beantwortung der Forschungsfrage nach dem THG-optimierten Einsatz. In diesem Kontext werden aber auch sonstige ökologische Wirkungen der Bereitstellung von Biomethan diskutiert.

Die Aufbereitung bestehender Daten zu den Gas-Gestehungskosten (Kapitel 2.3) schließt die statische Betrachtung innerhalb von Teilmodell I ab.

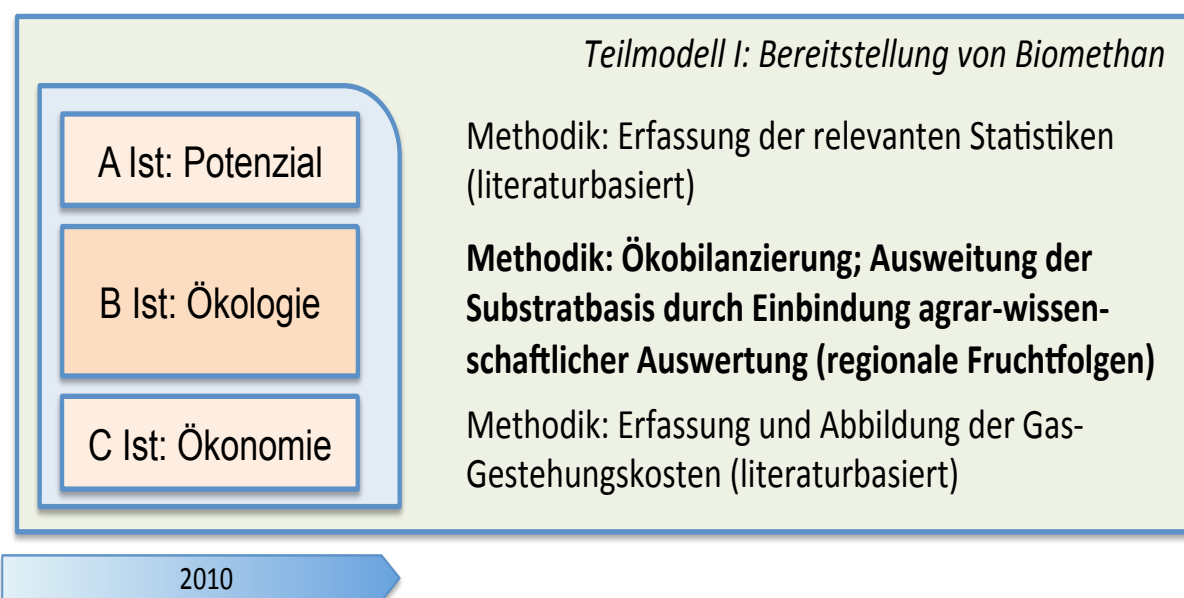


Abbildung 2-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell I, Module A-C Ist und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung)

### 2.1 Stand der Biomethan-Produktion in Deutschland

Die Produktion von Biomethan mit anschließender Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz hat mit der Inbetriebnahme einer Anlage mit einem Output von 500 Nm<sup>3</sup> Methan/h im Dezember 2006 begonnen. Die Entwicklung in den folgenden Jahren zeigt Abbildung 2-2. Trotz immer weiter steigender Anlagenzahlen und vor allem auch weiterer Einspeisekapazitäten ist im vergangenen Jahr aber ein Einbruch im jährlichen Zubau zu verzeichnen. Wie auch im Jahr 2010 lässt sich dieser auf die Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes EEG und eine gewisse damit verbundene Verunsicherung der Branche zurückführen.

Dennoch sind nach (Dena 2013) 110 Biomethananlagen im April 2013 in Betrieb gewesen, die zusammen eine Einspeisekapazität von rund 68.600 Nm<sup>3</sup> Methan/h haben. Weitere 18 Anlagen mit einer Kapazität von rund 8.400 Nm<sup>3</sup> Methan/h sind demnach im Bau, Planungen

für nochmals 23 Anlagen mit einer zusätzlichen Kapazität von ca. 11.300 Nm<sup>3</sup> Methan/h liegen vor (Dena 2013).

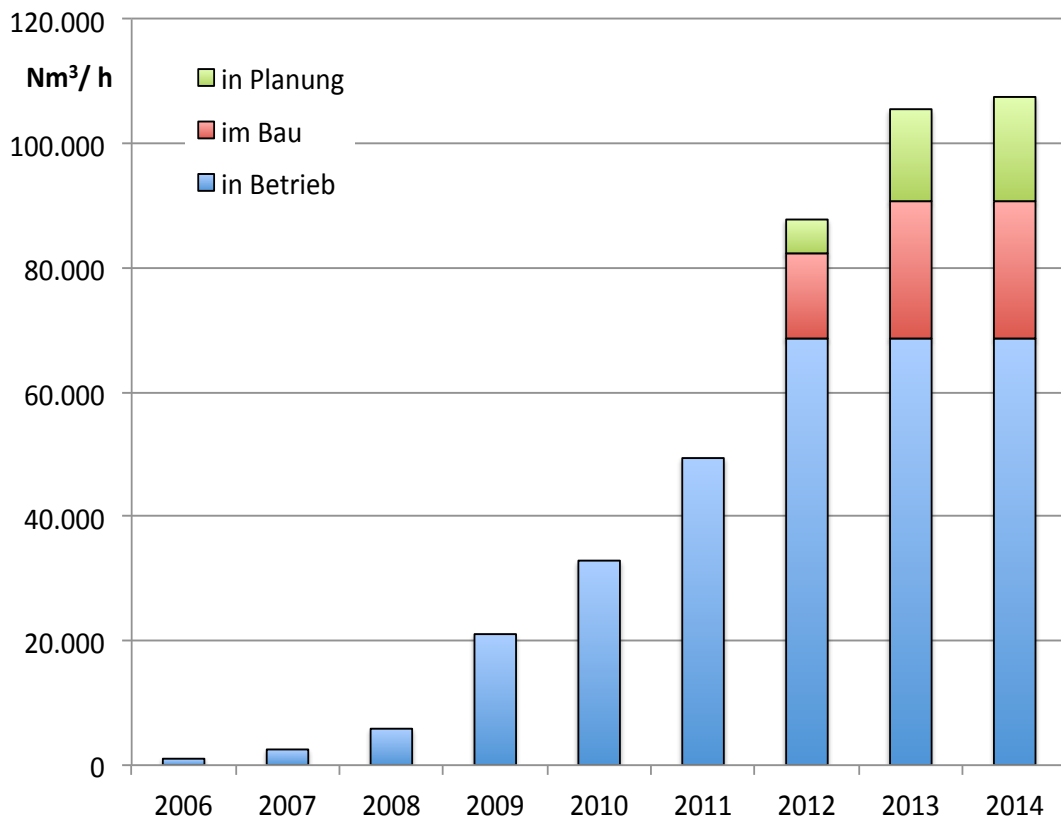


Abbildung 2-2: Biomethan-Anlagen und Einspeisung in Deutschland von 2006 bis 2011 (2012 vorläufig; eigene Darstellung nach Dena 2013)

Zusätzlich zu den Biomethananlagen werden in Deutschland noch rund 7.600 Biogas-Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 3.200 MW<sub>el</sub> betrieben, die nicht ins Gasnetz einspeisen, sondern das erzeugte Gas in der Regel vor Ort verstromen oder als Kraftstoff nutzen<sup>3</sup>. Diese stehen aber nicht im Fokus dieser Arbeit.

Mit der Erzeugung von Biogas und Biomethan sind nach (FNR 2013a) im Jahr 2012 insgesamt knapp eine Millionen Hektar (962.000 ha) Anbaufläche verwendet worden. Damit hat sich die Steigerung des Flächenbedarfs aus den vergangenen Jahren fortgesetzt (siehe Abbildung 2-3). Bei einer gesamten Ackerfläche Deutschlands von rund 12 Mio. ha, nimmt Biogas/ Biomethan damit etwa 8 % der Anbaufläche bzw. 38 % der Fläche für den Anbau von Bioenergie (insgesamt 2,1 Mio. ha in 2012) ein.

---

<sup>3</sup> Nach Branchenzahlen des Fachverbands Biogas; siehe <http://www.biogas.org>

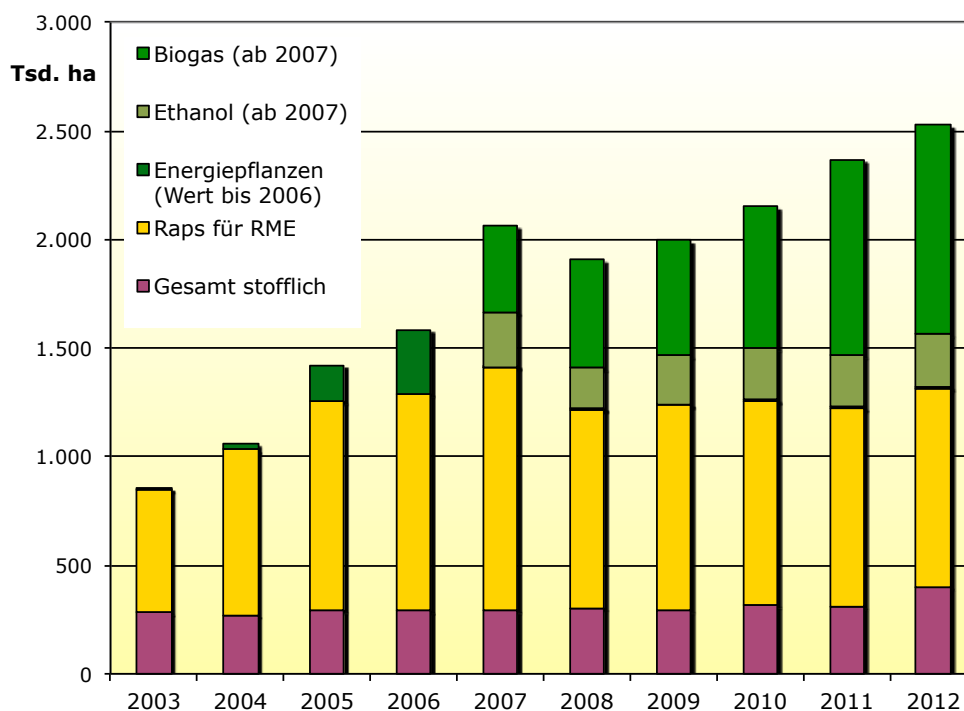


Abbildung 2-3: Flächenbelegung für Biomasse in Deutschland (eigene Darstellung nach FNR 2013a)

## 2.2 Klimawirkungen bei der Produktion von Biomethan

Die Klimawirkungen, die mit der Erzeugung von Biomethan verbunden sind, sind mit Hilfe einer *Life-Cycle-Analysis* (LCA) unter Anwendung des Softwareinstruments UMBERTO<sup>®</sup> analysiert worden. Eine ausführliche Beschreibung der Prozesskette, insbesondere aller vorgenommenen Sensitivitätsanalysen findet sich in (Arnold und Vetter 2010), die Modellierung ist erweitert und angepasst auf Basis von (Soukup 2008; Vogt 2008). Gemäß des Kriterien einer LCA (Deutsches Institut für Normung (DIN) 2006a) sind die Ergebnisse in einem Expertenworkshop<sup>4</sup> diskutiert und bestätigt worden.

Zunächst wird die angewandte Methodik der Prozesskettenbetrachtung bzw. Ökobilanzierung dargestellt (Abschnitt 2.2.1), bevor in Abschnitt 2.2.2 die Beschreibung der Prozesskette Biomethan vertieft wird. Anschließend werden die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit in den Kontext weiterer Studien gestellt und diesen verglichen.

### 2.2.1 Methodik der Prozesskettenbetrachtung: *Life Cycle Analysis* (LCA)

Unter dem Oberbegriff Ökobilanz werden alle Formen von bewerteten Bilanzen gefasst, welche die stofflichen und energetischen Einflüsse eines Untersuchungsobjektes auf die Umwelt beschreiben. Dabei können so unterschiedliche Einheiten wie Unternehmen, Gemeinden

<sup>4</sup> Expertenworkshop „LCA Biomethan“ im Januar 2009 in Wuppertal; mit Teilnehmerinnen und Teilnehmern des Wuppertal Instituts, des Ifeu Instituts, des deutschen Biomasseforschungszentrums, der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft und der E.ON Ruhrgas AG und E.ON Bioerdgas GmbH

oder einzelne Produkte oder Dienstleistungen Gegenstand der Untersuchung sein ((Soukup 2008) nach (Braunschweig und Müller-Wenk 1993)). Im Fokus dieser Arbeit stehen Produkt-Ökobilanzen (*Life Cycle Analysis* oder auch *Life Cycle Assessment*). Diese sind gemäß ISO 14040 definiert als „Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges“ (Deutsches Institut für Normung (DIN) 2006b)<sup>5</sup>.

Diese ganzheitliche Betrachtung über den gesamten Lebensweg beinhaltet die Bereitstellung der genutzten Rohstoffe, deren Transport und Umwandlung sowie den Einsatz von Betriebs- und Hilfsstoffen, die eigentliche Produktion sowie die Nutzung einschließlich Reparatur und Recycling bis zur Entsorgung. Dabei werden alle Stoff- und Energieflüsse auf eine definierte Funktion des Systems bezogen, die so genannte funktionelle Einheit (im vorliegenden Fall eine Kilowattstunde Biomethan frei Einspeisestelle).

Die Stoff- und Energiestromanalyse stellt den quantitativen Kern der Ökobilanz dar, in dem die Flussgrößen innerhalb des Systems erfasst werden (Sachbilanz). Eine vollständige Ökobilanz erfordert aber zwingend noch die Bewertung der spezifischen Umweltwirkungen der Input- und Outputströme in der Wirkungsabschätzung. Dieser Schritt stellt das primäre Abgrenzungsmerkmal zu einer Stoffstromanalyse dar, in der keine Bewertung erfolgt (Soukup 2008). Um eine Wirkungsabschätzung durchführen zu können, müssen zunächst die zu verwendenden Wirkungskategorien, -indikatoren und Charakterisierungsmodelle festgelegt werden. UMBERTO® bietet mehrere Wirkungsabschätzungssysteme an, von denen laut (Guinée et al. 2002) die CML-Methode als geeignet angesehen und daher verwendet worden ist (Soukup 2008). Bei dieser Methode werden die ermittelten Sachbilanzgrößen den Kategorien Klimawandel, Versauerung und Eutrophierung zugerechnet, indem das jeweilige Schadenspotenzial in kg-Äquivalenten einer Referenzsubstanz (CO<sub>2</sub>-, SO<sub>2</sub>-, PO<sub>4</sub>-Äquivalente) bezogen auf die funktionelle Einheit angegeben wird – also (kg CO<sub>2</sub>äq/kWh Biomethan). In der vorliegenden Arbeit wird der CO<sub>2</sub>-optimierte Einsatz von Biomethan untersucht, weshalb nur die klimawirksamen Emissionen als Auszug aus der gesamten Ökobilanz gezeigt werden; die Ergebnisse der anderen Wirkungskategorien Versauerung und Eutrophierung werden nicht dargestellt. Abschnitt 2.2.4 gibt eine Einordnung der sonstigen Umweltschäden, die bei der Produktion von Biomethan im Vergleich mit anderen Bioenergie-Nutzungspfaden zu erwarten sind.

Voraussetzung für die Sachbilanz und Wirkungsabschätzung, der die Auswertung folgt, ist die Modellierung der untersuchten Prozesskette. Diese erfolgt mittels Stoffstromnetzen, die im vorliegenden Fall mit UMBERTO® erarbeitet worden sind. Vorgelagerte Prozessschritte können mit Hilfe von Subnetzen detailliert ausgearbeitet und in die Gesamtbetrachtung einbezogen werden; die Auswertung bzw. Wirkungsabschätzung kann sowohl auf Ebene des Haupt- als auch der verschiedenen Subnetze erfolgen. Auf diese Art ist es möglich, die Relevanz einzelner Parameter im Prozess bzw. die Auswirkungen von Anpassungen und Änderungen genau zu analysieren. Das Hauptnetz der Modellierung zeigt Abbildung 2-4.

---

<sup>5</sup> Eine einheitliche Grundlage, allerdings in Form einer „soft law“ Vorgabe und rechtlich nicht bindend, geben die beiden ISO-Normen 14040 „Umweltmanagement – Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ sowie 14044 „Umweltmanagement – Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen“ (Deutsches Institut für Normung (DIN) 2006a, 2006b).

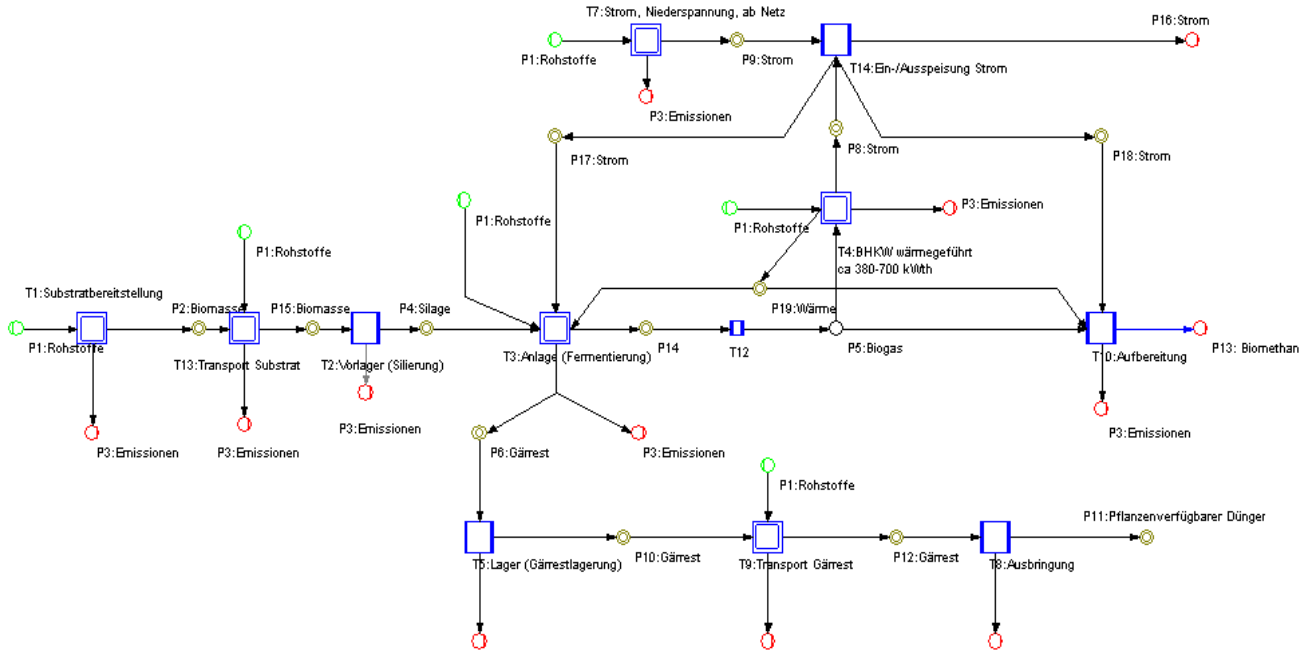


Abbildung 2-4: Stoffstromnetz zur Modellierung der technischen Prozesskette Biomethan mit Softwareinstrument UMBERTO® (Soukup 2008)

### 2.2.2 Beschreibung der Prozesskette und Ableitung von Emissionsfaktoren<sup>6</sup>

Als Grundlage für die Beschreibung der zugrunde liegenden technischen Prozesskette „Biomethan zur Einspeisung in das Erdgasnetz (frei Einspeisestelle)“ dient zunächst die schematische Darstellung in Abbildung 2-5. Dabei ist der Prozess in vier Abschnitte unterteilt, nämlich (1) Substratbereitstellung, (2) Fermentierung, (3) Aufbereitung, (4) Gärrestmanagement. Diese werden im Folgenden kurz charakterisiert (siehe Abschnitt 2.2.2); Tabelle 2-1 fasst schließlich die jeweiligen Eingangsparameter für die Modellierung zusammen.

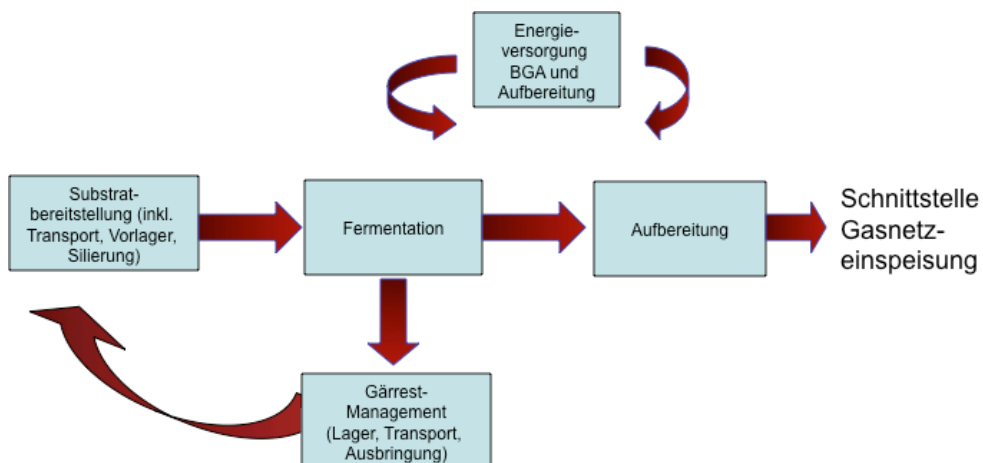


Abbildung 2-5: Schema der technischen Prozesskette Biomethan (eigene Darstellung)

<sup>6</sup> Die Beschreibung der verschiedenen Abschnitte der Prozesskette einschließlich der Diskussion der relevanten Stellschrauben als Eingangsparameter ist von der Autorin bereits in sehr ähnlicher Form in (Arnold und Vetter 2010) verwendet worden.

Bei allen Schritten der o.g. Prozesskette werden Treibhausgasemissionen frei: entweder indirekt durch den Verbrauch an Betriebsmitteln wie Strom und Wärme, oder direkt durch Entweichen von Gas. Am stärksten schlagen direkte Leckagen von Methan zu Buche, da das Gas eine vielfach höhere Klimawirksamkeit als Kohlendioxid aufweist. Nach (IPCC 2007a; Soukup 2008) wird für Methan ein *Global Warming Potential* (GWP) von 25 angesetzt. Spezifisch noch klimawirksamer sind allerdings die Ausgasungen von Lachgas (N<sub>2</sub>O; mit einem GWP=298 (IPCC 2007a)), die im Zuge des Substrat- und Gärresthandlings auftreten.

Außerdem muss für die Gesamtbetrachtung das Nebenprodukt Gärrest berücksichtigt werden. Dessen Nutzung anstelle von Mineraldüngern verbessert sowohl die ökonomische, als auch die Emissionsbilanz. Das Kuppelprodukt wird methodisch nicht allokiert, sondern als direkter Ersatz von fossil-basiertem Mineraldünger angerechnet, so dass sich die hierfür benötigten Mengen reduzieren. Dies entspricht der landwirtschaftlichen Praxis.

Für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen der Biomethanbereitstellung wird in dieser Arbeit zwischen zwei Anlagentypen unterschieden: (1) einer großmaßstäblich geführten Anlage nach „Stand der Technik“, die eine durchschnittlich effektive Biogasanlage im Jahr 2008 im industriellen Maßstab abbildet und (2) einer Anlage, die als „Optimierte Technik“ das zum gleichen Zeitpunkt denkbare Optimierungspotenzial so weit wie möglich ausschöpft. Bei dieser Letztgenannten handelt es sich um einen Anlagentyp, der bereits stellvertretend für die „nächste Generation“ an Biogasanlagen steht. Dabei wird vorausgesetzt, dass die hier ausgewiesenen Werte zum angenommenen Zeitpunkt (Bezug: 2010) bereits soweit in die Praxis umgesetzt sind, dass sie nicht nur für eine herausragende Anlage, sondern annähernd für die ganze Generation gelten können. Einzelne, besonders optimierte Biomethananlagen erreichen tatsächlich bereits bessere Emissionsfaktoren (siehe z.B. Adelt et al. 2011). Die in dieser Arbeit ermittelten und verwendeten Emissionsfaktoren werden in Abschnitt 2.2.3 in den weiteren ingenieur-wissenschaftlichen Kontext gestellt.

Im Folgenden werden die jeweiligen Prozessschritte kurz beschrieben und die getroffenen Annahmen für die Modellierung erläutert, sowie die Parameter als Eingangsgröße in die Ökobilanz für beide Anlagentypen abgeleitet. Zusammenfassend werden diese dann in Tabelle 2-1 dargestellt.

### **Substratbereitstellung**

Die Bereitstellung des Substrats wird an dieser Stelle nur schematisch skizziert, d.h. es wird nur auf die relevanten Eingangsgrößen für die Modellierung des Stoffstromnetzes abgezielt. Für weitere Ausführungen zu landwirtschaftlichen Aspekten, etwa die verschiedenen Anbautechniken und die damit verbundenen Aufwendungen sei auf (Arnold und Vetter 2010; Scheffelowitz et al. 2008) verwiesen. An dieser Stelle wird zudem aus methodischen Gründen zunächst auf die beiden unterschiedlichen Anlagentypen fokussiert und daher für beide exemplarisch Mais als immer noch gängigstes Substrat (Witt et al. 2012) angesetzt; die Ausweitung der Substratbasis erfolgt in Abschnitt 2.2.2.2.

Das Substrat wird geerntet, in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage im Silo eingelagert und mit Folie abgedeckt. Die Bevorratung großer Mengen Biomasse ist erforderlich, denn die Erträge aus einer oder maximal zwei Ernten pro Jahr (abhängig von den eingesetzten Substraten) müssen für den dauerhaften Volllastbetrieb der Biogasanlage bis zur nächsten Ernte-



periode zur Verfügung stehen. Die abgedeckte Lagerung dient dabei als biochemische Konservierungsmethode (Soukup 2008).

Nach Angaben von (KTBL 2009) treten bei der Silierung des frischen Rohstoffs Verluste in der Größenordnung von 5-20 Massen % auf. Für den heute gängigen Stand der Technik wurde ein Erfahrungswert von 15 % angesetzt. Für das Optimum wird ein Wert von 5 % angesetzt, der sich leicht konservativ aus den nach (Vogt 2008) „unvermeidbaren“ Silierungsverlusten von 3 - 6 % ableitet.

Entscheidend für die THG-Emissionen, die der Anbau des Substrats mit sich bringt, sind - neben dem Einsatz von Diesel (für die Aussaat sowie die Ausbringung von Dünge- und Pflanzenschutzmittel) die Aufwendungen für die Bereitstellung des Düngemittels und der sonstigen Hilfsmittel (Stickstoff-, Phosphor- und Kaliumdünger, sowie für Magnesium, Kalk, Pflanzenschutzmittel und Saatgut). Diese Werte wurden von der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL) bestimmt und bilden die Situation an einem definierten Ackerstandort in Deutschland ab (Scheffelowitz et al. 2008). Eine Ausweitung auf mehrere generische Standorte in Deutschland erfolgt ebenfalls in Abschnitt 2.2.2.2. Wie im konventionellen Pflanzenbau für Nahrungs- und Futtermittel ist die Düngung gemäß VDLUFA<sup>7</sup> nach Entzug angesetzt, so dass sich Ertrag und Düngemittelgabe proportional zueinander verhalten. In Tabelle 2-1 sind von den erwähnten Daten nur der Dieseleinsatz und Stickstoff-Dünger als wichtigste Parameter aufgeführt, die den größten Anteil an den THG-Emissionen bilden.

Zudem wurden Ausgasungen von Lachgas in Höhe von 1 % des ausgebrachten Stickstoffdüngers als THG-Emissionen in die Bilanz einbezogen (IPCC 2006, 2007b). Die Auswirkungen von Änderungen bezüglich der N<sub>2</sub>O-Emissionen in diesen Annahmen auf die Gesamt-THG-Bilanz werden in den Sensitivitätsrechnungen in Abschnitt 2.2.2.3 gezeigt.

## **Fermentierung**

Aus dem Silo wird das Substrat dem Fermenter und dem eigentlichen Prozess der Gasbildung durch die zersetzenden und methanbildenden Mikroorganismen zugeführt, mit denen der Prozess bei erstmaliger Inbetriebnahme angeimpft wird. Bei Einsatz des weit verbreiteten kontinuierlichen oder quasi-kontinuierlichen Verfahrens<sup>8</sup> wird hierfür durch einen Rad- oder Teleskoplader zunächst ein Dosierer beschickt, der mit Förderschnecken automatisch für einen gleichmäßigen Eintrag der Silage in den Fermenter sorgt. Eine entsprechend große Menge an vergorenem Substrat verlässt gleichzeitig den Reaktor. Es entsteht ein gleichmäßiger Durchfluss, dessen Geschwindigkeit die durchschnittliche Verweildauer der Biomasse im Fermenter bestimmt. Beides ist von der Geschwindigkeit der Umsetzung des Substrats zu Biogas abhängig (Soukup 2008).

Unabhängig von der technischen Ausführung verläuft die Biogasgewinnung immer unter Licht- und Sauerstoffabschluss nach dem gleichen Prinzip der anaeroben Fermentation in

---

<sup>7</sup> Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten e.V.

<sup>8</sup> Daneben werden auch diskontinuierliche Verfahren eingesetzt, d.h. die vollständige Befüllung eines Fermenters erfolgt in einem Arbeitsgang. Zudem existieren eine Vielzahl unterschiedlicher Fermenterbauformen: stehende oder liegende Behälter aus Beton oder Stahl in verschiedenen Größen, oft ausgerüstet mit unterschiedlichsten Rührwerken zur Substratdurchmischung. In Abhängigkeit vom Trockenmassegehalt des Fermentationsraumes wird zwischen Nass- und Trockenfermentation unterschieden.

den vier Stufen der Hydrolyse (Zerlegung des Ausgangsmaterials in einfache organische Bausteine), Acidogenese (Bildung von niederen Fettsäuren), Acetogenese (Umwandlung der Zwischenprodukte zu hauptsächlich Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff) und Methanogenese (Methanbildung) (IFEU et al. 2008; Kaltschmitt et al. 2009; KTBL 2009; Urban et al. 2008).

Im Fermenter kann es bei der Umsetzung der Substrate zu Methan in Folge von Undichtigkeiten, Diffusion aus gasführenden Anlagenteilen oder aber durch Betriebsstörungen zu Leckagen kommen. Zur genauen Höhe dieser Leckagen besteht Forschungsbedarf, da hier nur wenige exakte Messergebnisse vorliegen. Diese diffusen Methanemissionen aus der Biogasanlage selbst werden im Rahmen der Anforderungen an den Emissionsschutz, z. B. der „Technischen Anweisung: Luft“, bislang kaum thematisiert (Tschiedel 2008). Es wird analog zum Vorgehen in der Literatur (Rauh 2011; Bachmaier und Gronauer 2007) bis zum Vorliegen genauerer Daten pauschal 1 % der Methanproduktion als Stand der Technik angesetzt. Um aus bisheriger Sicht ein Optimum abzubilden, wird die Annahme getroffen, diesen Wert für die Anlage nach optimierter Technik zu halbieren.

Ein weiterer wichtiger Parameter ist der Rohgasertrag, der angibt, wie viel Biogas aus der eingebrachten Frischmasse (FM) erzeugt werden kann. Dies ist in weiten Teilen von der Art und Qualität des Substrats abhängig, aber auch die Ausführung des Fermenters und insbesondere das Gärvolumen haben einen Einfluss darauf (KTBL 2009). Bislang wird für Mais als Eingangsstoff nach Empfehlungen aus (IE Leipzig et al. 2006) mit einem Rohgasertrag von rund 200 m<sup>3</sup>/t FM gerechnet. Erfahrung von Anlagenbetreibern<sup>9</sup> zeigen aber bereits jetzt schon, dass um 10 % bis 18 % höhere Gasausbeuten realisierbar sind (siehe etwa Adelt et al. 2011; Thrän et al. 2011). Für die Anlage nach optimierter Technik ist daher ein Wert von 220 m<sup>3</sup>/t FM angesetzt worden.

### **Aufbereitung**

Das so entstandene Produktgas besteht hauptsächlich aus Kohlendioxid (ca. 43 %) und Methan (ca. 53%; Urban et al. 2008). Die Stoffkonzentrationen der einzelnen Bestandteile des Biogases können insbesondere in Abhängigkeit von den Nährstoffzusammensetzungen der Ausgangssubstrate und der Betriebsführung der Anlage stark variieren. Um eine Einspeisung in das Erdgasnetz realisieren zu können, müssen die technischen Eigenschaften des Rohbiogases an die des Erdgases angepasst werden. Das bedeutet, das Rohgas muss entschwefelt und getrocknet werden und das Kohlendioxid muss weitestgehend aus dem Gas entfernt werden. Hierdurch wird ein Methangehalt von bis zu 96 % und mit annähernd 10 kWh/m<sup>3</sup> der Heizwert von Erdgas H erreicht (Urban et al. 2008).

Für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung sind einige Verfahren verfügbar, unter denen die Druckwasserwäsche (DWW) und die Druckwechseladsorption (*Pressure Swing Adsorption*, PSA) technisch ausgereift und am weitesten erprobt sind. Daneben sind verschiedene andere Verfahren, wie chemische Wäschen (Aminwäsche) und Membrantrennverfahren oder absorptive Trennverfahren in der Forschung und Entwicklung. Unter diesen ist die Aminwäsche am weitesten erprobt, wenn auch noch technische Fragen offen sind. Bisher zeigen die Vergleiche der Verfahren, dass mit der Aminwäsche die höchste Produktgasqualität mit den geringsten Me-

---

<sup>9</sup> E.ON Ruhrgas AG und E.ON Bioerdgas GmbH; etwa im Rahmen des Expertenworkshops in Wuppertal im Januar 2009

thanverlusten („Schlupf“) erreichbar ist, während gleichzeitig der spezifische Strombedarf für den Prozess geringer ist als bei DWV und PSA. Allerdings benötigt die Aminwäsche im Gegensatz zu den beiden etablierten Verfahren Prozesswärme, so dass sich die Anwendung nur lohnt, wenn günstige (regenerative) Wärme zur Verfügung steht (Urban et al. 2008).

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird an dieser Stelle mit der *Pressure Swing Adsorption* (PSA) nur ein Aufbereitungsverfahren exemplarisch behandelt. Von entscheidender Bedeutung ist der Methanverlust, der bei der Aufbereitung auftritt. Durch das Anfang 2009 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz ist der zulässige Methanschlupf auf 0,5 % begrenzt (Tschiedel 2008). Nur mit dem PSA-Verfahren kann diese Vorgabe nicht eingehalten werden, da hier typischerweise ein Wert von rund 2 % erreicht wird (Urban et al. 2008). Daher entspricht es dem derzeit gängigen Weg, eine Nachverbrennung hinter die Aufbereitungsanlage zu schalten, in der das entweichende Methan entweder thermisch oder katalytisch umgesetzt wird (siehe „Methanverlust“ und „Restemission“ in Tabelle 2-1). Da dies den seit Januar 2009 geltenden Vorgaben entspricht, wird an dieser Stelle kein Unterschied zwischen den beiden Anlagenkonfigurationen gemacht. Der Methanschlupf wird als stofflicher Verlust von CH<sub>4</sub> in die Atmosphäre in die THG-Bilanz einbezogen.

Zum Betrieb der Biogasanlage wird Energie in Form von Wärme zur Beheizung des Reaktors sowie Strom für Beschickung, Rührwerk etc. verbraucht. Auch die Aufbereitung muss mit elektrischer und thermischer Energie versorgt werden. Aufgrund der Angaben eines Betreibers einer großmaßstäblich geführten Biogas-Anlage zur Einspeisung sind die in Tabelle 2-1 aufgeführten Werte für den Energiebedarf der Biogasanlage angesetzt worden. Die Daten für die Aufbereitung sind (Urban et al. 2008) entnommen. Für diese Werte wird keine Unterscheidung zwischen den beiden Anlagenkonfigurationen (Stand der Technik und Optimierte Technik) gemacht.

Im hier abgebildeten Fall wird die Energieversorgung beider Anlagenteile durch ein lokales BHKW gewährleistet, das einen Teil des erzeugten Biogases vor Ort unter Nutzung der Abwärme verstromt. Das dafür benötigte Biogas steht damit nicht mehr zur Einspeisung zur Verfügung.

Im Anschluss an die biogasspezifische Aufbereitung sind weitere Konditionierungsschritte erforderlich, die allerdings nicht direkt THG-relevant sind: Der Druck des Gases muss an der Einspeisestelle oberhalb des Leitungsdrucks liegen, was in einer Gasdruckregel- und Messanlage sichergestellt wird. Eingespeist wird üblicherweise in ein Netz mittlerer Druckstufe, wie im Fall der hier dargestellten Anlage bei 16 bar<sup>10</sup>. In einer zusätzlichen Gasbeschaffenheitsmessung werden die brenntechnischen Kenndaten des Gases überprüft und können bei Bedarf durch Zugabe von Konditionierungsgas präzise eingestellt werden. Schließlich erfolgt durch Beimischung von Geruchsstoffen eine aus Sicherheitsgründen vorgeschriebene Odo-rierung des bis dahin geruchlosen Gases (Ramesohl et al. 2005).

### **Gärrestmanagement**

Nach einer definierten Verweildauer im Fermenter wird das dann weitgehend ausgefautle Ausgangssubstrat, das jetzt als Gärrest bezeichnet wird, in einen Nachgärbehälter und schließlich in ein Gärrestlager überführt. Auch hier findet nach dem oben beschriebenen

---

<sup>10</sup> <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=11070&L=axdixyfwre>

Prinzip noch Neubildung von Biogas statt, wenn auch in deutlich geringerem Ausmaß. Moderne Biogasanlagen sollten über ein abgedecktes Gärrestlager verfügen, das unkontrolliertes Entweichen methanhaltiger und damit stark klimawirksamer Gase in die Atmosphäre verhindert – auch wenn das leider noch nicht bei jeder Anlage der Fall ist (Gemmeke et al. 2009).

Beide hier beschriebenen Anlagenkonfigurationen orientieren sich an großmaßstäblichen und modernen Biogasanlagen, die professionell betrieben werden. Aus diesem Grund wird für beide Anlagentypen ein vollständig abgedecktes Gärrestlager vorgesehen, bei dem die Methanemissionen durch Erfassung und Nutzung bzw. Abfackeln nahezu vollständig vermieden werden. Die Auswirkungen, die Emissionen aus einem nicht abgedeckten Gärrestlager auf die gesamte Bilanz haben, werden nichtsdestotrotz in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 2.2.2.3 aufgezeigt.

Die Mineralstoffe, die von den Energiepflanzen während ihres Wachstums aufgenommen wurden, bleiben nach der Fermentation zu einem Großteil im Gärrest zurück, so dass bei Rückführung dieses Gärrests von einem annähernd geschlossenen Nährstoffkreislauf ausgegangen werden kann. Als Wirtschaftsdünger ersetzt das ausgefaulte Substrat hier zumindest teilweise den Zukauf von großtechnisch hergestellten Mineraldüngern: nach (Gutser 2008) kann davon ausgegangen werden, dass der ausgebrachte Gärrest einen Düngewert von 50 - 70 % gegenüber dem mineralischen Stickstoffdünger beinhaltet. In der vorliegenden Arbeit wird mit einem mittleren Wert von 60 % gerechnet. Die übrigen Nährstoffe, wie Phosphor, Kalium und Magnesium werden im Fermenter nicht abgebaut und können vollständig den Einsatz von mineralischem Dünger substituieren. Damit senkt die Gärrestnutzung die Kosten des Substratanbaus und reduziert die Umweltbelastung aus den Vorketten der Düngemittelproduktion. Eine entsprechende Gutschrift wird in die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen mit eingeschlossen; eine Allokation von Kuppelprodukten wird damit überflüssig. Für die Ausbringung des Gärrests wird ein geringer Mehrbedarf an Diesel benötigt, der im Fall der Gärrestnutzung mit einberechnet wird.

Es wird davon ausgegangen, dass die Ausbringung des Gärrests wie beschrieben erfolgt, bzw. dass dieses Vorgehen sich im Zuge einer Diskussion über eine emissionsarme, umweltfreundlichere Landwirtschaft durchsetzen wird. In der Praxis zeigt sich allerdings, dass dieses Vorgehen zwar als sinnvoll bis notwendig erachtet wird, die vorhandenen Verfahren zur Aufbereitung und Ausbringung aber derzeit teilweise technisch noch nicht ausgereift sind und daher nicht dauerhaft zuverlässig funktionieren bzw. mit hohen Energieverbräuchen und dementsprechend hohen Betriebskosten verbunden sind (FNR (Hrsg.) 2009). Die Möglichkeit, den Gärrest zu nutzen und so einen annähernd geschlossenen Nährstoffkreislauf zu fahren, hebt die Biogas- / Biomethanproduktion aber positiv von anderen Biomassenutzungs-Optionen wie z. B. den Biokraftstoffen der ersten Generation ab, bei denen dies weitgehend nicht möglich ist.

Indirekt emissionsrelevant ist auch der Stickstoffkreislauf, da je nach Anteil von direkt pflanzenverfügbarem Ammonium am Stickstoff mehr oder weniger große Mengen an Mineraldüngern substituiert werden. In Abhängigkeit von der Gasbildung (Ertrag und Methangehalt) wird auch der mit dem Substrat eingebrachte Stickstoff umgewandelt. Hauptprodukte sind dabei Ammoniak und Ammonium. Basierend auf Experten-Schätzungen wird für die Anlage nach dem Stand der Technik ein Anteil von 60 % an direkt pflanzenverfügbarem Ammonium am Stickstoff im Gärrest angenommen bzw. ein Anteil von 80 % für die Anlage nach optimierter Technik.

Die THG-emissionsrelevanten Parameter, die für die beiden Anlagentypen oder Anlagenkonfigurationen unterschiedlich gewählt sind, sind nach den vorangestellten Betrachtungen also

- die Silierungsverluste im Vorlager,
- die diffusen Methanverluste im Fermenter,
- der Rohgasertrag,
- der Anteil an Ammonium-N im Gärrestlager.

Diese sind zur besseren Orientierung in Tabelle 2-1 fett gedruckt.

Tabelle 2-1: Eingangsparameter der beiden Anlagentypen für die Ökobilanz (eigene Darstellung)

			<b>Stand d. Technik</b>	<b>Optimierte Technik</b>
<b>Substrat- bereitstellung*</b>	Dieseleinsatz	l/ha	82,9	82,9
	N-Dünger	kg/ha	141,8	141,8
	Silierungsverluste im Vorlager	Massen %	<b>15</b>	<b>5</b>
	N <sub>2</sub> O Emissionen Boden	%**	1	1
<b>Fermenter</b>	Gasverlust BGA	Vol %	<b>1</b>	<b>0,5</b>
	Rohgasertrag	m <sup>3</sup> /t FM	<b>200</b>	<b>220</b>
<b>Gärrest- management</b>	Gasverlust Lager	%	0	0
	NH <sub>4</sub> -N Anteil	%	<b>60</b>	<b>80</b>
	Ersatz von N-Dünger (mineralisch)	%	70	70
	Ersatz von K,P-Dünger (mineralisch)	%	100	100
<b>Auf- bereitung</b>	Methanverlust	%	2	2
	Restemission	%	0,01	0,01
<b>Energiebedarf</b>	Strombedarf BGA	kWh el/t FM	36	36
	Wärmebedarf BGA	kWh th/t FM	83	83
	Strombedarf PSA	kWh el/m <sup>3</sup> BG	0,3	0,3
	Wärmebedarf PSA	kWh th/m <sup>3</sup> BG	0	0

\*exemplarisch für Mais, noch ohne Anrechnung Gärrest

\*\* berechnet in % des ausgebrachten Stickstoff-Düngers

### 2.2.2.1 Emissionsfaktoren für den Standardfall Maissubstrat<sup>11</sup>

Obwohl beide beschriebenen Anlagenkonfigurationen industriell betrieben werden und sich nur wenige Parameter unterscheiden, ist die Differenz in den resultierenden THG-Bilanzen doch deutlich (Abbildung 2-6). Im Gegensatz zum derzeitigen Stand der Technik können mit optimierter Anlagenführung wie im zweiten dargestellten Fall die THG-Emissionen aus der Bereitstellung von Biomethan von 97 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh für den Stand der Technik auf 67 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh für die optimierte Technik noch klar gesenkt werden.

Diese Differenz zwischen den beiden Konfigurationen ist im Wesentlichen aus der Kombination aus höheren Silageverlusten und geringerem Rohgasertrag beim Stand der Technik zu erklären. Außerdem sind der höhere Methanverlust in der Biogasanlage, sowie das schlechtere Stickstoffhandling bei der Ausbringung des Gärrests sichtbar.

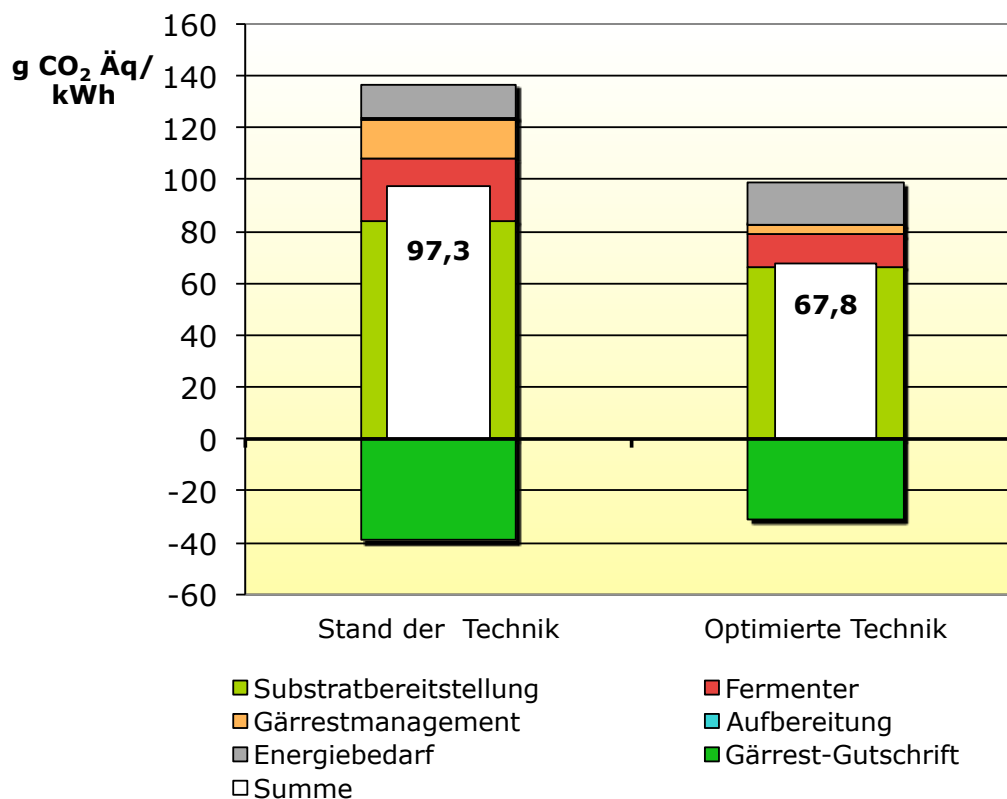


Abbildung 2-6: THG Faktoren der beiden betrachteten Anlagenkonfigurationen (eigene Darstellung)

Beiden Anlagentypen ist gemeinsam, dass die diffusen Emissionen aus dem Fermenter sowie die Energiebedarfsdeckung der Biogasanlage und Aufbereitung noch deutlich zur Klimabilanz bei tragen. Wird der Aufbereitung durch PSA eine Nachverbrennung hinzugeschaltet, wie es bei den abgebildeten Anlagen üblich ist, verringert sich der dann noch übrige Methanschluß mit 0,01 % auf so geringe Emissionen, dass diese in der Bilanz kaum noch erkennbar sind (0,2 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh).

<sup>11</sup> Ebenfalls bereits publiziert in (Arnold und Vetter 2010)

Da die Anlagentechnik in beiden Fällen schon recht weit optimiert ist, stellen die Emissionen aus der Substratbereitstellung (also die Aufwendungen für Düngemittel, Pflanzenschutz, Saatgut sowie der entsprechende Maschineneinsatz zur Ausbringung der Betriebsmittel, der Ernte und dem Transport der Substrate zur Anlage) den größten Teil der THG-Emissionen.

### **2.2.2.2 Ausweitung der Substrat-Basis<sup>12</sup>**

Mais ist derzeit immer noch die Energiepflanze, die am häufigsten zur Biogaserzeugung eingesetzt wird, und zwar zu rund 77 % aller Nawaro, bezogen auf den Energiegehalt (Witt et al. 2012). Zunehmend werden Stimmen laut, die vor einer „Vermaisung“, also einer erheblichen Ausweitung der Anbaufläche für Mais warnen. Dabei wird auf unterschiedliche negative Effekte hingewiesen wie etwa die Gefahr einer Monokultur für die Biodiversität (mit Folgen auch für landwirtschaftliche Aspekte wie die Ausweitung von Schädlingen) oder für die „Erholungs-Funktion“ des landwirtschaftlichen Raumes, aber auch wirtschaftliche Effekte wie die Erhöhung der Pachtpreise durch zunehmende Produktion von Biogassubstraten wird thematisiert<sup>13</sup>. Bei der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes EEG von 2012 (BRD 2012) sind diese Befürchtungen bereits in der Form einer Deckelung des zulässigen Mais-Einsatzes in Biogasanlagen in Höhe von 60 Massen-% adressiert worden.

Im Folgenden werden basierend auf (Scheffelowitz et al. 2008) Substrate aus regional angepassten Fruchtfolgen oder Anbausystemen als Eingangsstoffe für die Biomethanproduktion untersucht. Unter einer Fruchtfolge versteht man die zeitliche Abfolge des Anbaus verschiedener Feldfrüchte auf der gleichen Fläche, die saisonal und/oder über mehrere Jahre erfolgt. Der Gegensatz zu einer Fruchtfolge ist der Anbau in Monokultur, bei der kein Wechsel von Feldfrüchten vorgenommen wird, sondern die gleiche Fläche über Jahre mit der gleichen Pflanze bestellt wird.

Für die Produktion von Biomethansubstraten sind praxiserprobte Fruchtfolgen an fünf exemplarischen Standorten in Deutschland mit jeweils unterschiedlichen Klima- und Bodenbedingungen betrachtet worden (Dornburg im Saale-Holzland-Kreis; Gülzow im Landkreis Güstrow; Güterfelde im Landkreis Potsdam-Mittelmark; Ascha im Landkreis Straubing-Bogen; sowie Haus Düsse im Landkreis Soest). Neben geographischen Rahmenbedingungen sind auch die jeweiligen Marktbedingungen bzw. Anbaugewohnheiten der Landwirte berücksichtigt. Als Biogassubstrate werden dabei neben Mais auch Futterroggen, Futterhirse, Landsberger Gemenge (Ackergras), Wintertriticale und Wintergerste (beide als Ganzpflanzensilage GPS) eingesetzt. Wie aus Tabelle 2-2 ersichtlich, dominiert Mais weiterhin. Der ausschließliche Einsatz wird aber stark durch andere Energiepflanzen diversifiziert. Die Biogassubstrate stellen neben anderen Marktfrüchten (etwa Kartoffeln, Raps, etc.) rund 30-40 % Anteil an der gesamten Fruchtfolge.

---

<sup>12</sup> Die hier vorgestellten Ausführungen sind von der Autorin bereits in ähnlicher Form in (Arnold und Vetter 2010; Arnold 2011) publiziert worden.

<sup>13</sup> Siehe z. B. die Diskussionen bei der Konferenz „Anspruch der Bioenergie an die EEG-Novellierung“ im Februar 2011 (<http://www.fnr-server.de/cms35/index.php?id=4410>); etwa (Höher 2011).

Tabelle 2-2: Biogassubstrate der regional angepassten Fruchtfolgen an den fünf Modellstandorten (eigene Darstellung nach Scheftelowitz u. a. 2008)

	Mais	Roggen	Hirse	Triticale	Ackergras*	Gerste
<b>Dornburg</b>	x	x	x			
<b>Gülzow</b>	x	x		x		
<b>Güterfelde</b>	x	x	x			
<b>Ascha</b>	x	x			x	
<b>Soest</b>	x		x			x

\* Landsberger Gemeinde; Leguminosen-Gras-Gemengesaat;

Mischung aus Zottelwicke (*Vicia villosa*), Inkarnatklée (*Trifolium incarnátum*) und Welschem Weidelgras (*lolium multiflorum*)

Im Ergebnis werden positive Effekte erreicht, die sich auf zwei unterschiedliche Ebenen auswirken, nämlich zum einen Naturschutz / Umwelt, zum anderen auf die betriebswirtschaftlichen Aspekte der Landwirtschaft. Die Fruchtfolgen werden nach guter fachlicher Praxis zusammengestellt, so dass eine ausgeglichene Humusbilanz, möglichst ganzjährige Bodenbedeckung als Schutz vor Erosion sowie Anforderungen an die Biodiversität erfüllt werden. Vorteilhaft für den landwirtschaftlichen Betrieb ist, dass durch den Anbau von Energiepflanzen einerseits und Marktfürchten andererseits zwei verschiedenen Märkte bedient werden, so dass eine gewisse Flexibilität und Ertragssicherheit gegeben ist. Die Ertragssicherheit wird durch unterschiedliche Rahmenbedingungen der Pflanzen wie etwa die Trockentoleranz, Schädlingsresistenz etc. gestützt. Wird etwa eine Pflanze durch eine Trockenperiode im Wachstum benachteiligt, profitiert eine andere davon. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen der Feldfrüchte kommt es zudem zu einer Entzerrung von Arbeitsspitzen und zur Optimierung von Maschineneinsatz und Düngung.

Tabelle 2-3: Landwirtschaftliche Kenndaten verschiedener Substrate an verschiedenen Standorten im Vergleich (Auszug; eigene Darstellung nach Scheftelowitz u. a. 2008)

		Mais		Roggen		Hirse	
		Durchschnitt Min	Max	Durchschnitt Min	Max	Durchschnitt Min	Max
<b>Feldertrag</b>	t FM/ha	<b>42</b>		<b>15</b>		<b>49</b>	
		33	55	10	17	41	64
<b>Schlaggröße</b>	ha	<b>25</b>		<b>29</b>		<b>25</b>	
		3	45	3	45	5	40
<b>Dieseleinsatz</b>	kg/ha	<b>79</b>		<b>68</b>		<b>65</b>	
		71	91	62	73	59	74
<b>N-Dünger</b>	kg/ha	<b>143</b>		<b>59</b>		<b>106</b>	
		111	194	40	69	73	150
<b>N<sub>2</sub>O Boden</b>	kg/ha	<b>2,3</b>		<b>0,9</b>		<b>1,7</b>	
		1,7	30,5	0,6	1,1	1,2	2,4
<b>Rohgasertrag</b>	m <sup>3</sup> /t FM	<b>200</b>		<b>163</b>		<b>108</b>	

Die Effekte auf die THG-Emissionen des erzeugten Biomethans sind dagegen eher negativ zu werten. Aus der Auswertung des Subnetzes „Substratbereitstellung“ bzw. „Fermentation“



des Stoffstromnetzes (siehe Ausführungen in Abschnitt 2.2.1) wird deutlich, dass vor allem zwei Parameter die Bilanz der übrigen Energiepflanzen gegenüber Mais verschlechtern, nämlich zum einen der Feldertrag in Tonnen Frischmasse pro Hektar (t FM/ha), zum anderen der Rohgasertrag in (m<sup>3</sup> Methan/t FM). Beides sind wichtige Einflussfaktoren für die gesamte Prozesskette (Auszug in Tabelle 2-3; für weitere Ausführungen und Daten siehe (Arnold und Vetter 2010; Scheffelowitz et al. 2008)). In der Kombination wird also deutlich weniger Methan pro Hektar Anbaufläche produziert, während der Aufwand an Betriebsmitteln nicht unbedingt im gleichen Maße zurück geht. Ein hoher Rohgasertrag pro Hektar (als Produkt aus Feldertrag und Gasausbeute), wie er für Mais erzielt wird, führt dagegen zu geringeren spezifischen Aufwendungen der Vorkette.

Die Auswirkungen auf die THG-Bilanz im Ergebnis wird in zwei Abstufungen in Abbildung 2-7 und Abbildung 2-8 gezeigt: zunächst im Vergleich der jeweils angesetzten Fruchtfolgen je Standort (Abbildung 2-7), die dann zu einem „Mischsubstrat“ in der Anlage zusammengeführt werden (Abbildung 2-8). Die Darstellung erfolgt analog zu den vorhergehenden Betrachtungen in Abschnitt 2.2.2.1 jeweils normiert auf eine Kilowattstunde Biomethan (Heizwert).

In Abbildung 2-7 sind dabei zunächst nur die THG-Emissionen für die Aufwendungen zur Substratbereitstellung gezeigt, die eigentliche Gaserzeugung und -aufbereitung ist noch nicht berücksichtigt. Die Zwischenergebnisse sind daher nicht mit den angegebenen Werten für die gesamte THG-Bilanz in Abbildung 2-8 oder dem vorigen Abschnitt 2.2.2.1 vergleichbar. Sie zeigen aber den Einfluss der unterschiedlichen geographischen Rahmenbedingungen an den verschiedenen Standorten sowie die Unterschiede zwischen den einzelnen Substraten auf.

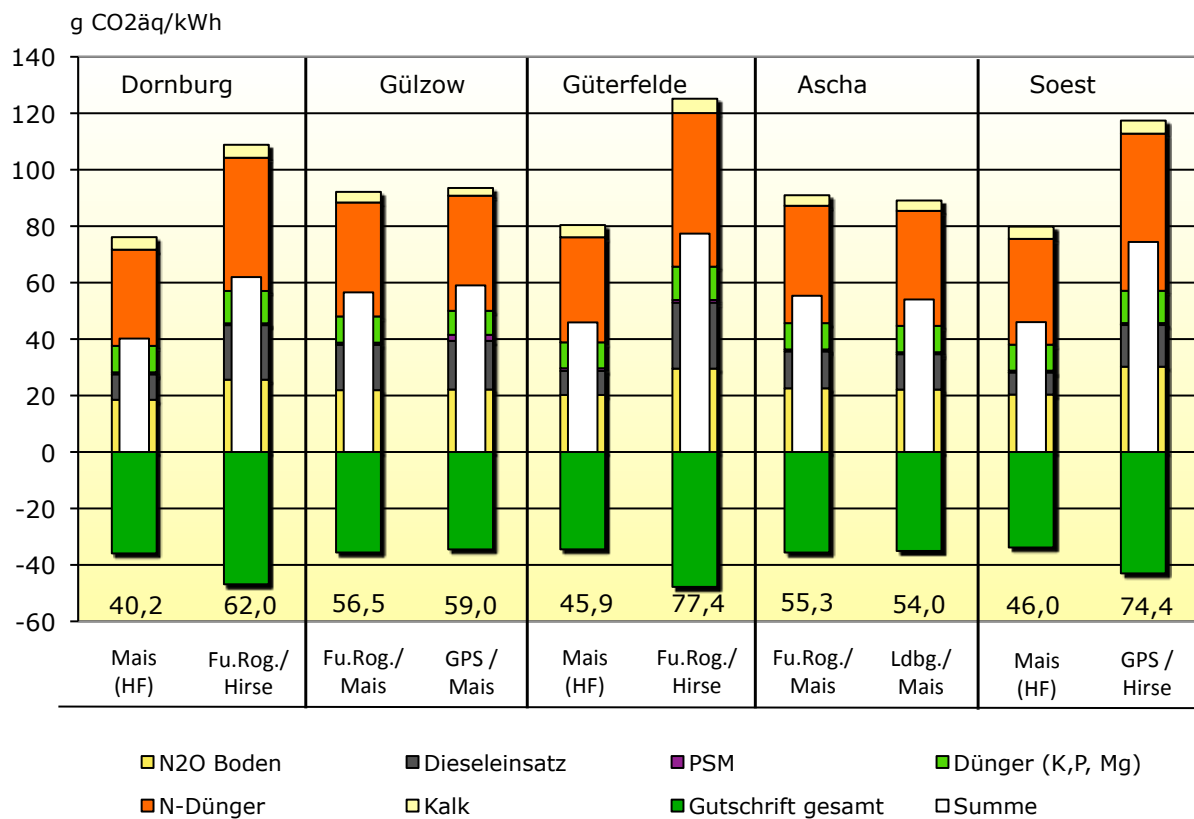


Abbildung 2-7: Resultierende THG-Bilanz für Substratbereitstellung der einzelnen Fruchtfolgen an den Standorten ohne Fermentierung und Aufbereitung (HF-Hauptfrucht; Fu.Rog. – Futterroggen; GPS Ganzpflanzensilage als Triticale oder Gerste; Ldbg. – Landsberger Gemenge; eigene Darstellung)

In der Praxis werden die mehrgliedrigen Fruchtfolgen zeitlich versetzt über mehrere Felder angebaut, so dass der Biogasanlage jeweils dieselbe Mischung an Substraten zugeführt werden kann. Das Ergebnis einschließlich der Emissionen aus der Biogas-Erzeugung und Aufbereitung zeigt Abbildung 2-8. Dabei wird deutlich, dass die resultierende THG-Bilanz des mittels Fruchtfolgen erzeugten Biomethans an einzelnen Standorten mit ungünstigen Bodenbedingungen um 16 % bis 30 % höher liegen können als für den durchschnittlich angesetzten Standardfall „Maissubstrat“ bei optimierter Technik (78 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh in Dornburg entsprechen 116 % von 68 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh; 88 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh in Güterfelde und Soest entsprechen 132 % von 67 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh).

Bei diesem niedrigeren Durchschnittswert, der in Abschnitt 2.2.2.1 ermittelt worden ist, ist aber zum einen zu hinterfragen, an wie vielen realen Standorten die Bedingungen den Annahmen entsprechen, während die regional angepassten Fruchtfolgen tatsächliche Anbaubedingungen abbilden, wie sie in der Praxis auch bereits zu finden sind. Die geringen Mehremissionen werden zudem durch die positiven Effekte auf sonstige Umweltbedingungen und für die Bearbeitung in der Landwirtschaft (gute fachliche Praxis) mindestens zum Teil kompensiert. Schließlich wird damit auch den Anforderungen des novellierten EEG 2012 entsprochen.

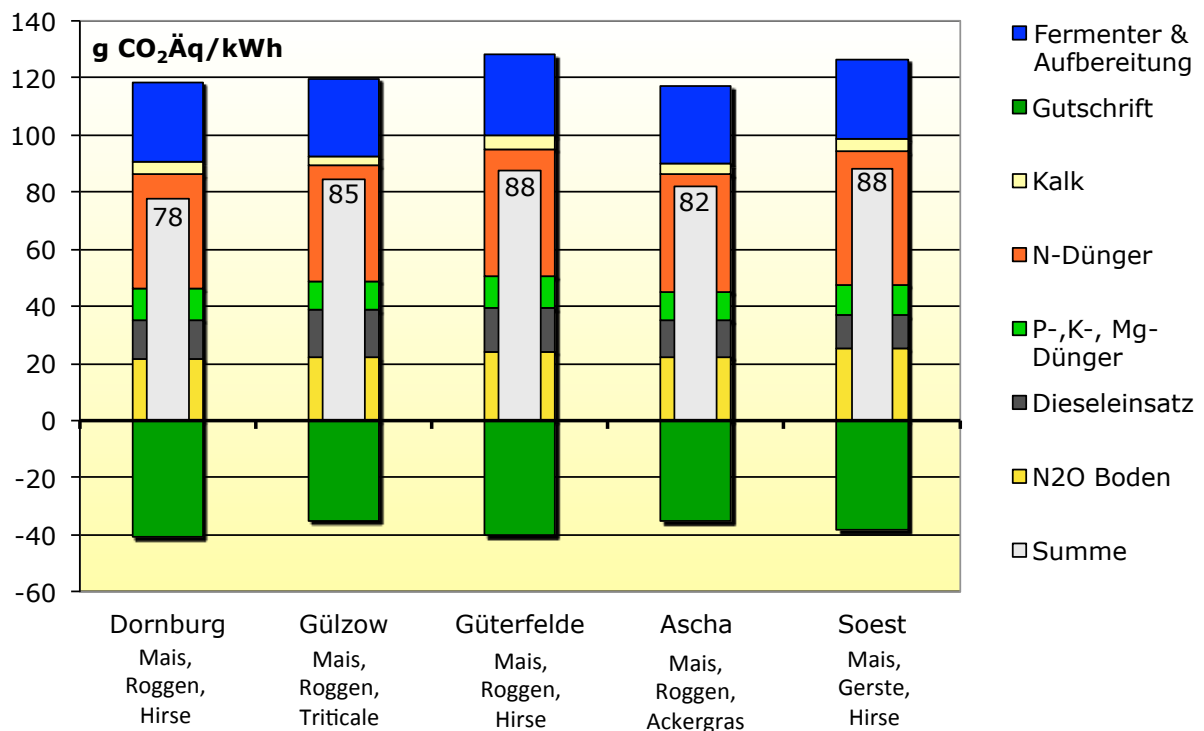


Abbildung 2-8: Resultierende THG-Bilanz der Biogaserzeugung an den Standorten (eigene Darstellung)

Für die weiteren Betrachtungen in der vorliegenden Arbeit ist aus den Werten für die fünf generischen Standorte in Deutschland ein gewichteter Mittelwert gebildet worden. Im Ergebnis wird für die Anlage nach optimierter Technik bei Einsatz eines Substratmixes wie be-

schrieben ein Emissionsfaktor von 84 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh erzielt (121 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh für den Stand der Technik).

### 2.2.2.3 Sensitivitätsanalysen

Es werden vier Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, nämlich die Auswirkungen der resultierenden THG-Bilanz bei Variationen

- in der Anlagentechnik;
- beim Anbau des Substrates Mais;
- der Transportentfernung sowie
- der Lachgas-Ausgasung aus dem Boden bei Verwendung von Stickstoffdünger.

#### **Anlagentechnik<sup>14</sup>**

Die hier vorgestellten Variationen der Anlagentechnik mögen teilweise als veraltet gelten, da Aufbereitungsanlagen ohne weitere Nachbehandlung sowie Biomethananlagen mit offenen Gärrestlagern derzeit bereits nicht mehr den gesetzlichen Anforderungen entsprechen. Die Sensitivitätsanalyse erfolgt wohl wissend, dass zum Erhalt des Innovationsbonus im EEG sowohl eine Abdeckung des Gärrestlagers, als auch das zuvor beschriebene Maximum der Methanemissionen bei der Aufbereitung festgeschrieben sind. Allerdings ist im EEG 2009 eine Obergrenze für den Erhalt des Innovationsbonus eine Obergrenze der Anlagenleistung von 700 Nm<sup>3</sup>/h eingeführt worden (Loibl 2009), so dass nicht mehr in jedem Fall automatisch davon ausgegangen werden kann, dass diese Vorgaben von allen Biomethanlangen eingehalten werden. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, die Abweichungen von den Vorgaben in einer Sensitivität zu untersuchen und die Auswirkungen deutlich zu machen. Als Referenz dient die Anlage nach optimierter Technik, wie in Abschnitt 2.2.2.1 beschrieben.

- Variante 1: die diffusen Methanemissionen in der Biogasanlage werden von 1 % auf 1,5 % angehoben;
- Variante 2: die Restemissionen bei der Aufbereitung werden nicht nachträglich thermisch umgewandelt, so dass es bei 2 % Methanschlupf der PSA bleibt;
- Variante 3: es wird angenommen, dass das Gärrestlager nicht vollständig abgedeckt wird. An dieser Stelle sind recht moderate Ausgasungen von nur 2,5 % bezogen auf das produzierte Methan abgebildet worden. Erfahrungen aus der Praxis (Weiland und Rieger 2005) zeigen, dass diese Werte eine Bandbreite zwischen 2,5 % bis hin zu 15 % annehmen können; in älteren und kleinen Biogasanlagen sind in vielen Fällen auch noch offene Gärrestlager zu finden. Diese Anlagen stehen hier aber nicht im Fokus der Untersuchungen. Der abgebildete Wert von 2,5 % wurde gewählt, um einen Eindruck von der Relevanz der Methanemissionen aus dem Gärrestlager zu vermitteln.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen zeigen (siehe Abbildung 2-9), dass insbesondere der Abdeckung des Gärrestlagers eine hohe Bedeutung für die gesamte Bilanz zukommt

---

<sup>14</sup> Die Beschreibung der Sensitivitäts-Varianten der Anlagentechnik ist von der Autorin bereits in (Arnold und Vetter 2010) publiziert worden.

und verdeutlicht damit nochmals die Sinnhaftigkeit der Anforderungen an einen gewissenhaften Anlagenbetrieb.

### Mais Monokultur

Mais ist derzeit immer noch das am häufigsten eingesetzte Biogassubstrat (Witt et al. 2012). Wie gezeigt worden ist, sind auch die damit verbundenen THG-Emissionen im Vergleich mit anderen Energiepflanzen am geringsten. In der (Fach-)Öffentlichkeit wird aber immer stärker vor der Gefahr einer „Monokultur Mais“ gewarnt.

Im Unterschied zu einer Hauptfruchtstellung, in welcher die Pflanze in einem Anbaujahr die vorrangige bis alleinige Stellung auf dem Acker einnimmt, wird unter dem Begriff „Monokultur“ der ausschließliche Anbau derselben Pflanze in mehreren Jahren in Folge verstanden, ohne dass eine Auflockerung durch andere Kulturen erfolgt. Die damit verbundenen negativen Folgen betreffen zum einen konkret eine stärkere Anfälligkeit des Maises für Schädlinge wie dem Maiszünzler oder dem Maiswurzelbohrer, die sich in einer Monokultur leichter vermehren können; zum anderen generell eine weniger stark ausgeprägte Biodiversität mit vielfältigen Effekten auf die Fauna (nähere Ausführungen siehe auch bei Arnold und Vetter 2010). In der Modellierung der technischen Prozesskette wird die Anfälligkeit für Schädlinge abgebildet, indem die Gabe an Pflanzenschutzmittel verdoppelt wird. Einschließlich der damit verbundenen höheren Aufwendungen für Dieselkraftstoff für die wiederholte Ausbringung ändert sich die THG-Bilanz im Ergebnis aber kaum (um 1 %; siehe Abbildung 2-9).

Eine ausgeglichene Humus-Bilanz kann durch eine Monokultur Mais allerdings nicht erreicht werden (Arnold und Vetter 2010); sie fällt im Gegenteil deutlich negativ aus. Aus Gründen des Umweltschutzes sowie der guten landwirtschaftlichen Praxis ist die Monokultur Mais daher strikt zu vermeiden.

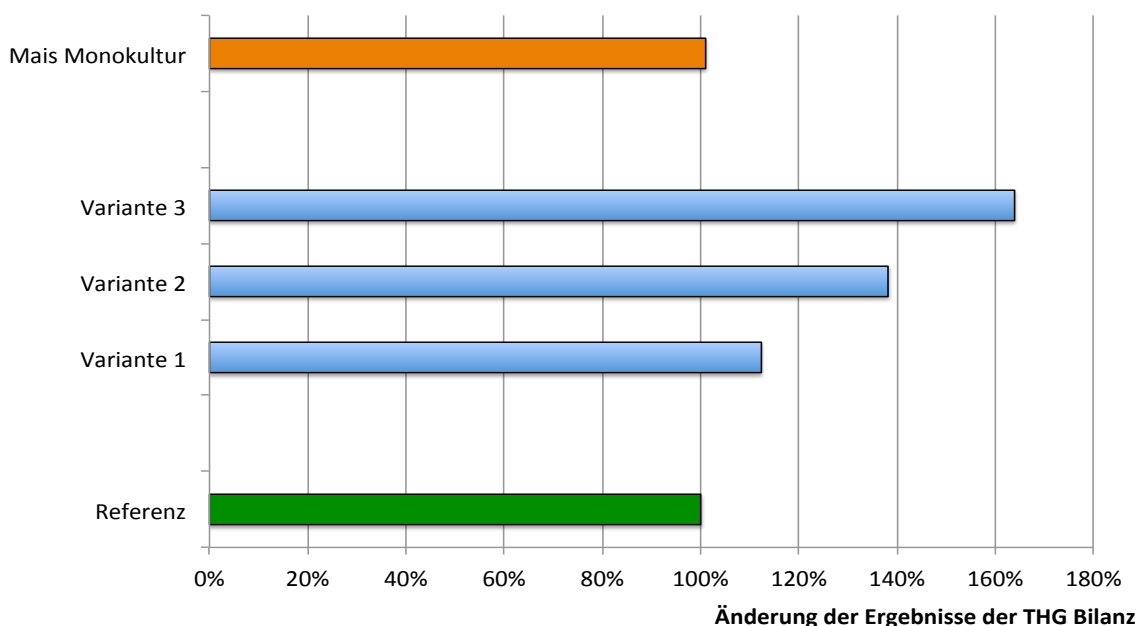


Abbildung 2-9: Sensitivitätsanalyse der THG-Bilanz bei Variationen in der Anlagentechnik sowie des Maisanbaus. Referenz: Anlage nach optimierter Technik; Variante 1: erhöhte Methanverluste in BGA (1,5%); Variante 2: erhöhter Methanschleupf in Aufbereitung (keine Nachverbrennung); Variante 3: erhöhte Methanverluste im Gärrestlager (2,5% Emissionen; gesamte Abbildung: eigene Darstellung)

### Transportentfernung und N<sub>2</sub>O-Emissionen

Anders als die beiden vorangestellten Sensitivitätsanalysen lassen sich die Variationen der Transportentfernung sowie der N<sub>2</sub>O-Emissionen (in Abhängigkeit des ausgebrachten Stickstoffdüngers) numerisch in der üblichen Form darstellen, nämlich als prozentuale Änderung der resultierenden THG-Bilanz bei prozentualer Änderung der Eingangsgröße (siehe Abbildung 2-10). Die zugrunde liegende technische Prozesskette ist wiederum dieselbe, die in Abschnitt 2.2.2 eingeführt worden ist.

Als Standardwert für die technische Prozesskette und Ausgangswert der Sensitivitätsrechnung ist ein Transportweg von 6 km Länge gewählt worden. Der Höhe der Transportentfernung kommt in der CO<sub>2</sub>-Optimierung der gesamten Prozesskette eine eher untergeordnete Bedeutung zu, wie deutlich aus der Abbildung abzulesen ist. Transportentfernungen von bis zu 50 km Länge, wie im hier dargestellten Extremfall sind in der Praxis aus betriebswirtschaftlichen Gründen unrealistisch.

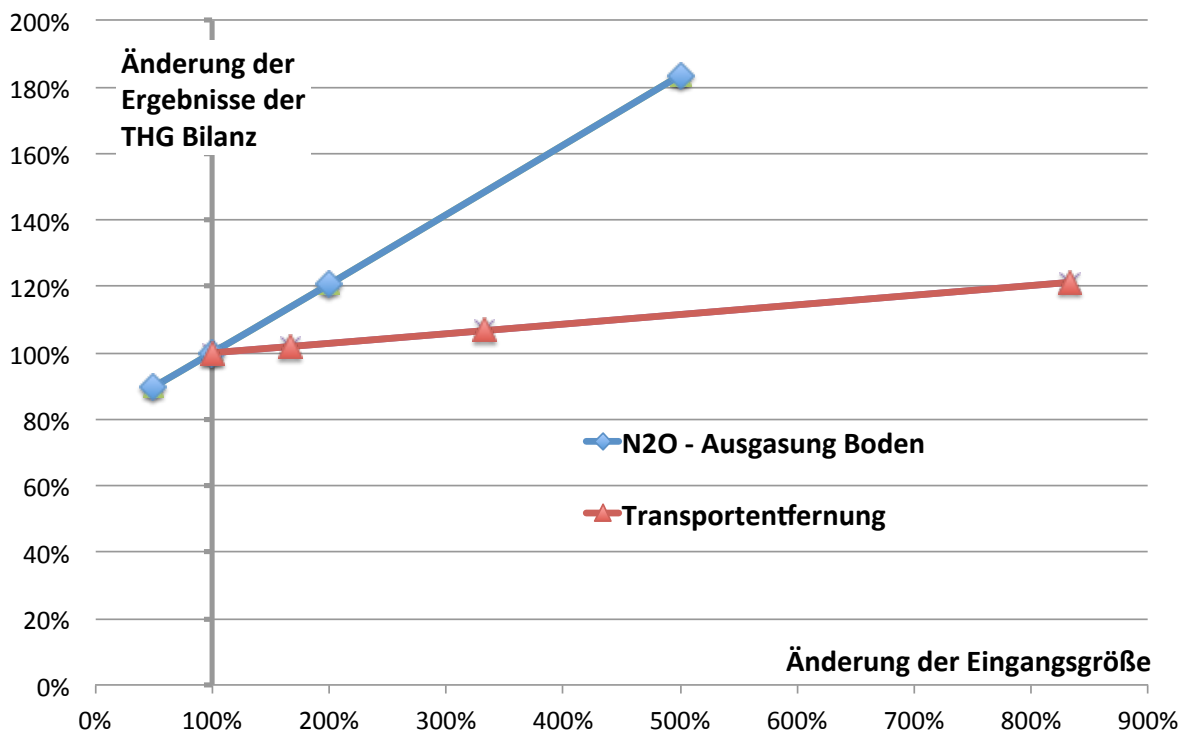


Abbildung 2-10: Sensitivitätsrechnungen: prozentuale Änderung der THG-Bilanz bei Änderung der Transportentfernung bzw. N<sub>2</sub>O-Emissionen (eigene Darstellung)

Der Effekt auf die THG-Bilanz bei höheren bzw. niedrigeren Annahmen für Lachgasemissionen in Abhängigkeit vom ausgebrachten Stickstoffdünger ist dagegen höher. In welcher Höhe es tatsächlich zu Ausgasungen von Lachgas kommt, ist derzeit nicht bekannt; mit 5 % des ausgebrachten Stickstoffdüngers (statt 1 % wie im Referenzfall, also Steigerung auf 500 % in Abbildung) ist aber sicherlich ein maximaler Wert gewählt worden. Nähere Ausführungen dazu finden sich in (Arnold 2010).

### 2.2.3 Diskussion: Ergebnisse im Abgleich mit anderen Untersuchungen / Quellen

Die mit dieser Arbeit vorgelegten THG-Emissionsfaktoren von Biomethan stehen im Kontext anderer wissenschaftlicher Veröffentlichungen zum gleichen Thema. Vorangegangene Arbeiten sind teilweise als Grundlage in die Modellierung eingebracht worden (etwa Soukup 2008; Vogt 2008); die hier dargestellten Ergebnisse sind wiederum in Form von (Arnold und Vetter 2010; Arnold 2010, 2011) in die wissenschaftliche Diskussion eingegangen und aufgenommen worden.

Die Ergebnisse verschiedener relevanter Studien sind in Abbildung 2-11 in Bezug zu den hier vorgestellten Ergebnissen gesetzt. Es ist jeweils eine Bandbreite in Form von minimalen und maximalen Emissionsfaktoren abgebildet, die in der Regel in den Studien verwendet werden. Eine Ausnahme ist die Ökobilanz nach (Adelt et al. 2011), die eine bestimmte, als herausragend geltende Biomethananlage<sup>15</sup> abbildet, während die anderen Studien mit eher generischen oder typischen Anlagenbegriffen arbeiten.

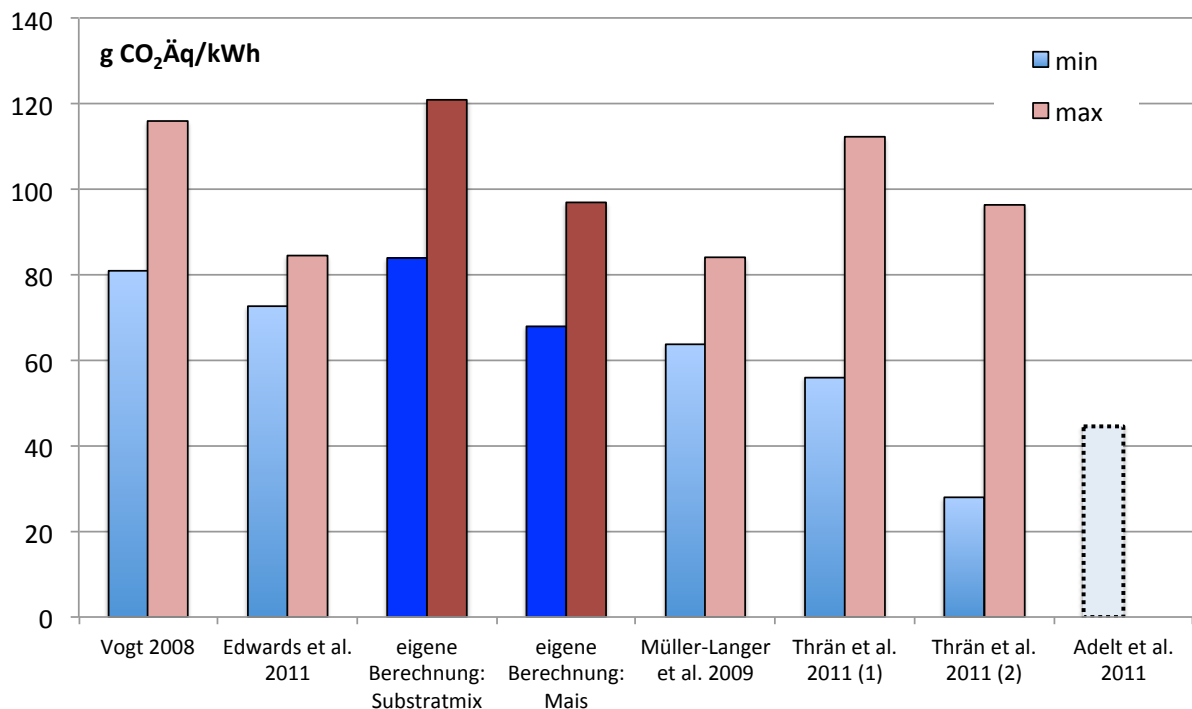


Abbildung 2-11: Vergleich der in dieser Arbeit ermittelten THG-Emissionsfaktoren für Biomethan mit Ergebnissen anderer Studien (Thrän et al. 2011) in den Varianten (1) Stand der Technik und (2) optimiert; eigene Darstellung)

Die Ergebnisse nach (Edwards et al. 2011; Müller-Langer et al. 2009; Vogt 2008) bewegen sich in der gleichen Größenordnung wie die hier vorgestellten; bei (Thrän et al. 2011) fallen vor allem die größere Bandbreite und der deutlich geringere minimale Wert auf. Die getroffenen Annahmen sind transparent in der Studie erläutert; im Wesentlichen unterscheiden sie sich nicht stark von den Bandbreiten, die auch in dieser Arbeit und nach (Vogt 2008)

<sup>15</sup> E.ON Bioerdgasanlage Einbeck; <http://www.mt-energie.com/referenzen/einbeck.html>

verwendet worden sind, so dass auch die Ergebnisse eine ähnliche Größenordnung aufweisen. In (Edwards et al. 2011; Müller-Langer et al. 2009; Vogt 2008) sind die Annahmen und Rahmenbedingungen nicht detailliert aufgeführt.

Wie auch in Abschnitt 2.2.2 dargestellt, zeigen sich auch im Studienvergleich die in Tabelle 2-4 aufgeführten Parameter als relevante Stellschrauben. Wesentlich ist natürlich der Substrateinsatz. Zum einen zeigt sich nochmals, dass ein Substratmix, wie er einzig in der vorliegenden Arbeit angenommen wird, eine Verschlechterung der THG-Bilanz mit sich bringt. In den anderen Studien wird in der Regel bei der Bezeichnung „Nawaro“ nur Mais als vorteilhaftestes Substrat eingesetzt. Zum anderen ergeben sich mit Nutzung von Reststoffen wie Gülle erheblich weniger Aufwendungen für die Bereitstellung der Substrate, zudem wird noch eine Gutschrift für vermiedene Güllelagerung eingerechnet.

Tabelle 2-4: Vergleich einiger Inputparameter in die LCA aus verschiedenen Studien (eigene Darstellung)

		Vogt 2008	Thrän et al. 2011	eigene Berechnung
Silierungsverluste im Vorlager	Massen %	5 - 15	5	5 - 15
Rohgasertrag	m <sup>3</sup> /t FM	185 - 200	div.	200 - 220
Gasverlust BGA	Vol %	0,5	1 - 0,1	1-0,5
N <sub>2</sub> O Emissionen Boden	%	0,25	1	1
<b>Substrateinsatz</b>	-	<b>Nawaro</b>	<b>80 % Nawaro, 20 % Gülle</b>	<b>Nawaro</b>

Zu den niedrigeren Ergebnissen von (Thrän et al. 2011) trägt sicherlich auch bei, dass hier abweichend ein THG-Potenzial von Methan mit GWP=23 (Lachgas GWP= 296) angesetzt worden ist.

## 2.2.4 Sonstige ökologische Wirkungen der Biomethan-Produktion

Im Fokus dieser Arbeit stehen die Klimawirkung der Biomethan-Produktion und damit deren THG-Optimierung. Sonstige ökologische Wirkungen wie Effekte auf Boden- und Gewässerschutz, aber auch Effekte für die Landwirtschaft sollen aber nicht gänzlich vernachlässigt werden, wenn sie auch in der vorliegenden Arbeit nur vereinfachend angeschnitten werden können. Die Diskussion dieser sonstigen Wirkungen erfolgt in diesem Abschnitt verbalargumentativ. Als Grundannahme wird vorausgesetzt, dass die Fläche, die für die Produktion von Biomethan-Substraten eingesetzt wird, in jedem Fall einer landwirtschaftlichen Nutzung unterliegt. Das bedeutet, dass die erwartbaren Effekte durch den Anbau von Biomethan-Substraten mit den Effekten durch andere landwirtschaftliche Nutzungen – die Bereitstellung anderer Bioenergieträger, aber auch der konventionellen Nahrungs- und Futtermittelerzeugung - verglichen und die Vor- und Nachteile abgewogen werden.

Dem sei vorausgeschickt, dass jede Art von landwirtschaftlicher Produktion einen Eingriff in die Natur darstellt, mit dem immer Effekte auf Boden und Gewässer sowie Biodiversität und Naturschutz verbunden sind. In der heutigen Zeit, in der zum einen der weltweite Handel mit landwirtschaftlichen Erzeugnissen deutlich ausgebaut ist und zum anderen zunehmend Anforderungen an die Bioenergie als eine Säule bei der Umsetzung der Energiewende gestellt werden, scheint aber eine Flächenstilllegung als ökologische Brache für erhebliche Anteile der gesamten Ackerfläche keine Alternative zu sein.

Die Diskussion erfolgt unter den Aspekten „Umweltschutz“ und „Einbindung in die Landwirtschaft“. Zu beiden werden im Folgenden Bewertungsmatrizen vorgestellt, die im Anschluss zusammengefasst ausgewertet werden. Betrachtet werden die Erzeugung der Bioenergieträger Biodiesel, Ethanol (auf Basis von Zucker, Stärke sowie Lignozellulose), Biogas / Biomethan (auf Basis von Mais sowie einem Substratmix wie in Abschnitt 2.2.2.2 dargestellt), BTL<sup>16</sup> sowie Stroh und Holz zur Wärmebereitstellung und Verstromung. Aus diesen Betrachtungen lassen sich Aussagen zu einigen konventionellen Nahrungs- und Futtermittel-Erzeugnissen ableiten (wie Getreide, Zuckerrübe stellvertretend für Hackfrüchte, sowie Raps).

### **Beiträge zum Umweltschutz**

Die ökologische Bewertung zum Umweltschutz umfasst die Aspekte (1) Schutz bzw. Belastung von Boden und Gewässer durch Eintrag von Pflanzenschutzmitteln (PSM) und Dünger und (2) Biodiversität als Vorkommen von wildlebenden Pflanzen- und Tierarten (Insekten). Nach (Scheffelowitz et al. 2008) sollte der Beitrag zur Biodiversität nicht allein auf die einzelne Kulturarten bezogen erfolgen. *„Für die Frage nach dem Vorkommen wildlebender Pflanzen- und Tierarten ist jedoch nicht allein die Kulturart zu betrachten. Vielmehr geht es um eine Betrachtung der Kulturart in ihrem jeweiligen räumlichen Kontext, d. h. neben Standort- und Bodeneigenschaften sind vor allem die jeweils benachbarten Strukturen einzubeziehen. Wichtigste Erkenntnis ist, dass in einer Kulturlandschaft jede Kulturart mit ihren Charakteristika (...) einen Beitrag zur Biodiversität leisten kann, der von dem Grad der Abweichung zu den jeweils anderen angebauten Kulturarten abhängt“* (Scheffelowitz et al. 2008).

Das bedeutet, dass der Beitrag zur Biodiversität umso höher ist, je vielfältiger die Anbaustruktur ist. Daran wird deutlich, dass die Bewertung der Beiträge zur Biodiversität nicht losgelöst von der räumlichen Verortung erfolgen kann, sondern gerade die regionalen Besonderheiten zu beachten sind. Weitere Ausführungen dazu folgen im nächsten Abschnitt unter dem Aspekt „Einbindung in die Landwirtschaft“.

Da eine räumlich differenzierte Auswertung den Rahmen dieser ingenieur-wissenschaftlichen Arbeit übersteigt, ist die Biodiversität in der Bewertungsmatrix (siehe Abbildung 2-12) annäherungsweise in Abhängigkeit vom eingesetzten Pflanzenschutzmittel bewertet worden: je mehr Pflanzenschutzmittel für eine Kultur eingesetzt wird, desto weniger an Begleitkräutern und damit an Kleinst-Lebewesen werden erwartet. Annahmen zur Gabe von Pflanzenschutzmitteln sind (Wiesenthal et al. 2006) entnommen.

Die Auswertungen sind dabei als erste Annäherungen bzw. Abschätzungen zu verstehen; aufgrund der Komplexität der biologischen Systeme sowie den vielfältigen Faktoren, die zu

---

<sup>16</sup> Biomass-to-Liquid, synthetischer Biokraftstoff aus Fischer-Tropsch-Synthese



berücksichtigen sind (etwa Standort, klimatischen Faktoren, Bodenstruktur, Bewässerung, Management anderer Nährstoffe, Zeitpunkt und Art der Ausbringung, Pflanzenverfügbarkeit des Stickstoffs, etc.) sollten keine pauschalen Schlussfolgerungen gezogen werden. Ein mittlerer Düngebedarf kann je nach Rahmenbedingung eine hohe Auswaschung nach sich ziehen. Ebenso können je nach Standort und Boden- und Gewässerbelastung bereits geringe Stickstoffausträge vielfältige Schädwirkungen haben.

	<b>Biodiesel</b> Raps	<b>Ethanol</b> Getreide Zucker- rüben Stroh (Getreide)			<b>Biogas / Biomethan</b> Mais-Mono Mais+ Getreide <i>Fruchtfolge</i>		<b>BTL/ SNG</b> KUP	<b>Wärme / Strom</b> Stroh (Getreide) KUP	
<b>Umweltschutz</b>									
<b>PSM Einsatz (Boden-/ Gewässer- schutz)</b>	- hoher Bedarf	0 mittlerer bis hoher Bedarf	0 mittlerer Bedarf	0 mittlerer bis hoher Bedarf	- hoher Bedarf	0 mittlerer (bis hoher) Bedarf	+ geringer Bedarf	0 mittlerer bis hoher Bedarf	+ geringer Bedarf
<b>Düngemittel- auswaschung (Boden-/ Gewässer- schutz)</b>	- hoher Dünge- bedarf, mittlere bis hohe Aus- waschung	+ mittlerer Dünge- bedarf, geringe Aus- waschung	- hoher Dünge- bedarf, hohe Aus- waschung	+ mittlerer Dünge- bedarf, geringe Aus- waschung	- hoher Dünge- bedarf	+ mittlerer Dünge- bedarf, geringe Aus- waschung	+ mittlerer Dünge- bedarf, geringe Aus- waschung	+ mittlerer Dünge- bedarf, geringe Aus- waschung	+ mittlerer Dünge- bedarf, geringe Aus- waschung
<b>Biodiversität: Fauna *)</b>	- geringe Anzahl	0 mittlere Anzahl	0 mittlere Anzahl	0 mittlere Anzahl	- geringe Anzahl	0 mittlere Anzahl, Vorteil: Fruchtfolge	+ höhere Anzahl	0 mittlere Anzahl	+ höhere Anzahl

\*) nährungsweise aus PSM abgeleitet

- **Aspekt negativ bewertet**  
 0 **Aspekt neutral bewertet**  
 + **Aspekt positiv bewertet**

**KUP** Holz aus Kurzumtriebsplantagen

Abbildung 2-12: Bewertungsmatrix „Umwelteffekte“ durch die Produktion von Bioenergie (eigene Darstellung)

### Beiträge zur Einbindung in die Landwirtschaft

Die Bewertung der Einbindung in die Landwirtschaft umfasst die folgenden Aspekte, die in Abbildung 2-13 dargestellt sind:

- Nährstoffkreislauf: Möglichkeit der Nährstoffrückführung;
- Einbindung der Pflanze in eine Fruchtfolge: die Notwendigkeit einer Fruchtfolge wird positiv gewertet, da die Gefahr einer (wirtschaftlich motivierten) Monokultur geringer ist;
- Effekt für die Fruchtfolge: positiver oder negativer Beitrag der Pflanze zur Fruchtfolge bzw. Effekte auf zuvor oder danach angebaute Pflanzen auf dem gleichen Feld sowie
- Nutzung von Koppelprodukten: Erzeugung nur eines Produktes (Energie) oder die Möglichkeit, mit Koppelprodukten auch andere Märkte zu bedienen.

Die aufgeführten Kriterien können dabei durchaus im Widerspruch zueinander, bzw. zu anderen Aspekten stehen. So ist etwa die Erzeugung von mehr als einem Produkt (beispielsweise wird bei Biodiesel auf Basis von Raps sowohl Energie, als auch Tierfutter und das Industrieprodukt Glycerin erzeugt) in diesem Kontext vorteilhaft. Andererseits ist die Energieerzeugung pro Fläche (GJ/ha) geringer als z. B. bei der Produktion von Biogas / Biomethan, wo die ganze Pflanze energetisch genutzt wird. Das Beispiel zeigt, dass die vielfach aufgebrachte Forderung nach einer „Ganzpflanzen-Nutzung“ nicht auf den Bereich der Energieerzeugung beschränkt werden sollte, sondern die Auswertung auf das umfassendere landwirtschaftliche System aufgeweitet werden muss.

	<b>Biodiesel</b> Raps	<b>Ethanol</b> Getreide Zucker- rüben Stroh (Getreide)			<b>Biogas / Biomethan</b> Mais-Mono Mais + Getreide <i>Fruchtfolge</i>		<b>BTL / SNG</b> KUP	<b>Wärme / Strom</b> Stroh (Getreide) KUP	
<b>Einbindung in die Landwirtschaft</b>									
<b>Nährstoff- kreislauf</b>	- keine Rück- führung	- keine Rück- führung	- keine Rück- führung	-- keine Rück- führung; zusätzl. bedenklich für Humus- saldo	+ annähernd geschloss. Kreislauf	+ annähernd geschloss. Kreislauf	- keine Rück- führung	- keine Rück- führung	- keine Rück- führung
<b>Einbindung in Fruchtfolgen</b>	+ nicht selbst- verträglich	- selbst- verträglich	+ nicht selbst- verträglich	- selbst- verträglich	- selbst- verträglich	+ Fruchtfolge voraus gesetzt	- selbst- verträglich	- selbst- verträglich	- selbst- verträglich
<b>Effekt für Fruchtfolgen</b>	++ Hackfrucht	0 Halmfrucht	++ Hackfrucht	0 Halmfrucht	0 Halmfrucht	0 Halmfrucht	- mehr- jährige Bindung	0 Halmfrucht	- mehr- jährige Bindung
<b>Koppel- produkt- Nutzung</b>	+++ Press- kuchen / Stroh / Glycerin	++ Schlempe / Stroh	++ Schlempe / Stroh	+ Schlempe	+ Gärrest	+ Gärrest	-	-	-

- **Aspekt negativ bewertet**  
 0 **Aspekt neutral bewertet**  
 + **Aspekt positiv bewertet**

**KUP** **Holz aus Kurzumtriebsplantagen**

Abbildung 2-13: Bewertungsmatrix „Einbindung in die Landwirtschaft“ (eigene Darstellung)

In diesem Zusammenhang und als Argumentation für die spätere Allokation der für Bioenergie verfügbaren Flächen auf die verschiedenen Nutzungen (siehe Kapitel 3) wird auf die Bedeutung von Raps als Kulturpflanze für die deutsche Landwirtschaft eingegangen<sup>17</sup>.

Raps leistet aus agrarischer Sicht als Blatt- und Hackfrucht einen wichtigen Beitrag zu einer ausgewogenen Fruchtfolge in Deutschland, wo zunehmend überwiegend Halmfrüchte, also Getreide, angebaut werden. Neben Raps sind Kartoffeln, Rüben, sowie mehrjährige Ackerfutterpflanzen geeignet, eine Halmfrucht basierte Fruchtfolge aufzulockern. In der Bewer-

<sup>17</sup> Die folgende Einschätzung wird unter anderem gestützt durch den Redebeitrag von Dr. Armin Vetter beim EEG-Dialog „Biogas“ am 4. Februar 2013 in Berlin; <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/eeg-reform/2-eeg-dialogforum/>

tungsmatrix sind Hackfrüchte daher gegenüber Halmfrüchten positiver bewertet. Sowohl Kartoffeln als auch Rüben sind aber immer weniger ökonomisch darstellbar, was die Bedeutung von Raps unterstreicht. Weitere positive Aspekte sind eine Förderung von Strukturbildung und biologischer Aktivität im Boden sowie Humusmehrung durch lange Bodenbedeckung, tiefe Wurzeln und die Menge der Ernterückstände, die auf dem Feld verbleiben. Negativ ist dagegen die Freisetzung von Stickstoff aus dem Boden. Aufgrund der Ausbildung von spezifischen Schädlingen ist Raps nicht selbstverträglich und sollte auch nicht in Kombination mit Rüben angebaut werden. Die derzeitige Anbaufläche von insgesamt rund 1,4 Mio ha nach (Destatis- Statistisches Bundesamt 2013) scheint ausreichend zu sein, um die positiven Effekte zu nutzen. Der in Deutschland angebaute Raps wird aber nur zu weniger als einem Drittel (rund 0,4 Mio ha) für die Nahrungsmittelproduktion genutzt; der überwiegende Teil wird für Biodiesel verwendet (FNR 2013a).

### **Zwischenergebnis: ökologische Betrachtung**

Eine Möglichkeit zur umfassenden Auswertung besteht in der Zusammenfassung zu „Öko-Punkten“ durch Addition der Vor- und Nachteile (+ und -). Im Ergebnis würde eine Rangfolge entstehen, bei der Biogas auf Basis einer Substrat-Fruchtfolge an erster Stelle (= am vorteilhaftesten) stünde, gefolgt von Ethanol (Zuckerrübe), dann Raps-Methyl-Esther vor Pflanzenöl und Ethanol (Getreide). Alle Nutzungen von Holz aus KUP sowie Ethanol auf Basis von Stroh nähmen die zweit-letzte Stelle ein; am wenigstens vorteilhaft wären Strohpellets zur Wärmeerzeugung sowie Biogas auf Basis von Mais als ausschließlichem Substrat.

Die Aufrechnung von mehreren „weichen“ Faktoren zu Öko-Punkten ist jedoch nur bedingt empfehlenswert, da die unterschiedlichen Aspekte hierbei direkt und gleichwertig angerechnet und nicht priorisiert werden. Zudem ist nicht in jedem Fall eine harte Konkurrenz gegeben, so dass eine verbal-argumentative Bewertung an dieser Stelle zielführender ist.

Die Bedeutung von Hackfrüchten wird, wie oben dargestellt, von Landwirtschafts-Experten als sehr hoch eingeschätzt, da eine Auflockerung der sonst überwiegend von Halmfrüchten geprägten Landwirtschaft notwendig ist. Dieses Argument zielt auf eine Besserstellung von Raps gegenüber Mais, die bezüglich der Aspekte im Umweltschutz gleich bewertet sind. Da Raps keine selbstverträgliche Frucht ist, hat er darüber hinaus nicht das Potenzial, andere Pflanzen wie Biogassubstrate zu verdrängen; im Gegenzug sollte Raps ein Platz in der deutschen Landwirtschaft eingeräumt werden. Dem wird in der Flächenallokation in Kapitel 3 Rechnung getragen.

Wie im vorigen Abschnitt 2.2.2 gezeigt, hat Biomethan auf Basis von regional angepassten Fruchtfolgen eine schlechtere THG-Bilanz als bei Verwendung von Mais in Monokultur. Die sonstigen ökologischen und landwirtschaftlichen Effekte sind aber durchgehend positiv, so dass die Verschlechterung toleriert werden kann. Auch gegenüber anderen Biomasse-Nutzungspfaden (BTL, RME, Ethanol) ist der Anbau von Biogassubstraten als Substratmix vorzuziehen. Durch die Erzeugung nach guter landwirtschaftlicher Praxis sind im Vergleich mit der konventionelle Landwirtschaft zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion hierbei keine zusätzlichen negativen Umweltwirkungen zu erwarten.

In (Scheftelowitz et al. 2008) ist gezeigt worden, dass nicht nur das einzelne Feld, sondern eine vielfältige Anbaustruktur wesentlich für eine hohe Biodiversität ist. Damit gewinnt die „Einbindung in die Landwirtschaft“ und hier der Aspekt „Fruchtfolgen“ an Bedeutung, indem die Verhinderung von Monokulturen direkt positiv auf die lokale Umwelt einwirkt. Vor diesem

Hintergrund ist zum einen die Gefahr einer „Vermaisung“ ernst zu nehmen (siehe auch Abschnitt 2.2.2.2); allerdings haben (Scheffelowitz et al. 2008) auch darauf hingewiesen, dass mittlerweile in einigen ostdeutschen Landstrichen vorwiegend Getreide angebaut wird. Dort droht also eine „Monokultur Weizen“, der durch den zusätzlichen Anbau von Mais entgegen gewirkt werden kann<sup>18</sup>. Für eine ausgewogene Bewertung ist daher wiederum die geographische Ebene und die Besonderheiten in der betrachteten Region zu berücksichtigen.

Den Nachteilen durch Pflanzenschutz- und Düngemittelgabe kann in vielen Fällen durch vermehrt ökologischen Anbau begegnet werden. Durch ein Zulassen von Begleitkräutern wird in der Regel auch die Anzahl an Insekten und Kleinst-Lebewesen erhöht. Damit geht allerdings auch eine Verringerung der erzielbaren Erträge einher, was sich negativ auf die Umsetzung der Energiewende auswirken kann. Hier besteht ein deutlicher Zielkonflikt „Umweltschutz vs. Klimaschutz“.

## 2.3 Ökonomische Betrachtung

Im Fokus der vorliegenden, ingenieurwissenschaftlichen Arbeit steht der THG-optimierte Einsatz von Biomethan und damit die detaillierte Betrachtung der Emissionen, die einerseits durch die Produktion verursacht (Kapitel 2), andererseits durch Ersatz fossiler Energie eingespart werden können (Kapitel 4). Die Betrachtung der Ökonomie der Produktion und des Einsatzes von Biomethan ist unter diesem Gesichtspunkt eher ein Nebenaspekt und wird daher an dieser Stelle nur angerissen, ohne im volks- oder betriebswissenschaftlichen Detail vertieft zu werden. So spielen z. B. Finanzierungskonzepte in der vorliegenden Arbeit keine Rolle. Vernachlässigt wird daher auch der Aspekt der Vermarktung bzw. des Wertes des Gärrests. Durch das Ausbringen dieses Gärrests als Ersatz von Mineraldünger werden zwar auch finanzielle Ressourcen frei – diese werden jedoch in der Rechnung nicht berücksichtigt.

Es werden zunächst die Kosten der Bereitstellung von Biomethan nach dem betrachteten Stand der Technik dargestellt. Die Kosten werden zunächst – analog zur Vorgehensweise bei den THG-Emissionen – auf Basis des Heizwertes betrachtet. Um einen Vergleich mit den üblichen Darstellungen für Erdgas zu erleichtern, werden die Kosten ebenfalls auf Basis des Brennwertes ausgewiesen.

### 2.3.1 Gestehungskosten für Biomethan

Eine Zusammenstellung der relevanten Eingangsgrößen für die Ermittlung der Gestehungskosten für Biomethan frei Einspeisestelle zeigt Tabelle 2-5 (Bonsen 2009; Urban et al. 2008). Sie setzen sich aus den Kosten für die Gaserzeugung in der Biogasanlage, der Aufbereitung sowie der Einspeisung zusammen. Dabei sind sowohl die Investitions-, als auch die Betriebskosten (Eigenverbrauch, Wasserverbrauch, Strom, Wärmeverbrauch, Abwasseranfall, Prozesshilfsmittel, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Personalkosten, Kapitalkosten) berücksichtigt. Die Netznutzungsentgelte bzw. die Zahlungen für vermiedene Netzkosten in Höhe von 0,7 € ct/kWh eingespeistes Gas (Volk 2012) sind zunächst - wie andere Erlöse

---

<sup>18</sup> Redebeitrag von Dr. Armin Vetter beim EEG-Dialog „Biogas“ am 4. Februar 2013 in Berlin;  
<http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/eeg-reform/2-eeg-dialogforum/>

auch - nicht berücksichtigt. Im Folgenden werden betriebswirtschaftliche Vollkosten netto vor Steuern ausgewiesen; Kosten für Versicherung sind nicht enthalten.

Als Basisjahr für die Berechnung ist das Jahr 2010 gewählt worden; die Anlage entspricht der in Abschnitt 2.2.2 Anlage „optimierte Technik“ mit einer Volllaststundenzahl von 7.500 h/a und einem Abschreibungszeitraum von 15 Jahren. Dabei werden nach (Urban et al. 2008) die jährlichen Kapitalkosten statisch berechnet. Die Betriebskosten sind in der Tabelle 2-5 über den Abschreibungszeitraum addiert und ebenfalls in absoluten Werten angegeben.

Im Ergebnis werden Gestehungskosten des Biomethans von rund 8,5 € ct/kWh Methan ermittelt. Dieser Wert sowie verschiedenen Zwischenergebnisse der Rechnung (etwa die jährlich abzuzahlenden Investitionskosten für Anlage und Aufbereitung mit rund 930 Tsd. €) passt in die Bandbreite, die z. B. von (Volk 2012) angegeben werden.

Tabelle 2-5: Relevante Eingangsgrößen für die Ermittlung der Gestehungskosten für Biomethan frei Einspeisestelle (eigene Darstellung)

	Basisjahr 2010		€ ct/kWh Methan	
			(Heizwert)	(Brennwert)
<b>Biogasanlage</b>				
Substratkosten	€/t FM	32	3,33	3,02
Invest- und Betriebskosten ohne Energie	Tsd. €	33.625	2,82	2,56
Betriebskosten Strom	Tsd. €	3.744	0,31	0,29
Betriebskosten Wärme	Tsd. €	2.586	0,22	0,20
<b>Aufbereitung &amp; Einspeisung</b>				
Invest- und Betriebskosten ohne Energie	Tsd. €	12.295	1,06	0,96
Betriebskosten Energie	Tsd. €	9.000	0,75	0,69
<b>Gestehungskosten Biomethan</b>			<b>8,49</b>	<b>7,72</b>

Mit rund 39 % stellen die Substratkosten dabei den größten einzelnen Block der Gestehungskosten; die Investitions- und Betriebskosten der Biogasanlage sind mit zusammen ebenfalls 39 % deutlich höher als die Kosten für Investition und Betrieb der Aufbereitung.

Die Substratkosten sind mit 32 € /t FM angesetzt; dies entspricht (gemäß Gemmeke et al. 2009) dem Durchschnitt der gezahlten Preise für Nawaro als Einsatzstoff. Im folgenden Abschnitt werden die Substratkosten neben verschiedenen anderen Parametern im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse variiert.

### 2.3.2 Sensitivitätsrechnungen

Sechs Parameter sind in der Sensitivitätsanalyse variiert worden (siehe Abbildung 2-14): die Substratpreise und der Gasertrag, die Personal- und Energiekosten sowie die Investitionskosten für die Biogasanlage und die Aufbereitung.

Die Substratpreise sowie der Gasertrag, der ebenfalls mindestens teilweise vom gewählten Substrat abhängt, haben den größten Einfluss auf die Gestehungskosten des Biomethan. Dabei steigen die Kosten des Produkts mit steigenden Substratpreisen, während höhere Gaserträge zu einer Absenkung der Produktkosten führen.

Die Wahl des Substrats ist somit eine betriebswirtschaftliche Optimierungsaufgabe: es kann durchaus lohnend sein, in Substrat mit einem höheren Gasertrag zu etwas höheren Preisen einzukaufen, wenn ein entsprechend höherer Gasertrag zu erwarten ist – und umgekehrt.

Die Personalkosten sind laut (Urban et al. 2008) für „gute Betriebsführung mit entsprechend ausgebildetem Personal“ angesetzt. Gemäß (Bonsen 2009) sind sie auf die Kosten für das Substratmanagement (Planung, Abrechnung, Vertragsabschlüsse, Kontakt zu den liefernden Landwirten) und weitere administrative Aufgaben erweitert worden. Auf die Gestehekungskosten des Biomethans haben erhöhte (oder verminderte) Personalkosten einen zu vernachlässigenden Einfluss. Annähernd parallel zur Sensitivität der Personalkosten verläuft die Kurve der Investitionskosten für die Aufbereitung; auch diese spielen nur eine äußerst geringe Rolle.

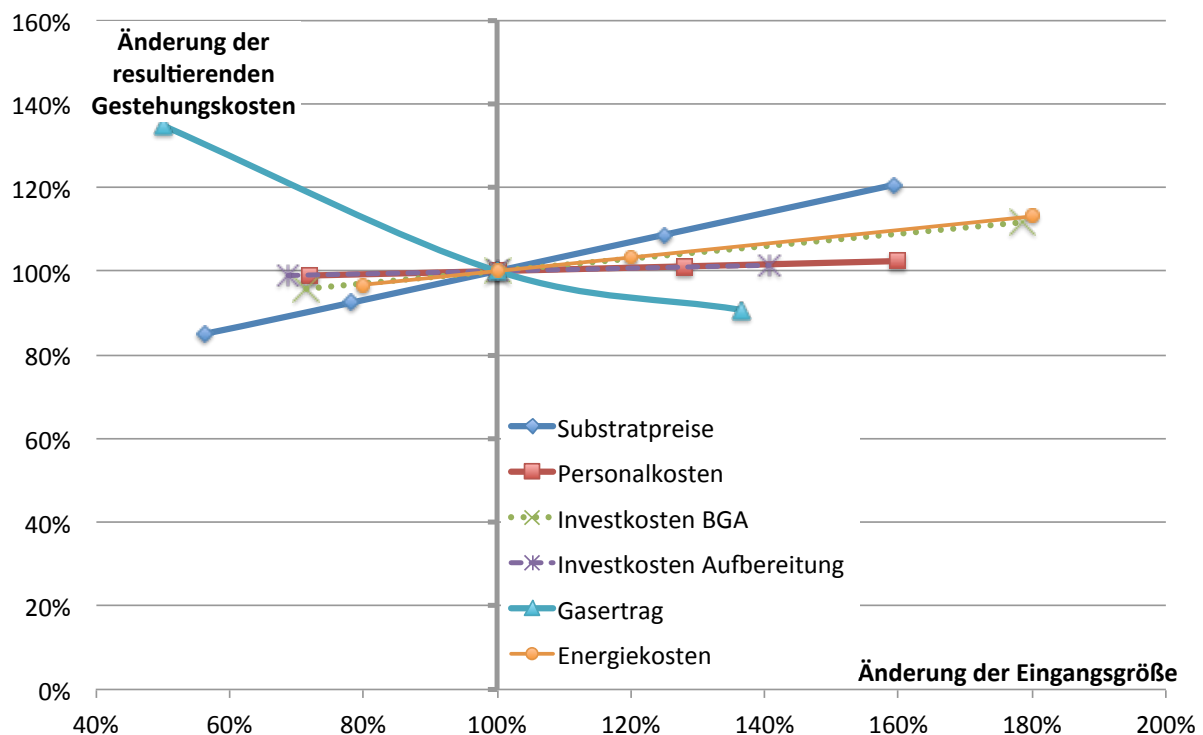


Abbildung 2-14: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Parameter Substratpreise, Personalkosten, Investitionskosten BGA und Aufbereitung, Gasertrag und Energiekosten auf die Gestehekungskosten für Biomethan (eigene Darstellung)

Einen etwas höheren Einfluss haben die Investitionskosten für die Biogasanlage sowie die Energiekosten, die ebenfalls annähernd gleiche Auswirkungen hervorrufen. Die Kosten für Strom und Wärme sind in diesem Fall zusammengenommen, wobei Strom rund 82 % der angesetzten Energiekosten ausmacht (rund 60 % für die Aufbereitung). Auch bei einer Verdopplung der Energiekosten steigen die Gestehekungskosten des Biomethans nur um rund 16 % und damit weniger als bei einer Erhöhung der Substratkosten.

### 3 Biomethan als Energieträger: Ausblick

Der derzeitige Stand der Produktion von Biomethan zur Einspeisung in Deutschland inklusive der erwartbaren THG-Emissionsfaktoren und der Gas-Gestehungskosten sind im vorigen Kapitel 2 dargestellt worden (Module A-C ist von Teilmodell I). Um Aussagen zu einem optimierten Einsatz von Biomethan als Energieträger in einem sich dynamisch wandelnden Energiesystem treffen zu können, muss auch die Bereitstellung von Biomethan dynamisiert betrachtet werden. Dazu müssen die betrachteten Größen – Potenzial, THG-Emissionsfaktor und Gestehungskosten – unter den sich wandelnden Rahmenbedingungen analysiert werden.

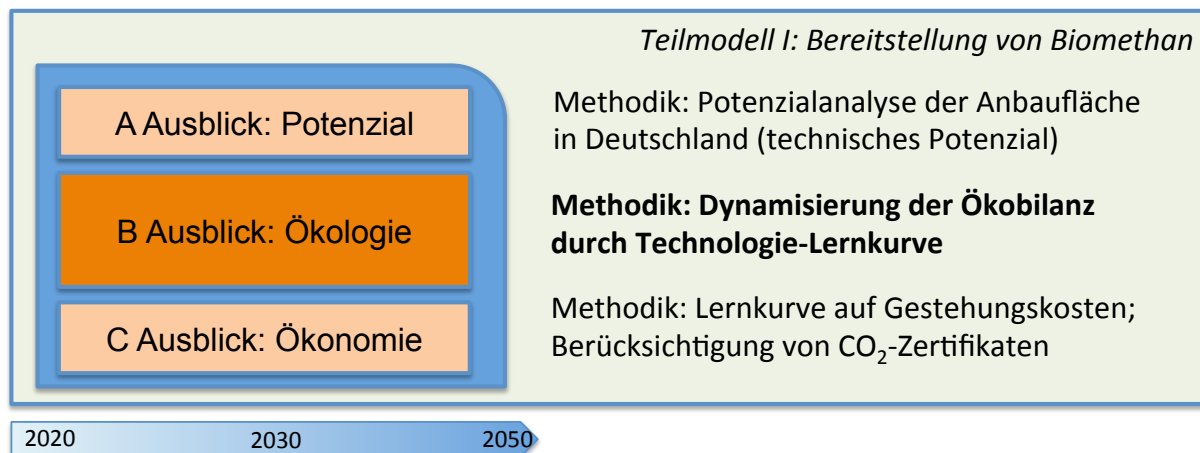


Abbildung 3-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell I, Module A-C Ausblick und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung)

Dies geschieht im Folgenden in den Modulen A-C Ausblick von Teilmodell I (siehe Abbildung 3-1). Zur Betrachtung der mittel- bis langfristig erwartbaren Menge an Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland wird eine Potenzialanalyse angestellt (Kapitel 3.1). Die Dynamisierung der Ökobilanz mittels Technologie-Lernkurven (Kapitel 3.2) ist ein neuer, innovativer Ansatz, der wesentlich zur Beantwortung der Forschungsfrage beiträgt, da Ökobilanzen bisher nur statisch vorliegen und so nur eingeschränkte Erkenntnisse über die zukünftige Nutzung des Energieträgers erlauben. Die Dynamisierung baut dabei auf den erzielbaren Mengen an Biomethan und damit auf der Potenzialanalyse auf.

Die Ergebnisse von Teilmodell I werden in einem Zwischenfazit zusammengefasst (Kapitel 3.3), bevor die Untersuchung des Einsatzes von Biomethan in den unterschiedlichen Bereichen in Teilmodell II erfolgt (siehe Kapitel 4 für die statische Betrachtung und Kapitel 5 für den Ausblick bis 2050).

#### 3.1 Potenzialanalyse: Verfügbarkeit des Energieträgers Biomethan

Die folgende Potenzialanalyse bietet eine Abschätzung der im Zeitverlauf verfügbaren Menge an Biomethan, die in Deutschland aus nachwachsenden Rohstoffen aus dem gezielten Anbau produziert werden kann. Dabei handelt es sich nicht um eine Prognose, sondern vielmehr um eine Hilfe bei der späteren Einordnung der Zielgrößen, die durch die Herausforderungen der Energiewende gestellt werden (siehe Kapitel 5).

### 3.1.1 Methodik der Potenzialanalyse: technisch-nachhaltiges Potenzial

Die Literatur unterscheidet in der Potenzialanalyse zwischen verschiedenen Potenzialbegriffen wie dem theoretischem, technischem, ökonomischem und erschließbarem (auch: Erwartungs-) und ökologischem bzw. nachhaltigem Potenzial (Kaltschmitt et al. 2009). Die erschließbaren Mengen nehmen dabei mit jedem Analyseschritt ab, d. h. es ist in der Regel nur ein Teil des theoretischen Potenzials technisch, und ein weiterer Teil wirtschaftlich und nachhaltig verfügbar (siehe Abbildung 3-2). Das tatsächlich erschließbare Potenzial muss im konkreten Gespräch mit Akteuren vor Ort erfasst werden und stellt oft nur noch einen Bruchteil des technischen Potenzials dar.

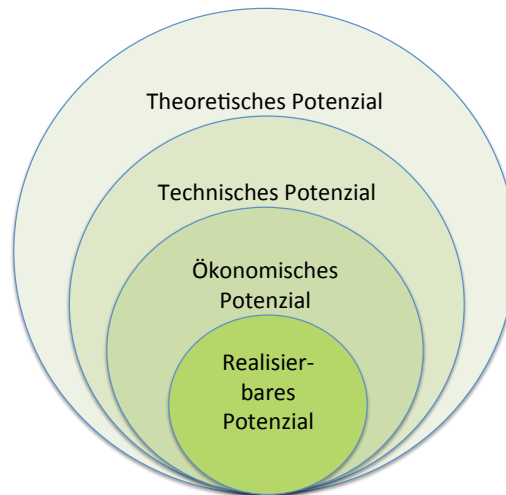


Abbildung 3-2: Abgrenzung verschiedener Potenzialbegriffe (eigene Darstellung)

In der Literatur findet sich vielfach die Angabe des technischen Potenzials. Dieses bildet auch die Grundlage für die hier vorgelegte Potenzialabschätzung. Eine marktwirtschaftliche Betrachtung des Biomasse-Potenzials erfolgt nicht. Diese müsste die ökonomische Bewertung der jeweils konkurrierenden Produkte (Bioenergie vs. Nahrungs- und Futtermittel sowie andere landwirtschaftliche Erzeugnisse wie Luxusgüter, stoffliche Nutzung von Biomasse etc.) unter Einbeziehung von Standortfaktoren und Marktmechanismen im globalen Bezug einschließen. Eine solche Untersuchung ist höchstens in Ausschnitten bekannt (siehe etwa Gömann et al. 2008; Thrän et al. 2005).

Die notwendige agrar-ökonomische Perspektive geht über den ingenieur-wissenschaftlichen Rahmen dieser Arbeit hinaus. An dieser Stelle wird daher ebenfalls ein technisches Potenzial ermittelt. Für den Bezugsraum Deutschland und den Zeithorizont bis 2050 wird untersucht, in welcher Größenordnung Ackerfläche für die Produktion von Biomasse freigegeben werden kann, die nicht zur Deckung des Eigenbedarfs Deutschland mit Nahrungsmitteln benötigt wird. Die Methodik folgt damit dem Grundsatz „*food first*“, der in der Debatte um die Nutzung von Biomasse zur Energieerzeugung vielfach formuliert worden ist.

Dabei wird kein Export von Überschüssen über die innerdeutsche Bedarfsdeckung hinaus berücksichtigt. Damit weicht die Methodik von den tatsächlichen Gegebenheiten ab, da in 2010 bereits ein Viertel der Verkaufserlöse durch den Export erwirtschaftet worden ist (BMELV 2011). Die Untersuchung wird erweitert um Nachhaltigkeitsaspekte wie die Einbeziehung von Naturschutz-Anforderungen, so dass im Ergebnis ein technisch-nachhaltiges Potenzial ausgewiesen wird.



Abbildung 3-3 zeigt das schematische Vorgehen bei der Bestimmung der verfügbaren Ackerfläche und daraus abgeleitet des Potenzials an Biomethan mit den relevanten Einflussgrößen. Es wird davon ausgegangen, dass im Wesentlichen der Rückgang der Bevölkerung in Deutschland sowie steigende Erträge im konventionellen Pflanzenbau dazu beitragen, dass im Ausblick weniger Fläche für die Bedarfsdeckung in Deutschland benötigt und so Flächen für die Produktion von Biomasse für die energetische und stoffliche Nutzung freigesetzt werden.

Die Untersuchung startet mit der Festlegung der gesamten verfügbaren Ackerfläche (siehe Abschnitt 3.1.2.1). Gemäß (BMELV 2009; Maul et al. 2008) wird der Selbstversorgungsgrad Deutschlands an Nahrungsmitteln (inklusive Futtermittel) für die einzelnen Produktgruppen betrachtet und ermittelt, ob hier zusätzliche Fläche benötigt wird (bei einem Selbstversorgungsgrad kleiner 100 %) oder ob Fläche freigesetzt werden kann. Das bedeutet dann allerdings im Sinne der obigen Überlegungen zu marktwirtschaftlichen Aspekten, dass kein Überschuss mehr produziert wird, der derzeit in der Regel für den Export genutzt wird. Für den betrachteten Zeitraum wird damit ein Flächensaldo für die Selbstversorgung mit Nahrungsmitteln ermittelt. Dem wird die zum gleichen Zeitraum tatsächlich mit Nawaro belegte Fläche gegenübergestellt und in das Saldo mit einbezogen. Damit wird ein Startwert für die Entwicklung der Flächenverfügbarkeit festgelegt.

Mit den Bevölkerungszahlen bzw. mit Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung sowie einer angenommenen Zusammensetzung der Nachfrage nach Nahrungsmitteln erfolgt eine Berechnung der im Zeitverlauf benötigten Fläche zur Deckung des Nahrungsmittelbedarfs. In diese Berechnung fließen zudem Annahmen zur erwartbaren Ertragssteigerung im konventionellen Pflanzenbau ein.

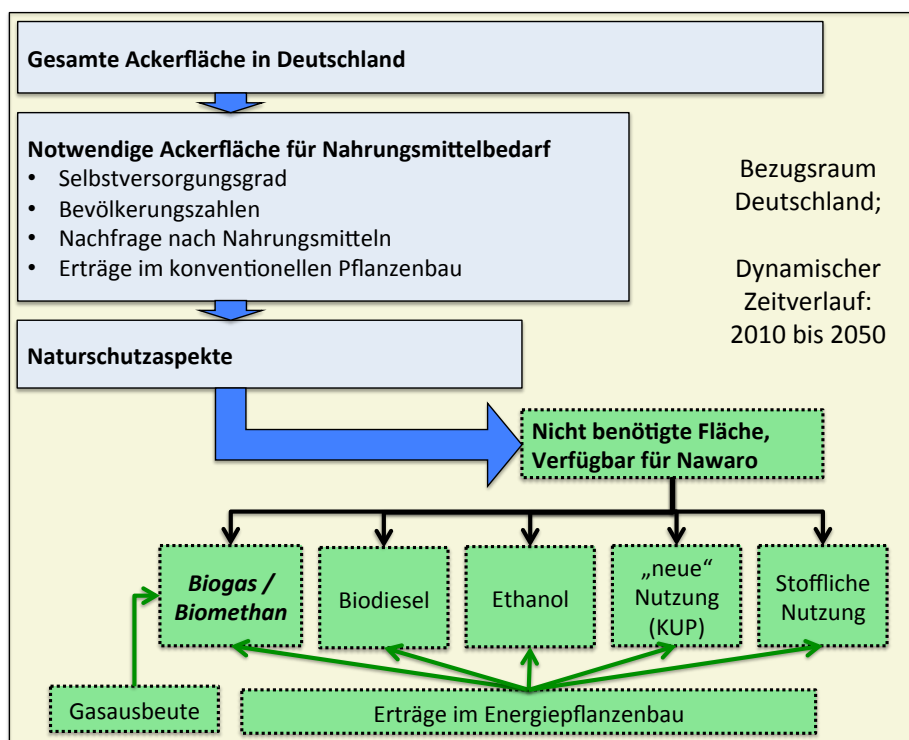


Abbildung 3-3: Schema zur Bestimmung des Biomethanpotenzials auf Basis der Flächenverfügbarkeit in Deutschland im Zeitverlauf (eigene Darstellung)

Die auf diese Weise ermittelte Fläche wird anschließend auf die verschiedenen Möglichkeiten der Biomasse-Nutzung allokiert (Abschnitt 3.1.2.2), wobei die Nutzungskonkurrenzen zwischen den verschiedenen Möglichkeiten der Bioenergie-Nutzungspfade angesprochen werden. Das Potenzial an Biogas / Biomethan wird außerdem von der erwartbaren Steigerung der Gasausbeute durch Anlagentechnik mit bestimmt (siehe hierzu Ausführungen in Abschnitt 3.2.3). Die Abgrenzung von Biogas zur vor-Ort-Verstromung von Biomethan zur Einspeisung erfolgt auf Basis eines dynamischen Zubaupfades (Abschnitt 3.1.2.3) für Biomethan-Anlagen bis zum Jahr 2050, ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahre.

### **3.1.2 Untersuchung / Anwendung der Potenzialabschätzung**

Es wird zunächst die benötigte Fläche in Deutschland zur Deckung des Nahrungsmittelbedarfs im Zeitverlauf bis 2050 ermittelt. Dies geschieht in den folgenden sechs Schritten mittels der Bestimmung

1. der landwirtschaftlichen Fläche;
2. des Selbstversorgungsgrades und der Flächenfreisetzung;
3. der Bevölkerungsentwicklung;
4. der Ertragssteigerungen im konventionellen Pflanzenbau sowie
5. der Nachfrage nach Nahrungsmitteln / Konsummuster.

Daran anschließend wird die Fläche, die zur Erfüllung von Naturschutzanforderungen benötigt wird, von der verbleibenden Fläche abgezogen.

Das Potenzial an Biogas / Biomethan wird aus der Allokation der Nawaro-verfügbaren Fläche unter Berücksichtigung der verschiedenen Nutzungskonkurrenzen für Bioenergie mit Annahmen zur Ertragssteigerung von Energiepflanzen sowie der Entwicklung der Gasausbeute ermittelt. Die Anlegung eines Zubaupfades „Biomethan zur Einspeisung“ bietet die Möglichkeit, das Potenzial von Biogas zur Nutzung von Ort vom Potenzial für Biomethan zur Einspeisung abzugrenzen.

#### **3.1.2.1 Flächen-Potenzial für Biomasse in Deutschland**

##### **(1) Landwirtschaftlich genutzte Fläche**

Deutschland verfügt über rund 17 Mio. ha landwirtschaftlich genutzt Fläche insgesamt, von denen rund 5 Mio. ha Dauergrünland sind. Die Ackerfläche, die hier im Fokus steht, beträgt damit knapp 12 Mio. ha (11.903.300 ha nach Destatis- Statistisches Bundesamt 2009). Die jährlichen Schwankungen dieser Zahlen bewegen sich im Prozentbereich; gemittelt über die fünfzehn Jahre von 1990 bis 2005 hat das Dauergrünland um 0,6 % ab-, und das Ackerland um 0,2 % zugenommen. Die Ackerfläche kann daher als konstant angesehen werden.

##### **(2) Selbstversorgungsgrad und Flächenfreisetzung**

Der Selbstversorgungsgrad bei landwirtschaftlichen Erzeugnissen wird vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz erhoben (verwendete Daten siehe BMELV 2009). Einen Auszug der relevanten Daten gibt Tabelle 3-1. Von diesen sind die Erzeugnisse, bei denen annähernd ein Selbstversorgungsgrad von 100 % gegeben ist,

nicht weiter betrachtet (also Fleisch, Milcherzeugnisse und Getreide mit jeweils 101 %). Für die Produkte, für die eine Unterdeckung ausgewiesen ist, also Gemüse, Hülsenfrüchte und pflanzliche Öle, sind die zusätzlich benötigten Flächen für eine theoretische Vollabdeckung berechnet, für Kartoffeln und Zucker dagegen frei werdende Flächen ermittelt worden, wenn der Überschuss nicht mehr erzeugt werden soll. Die Berechnung erfolgt anhand der tatsächlich genutzten Fläche nach (BMELV 2009) und der Differenz des Selbstversorgungsgrades zu 100 %<sup>19</sup>. Das Saldo dieser Berechnung ergibt eine Unterdeckung von 1,1 Mio. ha, die zusätzlich benötigt würden, um eine rechnerische Vollversorgung mit landwirtschaftlichen Erzeugnissen zu gewährleisten<sup>20</sup>.

Im gleichen Betrachtungszeitraum 2007 sind in Deutschland nach (FNR 2013a) auf rund 2 Mio. ha nachwachsende Rohstoffe angebaut worden. Den Großteil davon stellte Raps für Biodiesel mit 1,12 Mio. ha, neben 0,273 Mio. ha für die stoffliche Nutzung und 0,6 Mio. ha für andere Energiepflanzen (für Ethanol und Biogas).

Stellt man beide Angaben miteinander in Beziehung<sup>21</sup>, ergibt sich ein Startwert von 0,94 Mio. ha für die dynamische Betrachtung der Fläche, die nicht für die Produktion von landwirtschaftlichen Erzeugnissen für die rechnerische Vollversorgung Deutschlands benötigt wird.

Tabelle 3-1: Selbstversorgungsgrad Deutschlands mit ausgewählten landwirtschaftlichen Erzeugnissen (eigene Darstellung nach BMELV 2009)

%	2006	2007
Milch und Milcherzeugnisse	102	101
Fleisch gesamt	101	101
Rind- und Kalbsfleisch	126	116
Schweinefleisch	96	100
Geflügel	86	86
Getreide	103	101
Kartoffeln	111	115
Zucker	137	123
Gemüse	35	37
Hülsenfrüchte	90	87
Pflanzliche Öle	30	32

<sup>19</sup> Beispielrechnung: Kartoffeln sind auf 275.000 ha angebaut worden, was zu einem Selbstversorgungsgrad von 115 % geführt hat. Demnach sind 15 % der Anbaufläche „zuviel“ mit Kartoffeln belegt worden, entsprechend rund 35.000 ha.

<sup>20</sup> In der Abschätzung unberücksichtigt sind Luxusgüter wie Kaffee, Tabak, aber auch Baumwolle, Gummi, etc.

<sup>21</sup> Dabei wird auch die zusätzliche Verfügbarkeit von stillgelegten Flächen geprüft: stillgelegte Flächen, auf denen keine Nawaro angebaut werden, stünden zusätzlich zur Verfügung. Auf Anfrage bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) konnten jedoch keine zusätzlichen Angaben über Flächenstilllegungen und Brachflächen erhalten werden, so dass keine zusätzliche Fläche identifiziert werden konnte und es bei dem genannten Startwert bleibt.

### (3) Bevölkerungsentwicklung

Die Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung in Deutschland bis zum Jahr 2050 sind (Destatis 2009) entnommen. Bei Bildung eines Mittelwertes zwischen Unter- und Obergrenze der mittleren Bevölkerungsentwicklung (1-W1 und 1-W2) sinkt die Bevölkerungszahl von 82,44 Mio. in 2005 über 78,48 Mio. in 2030 auf 71,35 Mio. in 2050 (siehe Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Bevölkerungsentwicklung Deutschlands bis 2050; gemittelt zwischen Unter- und Obergrenze der mittleren Bevölkerungsentwicklung 1-W1 und 1-W2 (eigene Darstellung nach Destatis 2009)

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	82,44	81,96	80,69	78,48	75,36	71,35
Index 2005=100	100,0	99,4	97,9	95,2	91,4	86,6

### (4) Ertragssteigerungen

Die Annahmen zu den erwartbaren Ertragssteigerungen im konventionellen Pflanzenbau sind teils der Literatur entnommen (Bringezu et al. 2009; Scheffelowitz et al. 2008; Thrän et al. 2009), teils auch direkt bei den Züchtern erfragt worden (Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009). Einen Überblick über die gesammelten Daten gibt Abbildung 3-4.

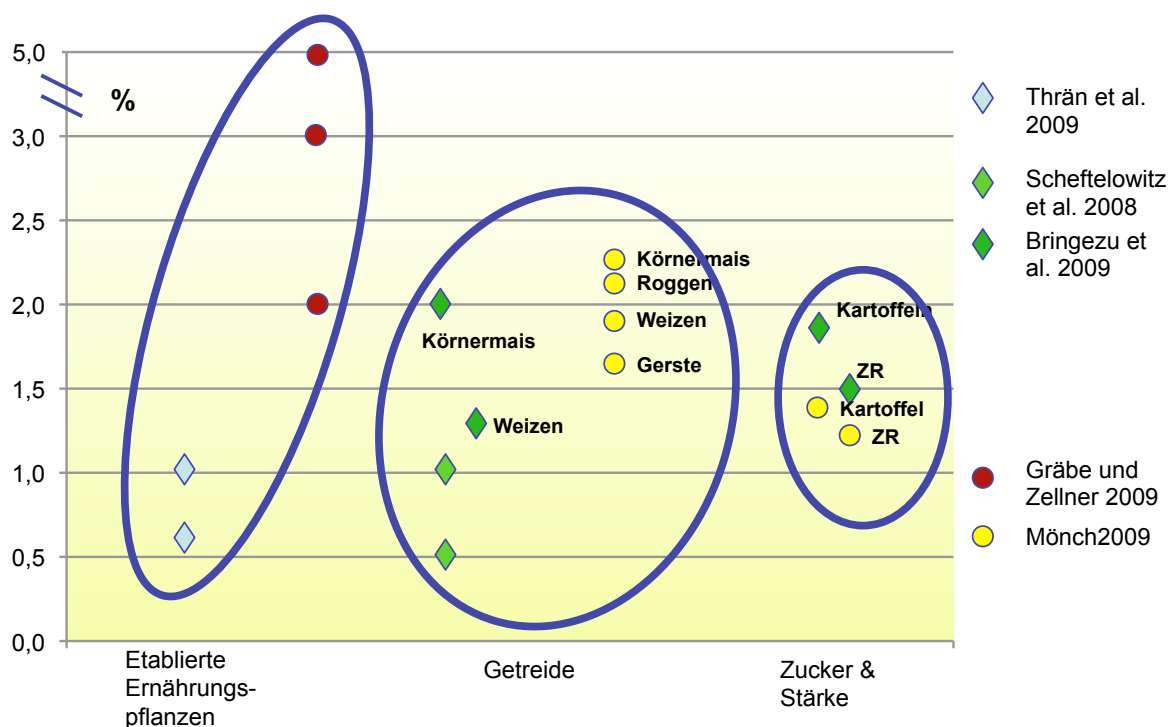


Abbildung 3-4: Erwartete Ertragssteigerung im konventionellen Pflanzenbau bis 2030; Punkte ohne Beschriftung nicht weiter spezifiziert. (Bringezu et al. 2009; Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009; Scheffelowitz et al. 2008; eigene Darstellung nach Thrän et al. 2009)

Daraus sind folgende Bandbreiten (jeweils minimaler und maximaler Wert) aus den Angaben zu spezifischen Pflanzen abgeleitet worden (ohne Berücksichtigung der allgemeinen, nicht spezifizierten Werte zu „etablierten Pflanzen“):

- Getreide (inkl. Mais, Futter, etc): 1,35 %/a bis 1,75 %/a
- Kartoffeln 1,4 %/a bis 1,8 %/a
- Zuckerrüben 1,2 %/a bis 1,5 %/a

Die so ermittelten Angaben zur Ertragssteigerung sind im Folgenden auf den Mittelwert der Ernteerträge von 1999 bis 2005 (gemäß Maul et al. 2011) angewandt worden. Die maximale Obergrenze der erreichbaren Erträge liegen (Gräbe und Zellner 2009; als Mittelwert von 3-5 %/a nach Mönch 2009) bei 4 %/a für Getreide.

### (5) Nachfrage nach Nahrungsmitteln

Relevant für die Fläche, die zur Deckung des Nahrungsmittelbedarf benötigt wird, sind vor allem die Ernährungsgewohnheiten, also die nachgefragte Zusammensetzung der Lebensmittel. (Maul et al. 2008) listen den pro-Kopf Verbrauch an den wesentlichen Grundnahrungsmitteln wie Getreideerzeugnissen, Kartoffeln, Zucker, Gemüse, Obst, Fleisch, Fisch, Milchprodukten, Eiern, tierischen und pflanzlichen Fetten in Deutschland auf (siehe Abbildung 3-5).

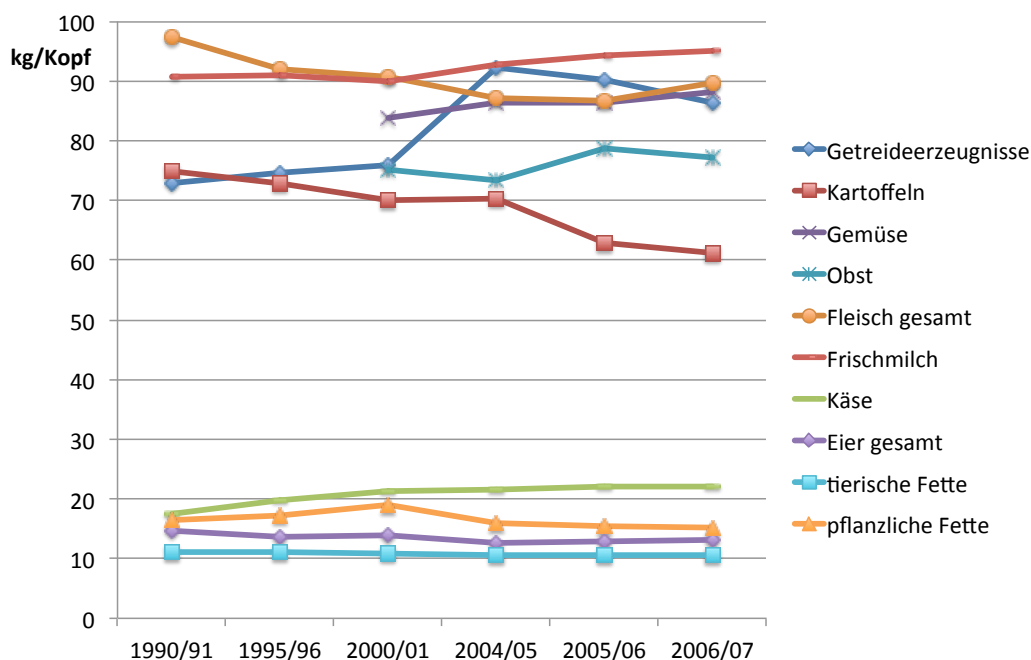


Abbildung 3-5: Pro-Kopf-Verbrauch an ausgewählten Nahrungsmitteln in Deutschland; Daten für Obst und Gemüse erst ab 2000/01 erhoben (eigene Darstellung nach Maul et al. 2008)

Die Umrechnung der Nahrungsmittel auf Getreideeinheiten zur Ermittlung der benötigten Fläche erfolgt mit Hilfe der Agrarerzeugnis-Nahrungsmittel-Relation für die einzelnen Produkte (Getreide, Kartoffeln= 1 kg Agrarerzeugnis/ Nahrungsmittel; Fleisch = 7 kg Getreide / kg Fleisch; Zucker = 7 kg Zuckerrübe / kg Zucker etc.). Die Aufteilung der Futtermittel wurde nach (Bringezu et al. 2009) mit ca. 52 % Getreide einschließlich Hülsen- und Hackfrüchten zu ca. 47 % Raufutter (Grünfutter, Gras bzw. Heu und Stroh) angesetzt.

Für die Dynamisierung der Nachfrage werden zwei Varianten betrachtet, nämlich zum einen die Beibehaltung der Ernährungsgewohnheiten nach der derzeitigen Zusammensetzung, zum anderen eine Fortschreibung der Trends, wie sie sich nach Abbildung 3-5 abzeichnen. Aussagen über die Wahrscheinlichkeit bzw. Treffsicherheit einer der beiden Varianten können nicht getroffen werden, da nach (Thrän et al. 2005) die Entwicklung in der Nachfrage nach Nahrungsmitteln keinem linearen Zusammenhang mit der Entwicklung des Brutto-Inlands-Produktes oder ähnlichen Indikatoren folgt.

Es besteht Einigkeit darüber (etwa bei Bringezu et al. 2009; Fritsche et al. 2012; Thrän et al. 2005), dass der Fleischkonsum in seiner derzeitigen Form und Größenordnung einer der größten Treiber für Landnutzungen und Flächenverbrauch darstellt (und auch ein wesentliches Hemmnis für den Aufbau einer klimaverträglicheren Landwirtschaft ist). Um allerdings mengenmäßig einen deutlich positiven Effekt auf den Flächenverbrauch zu haben, muss der Fleischkonsum so erheblich geändert werden, dass es nicht im Rahmen einer Trendfortschreibung dargestellt wird, sondern einer gesonderten Betrachtung unterzogen werden muss. Laut (Bringezu et al. 2009) können bis 2030 zwischen 3,8 Mio. ha und 4,96 Mio. ha<sup>22</sup> Ackerfläche freigesetzt werden. Im Sinne einer eher konservativen Betrachtung wird diese Variante aber nicht weiter verfolgt.

### **(6) Naturschutzanforderungen**

Die Nutzung von Bioenergie soll zum einen die Produktion von Ernährungsgütern nicht gefährden, und sich zum anderen innerhalb der Grenzen abspielen, die durch Anforderungen an den Naturschutz gesetzt werden (BMELV und BMU 2009). In die Ermittlung der frei werdenden Flächen durch die im Ausblick geringere Nachfrage nach Nahrungsmitteln werden daher folgende Abzüge zur Umsetzung der genannten Naturschutzanforderungen einbezogen (siehe Tabelle 3-3). Die Angaben sind (Nitsch et al. 2004) entnommen und durch (Greif und Köppel 2009) bestätigt.

Tabelle 3-3: Abzüge in der Nutzung der Gesamtdeutschen Ackerfläche durch Anforderungen an den Naturschutz (eigene Darstellung)

	<b>% der Ackerfläche</b>
überregionaler Biotopverbund	6%
zusätzlich regionaler Verbund	1%
Kompensationsfläche für Siedlung etc.	0,3 - 0,4%
Erosionsgefährdung	5%

Diese Maßnahmen sollten ursprünglich bis 2010 zur Hälfte und bis 2020 vollständig umgesetzt werden; die Umsetzung hat sich allerdings in der Realität verzögert. In der Flächenberechnung hätte dieser Zeitrahmen zu einer negativen Flächenverfügbarkeit geführt, so dass auch hier die Umsetzung um eine Dekade nach hinten verschoben worden ist. Erosionsgefährdete Flächen können durch ganzjährigen Nawaro-Anbau geschützt werden und müssen daher nicht notwendigerweise aus der Nutzung genommen werden.

---

<sup>22</sup> In den beiden Varianten „30 % weniger Fleisch bei gleich bleibender Zusammensetzung“ und „zusätzlich Umstellung auf 50% Geflügel“

An dieser Stelle sei noch einmal auf den theoretisch-rechnerischen Charakter der Flächenermittlung hingewiesen. Für die Anforderungen bezüglich des überregionalen und regionalen Biotopverbund sind zudem wiederum die räumlichen Begebenheiten in der betrachteten Region zu beachten; das Ansetzen von pauschal 7 % auf die gesamtdeutsche Ackerfläche dient nur der top-down-Analyse der insgesamt verfügbaren Fläche und lässt keine Rückschlüsse für z. B. konkrete Planungen vor Ort zu.

Tabelle 3-4: Varianten und Einflussgrößen der Flächenfreisetzung (eigene Darstellung)

Minimale Flächenfreisetzung	Maximale Flächenfreisetzung
Volle Berücksichtigung von Naturschutzflächen	keine Berücksichtigung von Naturschutzflächen
niedrigere Ertragssteigerungen im konventionellen Pflanzenbau	hohe Ertragssteigerungen im konventionellen Pflanzenbau
Ernährungsgewohnheiten konstant	Ernährungsgewohnheiten nach Trendfortschreibung: weniger Getreide, Kartoffel, Zucker

Im Ergebnis der sechs erläuterten Aspekte wird die Freisetzung der Ackerfläche in verschiedenen Varianten abgebildet (Abbildung 3-6). Die wesentlichen Einflussgrößen für die Unterschiede in der Bandbreite zwischen Minimum und Maximum sind die Anforderungen an den Naturschutz, die Ertragssteigerungen im konventionellen Pflanzenbau sowie die Ernährungsgewohnheiten (Tabelle 3-4).

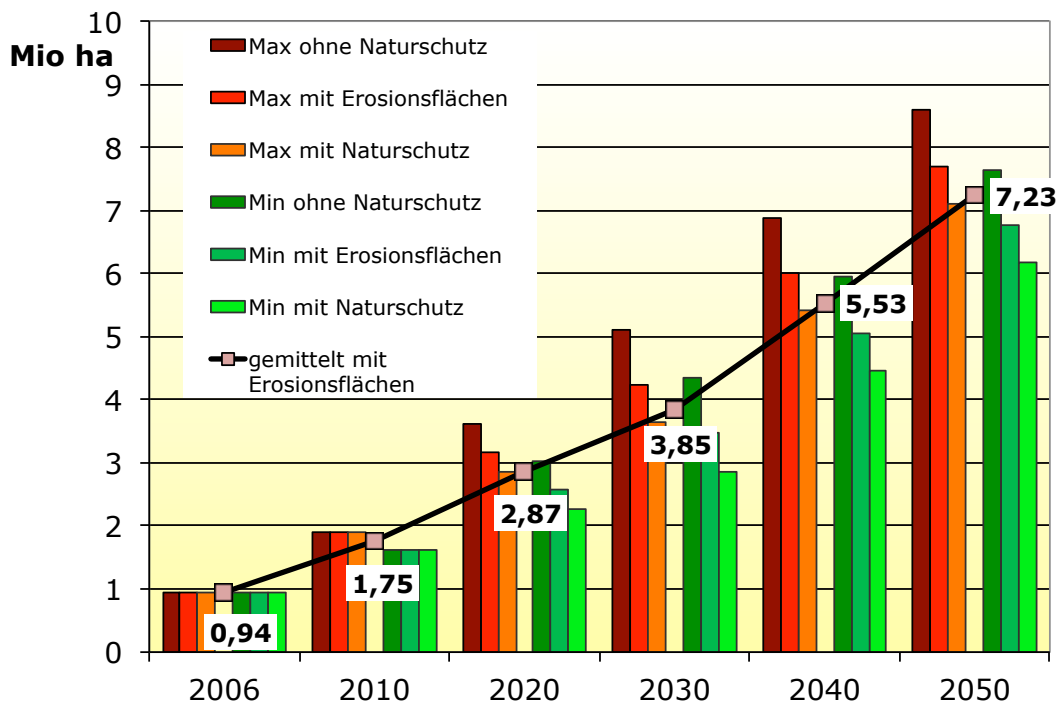


Abbildung 3-6: Flächenfreisetzung für Nawaro: Varianten des technisch-nachhaltiges Potenzials in Deutschland im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)

Die derzeit in Deutschland für den Biomasse-Anbau verwendete Fläche beträgt nach (FNR 2013a) rund 2,1 Mio. ha und damit etwas mehr als der hier ermittelte Wert.

### 3.1.2.2 Potenzial an Biogas / Biomethan in Deutschland bis 2050

Das Potenzial an Biogas und Biomethan (an dieser Stelle noch zusammengenommen) wird aus (1) der Allokation der verfügbaren Biomasse-Fläche auf die einzelnen Nutzungen und (2) der erwarteten Produktivität pro Hektar als Funktion von Hektarertrag und Gasausbeute ermittelt.

#### (1) Allokation der verfügbaren Fläche

Die frei werdende Fläche, die für Biomasse im weitesten Sinne zur Verfügung steht, muss auf die verschiedenen Nutzungspfade aufgeteilt werden. Als konkurrierende Nutzung betrachtet werden dabei im Folgenden die Optionen

- Biodiesel aus Raps (RME),
- Bioethanol aus Zucker, Stärke und Lignozellulose,
- Biogas / Biomethan
- Stoffliche Nutzung

Als Grundvoraussetzungen werden angenommen, dass (1) die stoffliche Nutzung als erklärtes Ziel weiter gefördert werden soll (BMELV und BMU 2009), (2) Raps als wichtige Kulturpflanze im deutschen Ackerbau erhalten werden soll (siehe Argumentation in Abschnitt 2.2.4) und (3) Bioenergie für die Bereitstellung von Strom und Wärme (außer Biogas/ Biomethan) vorwiegend aus der Forstwirtschaft bzw. Reststoffen stammen soll (wie in Nitsch et al. 2012 angenommen).

Dabei wird an dieser Stelle offen gelassen, ob Biodiesel auf Basis von Raps tatsächlich als *Rapeseed-Methyl-Ester* RME bis 2050 weiter Verwendung finden wird. Aufgrund zweier Aspekte ist es zweifelhaft, dass RME deutlich nach 2030 noch in erheblichen Mengen in Deutschland Absatz findet (Fritsche et al. 2012): zum einen sind die spezifischen Eigenschaften dieses Kraftstoffs (Verbrennungseigenschaften und Ausstoß von Rußpartikel etc.) unvorteilhaft, auf der anderen Seite bestehen generelle Zweifel an der Effizienz der THG-Vermeidung durch Biokraftstoffe der ersten Generation (Umweltbundesamt 2010). Es besteht jedoch die Möglichkeit, den produzierten Raps in Form von hydrierten Pflanzenölen (*hydrotreated vegetable oil*, HVO) zu nutzen, so dass der Rohstoff Raps weiterhin verwendet werden kann und Raps als nützlicher Bestandteil der Landwirtschaft erhalten bleibt. Ähnliches gilt für die Erzeugung von Bioethanol: als Biokraftstoff der ersten Generation auf Basis von Zuckerrüben und Getreide wird es voraussichtlich durch Ethanol der zweiten Generation auf Basis von Lignozellulose abgelöst werden (Fritsche et al. 2012). Die in dieser Arbeit als für Ethanol ausgewiesene Flächen können daher ab ca. 2030 umgewidmet und nicht mehr mit Zuckerrübe und Getreide, sondern statt dessen mit lignozellulosehaltigen Pflanzen bestellt werden, also etwa schnellwachsenden Hölzern, anderen mehrjährigen Pflanzen wie Miscanthus oder weiterhin Getreide, von dem dann vorwiegend der Strohanteil für die Kraftstoffherzeugung genutzt wird. Diese Annahmen beeinflussen die Menge an Biokraftstoffen, die auf derselben Fläche produziert werden können. Diese Betrachtungen stehen aber nicht im Fokus dieser Arbeit, so dass an dieser Stelle keine weitergehenden Berechnungen der Kraftstoffmengen und -qualitäten erfolgen.



Einen Überblick über die betrachteten Varianten der Flächenbelegung gibt Tabelle 3-5. Dabei sind für jeden der A2 bzw. A3-Pfade vielfache Versionen berechnet worden, nämlich jeweils mit den drei Optionen maximaler, mittlerer und minimaler Flächenverfügbarkeit, sowie nochmals weiter aufgefächert mit maximalen, mittleren und minimalen Felderträgen der Energiepflanzen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind in Tabelle 3-6 nur die Varianten der mittleren Flächenverfügbarkeit aufgeführt.

Tabelle 3-5: Varianten der Flächenallokation auf die verschiedenen Nutzungspfade (eigene Darstellung)

Bezeichnung	Verteilung Bioenergie-Pfade
Festlegungen: Fläche für stoffliche Nutzung gesetzt	
<b>A1</b>	nach derzeitigen Anteilen
Festlegungen: RME Fläche konstant bei 1,1 Mio ha	
<b>A2</b>	EtOH und Biogas nach derzeitiger Aufteilung
<b>A2b</b>	EtOH beizeitigem Anteil an Fläche (ca. 12%)
<b>A2c</b>	EtOH bei derzeitiger Fläche (0,25 Mio ha)
<b>A3</b>	kein EtOH, Biogas max

Unter den betrachteten Optionen wird die mit der Bezeichnung A2b als die plausibelste angesehen, da eine Flächenbelegung für Ethanol-Pflanzen mit konstantem Anteil an der gesamten Nawaro-Fläche als wahrscheinlicher angesehen wird als ein Einfrieren auf dem Startwert oder eine komplette Umwidmung der Flächen zur ausschließlichen Nutzung für Biogas und Biomethan.

Tabelle 3-6: Nutzbare Ackerfläche für die Produktion von Biogas / Biomethan in den betrachteten Varianten mit mittlerer Flächenverfügbarkeit (eigene Darstellung)

Mio. ha	2010	2020	2030	2040	2050
A1 mittel	0,65	0,84	1,15	1,72	2,29
A2b mittel	0,65	0,94	1,72	3,12	4,54
A2c mittel	0,65	1,02	1,91	3,50	5,11
A3 mittel	0,65	1,27	2,15	3,75	5,36

## (2) Berechnung Biogas / Biomethan mit Felderträgen und Gasausbeute

Die Menge an Biogas / Biomethan, die sich aufgrund der verfügbaren Fläche produzieren lässt, ist von den beiden Größen Feldertrag bzw. Hektarproduktivität und Gasausbeute abhängig, die jeweils dynamisiert betrachtet werden.

Wie auch im konventionellen Pflanzenbau lassen sich gerade für den Anbau von Energiepflanzen noch Ertragssteigerungen erwarten. Die Annahmen dazu sind, wie für den konventionellen Bereich auch, sowohl aus der Literatur entnommen (Bringezu et al. 2009; Scheffelowitz et al. 2008; siehe Thrän et al. 2009) als auch durch Expertengespräche validiert worden (Gräbe und Zellner 2009). Als Maximum sind – leicht konservativ – 3 %/a angesetzt worden, während im Mittel 2,25 %/a und als Mindestwert 1,5 %/a angenommen werden (siehe Abbildung 3-7).

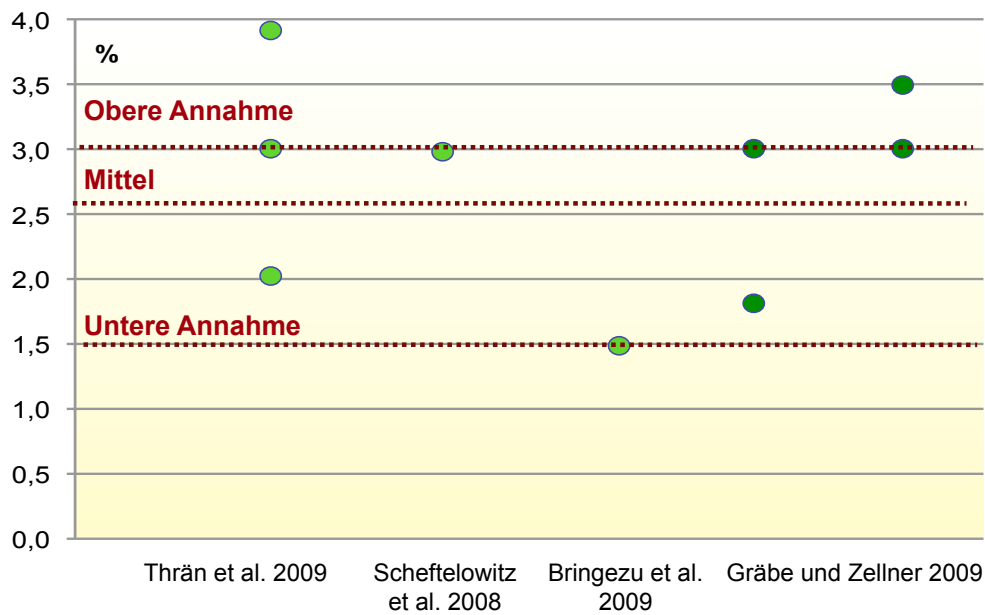


Abbildung 3-7: Erwartete Ertragssteigerung für Energiepflanzen (eigene Darstellung nach Scheffelowitz et al. 2008; Bringezu et al. 2009; Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009; Thrän et al. 2009)

Die Entwicklung der Gasausbeute ist in als Funktion einer Technologie-Lernkurve bestimmt worden (siehe dazu folgenden Abschnitt 3.2.3); die Gasausbeute steigt demnach von rund 181 m<sup>3</sup>Methan/ t FM für den Substratmix in 2010 über 216 m<sup>3</sup>Methan/ t FM in 2030 bis auf 238 m<sup>3</sup>Methan/ t FM in 2050.

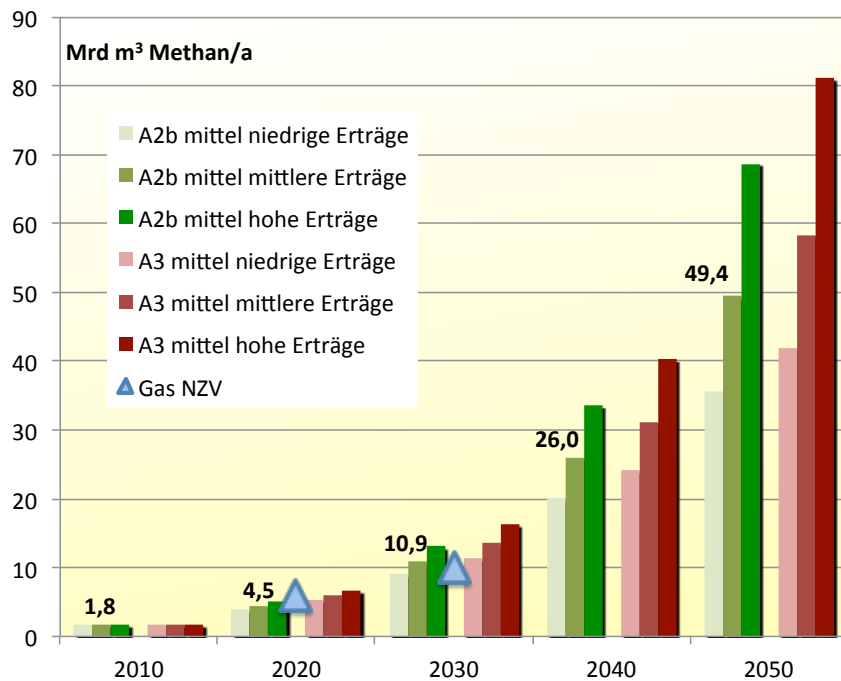


Abbildung 3-8: Ausgewählte Varianten des Potenzial an Biogas / Biomethan bei mittlerer Flächenverfügbarkeit in Deutschland bis 2050; Datenbeschriftung für Variante A2b mittel und Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung (eigene Darstellung)

Die resultierenden Mengen an Biomethan, die sich aus den in Tabelle 3-6 dargestellten Varianten ergeben, sind in Abbildung 3-8 abgebildet. Der wahrscheinlichste Pfad, „A2b mittel“ mit mittleren Ertragssteigerungen ist zur besseren Nachvollziehbarkeit beschriftet. Zusätzlich sind die nachrichtlich die geltenden Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung nach (Bundesregierung 2010) eingetragen. Dabei ist zu beachten, dass in Abbildung 3-8 noch nicht zwischen Biogas zur vor-Ort-Nutzung und Biomethan zur Einspeisung unterschieden wird.

### 3.1.2.3 Ausbaupfad für Biomethan: Anlagenbau und Projektrealisierung

Nicht nur das verfügbare Potenzial an Substraten bestimmt den weiteren Ausbau der Biomethan-Nutzung. Mindestens ebenso entscheidend ist der Aspekt Anlagenbau inklusive Projektrealisierung. Wie in der Einleitung in Kapitel 2.1 gezeigt, ist der Zubau weiterer Biomethananlagen in 2012 leicht rückläufig. Akteure haben in den vergangenen Jahren des Öfteren über Schwierigkeiten bei den verschiedenen Genehmigungsverfahren und insbesondere beim Netzanschlussbegehren geklagt, viele stufen nach Branchenbarometer Biomethan ihre zukünftige Geschäftslage als „eher schlecht“ ein (Rostek et al. 2012).

Der Ausbau der Biomethanbereitstellung ist also kein Selbstläufer, sondern verlangt bestimmte Grundvoraussetzungen, die zum großen Teil durch die Politik gegeben werden müssen. Weitere Ausführungen dazu folgen in Kapitel 6.

Auf Basis der Projektliste der Biomethan-Einspeiseanlagen laut (Dena 2013), die auch Abbildung 2-2 zugrunde liegt<sup>23</sup>, ist ein dynamischer Zubaupfad bis 2050 entwickelt worden. Dabei werden folgende Varianten mit den aufgeführten Annahmen betrachtet:

- **„konstanter Ausbau“**: Zubaurate 2007-10 fortgeschrieben
- **„GasNZV“<sup>24</sup>**: erheblich höhere Zubau-Raten zur Zielerreichung der Gasnetz-Zugangsverordnung (gemäß Bundesregierung 2010)
- **„BM Potenzial“**: Ausschöpfung des für Biogas/ Biomethan verfügbaren Potenzials zu ca. 50% (Variante: 75 %)
- **„Momentum“**: dynamisch entwickelnder Zubau (weitere Ausführungen siehe unten)

Abbildung 3-9 zeigt die verschiedenen Varianten im Vergleich. Werden die absoluten Zubauraten, die am Anfang der Branchenentwicklung zwischen 2007 und 2010 erreicht wurden, weiter fortgeschrieben, werden bis zum Jahr 2050 insgesamt nur rund 5 Mrd. m<sup>3</sup>/a eingespeist, was im Vergleich mit den anderen Pfaden und den Herausforderungen der Energiewende einen eher geringen Beitrag darstellt.

Gegenläufig bewegen sich die Entwicklungen in den Pfaden „GasNZV“ und „BM Potenzial“: um die Mengenziele der Gasnetzzugangsverordnung zu erreichen, die bei 6 Mrd. m<sup>3</sup>/a in 2020 und 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a in 2030 liegen, muss der Zubau vom derzeitigen Stand aus stark ansteigen. Bei Anwendung der gleichen mathematischen Funktion flacht die Kurve aber nach 2030 ab, nach 2045 werden kaum noch weitere Projekte realisiert. Wird sich dagegen aus-

<sup>23</sup> Vorliegende validierte Daten bis einschließlich 2011, Schätzungen und vorläufige Daten für 2012 nicht berücksichtigt

<sup>24</sup> GasNZV: Gasnetzzugangsverordnung. Weitere Ausführungen siehe unter Kapitel 6.1.

schließlich am Biomasse-Potenzial orientiert, folgt der Graph einer exponentiellen Steigung, die etwa ab dem Jahr 2025 merkbar wird.

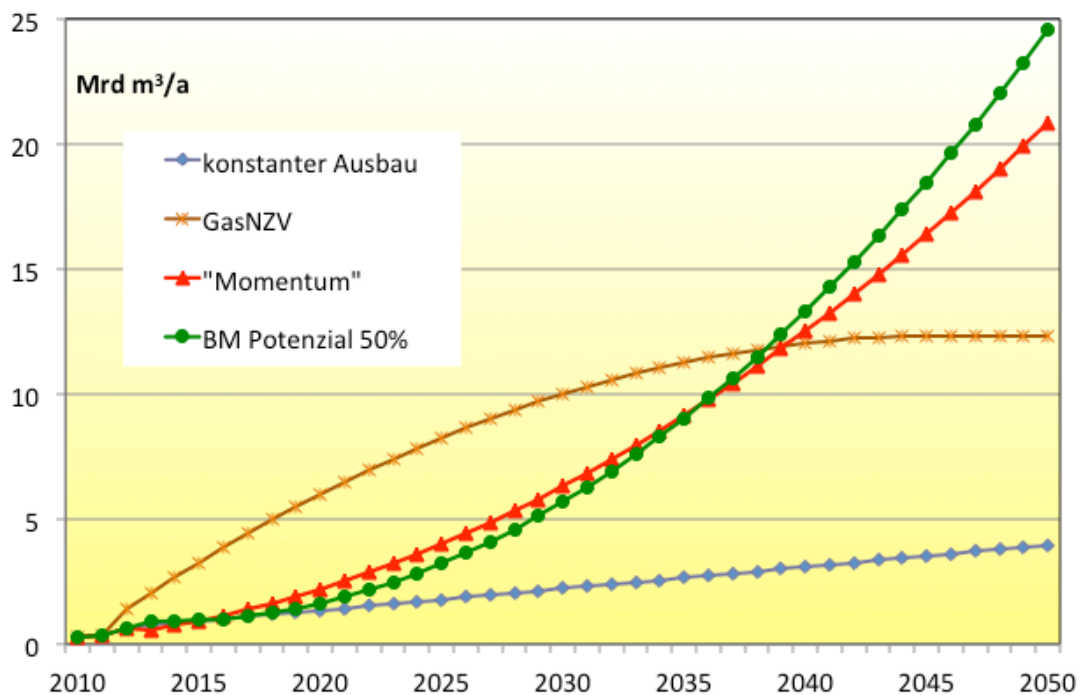


Abbildung 3-9: Mögliche Ausbaupfade für Biomethan bis 2050 (eigene Darstellung)

Der in dieser Arbeit entwickelte Pfad „Momentum“ hat einen ähnlichen Verlauf, ohne allerdings von der reinen Verfügbarkeit des Biomasse-Angebots abhängig zu sein. Die Grundannahme ist, dass sich auf Basis der Erfahrungen in der Projektrealisierung zwischen 2006 und 2010 eine Bewegung („Moment“) entwickelt, dass einen dynamische Ausbau der bestehenden Anlagenparks erlaubt. Die durchschnittliche Anlagengröße bleibt dabei konstant bei rund 600 m<sup>3</sup>/h und damit in dem Rahmen, der auch derzeit den Durchschnitt bildet (Rostek et al. 2012).

### 3.1.3 Zwischenergebnis: Biomethanpotenzial

Im weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit wird der Ausbaupfad „Momentum“ als Basis für den Ausbau der Biomethanproduktion und -nutzung verwendet. In Tabelle 3-7 sind die relevanten Angaben zum Ausbau zusammengefasst. Die Ausschöpfung des verfügbaren Potenzials bezieht sich auf die Menge an Biogassubstraten, die sowohl für die Vor-Ort-Nutzung als auch die Einspeisung im vorigen Abschnitt 3.1.2.2 ermittelt worden sind. Auch bei Anlegung dieses aus eher ambitionierten Ausbaus, was die Projektrealisierung angeht, wird zu jedem Zeitpunkt (Ausnahme: 2030) nur knapp die Hälfte des Potenzials für Biogas und Biomethan beansprucht. Damit bleibt noch ausreichend Raum für die dezentrale Vor-Ort-Nutzung.

Tabelle 3-7: Anlagenzahlen, Einspeisekapazität und Zubauraten sowie Ausschöpfung des Biogas-Potenzials durch den Ausbaupfad „Momentum“ (eigene Darstellung)

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Anlagenzahl</b>					
kumuliert	44	464	1.326	2.631	4.378
Zubau pro Jahr	14	62	106	150	195
<b>Einspeisekapazität (Nm<sup>3</sup>/h)</b>					
kumuliert	31.873	289.348	826.763	1.640.325	2.730.032
Zubau pro Jahr	11.015	38.554	66.168	93.783	121.397
<b>Anlagengröße (Nm<sup>3</sup>/h)</b>					
durchschnittliche Größe	724	624	624	624	624
<b>Einspeisekapazität (Mio Nm<sup>3</sup>/a)</b>					
kumuliert	239	2.170	6.201	12.302	20.475
<b>Biomasse-Potenzialauschöpfung</b>					
in % von Biogaspotenzial	13,2	48,3	57,0	47,4	41,4

### 3.1.4 Abgleich mit anderen Studien / Literatur

Es sind bereits verschiedentlich Potenzialabschätzungen für die Biomethan / Biogas bzw. Abschätzungen über die Flächenverfügbarkeit für den Anbau nachwachsender Rohstoffe in Deutschland publiziert worden (Fritsche et al. 2004; Kaltschmitt et al. 2005; Nitsch et al. 2012; Thrän et al. 2010, 2011). Diese unterscheiden sich vor allem im Betrachtungszeitraum, langfristige Ausblicke bis zum Jahr 2050 finden sich nur in (Nitsch et al. 2012), aufbauend auf Untersuchungen von (Nitsch et al. 2004), während die übrigen Studien die möglichen Entwicklungen bis 2030 untersuchen.

Bei allen Unterschieden im Zuschnitt der betrachteten Szenarien (etwa: *Business-as-usual*, Naturschutz, Biomasse max etc.) ähneln sich die Ergebnisse doch weitgehend. Es wird für das Jahr 2030 eine Flächenverfügbarkeit zwischen 2 und 4 Mio. ha ausgewiesen, was sich gut mit den hier ermittelten Angaben überein bringen lässt.

## 3.2 Dynamisierung der ökologischen und ökonomischen Kenndaten

Es ist gezeigt worden, dass aufgrund des vorhandenen Potenzials in den kommenden Dekaden ein weiterer Zubau von Biomethananlagen erfolgen kann. Vor dem Hintergrund der Energiewende und der Notwendigkeit eines sich weiter wandelnden Energiesystems wird vorausgesetzt, dass auch mittel- bis langfristig ein Bedarf an Biomethan als erneuerbarem Energieträger besteht, der sich auch in tatsächlichem Zubau niederschlägt. Dieser Zubau wird durch die Entwicklung immer neuer, optimierter Generationen von Biomethananlagen realisiert werden.

Als Teil eines sich dynamisch entwickelnden Energiesystems wird sich auch die Technologie der Biomethanproduktion mit ihren ökologischen und ökonomischen Kenndaten weiterentwickeln. Als Instrument zur Abschätzung dieser Weiterentwicklung werden Technologie-Lernkurven zur Anwendung gebracht.

Der Einsatz der Lernkurvenmethodik für den Bereich von Technologien zur Energiebereitstellung ist bereits vielfach erfolgt (Junginger et al. 2008; Neij 2008; siehe unter anderem Wenne 2000; Wiesenthal et al. 2012). In der Energiesystemanalyse werden Lernkurven eingesetzt, um die Kostensenkungspotenziale und damit auch die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verschiedener Technologien abzubilden und miteinander zu vergleichen. Dabei sind im Bereich der erneuerbaren Energie vor allem die Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen oder Windenergiekonvertern untersucht worden, aber auch Bioenergie zur Strom- und Wärmebereitstellung sowie Biokraftstoffe sind abgebildet. Einen Überblick geben (Junginger et al. 2008; McDonald und Schrattenholzer 2001).

In der vorliegenden Arbeit wird das Konzept erweitert und eine Ableitung nicht nur der ökonomischen, sondern auch der ökologischen Kenndaten in Form eines Emissionsminderungsfaktors vorgenommen.

### 3.2.1 Methodik: Theorie der Lernkurven

Der Lernkurvenansatz in seiner klassischen Form stammt aus der Betriebswirtschaft<sup>25</sup> und beschreibt den Zusammenhang zwischen der Produktionssteigerung eines Gutes und der Senkung der erzielten Stückkosten. Empirisch hat sich in vielen Fällen feststellen lassen, dass sich die Kosten mit jeder Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge um einen annähernd konstanten Prozentsatz oder Lernfaktor senken lassen (Pieper 2003). Das Konzept ist zunächst auf die Arbeitsstunden, die zur Fertigung notwendig waren, angewandt und dann auf die resultierenden Stückkosten übertragen worden.

Es lässt sich nach (Junginger et al. 2008) derart zusammenfassen, dass mit höherer Erfahrung als Resultat des Lernens eine technisch und ökonomisch bessere Performance des Fertigungsprozesses erzielt werden kann.

Mathematisch ausgedrückt wird dieser Zusammenhang durch die Gleichung

$$(1) \quad C = C_0 * X^m$$

Der Lernparameter  $m$  steht im Zusammenhang mit der so genannten *Progress Ratio* (PR). Es ist

$$(2) \quad PR = \frac{C_0 * (2X)^m}{C_0 * X^m} = 2^m$$

Die *Progress Ratio* wiederum steht mit dem Lernfaktor  $F$ , der den erwähnten konstanten Prozentsatz der Kostensenkung bezeichnet, im Zusammenhang

$$(3) \quad PR = 1 - F$$

---

<sup>25</sup> Historisch wurde dieses Phänomen als erstes 1936 von Theodore Paul Wright in „*Factors Affecting the Cost of Airplanes*“ beschrieben.

In den Gleichungen ist

$C$  = Kosten der produzierten Einheit       $C_0$  = Kosten der ersten produzierten Einheit

$X$  = kumulierte Produktionsmenge       $m$  = Lernparameter

$PR$  = Progress Ratio       $F$  = Lernfaktor

Im Energiebereich bezieht sich die kumulierte Produktionsmenge in der Regel auf die installierte Leistung einer Technologie, etwa im Bereich Photovoltaik auf die Anzahl an MW, die in Deutschland, der EU oder weltweit seit einem bestimmten Zeitpunkt installiert worden sind. Alternativ kann auch die erzeugte Strommenge oder, in Bezug auf die vorliegende Arbeit, die produzierte Biomethanmenge verwendet werden. Der Bezugsrahmen kann dann über eine einzelne Produktionsstätte, also ein Unternehmen, hinausgehen und sich z. B. an nationalen Grenzen orientieren. Mit der Wahl eines größeren Bezugsrahmens werden zudem kleinere technologische Durchbrüche in die gesamte Lernkurve integriert (Pieper 2003). Technologische Sprünge in der Entwicklung, die zu einer ganz anderen Performance führen, lassen sich dagegen nicht mit der Lernkurvenmethodik abbilden.

In der Literatur, besonders in der englischsprachigen, findet sich sowohl der Begriff der Lernkurve (*learning curve*) als auch Erfahrungskurve (*experience curve*). Von Wright ist der Begriff „Lernkurve“ geprägt worden, der sich ausschließlich auf die Senkung von einzelnen Inputkosten (etwa Arbeitskosten bzw. Stundenzahl durch Lernen bezieht, während um 1986 mit „Erfahrungskurve“ eine Ausweitung auf die Gesamtkosten einer Produktion einschließlich F&E Kosten, Marketing, Vertrieb etc. bezeichnet wurde (Boston Consulting Group 1986, zitiert nach Pieper 2003).

Dieser ausgeweitete Rahmen ist heute gängiges Verständnis; beide Begriffe werden quasi synonym benutzt. In dieser Arbeit wird daher (in Anlehnung an Pieper 2003) ebenfalls der Begriff Lernkurve verwendet, während der Bezug aber Gesamtkosten bzw. den gesamten Produktionsprozess einschließt.

Vor diesem Hintergrund lässt sich das Konzept für den Bereich der erneuerbaren Energien (etwa zur Stromerzeugung) von den reinen Investitions- auf die (Strom-)Gestehungskosten übertragen. Damit werden Lerneffekte, die den Betrieb der Produktionsanlage betreffen, mit in die Betrachtung integriert. (Pieper 2003) argumentiert, dass dies nicht der Fall ist, wenn die betrachteten Kosten sich nur auf die Kosten pro installierter Leistung beziehen. Dann würden Effekte durch technischen Fortschritt, die durch Effizienzerhöhung dazu beitragen, mehr Energie aus der gleichen installierten Leistung bereit zu stellen, ebenfalls nicht berücksichtigt, sondern nur Einsparungen bei der Wartung und Instandhaltung.

Im Zuge der beschriebenen Begriffsausweitung ist nämlich ebenfalls definiert worden, welche Elemente bzw. Einflussfaktoren zur Kostensenkung beitragen. Genannt werden dabei „(1) Skaleneffekte, (2) technischer Fortschritt, (3) Lernkurveneffekte im engeren Sinn (Lernen von ausführenden und leitenden Stellen in betrieblichen Funktionsbereichen) und (4) Rationalisierung (sparsamere Verwendung von Produktionsfaktoren, z. B. Senkung des Rohstoffverbrauchs)“ (Boston Consulting Group 1986, zitiert nach Pieper 2003). Diese Aufzählung von Einflussfaktoren wird gestützt durch (Pitz-Paal et al. 2004), die am Beispiel eines solarthermischen Kraftwerkes die erwartbaren Kostensenkungen den Bereichen (1) technische Innovation, (2) Upscaling und (3) Massenproduktion zugeordnet haben.

Für etablierte Techniken wird vielfach ein Lernfaktor zwischen 5 – 10 % entsprechend einer *Progress Ratio* von 0,9 – 0,95 angegeben, im Energiesektor etwa für Dampfturbinen  $PR = 0,93$ , oder für Heizwerke ein  $PR = 0,97$  (zitiert in Simon et al. 2012). Da Technologien in der Regel aus mehreren Teilkomponenten gebildet werden (Beispiel Dampfkraftwerk: Hauptbestandteile sind die Feuerung, der Dampferzeuger, Turbine mit Generator, Kühlung), kann die Lernkurve für die Gesamtproduktion aus verschiedenen Elemente bestehen, die über unterschiedliche Steigungen und  $PR$  verfügen. Speziell für Technologien der Bioenergieproduktion ist die Bereitstellung der Rohstoffe als gesondertes Element zu betrachten.

In der Literatur sind bereits einige Untersuchungen zu Kostenlernkurven von Bioenergie-Technologien zu finden, etwa bei (Junginger et al. 2008). Die Werte liegen dort für die verschiedenen Bioenergie-Technologien um  $PR=0,8$  bis  $0,92$ ; Biogas liegt mit  $PR=0,88$  bzw.  $PR= 0,85$  bis  $1$  im Mittelfeld. (Fritsche et al. 2004) haben für Biogas und die Aufbereitung voneinander leicht abweichende Werte zwischen  $PR= 0,9$  bis  $0,95$  für Biogas und  $PR= 0,85$  bis  $0,93$  für die Aufbereitung angegeben, wobei die  $PR$  im Zeitverlauf nicht konstant ist (siehe dazu Ausführungen unter dem folgenden Punkt „Grenzen und Schwächen“).

### **Grenzen und Schwächen der Lernkurventheorie / Anwendbarkeit**

Das Instrument der Lernkurven ist bereits vielfach angewandt worden und es ist empirisch nachgewiesen, dass aufgrund gesammelter historischer Daten für eine bestimmte Produktionstechnologie die technische und ökonomische Performance systematisch abgeschätzt werden kann (Junginger et al. 2008). Im Bereich der erneuerbaren Energien werden Lernkurven insbesondere zu dem Zweck genutzt, erwartbare Kostenpfade von den anfänglichen Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Referenztechnologie über eine Kostensenkung bis zum Break Even-Point darzustellen. Für die Politik können so Abschätzungen und Empfehlungen über den Förderbedarf gegeben werden (wie etwa in Wiesenthal et al. 2012).

Es sind jedoch bei der Anwendung von Lernkurven und den daraus abgeleiteten Empfehlungen einige Einschränkungen zu beachten, die im Folgenden diskutiert werden.

Zunächst ist zu beachten, dass der Lernkurvenansatz nur für bereits am Markt etablierte Technologien greift. Das Phänomen „Lernen“ kann als Input-Output-Modell beschrieben werden, wobei Input in diesem Fall die Kosten, Output das produzierte Gut ist. Zusammengefasst lautet die These, dass der Anwender einer Technologie aktiv am Markt sein muss, um Erfahrungen zu sammeln und daraus zu lernen (*learning-by-doing*), während durch reine F&E (*learning-by-searching*) keine Wettbewerbsfähigkeit erreicht werden kann (zitiert nach Pieper 2003; Wenne 2000). Zudem müssen ausreichend Daten vorhanden sein, um Lernfaktoren abzuleiten, was ebenfalls nur während der Aktivitäten am Markt der Fall sein kann. Daraus folgt auch, dass das Lernen nicht bei den Kosten der ersten produzierten Einheit  $C_0$  anfängt, sondern zuerst eine Produktionsmenge  $X$  erzeugt werden muss.

Im Zusammenhang mit der Verfügbarkeit von Daten gilt, dass das Konzept der Lernkurve für die Anwendung von Kosten entwickelt worden ist und nicht unbedingt für Preise anwendbar ist, auch wenn dies in vielen Fällen trotzdem geschieht. Die Preisgestaltung eines Produktes unterliegt zusätzlich zur technischen und ökonomischen Performance des Produktionsprozesses noch vielfältigen Marktmechanismen, welche die Ableitung von Lernfaktoren erschweren (Junginger et al. 2008).

Insgesamt gilt, dass die Abschätzungen aus der Anwendung von Lernkurven mit Unsicherheiten behaftet sind, die bei der Auswertung und Verwertung der Ergebnisse beachtet und



diskutiert werden müssen (Neij 2008) und nicht als gegeben hingenommen werden dürfen. Zudem gibt auch ein komplexer Lernkurvenansatz keine Erklärung dafür, warum es zu dem beobachteten Lernen und der resultierenden Kostenreduktion kommt; die tatsächlichen Treiber der Entwicklung müssten also separat analysiert werden.

Eine langfristige Prognose über mehrere Dekaden kann mittels einer Lernkurve nicht gegeben werden; es kann sich immer nur um eine Einschätzung der Richtung, in welche die Entwicklung tendiert gehen (Neij 2008). Bei der Anwendung werden zudem häufig so genannte statische Kosten oder *Floorcosts* definiert, die eine Untergrenze der Kostenreduktion darstellen. Damit wird von der Annahme eines konstanten PR abgewichen bzw. die Anwendung der PR gestoppt; andernfalls würde die konsequente Anwendung zu negativen Kosten bzw. Null-Kosten führen, was nicht vorstellbar und auch nicht realistisch ist (Junginger 2005; Pieper 2003).

### 3.2.2 Von Kosten- zu Technologielernkurven

Einen Ansatz zur Übertragung von Kosten- zu Technologie-Lernkurven geben (Simon et al. 2012). Dahinter steht die Überlegung, dass nicht nur die Produktionskosten, sondern auch die bei der Produktion entstehenden Treibhausgasemissionen einer Lernkurve unterliegen bzw. sich nach den gleichen Prinzipien ableiten und die Reduktion darstellen lassen. Vorausgegangen sind Arbeiten von (Viebahn et al. 2008) zur Bestimmung der Reduktion des Materialeinsatzes durch Lernkurven.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Arbeit die oben aufgezählten Einflussfaktoren auf eine Kostenreduktion darauf hin untersucht, ob sie geeignet sind, ebenfalls eine Reduktion von Treibhausgasen zu erwirken. Zu diesem Zweck muss der allgemeine Lernfaktor  $F$  für die nähere Betrachtung in seine einzelnen Komponenten aufgespalten werden.

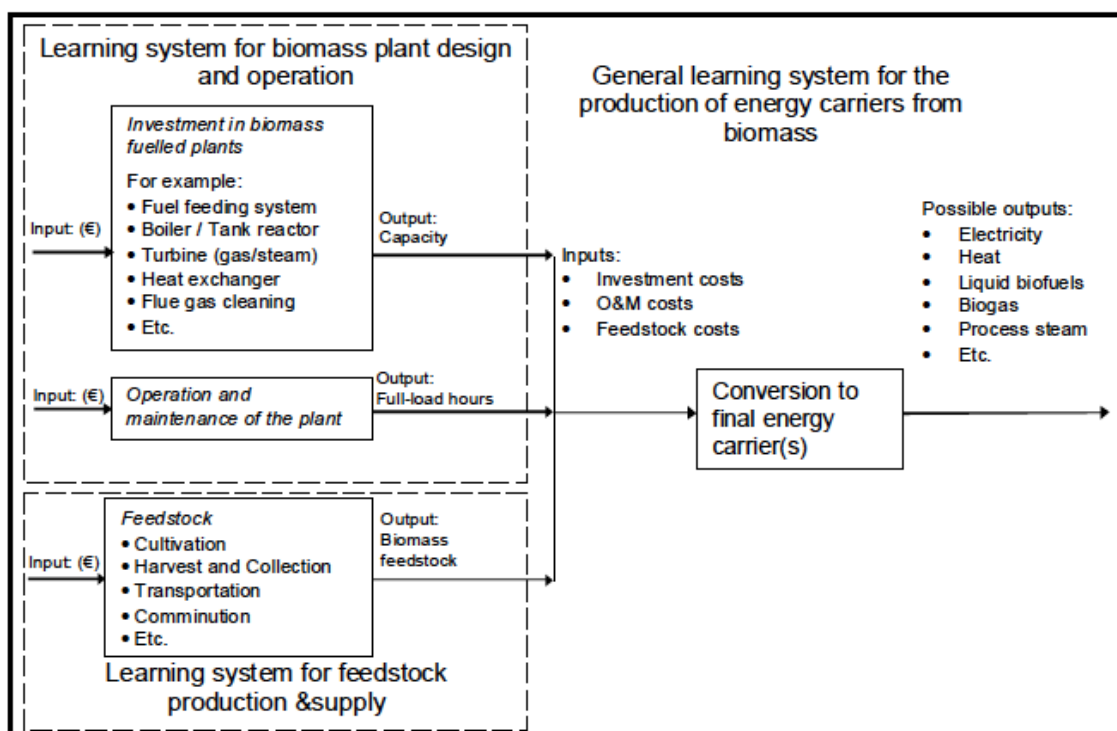


Abbildung 3-10: Schematische Struktur von Bioenergie-Lernsystemen nach (Junginger et al. 2008)

Explizit für Bioenergie-Technologien unterscheidet (Junginger et al. 2008) die drei Bereiche Investition, Betrieb und Bereitstellung der Rohstoffe (Feedstocks; siehe Abbildung 3-10). Durch die Besonderheit der Rohstoff-Bereitstellung bei Bioenergie wird der Lernkurve so ein neues Element hinzugefügt.

Der Parameter „Investitionen“ kann in Anlehnung an (Pitz-Paal et al. 2004) wiederum in die Bereiche (1) technische Innovation, (2) Upscaling und (3) Massenproduktion unterteilt werden. Von (Boston Consulting Group 1986, zitiert nach Pieper 2003) sind als Einflussfaktoren genannt worden

- Skaleneffekte
- Technischer Fortschritt / Innovation
- Lernkurveneffekte im engeren Sinn (Lernen von ausführenden und leitenden Stellen in betrieblichen Funktionsbereichen)
- Rationalisierung (sparsamere Verwendung von Produktionsfaktoren, z. B. Senkung des Rohstoffverbrauchs)

Dabei werden die beiden unten stehenden (lernendes Personal und Rationalisierung) zum Bereich Betrieb gezählt. „Skaleneffekte“ wird synonym zu „Massenproduktion und Upscaling“ verwendet.

Diese verschiedenen Lern-Faktoren, die zusammen den Gesamt-Lernfaktor F bilden, werden für die weitere Betrachtung aggregiert dargestellt als

$$(4) \quad F_{ges} = F_{Skalen} + F_{Innovation} + F_{Personal} + F_{Rational.} + F_{Feedstock}$$

Im Folgenden wird die Relevanz der Einflussfaktoren für eine mögliche Emissionsminderung diskutiert.

Skaleneffekte durch Massenproduktion sind nicht relevant für die Emissionsminderung und können von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen werden. Ohne weitere Veränderung der Produktionsanlage können gesteigerte Stückzahlen zwar über die „*economy of scale*“ zu einer Kostensenkung führen, dies hat aber keinen Einfluss auf die mit der Produktion verbundenen Emissionen. Gleiches gilt für das Lernen von Personal, also den oben genannten „ausführenden und leitenden Stellen in betrieblichen Funktionsbereichen“. Durch ein Upscaling im Produktionsprozess können unter Umständen Verschnitte und Abfälle allgemein reduziert werden, was sich positiv auf die Aufwendungen und Emissionen in der Vorkette und Entsorgung auswirken könnte. Diese Effekte sind aber im vorliegenden Rahmen nicht zu quantifizieren und werden im Folgenden vernachlässigt.

Die beiden anderen genannten Einflussfaktoren („technischer Fortschritt / Innovation“ und „Feedstock“) haben aber durchaus ebenso eine Senkung der entstehenden Emissionen wie eine Kostensenkung zur Folge. Werden Produktionsfaktoren sparsamer eingesetzt, werden dadurch nicht nur die direkten Emission (etwa der Bedarf an Stahl oder Strom und Wärme), sondern auch die Emissionen der Vorkette, die bei der Bereitstellung der Betriebsmittel anfallen, gesenkt. Unter „technischer Fortschritt“ werden hier eben die Effekte zur Effizienzsteigerung verstanden, die zu einer Erhöhung der bereit gestellten Energie bei gleicher installierter Leistung führen, also z. B. die Erhöhung von Wirkungsgraden.

Die Bereitstellung des Feedstocks ist selbst ein komplexes Subsystem, das wiederum über den Einsatz von Betriebsmitteln und Personal verfügt (siehe auch Subnetz „Substrate“ des Stoffstromnetzes in Abschnitt 2.2.2). Für die Bereitstellung von Energiepflanzen aus dem

gezielten Anbau (wie er in dieser Arbeit für die Produktion von Biomethan angesetzt wird) gilt, dass den Einsatz der energieintensiven Betriebsmittel wie Düngemittel proportional zur produzierten Menge ist (siehe wiederum Ausführungen in Abschnitt 2.2.2). Damit ändern sich die verursachten Emissionen nicht, auch wenn die Kosten der Düngung gesenkt werden könnten.

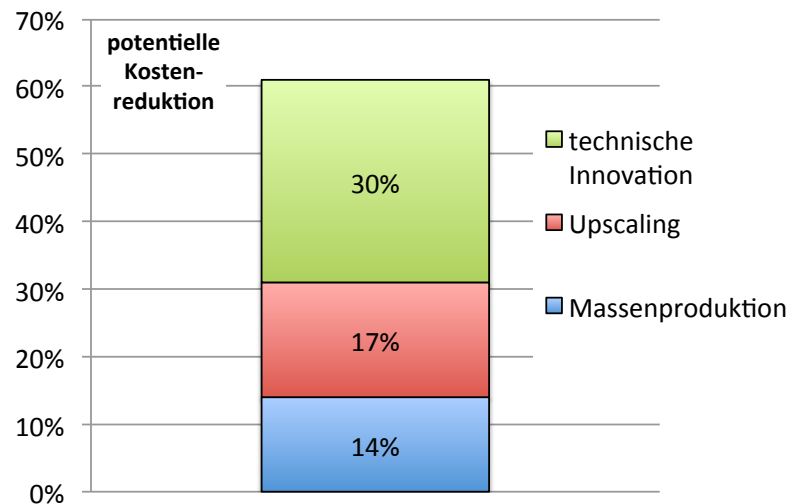


Abbildung 3-11: Zusammensetzung der potentiellen, relativen Kostenreduktion der durchschnittlichen Stromgestehungskosten am Beispiel eines solarthermischen Kraftwerks (eigene Darstellung nach Pitz-Paal et al. 2004)

Eine Quantifizierung dieser Einflussfaktoren untereinander bzw. des Einflusses auf die gesamte Lernkurve ist derzeit noch nicht erfolgt. Als erster Anhaltspunkt kann die Studie von (Pitz-Paal et al. 2004) dienen, in der am konkreten Beispiel eines solarthermischen Kraftwerks die Kostensenkungspotenziale den verschiedenen Einflussfaktoren (dort: Massenproduktion, Upscaling, technische Innovation) zugeordnet worden sind. Aus Abbildung 3-11 wird ersichtlich, dass in dem dargestellten Beispiel der technischen Innovation ein Anteil am gesamten Kostensenkungspotenzial von rund 49 % zugeschrieben wird, während beiden Skaleneffekten annähernd gleichermaßen die übrige Hälfte beitragen.

Diese Erkenntnisse können aber nicht ohne weiteres auf andere Technologien übertragen werden und können insbesondere für diese Arbeit höchstens als vergleichender Richtwert dienen, zumal die Bereitstellung von Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe nicht viele Gemeinsamkeiten mit der Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken aufweist.

(Simon et al. 2012) schlagen statt dessen vor, sich der Aufteilung der einzelnen Lernfaktoren durch Subtraktion der für die Emissionen nicht-relevanten Faktoren vom aggregierten gesamten Lernfaktor zu nähern. Der Emissions-relevante Faktor wird dabei als  $F_{LCA}$  bezeichnet und lässt sich ausdrücken durch

$$(5) \quad F_{LCA} = F_{ges} - (F_{Skalen} + F_{Personal} + F_{Feedstock})$$

bzw.

$$(6) \quad F_{LCA} = F_{Innovation} + F_{Rational}.$$

Methoden zur Quantifizierung dieser Teil-Lernfaktoren sind aber ebenfalls noch nicht bekannt.

Nach (Neij 2008) wiederum wird der gesamte Lernfaktor in der ersten Phase der Entwicklung, also direkt nach dem Markteintritt, insbesondere von den Skaleneffekten bestimmt. Deren Dominanz nimmt mit zunehmender Etablierung am Markt ab, wenn andere Effekte in den Vordergrund treten. (Simon et al. 2012) folgern daraus, dass in erster grober Näherung der Emissions-relevante Lernfaktor  $F_{LCA}$  dem Lernfaktor einer etablierten Technologie entspricht.

### **3.2.3 Anwendung der Technologielernkurve auf ökologische Aspekte – Emissionsfaktoren im Ausblick bis 2050**

Vor dem Hintergrund der im vorigen Abschnitt dargelegten Überlegungen wird im Folgenden ein Emissionsminderungsfaktor für Biomethan abgeleitet, der, auf die in Kapitel 2.2 beschriebene THG-Bilanz angewandt, eine Abschätzung der im Ausblick erwartbare technisch-ökologische Performance der betrachteten Technologie erlaubt.

Als Basis für die folgenden Überlegungen dienen die Modellierungen und THG-Bilanzen der beiden Anlagentypen „Stand der Technik“ und „optimierte Technik“, die in Abschnitt 2.2.2 ausführlich dargestellt sind. Vorausgesetzt wird, wie im genannten Abschnitt schon erwähnt, dass beide Anlagentypen stellvertretend für zwei Generationen an Biomethananlagen stehen. Dann lässt sich anhand der jeweils ermittelten THG-Emissionsfaktoren eine Technologie-Lernkurve und daraus ein Emissionsminderungsfaktor ableiten.

Ein ähnlicher Ansatz ist bereits in (Arnold et al. 2010) veröffentlicht worden. Die Fortschreibung erfolgte allerdings ohne Untermauerung durch die Lernkurventheorie und alleine auf eine angenommene technische Weiterentwicklung der Biomethananlagen im Zeitverlauf (dynamischer Ausblick bis 2050) gestützt. Zugrundeliegende Produktionsmengen sind nicht berücksichtigt worden. In der vorliegenden Arbeit wird der Ansatz dahingehend verfeinert, dass nun für die Produktionsmengen die Potenzialabschätzungen aus Abschnitt 3.1 zugrunde gelegt werden. Aus diesen werden die jeweiligen Verdopplungsraten übernommen.

Um die Ergebnisse für den Emissionsfaktor und die daraus resultierenden THG-Emissionen im Zeitverlauf besser in die Energiesystemanalyse im späteren Kapitel 5 einordnen zu können, werden weiterhin die Stützzeitpunkte 2020-2030-2040-2050 abgebildet (zum Teil noch mit den Zwischenpunkten im 5-Jahres-Abstand). Das führt dazu, dass nicht mit jeweils „ganzen“ Verdopplungen (also jeweils dem Faktor 2), sondern auch mit gebrochenen Werten operiert wird. Eine Steigerung der Produktion um den Faktor 3 bedeutet damit eine Verdopplungsfaktor von 1,5.

Angewandt auf den ausgewählten Zubaupfad für Biomethan aus Abschnitt 3.1.2.3 ergeben sich damit die in Tabelle 3-8 dargestellten Verdopplungsfaktoren. Wie bereits im obigen Abschnitt ausgeführt, geht der Zubau an Biomethananlagen im Zeitverlauf deutlich zurück; die starken Zubauraten der Anfangsjahre werden nicht mehr erreicht.

Tabelle 3-8: Verdopplungsfaktoren der zugebauten Kapazitäten von Biomethan im Zeitraum bis 2050 (eigene Darstellung)

Zeitraum	Verdopplungs- faktor
2008 - 2010	2,7
2010 - 2015	1,9
2015 - 2020	1,2
2020 - 2025	0,9
2025 - 2030	0,8
2030 - 2035	0,7
2035 - 2040	0,7
2040 - 2045	0,6
2045 - 2050	0,6

Mit Hilfe der THG-Bilanz der beiden Anlagentypen aus Abschnitt 2.2.2 kann der Lernfaktor  $F_{LCA}$  bzw. die Verbesserung des Emissionsfaktors, die erzielt worden ist, aus den spezifischen Emissionsfaktoren abgeleitet werden. Mit einer Verbesserung von 121 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh auf 84 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh bei Einsatz des Substratmixes (97 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh auf 68 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh für Mais) wird eine Verbesserung um 30,33 % erreicht. Die kumulierten Mengen an Biomethan haben im Zeitraum zwischen 2008 und 2010 um den Faktor 5,44 von rund 44 Mio. Nm<sup>3</sup>/a auf 239 Mio. Nm<sup>3</sup>/a zugenommen, was einer Verdopplung von 2,72 entspricht.

Da das erzeugte Biomethan aus den ersten produzierenden und einspeisenden Anlagen direkt am Markt abgesetzt (bzw. über EEG vergütet) wird, beginnt das Lernen ebenfalls direkt mit diesen ersten Mengen. Vorausgegangen sind Versuche und Demonstrationen mit Aufbereitungseinheiten im Labor, die aber nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit und auch nicht der zugrundeliegenden THG-Bilanzen sind.

Bereinigt um den Wert des Verdopplungsfaktors ergibt sich damit ein Lernfaktor  $F_{LCA}$  von  $F_{LCA} = 30,33 : 2,72 = 11,16 \%$  bzw. ein *Progress Ratio* von  $PR = 1 - F = 88,84 \%$  oder  $PR = 0,88$ .

Dieser Lernfaktor wird auf die gesamte Prozesskette angewandt, die in diesem Fall als eine „black box“ behandelt wird. Das ist zulässig, da die zuvor in Kapitel 2.2.2 ermittelten Emissionsfaktoren Ergebnisse einer ausführlichen und detaillierten Untersuchung und Modellierung der Prozesskette sind.

Als ein Sub-System wird aber für die Gasausbeute gesondert ein Lernfaktor  $F_{LCA}$  ermittelt, da diese Gasausbeute neben der Hektarproduktivität und der Flächenverfügbarkeit eine wesentliche Eingangsgröße für die Ermittlung des Biomethanpotenzials darstellt und als solche in Abschnitt 3.1.2.2 verwendet wird. Der Lernfaktor für die Gasausbeute berechnet sich nach den beiden Werten von 200 m<sup>3</sup> / t FM bzw. 220 m<sup>3</sup> / t FM für den Stand der Technik bzw. die optimierte Technik; es ergibt sich ein Lernfaktor  $F_{LCA}$  von 3,7% bzw. ein *Progress Ratio* von  $PR = 0,96$ .

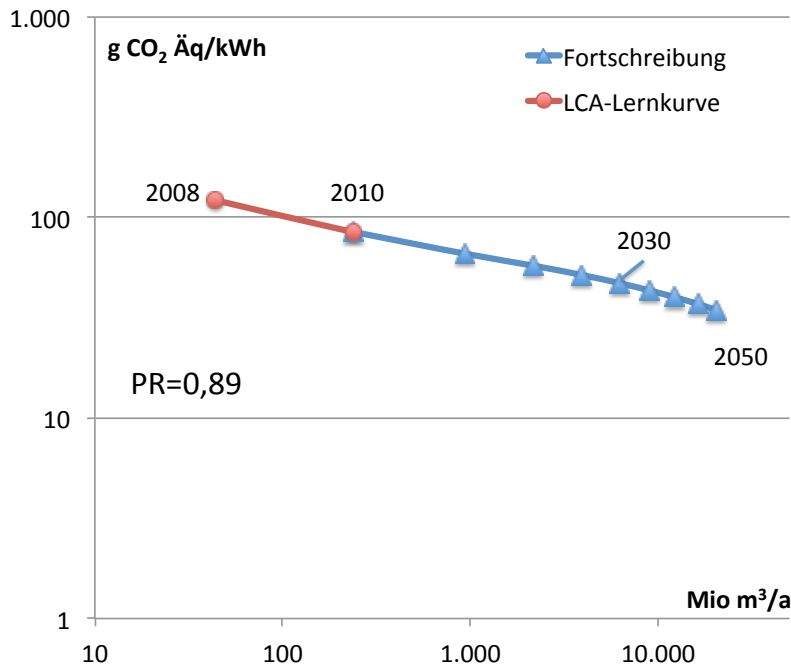


Abbildung 3-12: Technologielernkurve für Emissionsminderungsfaktoren für Biomethan und Fortschreibung bis 2050 (eigene Darstellung)

Bei strikter Anwendung der Lernkurvenmethodik bzw. den Formeln, wie sie in den Abschnitten 3.2.1 und 3.2.2 eingeführt worden ist, würden sich aber bereits um das Jahr 2030 Null-emissionen ergeben. Die Problematik ist ebenfalls in Abschnitt 3.2.1 (dort unter dem Stichwort „*floorcosts*“) diskutiert worden. In Anlehnung an diese Diskussion wird daher an dieser Stelle von der strikten Anwendung der Methodik abgewichen und ein etwas vereinfachter Ansatz angelegt, indem der ermittelte Lernfaktor  $F_{LCA}$  linear auf die Verdopplungen angelegt wird.

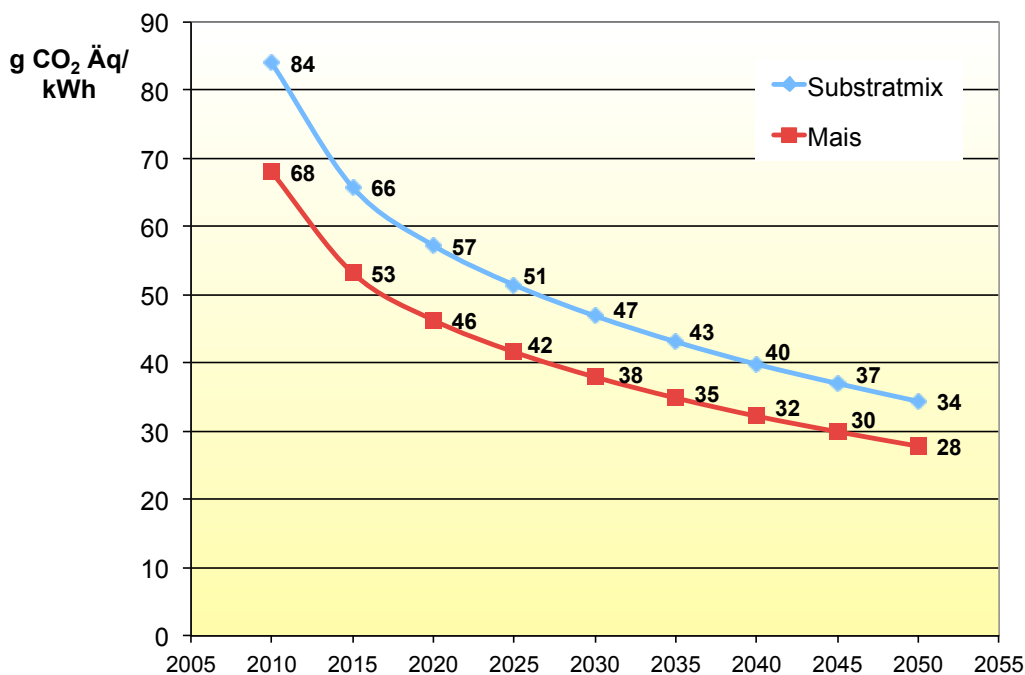


Abbildung 3-13: Resultierende spezifische THG-Emissionen auf Basis der angelegten Technologielernkurve auf der Zeitachse bis 2050 (eigene Darstellung)

Das Ergebnis zeigt die Lernkurve und ihre Fortschreibung in Abbildung 3-12 in der logarithmischen Darstellung. Für den besseren Übertrag in die spätere Energiesystemanalyse werden die Emissionsfaktoren für den Einsatz von Mais und einen Substratmix nochmal auf der Zeitachse in Abbildung 3-13 abgebildet.

### 3.2.4 Kostenlernkurve und weitere Einflussgrößen – Biomethan-Gestehungskosten im Ausblick bis 2050

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 2 sollen die Gestehungskosten von Biomethan ebenfalls in einer Annäherung untersucht werden. Es wird analog zur statischen Betrachtung in Abschnitt 2.3 nochmals darauf hingewiesen, dass dieser Teil der Untersuchung nicht in gleicher Detailtiefe erfolgt wie die Betrachtung der ökologischen Effekte, da sie nicht im Fokus der Arbeit stehen. Aus diesem Grund stehen für eine Lernkurvenbetrachtung in der im vorigen Abschnitt beschriebenen Art keine entsprechenden Daten für einen Kostenvergleich der beiden Anlagentypen zur Verfügung.

Es wird daher für die Kostenbetrachtung nicht der oben abgeleitete Emissionsminderungsfaktor  $F_{LCA}$  auf die Kostenlernkurve angewandt, da dieser nur einen Teil des kostenrelevanten Lernfaktors abbildet und nicht auf die erwartbare Kostenreduktion übertragen werden kann. Statt dessen wird für den Betrieb der Biomethananlage einschließlich Aufbereitung auf Literaturdaten zurückgegriffen, die auf die in dieser Arbeit ermittelten Verdopplungen angewandt werden.

Dieser Ansatz wird noch ergänzt um zwei weitere relevante Einflussgrößen, nämlich zum einen die Entwicklung der Preise, die für den Feedstock bzw. die Substrate zu zahlen sind, und zum anderen die Steigerung der Energiepreise für den Bezug von Strom und Wärme für den Betrieb der Anlage und Aufbereitung. Beide Entwicklung werden nicht so sehr vom technologischen und wirtschaftlichen Lernen getrieben, sondern exogen von der Entwicklung der Energiemärkte beeinflusst.

Der dynamischen Gestehungskosten für Biomethan setzen sich aufgrund dieser Überlegungen zusammen aus

$$(7) \quad C_{ges.} = C_{Feedstock} + C_{Energie} + C_{BGA+Aufbereitung}$$

Dabei ist

$C_{ges}$  = Biomethan – Gestehungskosten

$C_{Feedstock}$  = Feedstockkosten

$C_{Energie}$  = Energiekosten für Betrieb der Biomethan – Anlage und Aufbereitung

$C_{BGA+Aufbereitung}$  = Gestehungskosten für Rohgas und Aufbereitung

#### 3.2.4.1 Kostenentwicklung des Feedstocks

Für die Kostenentwicklung von Biogassubstraten, oder allgemeiner Biomasse für die energetische Nutzung, gibt es keine nutzbaren Prognosen über den hier angelegten langfristigen Zeitraum bis 2050, obwohl insbesondere drei (bzw. vier) Publikationen Aufschluss über die

erwartbaren Entwicklungen geben (IEA 2008; OECD / FAO 2008; World Bank's Development Prospects Group 2009).

Unter diesen gibt (OECD / FAO 2008) zwar explizite Preisprognosen verschiedener landwirtschaftlicher Erzeugnisse auf der Basis von Untersuchungen zu Produktion und Nachfrage nach Nahrungsmitteln; der Betrachtungszeitraum ist aber eher kurzfristig und endet im Jahr 2017. (World Bank's Development Prospects Group 2009) untersucht insbesondere die Finanz- und Handelsaspekte von Rohstoffen.

Der *World Energy Outlook* nach (IEA 2008, bzw. 2012) modelliert sowohl die Energieerzeugung als auch die Nachfrage weltweit. Das Ölpreisszenario nach (IEA 2008) beinhaltet eine direkte Kopplung an Nahrungsmittelpreise sowie eine Schätzung der Auswirkungen der Substitution von Mineralölprodukten durch Biokraftstoffe. Es liegen Schätzungen des Bevölkerungswachstums sowie des Weltwirtschaftswachstums (eher konservative Annahmen) zugrunde. Die Annahme eines Ölpreises von 200 US\$/bbl in 2030 ist aus heutiger Sicht (IEA 2012) allerdings überholt; die neuere Veröffentlichung geht von rund 125 US\$/bbl bis 145 US\$/bbl in 2035 aus. Die Annahmen aus dem *World Energy Outlook* (Ausgabe 2010) gehen in (Nitsch et al. 2012) ein, was auch in den folgenden Kapiteln die Referenz für die Energiesystemanalyse darstellt. Ein Szenario zur Ableitung der Preisentwicklung für landwirtschaftliche Erzeugnisse ist aber nicht enthalten.

Es wird daher in der vorliegenden Arbeit eine eigene Entwicklung für die erwartbaren Kosten bzw. Preise für Biogassubstrat ermittelt. Als Eingangsgröße in die Abschätzung der Kostenentwicklung werden Kostenannahmen benötigt; da die Substrate allerdings in der Regel eingekauft werden müssen, entsprechen die Kosten für den Anlagenbetreiber den Preisen, die für die Substrate gezahlt werden. Die in diesem Abschnitt ermittelten Daten stellen ausdrücklich keine Preisprognose dar, sondern geben nur eine Abschätzung über die Richtung der Preisentwicklung, in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen.

Grundlegend für die weiteren Untersuchungen ist die Annahme, dass die Preise für landwirtschaftliche Erzeugnisse langfristig an die Ölpreisentwicklung gekoppelt sein werden. Nach (FAO 2008) wird diese Kopplung vor allem durch die Nachfrage an Biokraftstoffen getrieben, so dass durch den Äquivalenzpreis Öl die Preise für Biomasse sowohl nach oben als auch nach unten bestimmen werden. Szenarien von (OECD / FAO 2008) zeigen, dass Preisszenarien für verschiedene landwirtschaftliche Erzeugnisse wie Getreide und Pflanzenöle sehr sensitiv auf Annahmen zur Ölpreisentwicklung reagieren. Den oben genannten Studien sowie (IEA 2008) ist gemeinsam, dass von einem stark steigenden Anteil an Biokraftstoffen ausgegangen wird<sup>26</sup>, wodurch die bereits heute zu beobachtenden Kopplung von Nahrungsmittel- („*commodities*“) an Energiepreise, namentlich den Ölpreis, noch verfestigt wird.

Die Untersuchung basiert auf der Preisentwicklung für Mais als zentralem Rohstoff, der weltweit gehandelt wird. Als Ausgangsstoff für ein Treibstoffsubstitut, nämlich Ethanol<sup>27</sup>, ist eine Kopplung an den Ölpreis durchaus wahrscheinlich. Über die Anbaufläche besteht dar-

---

<sup>26</sup> Die Höhe der Steigerung schwankt allerdings erheblich von einem Zuwachs von rund 45 % nach (World Bank's Development Prospects Group 2009) und einer Verdopplung gemäß (OECD / FAO 2008). (IEA 2008) nimmt eine Verfünffachung der Biokraftstoffmengen bis 2030 an.

<sup>27</sup> In den USA als einem der größten Bioethanol-Produzenten wird vorwiegend Mais als Rohstoff benutzt.



über hinaus eine Kopplung an andere landwirtschaftliche Erzeugnisse, wie etwa Weizen und Soja.

Nach (World Bank's Development Prospects Group 2009) ist der Maispreis ab einem Mindest-Ölpreis von 50 US\$/bbl an diesen gekoppelt, und zwar im Verhältnis von 1:0,9 (siehe Abbildung 3-14). Dieser Zusammenhang wird auch in einem längerfristigen Ausblick gesehen. Als Treiber werden wiederum eine steigenden Nachfrage nach Biokraftstoffen sowie die Substitution von Erdöl durch Ethanol genannt.

### Oil price per barrel versus food price per ton

#### a. Maize vs. Crude Oil Prices

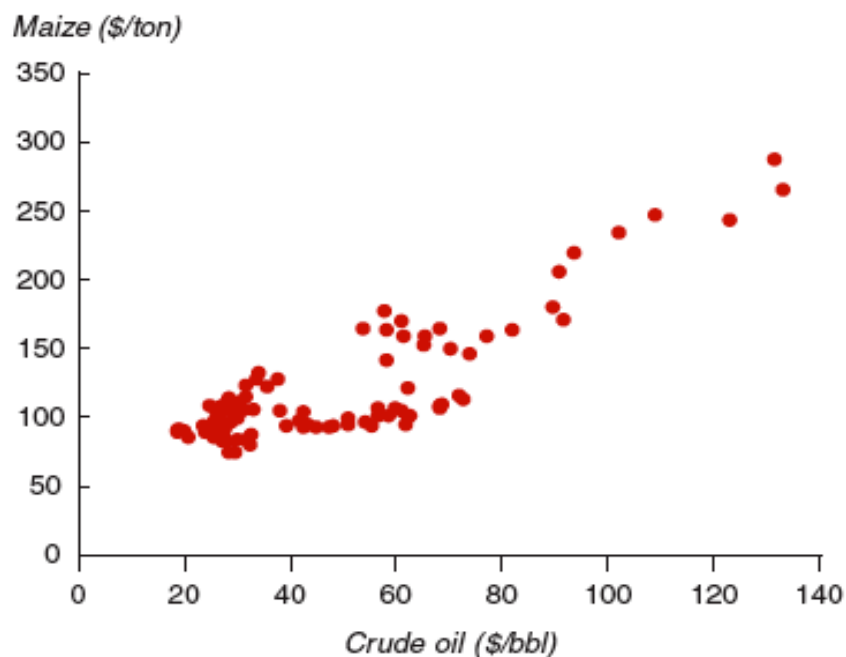


Abbildung 3-14: Kopplung von Öl- und Maispreisen (World Bank's Development Prospects Group 2009)

In der folgenden Betrachtung werden zum Anlegen einer Bandbreite drei Varianten der Kopplung berechnet, indem der aus der Literatur vorgegebene Faktor von 0,9 stufenweise auf 0,6 und 0,3 abgesenkt wird. Das Ergebnis zeigt Abbildung 3-15. Für die folgenden Rechnungen wird der mittlere Faktor von 0,6 angesetzt; die Auswirkungen der Variation, wenn der obere und untere Wert verwendet wird, wird in Abschnitt 3.2.5 einer Sensitivitätsrechnung unterzogen (siehe auch Abbildung 3-19).

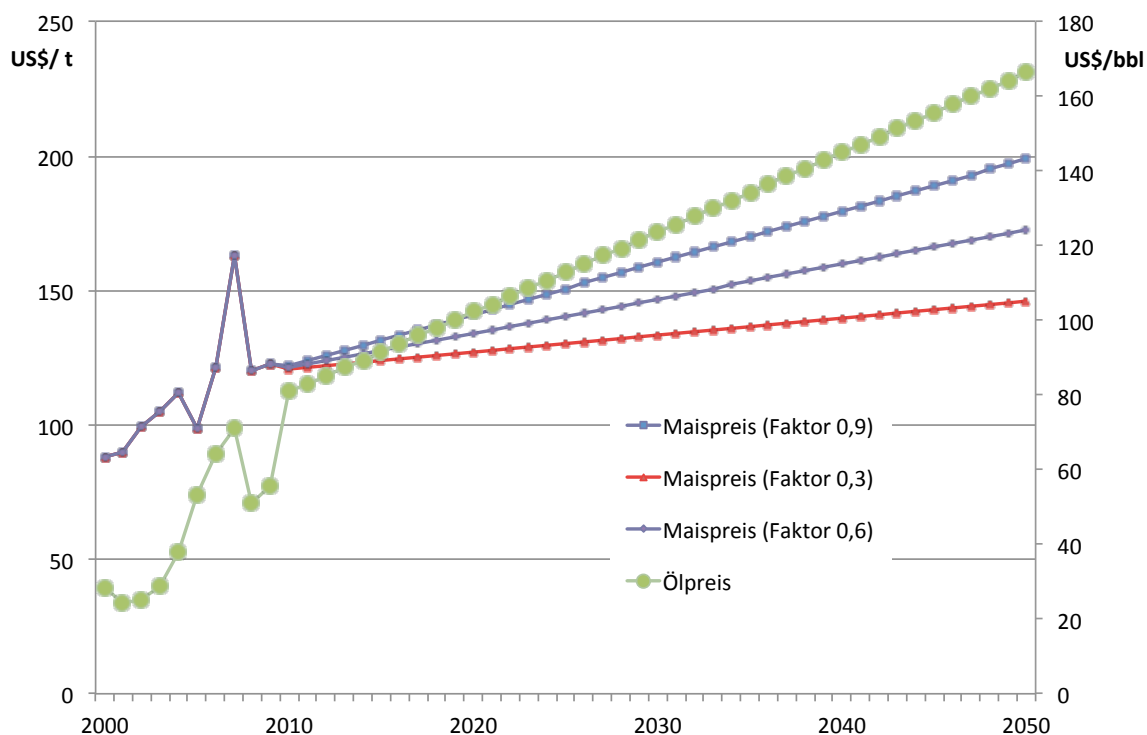


Abbildung 3-15: Ermittlung dreier Maispreis-Szenarien mit unterschiedlichen Faktoren zur Kopplung an den Ölpreis (eigene Darstellung)

Aus der ermittelten Preisentwicklung wird ein Index gebildet, der dann auf die angesetzten Substratkosten aus den ökonomischen Betrachtungen aus Abschnitt 2.3 angewandt wird und so eine Dynamisierung ermöglicht. Als Ausgangspunkt (Index=1) werden die Substratkosten wie in Abschnitt 2.3 (gemäß Gemmeke et al. 2009) mit 32 € /t FM angesetzt. Die Entwicklung der Substrat- oder Feedstockkosten im Ausblick bis 2050 ist in Tabelle 3-9 dargestellt.

Tabelle 3-9: Entwicklung der Substratkosten in Abhängigkeit vom Index auf Basis der Kopplung zum Ölpreis mit Faktor 0,6 (eigene Darstellung)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Index (2010=1)	1,00	1,05	1,11	1,16	1,21	1,26	1,32	1,37	1,42
Substratkosten (€/tFM)	32	33,69	35,38	37,07	38,76	40,45	42,14	43,83	45,52

### 3.2.4.2 Energiekosten-Entwicklung

Für den Betrieb der Biomethananlage und der Aufbereitung werden Strom und Wärme bezogen (siehe Abschnitt 2.2.2). Die Aufwendungen dafür sind vom Anlagenbetreiber als Kosten zu berücksichtigen. Die Entwicklung der Energiekosten ist abhängig von der angenommenen Entwicklung des gesamten Energiesystems. In Abschnitt 5.2 werden verschiedenen Studien hinsichtlich der Annahmen zu Energiepreisentwicklungen untersucht,

wobei Preispfad A der Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) einen Mittelwert darstellt. Diese Entwicklung wird daher sowohl an dieser Stelle für die Entwicklung der Energiekosten als auch im weiteren Verlauf der Arbeit als Referenz für die ökonomische Betrachtung verwendet.

Bis 2050 wird gegenüber 2010 eine Steigerung der Stromkosten um den Faktor 3 erzielt, die Wärmekosten für Großverbraucher steigen um den Faktor 2,7 (siehe Tabelle 3-10).

Tabelle 3-10: Entwicklung der Indices der Strom- und Wärmepreise im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012; Preispfad A)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Index Strompreis (2010=1)	1,00	1,21	1,54	1,81	2,08	2,32	2,56	2,79	3,02
Index Wärmepreis (2010=1)	1,00	1,19	1,43	1,63	1,83	2,07	2,29	2,50	2,71

### 3.2.4.3 Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Biomethan-Anlage

Wie eingangs in diesem Abschnitt 3.2.4 erläutert, werden für die Investitions- und Betriebskosten der Biomethan-Anlage und der Aufbereitung Lernfaktoren aus der Literatur verwendet, da der in dieser Arbeit ermittelte Emissionsminderungsfaktor  $F_{LCA}$  nicht direkt auf die Entwicklung des Kostenlernfaktors übertragbar ist. Statt dessen wird nach (Fritsche et al. 2004) ein Lernfaktor zwischen 5 % und 15 % angewandt (siehe Tabelle 3-11). Dabei werden die zeitabhängigen Literatur-Angaben auf die entsprechenden Stützzeitpunkte der vorliegenden Arbeit (im 5-Jahres-Abstand von 2010 bis 2050) heruntergebrochen und auf die in Abschnitt 3.1.2.3 ermittelten Verdopplungsfaktoren (siehe auch Tabelle 3-8) angewandt. Die Annahmen von (Fritsche et al. 2004) zur Entwicklung der PR bis 2030 werden um die eigene Annahme ergänzt, dass die PR im langfristigen Ausblick zwischen 2030 und 2050 konstant bleiben.

Tabelle 3-11: Progress Ratio für Biogasanlagen und Aufbereitung (Daten bis 2030 nach Fritsche et al. 2004; eigene Annahme: 2030 bis 2050 PR konstant)

	bis 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2040	2040- 2050
Biogasanlage	0,90	0,93	0,95	0,95	0,95
Aufbereitung	0,85	0,90	0,93	0,93	0,93

Ausgangsbasis für die Kostenentwicklung sind die Gas-Gestehungskosten wie in Abschnitt 2.3 dargestellt. Abbildung 3-16 zeigt die resultierende Abnahme der Kosten für Investitionen und Betrieb der Biomethananlage und der Aufbereitung um rund 40 % bis 2050 gegenüber 2010.

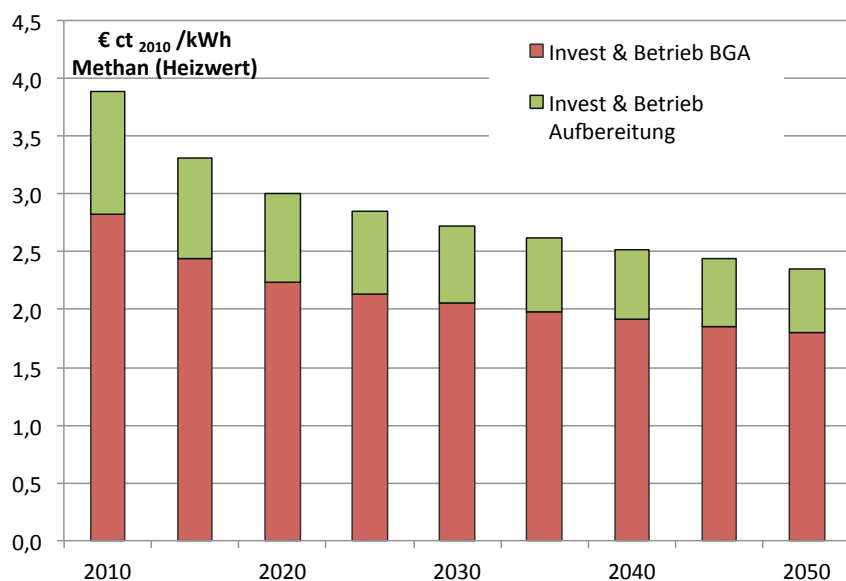


Abbildung 3-16: Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Biomethananlagen im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)

### 3.2.4.4 Entwicklung der resultierenden Biomethan-Gestehungskosten (inklusive Substrat- und Energiekosten)

Werden alle drei dargestellten Faktoren (Entwicklung der Substrat- und Energiekosten sowie der Investitions- und Betriebskosten der Biomethanproduktion) zu Gesamtgestehungskosten addiert, ergibt sich im Ausblick bis 2050 eine Steigerung der Gas-Gestehungskosten auf 9,8 €ct/kWh (Abbildung 3-17).

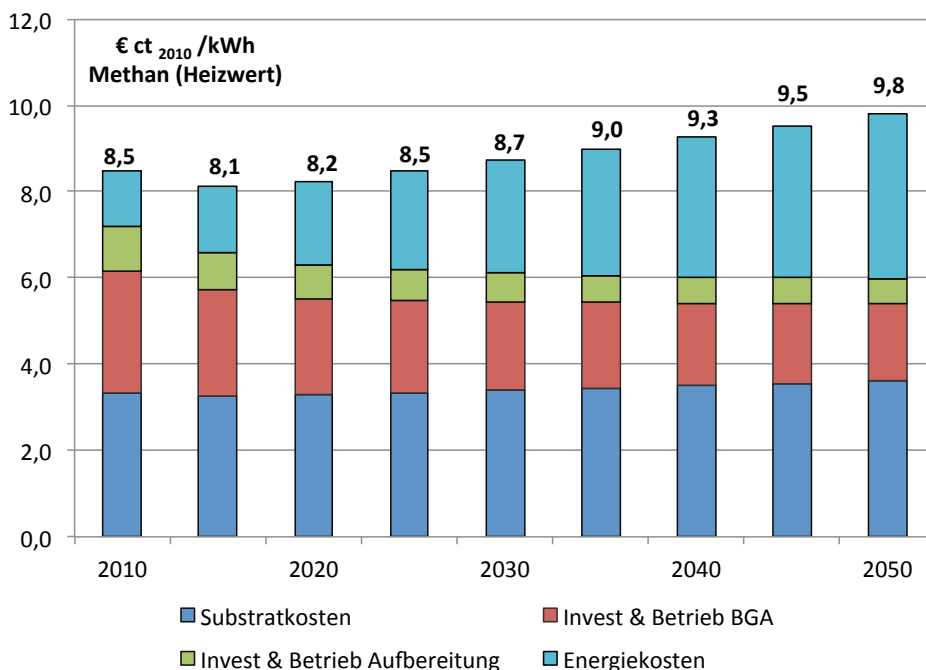


Abbildung 3-17: Entwicklung der Gestehungskosten für Biomethan im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)

Die sinkenden Investitions- und Betriebskosten werden dabei durch die steigenden Energiekosten überkompensiert. Die Energiekosten erweisen sich damit als wichtigster Kostentreiber mit einer höheren Relevanz als die Substratkosten.

Die höheren Substratkosten wiederum wirken sich (unter anderem durch die Steigerung der Gasausbeute, dynamisiert mit eigenem Lernfaktor, wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben), nur wenig aus. Das wird in der prozentualen Darstellung der Zusammensetzung der Gesteungskosten deutlich (siehe Abbildung 3-18): die Substratkosten machen annähernd konstant etwa 40 % der Gesamtkosten aus (zwischen 36,9 % und 40,7 %). In der hier gezeigten Darstellung sind mittlere Werte für die Entwicklung der Substratpreise (mittlerer Kopplungsfaktor 0,6; Ölpreisentwicklung nach (Nitsch et al. 2012), Preispfad A).

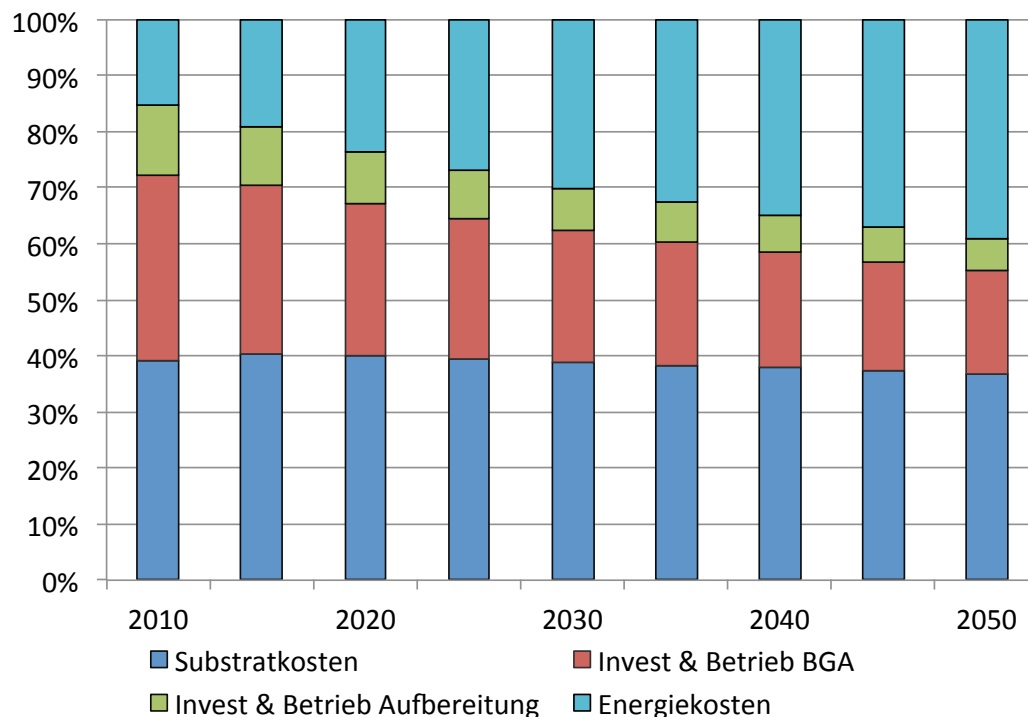


Abbildung 3-18: Prozentuale Zusammensetzung Gesteungskosten für Biomethan im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)

### 3.2.5 Sensitivitätsanalyse zur Kostenentwicklung der Biomethan-Anlage

Vier Faktoren werden im folgenden einer Sensitivitätsrechnung unterzogen: (1) die Energiekosten, die direkt in die Berechnung der Betriebskosten der Anlage eingehen, (2) der Faktor zur Kopplung der Maispreise an Ölpreises, (3) die Gasausbeute als Parameter für die Ausnutzung der Substrate und damit den Einfluss der Substratkosten für die Gesamtgestehungskosten sowie (4) die angenommene Lernkurve bzw. PR für die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten der Biomethananlage einschließlich Aufbereitung.

Im Einzelnen unterscheiden sich die Faktoren vom Referenzfall wie im obigen Abschnitt 3.2.4.4 wie folgt:

- Die Energiekosten, die für den Betrieb der Biomethananlage und Aufbereitung zu zahlen sind, werden nach Preispfad B der Langfristszenarien nach (Nitsch et al.

2012) angesetzt. Die Strompreise steigen damit bis 2030 nur noch um den Faktor 1,6 (Referenz: 2,1) und bis 2050 um den Faktor 2,2 (Referenz: 3).

- Für die Kopplung der Maispreise an den Ölpreis als Treiber der Substratkosten werden statt dem mittleren Wert von 0,6 für die Referenz sowohl der obere (0,9) als auch der untere (0,3) Wert als Faktor angelegt.
- Die Gasausbeute, also der Gasertrag pro Substratinput in m<sup>3</sup>/t FM, wird nicht im Zeitverlauf gesteigert, sondern im Gegensatz zum Referenzfall konstant gehalten.
- Die Progress Ratio, welche die Lernkurve für die Investitions- und Betriebskosten bestimmt, wird im Gegensatz zur Referenz nach (Fritsche et al. 2004) über den gesamten Betrachtungszeitraum um fünf Prozentpunkte gesenkt. Das hat einen höheren Lerneffekt und im Ausblick stärker sinkende Kosten zur Folge.

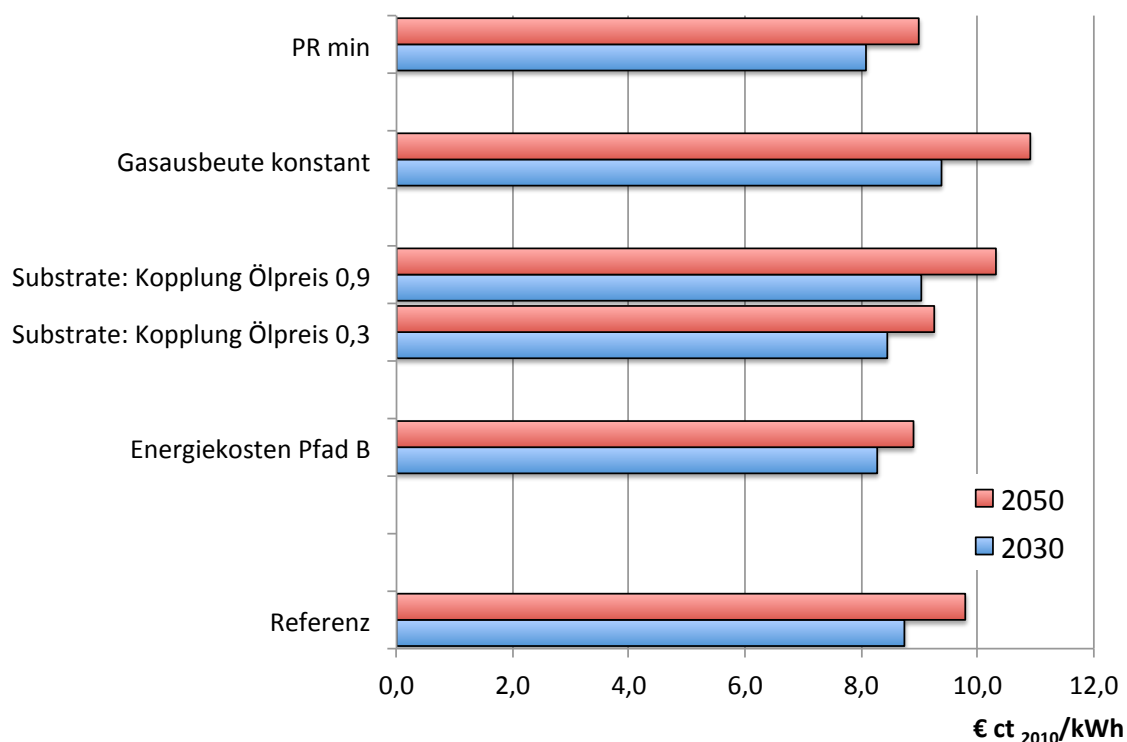


Abbildung 3-19: Sensitivitätsanalyse der Gasgestehungskosten bei Variationen der Energiekosten (Preispfad B nach (Nitsch et al. 2012); des Faktors zur Kopplung von Mais – und Ölpreis; der Gasausbeute (nicht dynamisiert); der Lernkurve (PR maximiert); Referenz nach Abschnitt 3.2.4.4. (eigene Darstellung)

Das Ergebnis der Sensitivitätsrechnungen zeigt Abbildung 3-19. Die Gasausbeute stellt sich als bedeutender Faktor heraus, der die Gestehungskosten im Zeitverlauf sogar stärker beeinflusst als die Energie- und Substratkosten einzeln. Durch die höhere Gasausbeute werden beide Faktoren über die bessere Ausnutzung der eingesetzten Substrate und die spezifisch geringeren Energiekosten gekoppelt.

### 3.3 Zwischenfazit aus Teilmodell I: Biomethan heute und im Ausblick

Die Ergebnisse aus Teilmodell I (Module A-C Ist bearbeitet in Kapitel 2 und A-C Ausblick bearbeitet in Kapitel 3; siehe Abbildung 3-20) zur Bereitstellung von Biomethan liefern Daten

- zur erwartbaren Menge an Gas,
- zum THG-Emissionsfaktor sowie
- Abschätzungen zu den Gestehungskosten.

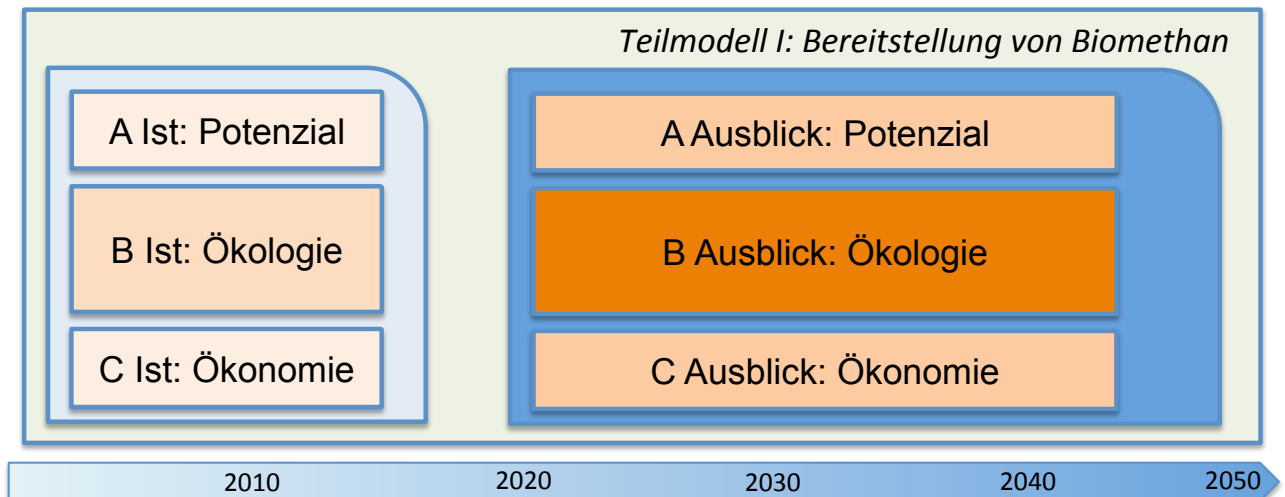


Abbildung 3-20: Teilmodell I, Bereitstellung von Biomethan (eigene Darstellung)

Diese sind für den Stand 2010 und im langfristigen Ausblick bis 2050 in Abbildung 3-21 zusammengefasst.

Das Potenzial an eingespeistem Biomethan ist dabei als technisches Potenzial ermittelt. Es wird spezifiziert bzw. berechnet aus der Fläche, die „nicht zur rechnerischen Selbstversorgung Deutschlands mit Nahrungsmitteln“ benötigt wird. Dabei sind die demographischen Entwicklungen sowie die erwartbaren Ertragssteigerungen im konventionellen und Energiepflanzenbau einbezogen worden. Zudem sind Naturschutzanforderungen und Nutzungskonkurrenzen zur stofflichen und anderen energetischen Nutzungen von Biomasse, sowie Aspekten des Anlagenbaus bzw. der Projektrealisierung berücksichtigt.

Der spezifische THG-Emissionsfaktor wird im Zeitverlauf beschrieben, indem auf der Grundlage des Vergleichs der beiden Anlagentypen „Stand der Technik 2008“ und „optimierte Technik 2010“ eine Technologie-Lernkurve mit dem Lernfaktor  $F_{LCA}$  entwickelt und auf den derzeitigen Emissionsfaktor angewandt worden ist.

Die Gas-Gestehungskosten sind ebenfalls auf Basis einer Lernkurve abgeschätzt worden; wesentliche Einflussgrößen sind zudem die Entwicklung des Ölpreises als Treiber für die Substratkosten sowie die Energiekosten der Biomethan-Anlage.

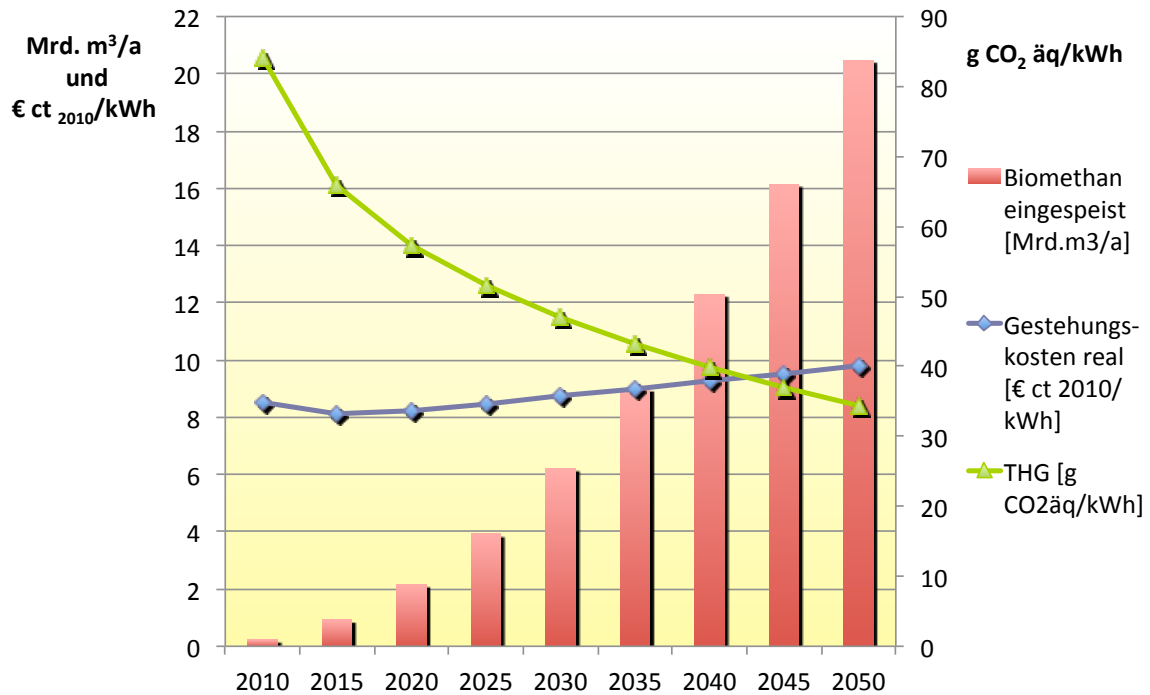


Abbildung 3-21: Zwischenergebnis von Teilmodell I: Potenzial, Kosten und THG-Emissionen von Biomethan in Deutschland; Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)

Damit ist die Produktion von Biomethan beschrieben. In den folgenden Kapiteln 4 und 5 wird im Teilmodell II der Einsatz und die resultierenden THG-Minderungen sowohl statisch (Module D und E Ist) als auch im Ausblick (Module D und E Ausblick) untersucht.



## 4 Einsatz von Biomethan und resultierende Treibhausgas-Minderung: Status Quo

Mittels der Modellierung der technischen Prozesskette „Biomethan zur Einspeisung“ und der resultierenden THG-Emissionsfaktoren ist gezeigt worden, dass durch die Bereitstellung von Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe zunächst THG-Emissionen frei gesetzt werden. Eine Entlastung der Atmosphäre und ein Beitrag zum Klimaschutz wird erst dann erzielt, wenn Biomethan als Energieträger einen anderen Energieträger mit höherem THG-Ausstoß ersetzt.

Biomethan als – per definitionem – Substitut für Erdgas mit den gleichen technischen Eigenschaften ist vielseitig einsetzbar und kann sowohl zur Strom- und Wärmebereitstellung (auch kombiniert als Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) als auch als Kraftstoff verwendet werden. Diese Flexibilität verpflichtet zu der Überlegung, in welchem Einsatzbereich der höchstmögliche Effekt erzielt werden kann, da die vorhandenen und vor allem nachhaltig nutzbaren Potenziale begrenzt sind. Im Fokus dieser Arbeit steht die Betrachtung der THG-Emissionen als wesentliche Treiber des Klimawandels; die Untersuchung ist daher THG-optimiert.

Analog zu Teilmodell I erfolgt auch in Teilmodell II die Betrachtung zunächst statisch in den Modulen D und E Ist (siehe Abbildung 4-1), bevor im nächsten Kapitel 5 die Einbindung in das sich dynamisch entwickelnde Energiesystem erfolgt.

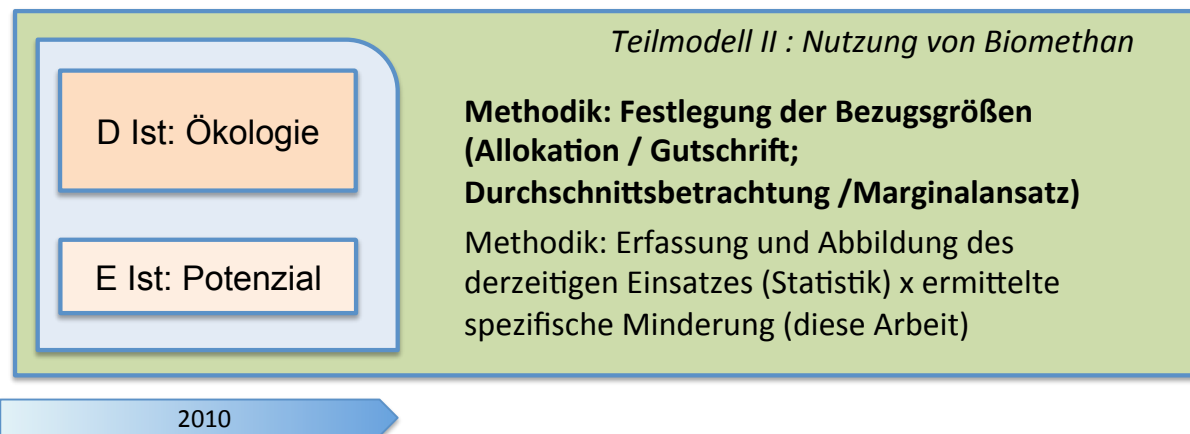


Abbildung 4-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell II, Module D und E Ist und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung)

### 4.1 Methodische Grundlagen

Bevor die einzelnen Einsatzbereiche und die jeweils erzielbaren THG-Minderungen durch Biomethan betrachtet werden, müssen zunächst die methodischen Grundlagen geklärt werden, die sowohl für die statische, als auch die dynamische Untersuchung verwendet werden. Relevant sind dabei vor allem drei Aspekte, nämlich:

- die Wahl der Bezugsgröße (Bezug auf Energieträger Biomethan oder Endenergie)
- die Wahl des verwendeten Referenzsystems (Strom, Wärme, KWK, Kraftstoff)
- die Daten zur Charakterisierung des Biomethans. Diese werden aus der vorliegenden Arbeit (Kapitel 2.2 zu THG-Emissionen, Kapitel 2.3 zu Gestehungskosten und Kapitel 3.2 zur Dynamisierung) entnommen.

#### 4.1.1 Klärung der Bezugsgröße: Endenergie oder Biomethan

In der Fachöffentlichkeit ist über mehrere Monate<sup>28</sup> die Diskussion geführt worden, welche Bezugsgröße für die Berechnung der erzielbaren THG-Minderungspotenziale durch den Einsatz von Biomethan zielführender ist. Zur Klärung dieser Frage wird der folgende Abschnitt 4.1.1 eingeschoben, bevor die Nutzungspfade für Biomethan definiert werden (siehe Abschnitt 4.1.2) und auf weitere methodische Grundlagen wie der Umgang mit Koppelprodukten etc. eingegangen wird (siehe Abschnitt 4.1.3)

Die Berechnung kann mit gleicher Berechtigung von verschiedenen Seiten, nämlich dem Bezug auf die bereitgestellte Endenergie oder aber die eingesetzte Menge an Biomethan durchgeführt werden. Der Unterschied wird durch die folgenden Fragestellungen illustriert:

- Wie wird eine kWh Biomethan am besten eingesetzt?
- Welche Minderungen werden durch den Ersatz einer kWh Strom oder Wärme erzielt?

Im Vergleich der beiden Methoden (siehe Abbildung 4-2) ist die Priorisierung der Einsatzpfade im Wesentlichen die selbe, die Ausprägungen sind allerdings unterschiedlich stark. Beim Bezug auf Endenergie wird eine klarere Besserstellung der KWK gegenüber den anderen Pfaden herausgestellt, ein insgesamt ausgewogeneres Bild ergibt sich durch den Bezug auf den Energieträger Biomethan. Für den Vergleich sind für alle betrachteten Pfade die Ergebnisse aus Kapitel 4.3 herangezogen worden; dabei ist als Referenz die Durchschnittsbetrachtung mit dem Gutschriftansatz verwendet worden.

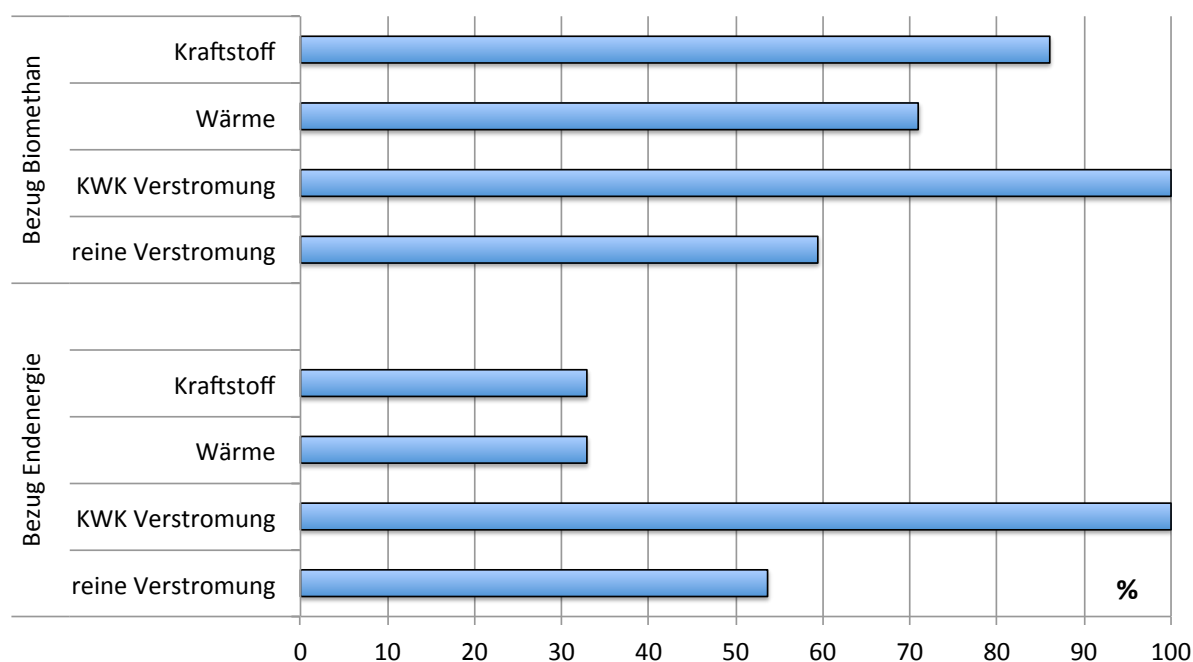


Abbildung 4-2: Vergleich der Ergebnisse bei Bezug auf Endenergie bzw. Biomethan (eigene Darstellung)

<sup>28</sup> Die Diskussion ist von der Fachöffentlichkeit u.a. unter dem Stichwort „Endenergie oder Primärenergie“ geführt worden; siehe z. B. Veranstaltungsreihe „Biogasplattform 2011“ (<http://www.ef-ruhr.de/index.php?id=93>). Dazu ist anzumerken, dass der Bezug auf Biomethan keine primärenergetische Betrachtung ist, da es sich bei Biomethan um einen Energieträger handelt.

Der Bezug auf den Energieträger Biomethan ist im Folgenden zielführender für den THG-optimierten Ansatz der vorliegenden Arbeit und wird im Weiteren angewandt. Wesentlich für die weiteren Berechnungen sind vor allem die Wahl des Referenzsystems sowie der Umgang mit den Koppelprodukten bei KWK-Anwendungen, die in den folgenden Abschnitten weiter ausgeführt werden.

#### 4.1.2 Nutzungspfade für Biomethan

Zur Beantwortung der im vorigen Absatz formulierten Fragestellung („Wie wird eine kWh Biomethan am besten eingesetzt?“) werden fünf mögliche Nutzungspfade für Biomethan definiert. Für diese werden in den Abschnitten 4.3 und 4.4 für den IST-Zustand und in Kapitel 5 im dynamischen Ausblick die erreichbaren THG-Minderungen bestimmt.

Die Nutzungspfade sind

- Die Verstromung von Biomethan im BHKW ohne Nutzung der entstehenden Wärme; angesetzt wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 38 % (Nitsch et al. 2012);
- Die KWK-Verstromung von Biomethan bei Nutzung von 80 % der entstehenden Wärme mit Wirkungsgraden von  $\eta_{el} = 38\%$  und  $\eta_{th} = 43\%$  (Nitsch et al. 2012; angepasst nach Urban et al. 2010)<sup>29</sup>;
- Die Bereitstellung von Heizwärme in einer Niedertemperatur-Therme mit einem Jahresnutzungsgrad<sup>30</sup> von 90 % (Schüwer et al. 2010);
- Die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff in einem Gasmotor im PKW; dabei wird der Aufwand der notwendigen Verdichtung an der Tankstelle mit 0,06 kWh/kWh<sub>KS</sub> angenommen (Edwards et al. 2011);
- Der Ersatz des Energieträgers Erdgas durch den Energieträger Biomethan, ohne weitere Berücksichtigung der weiteren Verwendung oder Umwandlungen.

#### 4.1.3 Umgang mit Koppelprodukten bei der KWK: Allokations- und Gutschriftenansatz

Die Berechnung der THG-Emissionen bzw. der THG-Vermeidung durch den Einsatz von Biomethan in der gekoppelten KWK Anwendung erfordert einen methodischen Ansatz zum Umgang mit den beiden Produkten Strom und Wärme. Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Ansätze, nämlich zum einen die Erteilung einer Gutschrift für die zusätzlich erzeugte Wärme, die bei der Strombereitstellung genutzt werden kann, zum anderen die Allokation der entstehenden bzw. vermiedenen Emissionen auf die beiden Produkte gemäß der genutzten Strom- und Wärmemenge. Im Folgenden wird zunächst der Allokationsansatz vorgestellt; die Formeln und Berechnungen sind z. B. in (European Commission 2010) zu finden.

Beim Allokationsansatz differenziert man wiederum zwischen der Energie- und der Exergieallokation. Die Energieallokation unterscheidet nicht zwischen der unterschiedlichen thermo-

---

<sup>29</sup> Es ist ein mittlerer Wert zwischen 40 % gemäß (Urban et al. 2010) und 46 % nach (Nitsch et al. 2012) gewählt worden.

<sup>30</sup> Im Unterschied zum Nenn-Wirkungsgrad einer Anlage, der nur für den optimalen Betriebspunkt gilt, wird der (Jahres-) Nutzungsgrad über die Betriebszeit eines Jahres bilanziert. Er liegt daher unter dem Nennwirkungsgrad und bildet einen praxisnäheren Wert ab.

dynamischen Wertigkeit von elektrischer Arbeit und Nutzwärme, sondern stellt beide Produkte als gleichwertig nebeneinander. Bei der Exergieallokation wird dieser unterschiedlichen Wertigkeit durch einen so genannten Carnot-Faktor Rechnung getragen, weshalb dieser komplexere Ansatz der Energieallokation vorzuziehen ist. Beide Ansätze bzw. die notwendigen Formeln, die dabei angewendet werden, werden im Folgenden vorgestellt.

Nach der Energieallokation werden die Emissionen für Stromanwendungen, die ebenfalls nutzbare Wärme liefern wie folgt berechnet

$$(8) \quad E_{el} = \frac{E_{Gas}}{\eta_{el}} * \varepsilon_{el}$$

Der Energie-Allokationsfaktor, der den Verteilschlüssel bildet bzw. den Anteil der Emissionen bestimmt, die der Stromanwendung zuzuschreiben sind, berechnet sich nach

$$(9) \quad \varepsilon_{el} = \frac{n_{el}}{n_{el} + n_{th}}$$

Für die Wärmeanwendung ist die Berechnung analog mit

$$(10) \quad E_{th} = \frac{E_{Gas}}{\eta_{th}} * \frac{n_{th}}{n_{el} + n_{th}}$$

Dabei ist

$E_{el}$  = THG – Emissionen der Endenergie, hier Strom

$E_{th}$  = THG – Emissionen der Endenergie, hier Wärme

$E_{Gas}$  = THG – Emissionen des Energieträgers Biomethan

$\varepsilon_{el}$  = (Energie-)Allokationsfaktor, hier Anteil für Stromproduktion

$\varepsilon_{th}$  = (Energie-)Allokationsfaktor, hier Anteil für Wärmebereitstellung

$\eta_{el}$  = elektrischer Wirkungsgrad

$\eta_{th}$  = thermischer Wirkungsgrad

Beim Exergieansatz wird die unterschiedliche thermodynamische Wertigkeit der Produkte Strom und Wärme berücksichtigt, indem der Allokationsfaktor  $\varepsilon$  um einen Carnotfaktor  $c$  erweitert wird. Der Allokationsfaktor berechnet sich dann nach

$$(11) \quad \varepsilon_{el} = \frac{n_{el} * c_{el}}{(c_{el} * n_{el}) + (n_{th} * c_{th})}$$

$$(12) \quad \varepsilon_{th} = \frac{n_{th} * c_{th}}{(c_{el} * n_{el}) + (n_{th} * c_{th})}$$

Dabei ist  $c_{el}$  der Anteil der Exergie im Strom und wird damit zu 100 % gesetzt; also  $c_{el} = 1$ .

Für den Anteil der nutzbaren Arbeit (Exergie) in der Wärme berechnet sich  $c_{th}$  nach

$$(13) \quad c_{th} = \frac{T_A - T_U}{T_A}$$

mit

$T_U$  = Umgebungstemperatur, gesetzt mit  $273 \text{ K} = 0^\circ\text{C}$

$T_A = \text{Temperatur des Arbeitsmediums}$

Es gilt, dass für  $T_A < 423 \text{ K}$  (entsprechend  $150^\circ\text{C}$ ) der thermische Carnotfaktor definiert ist mit  $c_{th} = 0,3546$ .

Aus den Berechnungen ergeben sich mit einem elektrischen Wirkungsgrad des BHKWs von  $\eta_{el} = 0,38$  und einem thermischen Wirkungsgrad von  $\eta_{th} = 0,43$  die in Abbildung 4-3 dargestellten Allokationsfaktoren für den Energie- und den Exergieansatz.

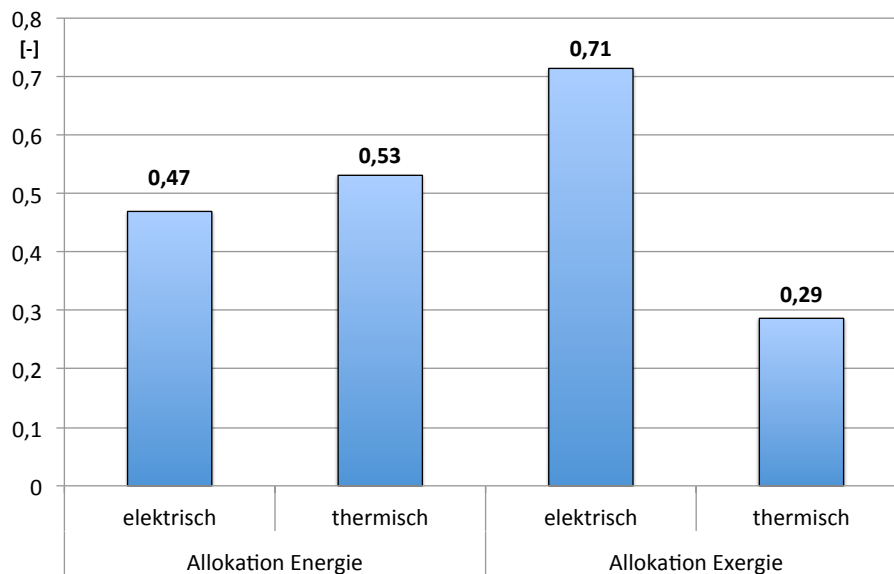


Abbildung 4-3: Allokationsfaktoren für Strom und Wärme aus gekoppelter Nutzung nach Energie- und Exergieallokation (eigene Darstellung)

Mit rund  $84 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Gas}}$  (siehe Abschnitt 2.2.2) werden demnach bei der Energieallokation für die beiden Produkte Strom und Wärme THG-Emissionsfaktoren in gleicher Höhe von rund  $104 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Strom}}$  bzw.  $104 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Wärme}}$  angesetzt, während sich die spezifischen Emissionen nach der Exergieallokation von  $158 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Strom}}$  zu  $56 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Strom}}$  deutlich unterscheiden.

Mit Erteilung und Anrechnung einer Gutschrift für die nutzbare Wärme einer KWK-Anwendung wird ein grundsätzlich anderes Verfahren angewendet. Es basiert darauf, dass die bereitgestellte Energie an anderer Stelle und über andere Bereitstellungsverfahren substituiert wird. Es wird zunächst ein Hauptprodukt bestimmt, dem erst mal alle Aufwendungen und Emissionen zugeschrieben werden. Für das Nebenprodukt wird über den Nutzungsgrad definiert, wie viel des Produktes sinnvoll eingesetzt wird, indem es an anderer Stelle Energie tatsächlich ersetzt. In dieser Höhe wird dann eine Gutschrift angesetzt, die sich aus den Aufwendungen des ersetzten Produktes ermittelt. Mit Anwendung des Gutschriftverfahrens für die Ermittlung der THG-Emissionen und des Minderungspotenzials wird eine engere Analogie zur Kostenbetrachtung erzielt, da die Ökonomie des KWK-Einsatzes in der Praxis mittels Wärme-Gutschriften berechnet wird.

Das Verfahren kann entweder additiv angewendet werden, indem dem Vergleichsverfahren die Aufwendungen für die zusätzlich bereitgestellte Energie auferlegt wird, oder subtraktiv, indem diese Aufwendungen von dem betrachteten Produkt abgezogen werden.

Im vorliegenden Fall bedeutet dies, dass Strom als das Hauptprodukt aus der KWK-Anwendung bestimmt wird. Das ist darin begründet, dass der Fokus der Arbeit auf der THG-Optimierung liegt. Der Stromsektor verursacht in Deutschland rund die Hälfte der gesamten THG-Emissionen (UBA 2013) und wird daher als der Haupthebel zur Reduzierung der Klimabelastung gesehen.

Für die Verstromung von Biomethan in BHKW wird ein Wärmenutzungsgrad von 80 % angesetzt. Das ist insofern realistisch, als durch die Möglichkeit der Einspeisung bzw. Verteilung durch das Erdgasnetz der Ort der Verstromung so gewählt werden sollte, dass eine möglichst hohe Wärmenutzung gegeben ist. Dies ist immerhin eines der Haupt-Argumente für die Aufbereitung und Einspeisung (Urban (Hrsg.) und Zeidler-Fandrich (Hrsg) 2009).

Der Großteil der nutzbaren Wärme wird daher Wärme aus dem Referenzsystem (siehe folgenden Abschnitt 4.2) ersetzen, während 20 % als Abwärme verloren geht. Der THG-Emissionsfaktor des gewählten Referenzsystems wird zu 80 % auf das Hauptprodukt Strom angewendet und reduziert diesen damit. Wird für das Referenzsystem die Durchschnittsbetrachtung angesetzt (siehe Abschnitt 4.2), ersetzt Biomethan ( $84 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Gas}}$  und  $\eta_{el} = 0,38$ ) also Strom mit einem THG-Faktor von  $595 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Strom}}$  und Wärme mit  $282 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Wärme}}$ .

Abbildung 4-4 zeigt die THG-Vermeidungen bei Ansatz der verschiedenen Verfahren für die Durchschnittsbetrachtung. Beim Gutschriftverfahren wird eine kleine Minderung erzielt; dies liegt aber daran, dass hier nicht die gesamte Wärme, sondern nur 80 % unter Berücksichtigung von realen Verlusten angerechnet worden ist.

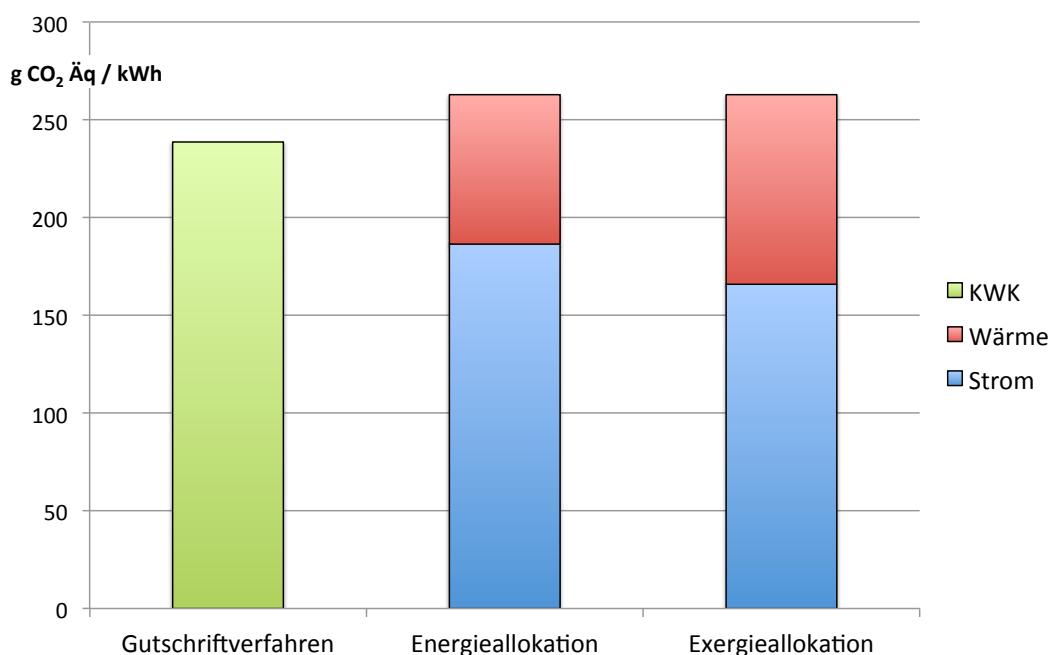


Abbildung 4-4: THG Vermeidung durch Einsatz von Biomethan in KWK-Anwendung bei Ansatz von Gutschriftverfahren oder Allokation (eigene Darstellung)

Im weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit wird das Gutschriftverfahren angewendet, um die THG-Minderungen durch den Einsatz von Biomethan in KWK-Anwendungen zu bestimmen. Dieser Ansatz ist besser als die Allokationsverfahren geeignet, das gesamte Energiesystem abzubilden, da er eine engere Verknüpfung von Strom- und Wärmebereitstellung erlaubt. Die Notwendigkeit einer möglichst hohen Wärmeausnutzung, die tatsächlich andere Formen der Wärmebereitstellung durch fossile Energieträger ersetzt, wird nochmals betont.

Die Erteilung einer Wärmegutschrift ist zudem näher an der Praxis der Anlagenbetreiber, die auf diese Weise auch die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen auslegen.

## 4.2 Berechnungsgrundlage – Wahl des Referenzsystems

Für die Berechnung von THG-Vermeidung ist die Wahl des Referenzsystems mit den zugeordneten Emissionen von entscheidender Bedeutung. Je höher die Emissionen, die durch das Referenzsystem verursacht werden, desto höher ist das Vermeidungspotenzial durch eine emissionsärmere Technik. Neben der reinen THG-Optimierung sind aber noch weitere Aspekte zu beachten, nämlich – vor allem bei der Stromerzeugung – die Einsatzplanung inklusive Laufzeiten, Regelbarkeit, Verfügbarkeit (insbesondere bei regenerativen Energieträgern), aber auch die Wirtschaftlichkeit und *Merit Order*<sup>31</sup>. Wirtschaftliche Aspekte stehen allerdings weiterhin nicht im Fokus dieser Arbeit.

Die zentrale Forschungsfrage der vorliegenden Arbeit lautet, in welchem Einsatzbereich Biomethan in Deutschland am besten genutzt werden sollte, um die höchstmöglichen THG-Minderung zu erzielen. Dabei werden aufgrund der Fragestellung die drei Bereiche der Strom (inklusive KWK)-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung adressiert. Eine Möglichkeit, die jeweils erzielbaren THG-Minderungen abzubilden, ist die Modellierung des Energiesystems. Durch diesen Ansatz würde sich für jeden denkbaren Einsatzfall für Biomethan diejenige Option ermitteln lassen, die bei Ansatz verschiedener Fragestellung (neben THG-Minderung könnte z.B. eine Kostenoptimierung erfolgen) die vorteilhafteste ist.

Das Modell des Energiesystems wäre allerdings zwangsläufig hochkomplex, da es neben der Stromerzeugung auch die Bereiche der Wärmenutzung sowie des Kraftstoffeinsatzes abbilden müsste, und zwar im Detail des jeweils eingesetzten Energieträgers. Ein solches Energiesystemmodell ist im Aufbau und der Bedienung von einer Vielzahl von Annahmen abhängig, so dass es letztlich nur scheinbar genauere Ergebnisse liefert als eine einfacherer Form der Betrachtung.

Für die hier gestellte Forschungsfrage ist die Berechnung der erzielbaren THG-Minderung auf Basis von Referenz-Pfaden hinreichend genau. Das bestätigt auch die Beschäftigung mit der relevanten Literatur.

Aus der Vielzahl an Literatur und Szenarien, die zur Verfügung stehen, werden zwei ausgewählte Studien im Folgenden diskutiert: zum einen die so genannten „Langfristszenarien 2012“ von (Nitsch et al. 2012), zum anderen das Methodenhandbuch „Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte“ von (Thrän et al. 2012). Die Langfristszenarien 2012 sind das (derzeitige) Ergebnis einer langjährigen Fortschreibung von Szenarien, die ursprünglich auf die „Leitstudie“ (Nitsch et al. 2004) zurückgeht. Sie bildet die Grundlage für Kapitel 5, in

---

<sup>31</sup> Einsatzreihenfolge von Kraftwerken zur Stromerzeugung auf Basis der Grenzkosten

dem der Einsatz von Biomethan und die resultierenden THG-Emissionen im langfristigen Ausblick betrachtet werden (zur Auswahl der Langfristszenarien im Vergleich mit anderer Literatur siehe Abschnitt 5.1).

Das Methodenhandbuch ist im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“<sup>32</sup> des BMU unter Mitarbeit einer Vielzahl von Projekten und wissenschaftlichen Einrichtungen entstanden<sup>33</sup> und bildet somit einen gewissen Konsens im Umgang mit methodischen Fragen ab, der nicht ungehört bleiben sollte. Allerdings sind Aspekte der dynamischen Betrachtung wenig adressiert.

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Ansätze, ein Referenzsystem für die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten von Biomethan aufzusetzen: die Durchschnittsbetrachtung oder den so genannten Marginalansatz. Bei der Durchschnittsbetrachtung wird für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung der zum Betrachtungszeitpunkt gängige Durchschnitt der deutschen Versorgungsstrukturen angesetzt (also der deutsche Kraftwerkspark, der Mix an Kraftstoffen und Wärmeversorgungs-Optionen). (Thrän et al. 2012) empfehlen dieses Vorgehen, um eine bessere Vergleichbarkeit verschiedener (regenerativer) Technologien untereinander zu erzielen. Dagegen wird argumentiert, dass es gerade vor dem Hintergrund der Energiewende zunehmend zu einem Ersatz der konventionellen durch die regenerative Energieversorgung kommen muss, ohne dass eine Konkurrenzsituation der erneuerbaren Energieträger untereinander entsteht. Erneuerbare Energien wie etwa Biomethan sollen daher gezielt so eingesetzt werden, dass sie nicht den Mix, sondern einzelne fossile Anlagen, etwa Gas- oder Kohlekraftwerke ersetzen (im Folgenden bezeichnet als „Marginalansatz“).

Die Empfehlung von (Thrän et al. 2012) wird allerdings bereits im Methodenhandbuch nur für die Stromerzeugung umgesetzt; für Wärme- und Kraftstoffoptionen wird anders argumentiert. Bei der Wärmeversorgung ist anders als bei der Stromversorgung kein gesamtdeutsches Verteilsystem wie das Stromnetz vorhanden. Auch Wärme wird zum Teil (etwa Nah- und Fernwärme und auch bei der Nutzung von Erdgas) ebenfalls leitungsgebunden zum Endverbraucher gebracht, das Netz liegt aber nicht flächendeckend und vor allem nicht über ganz Deutschland homogen bzw. zusammenhängend vor. Daher sei es zielführender und bilde die reale Situation besser ab, das Referenzsystem aus den direkten Konkurrenztechnologien zu erstellen.

Der Unterschied zwischen beiden Betrachtungen bzw. die Auswirkungen auf die berechnete THG-Minderung durch Biomethan wird in den folgenden Abschnitten verdeutlicht. Die Betrachtung wird ergänzt um die Gegenüberstellung der beiden Energieträger Biomethan und Erdgas, ohne weitere Umwandlungsschritte.

### 4.2.1 THG-Emissionsfaktoren nach Durchschnittsbetrachtung

Für den Bezugszeitpunkt 2010 ist die Struktur des deutschen Kraftwerksparks in Abbildung 4-5 dargestellt. Aus der Umsetzung der Energieträger in der abgebildeten Zusammensetzung resultiert ein THG-Emissionsfaktor von  $595 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Strom}}$  nach (Nitsch et al.

---

<sup>32</sup> <http://www.energetische-biomassenutzung.de/>

<sup>33</sup> Das Wuppertal Institut und namentlich die Autorin sind z. B. über die Projekte „BioCouple“ (FZK 03KB006), „Europäische Biomethanstrategie (FZK 03KB024) und „BioEnergieDat“ (FZK 03KB039) vertreten gewesen.



2012)<sup>34</sup>, gemäß (Thrän et al. 2012) liegt dieser geringfügig niedriger bei 582 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh<sub>Strom</sub>.

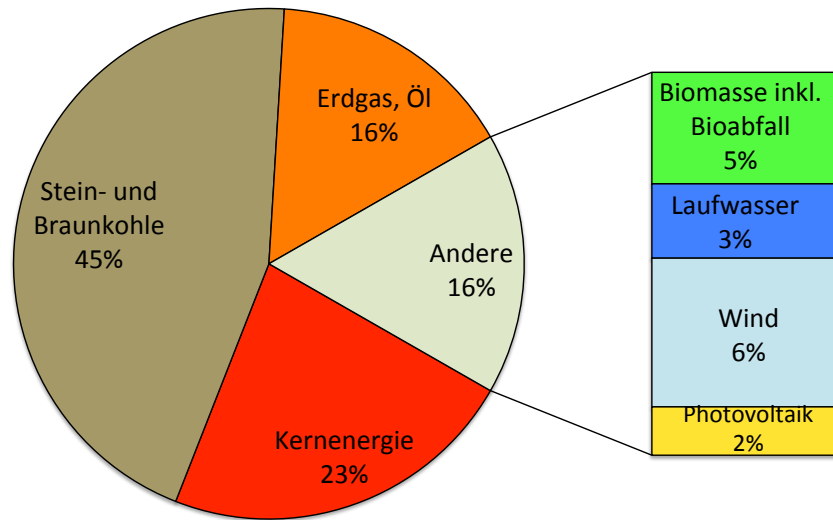


Abbildung 4-5: Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks in 2010 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

Die Zusammensetzung der Wärmeversorgung in Deutschland in 2010 zeigt Abbildung 4-6, abgeleitet aus dem Endenergieeinsatz für Wärme nach (Nitsch et al. 2012). Daraus ergibt sich mit den entsprechenden THG-Faktoren<sup>35</sup> ein Emissionsfaktor von rund 282 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh<sub>Wärme</sub>.

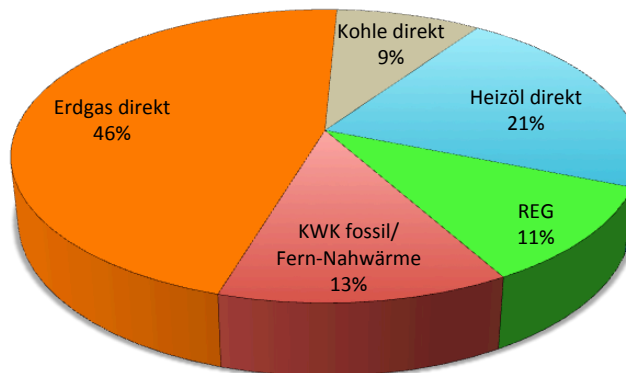


Abbildung 4-6: Zusammensetzung der deutschen Wärmeversorgung in 2010 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

<sup>34</sup> In den Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) werden nur CO<sub>2</sub>-Emissionen abgebildet und adressiert. Diese werden für die vorliegenden Arbeit um andere Treibhausgase (namentlich Methan und Lachgas) erweitert. Siehe dazu ausführlichere Erläuterungen in Kapitel 5.1.

<sup>35</sup> Siehe wiederum Erklärungen in Kapitel 5.1.

Für die Betrachtung des Kraftstoffsektors sind in Deutschland in 2010 nahezu nur die konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel relevant, da diese zusammen immer noch einen Anteil am Kraftstoffmix von rund 95 % ausmachen. Es wird ein THG-Emissionsfaktor von  $307 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{KS}}$  angesetzt.

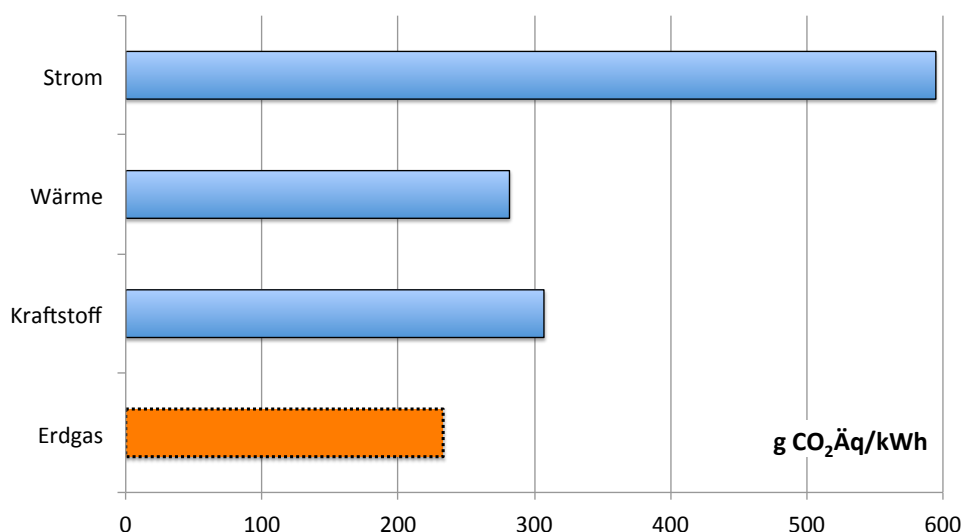


Abbildung 4-7: THG-Emissionsfaktoren für Strom, Wärme und Kraftstoff für Deutschland, 2010; Durchschnittsbetrachtung (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012); THG-Emissionsfaktor für Erdgas als Energieträger nach (Arnold et al. 2010)

Es wird zudem im Weiteren (siehe auch Abschnitt 5.2) der bloße Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan betrachtet. Gemäß (Arnold et al. 2010) wird aufgrund der Bezugsstruktur für Erdgas in 2010 aus Russland, Norwegen, den Niederlanden, Großbritannien und Dänemark sowie einem Anteil aus inländischer Förderung ein THG-Emissionsfaktor von  $233 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Gas}}$  angelegt. Die entsprechenden THG-Emissionsfaktoren sind in Abbildung 4-7 zusammengefasst.

### 4.2.2 THG-Emissionsfaktoren nach Marginalansatz und Grenzbetrachtung

Für den so genannten Marginalansatz werden wie oben erläutert, die direkten Konkurrenztechnologien betrachtet, die durch die Nutzung von Biomethan substituiert werden. Nach (Thrän et al. 2012) werden bei der Stromerzeugung zu je 50 % neue Import-Steinkohle- und neue Erdgas-GuD-Kraftwerke ersetzt, mit einem THG-Emissionsfaktor dieses Mixes von  $627 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Strom}}$ .

Für den Wärmesektor setzen (Thrän et al. 2012) einen Mix aus den Niedertemperaturheizungen mit Erdgas (zu 70 %) und Erdöl (zu 30 %) an. Daraus ergibt sich ein THG-Emissionsfaktor von  $310 \text{ g CO}_2\text{-Äq/kWh}_{\text{Wärme}}$ .

In gleicher Weise wird auch für den Kraftstoffbereich nicht der Durchschnitt über alle derzeit und zukünftig vorhandenen alternativen Kraftstoffe verwendet, sondern nur die beiden hauptsächlich genutzten konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel betrachtet. In diesem Fall ist der Unterschied zwischen Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz beinahe zu

vernachlässigen, da zum Bezugszeitpunkt 2010 nur zu wenigen Prozentpunkten andere Kraftstoffe im Einsatz sind, die den THG-Emissionsfaktor senken.

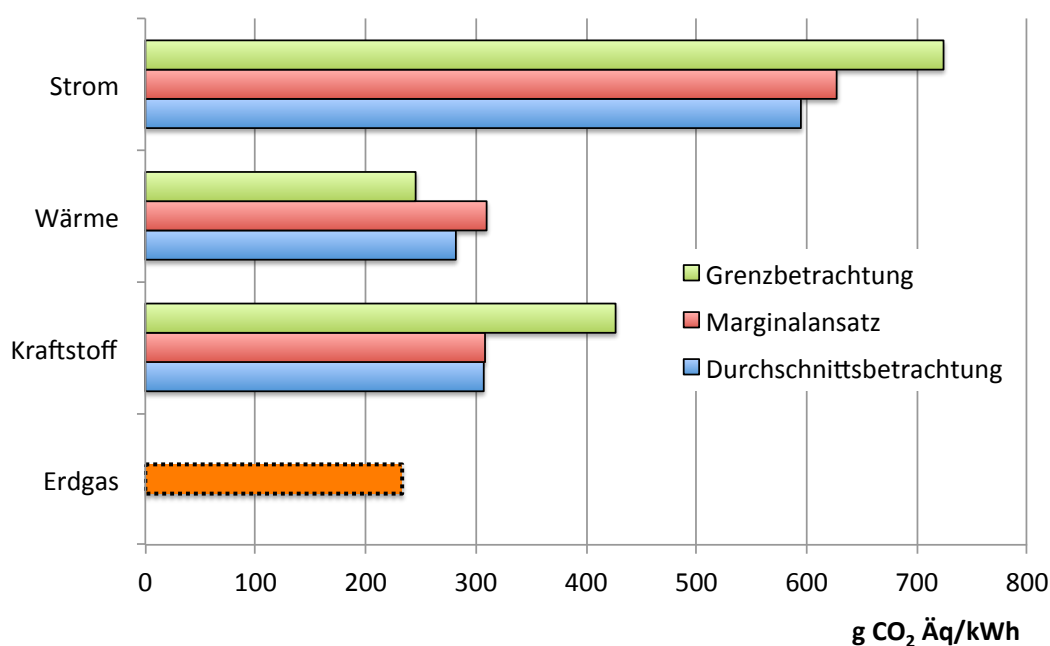


Abbildung 4-8: THG-Emissionsfaktoren für Strom, Wärme und Kraftstoff für Deutschland, 2010; Durchschnittsbetrachtung, Marginalansatz und Grenzbetrachtung im Vergleich (eigene Darstellung nach Thrän et al. 2012); THG-Emissionsfaktor für Erdgas als Energieträger nach (Arnold et al. 2010)

In Abbildung 4-8 sind zudem noch die THG-Emissionsfaktoren einer zusätzlichen Grenzbetrachtung aufgeführt. Für Kraftstoffe ist dabei nach (Thrän et al. 2012) ein „Synchrude“ Diesel, der aus kanadischen Ölsanden gewonnen wird und mit 427 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh<sub>KS</sub> deutlich höhere Emissionen verursacht. Dieser Kraftstoff wird als „worst case“ relevant, wenn man davon ausgeht, dass die fossilen Reserven erheblich knapp werden und daher auf unkonventionelle Quellen zurück gegriffen werden muss. Für den Betrachtungszeitpunkt 2010 sowie den mittelfristigen Ausblick hat er noch keine Bedeutung.

Die Grenzbetrachtung für Strom ist aus (BMU 2011) abgeleitet, indem dort als derzeitige Substitution durch Biogas von einem Erzeugungsmix aus 70 % Kohle und 30 % Gas angegeben ist.

Anders als beim Kraftstoff- und Stromsektor weicht gemäß (Thrän et al. 2012) die Grenzbetrachtung für den Wärmebereich positiv vom Marginalansatz sowie der Durchschnittsbetrachtung ab: hier ist eine hocheffiziente Erdgas-Brennwert-Heizung angesetzt, die mit 245 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh<sub>Wärme</sub> einen geringeren THG-Emissionsfaktor hat.

### 4.3 Ergebnisse und Ableitung von Einsatzprioritäten beim Status Quo

Aus den im vorigen Abschnitt abgeleiteten THG-Emissionsfaktoren für die entsprechenden Techniken in den jeweiligen Referenzsystemen nach Durchschnittsbetrachtung oder Margi-

nalsatz (bzw. Grenzbetrachtung) lassen sich für den derzeitigen Stand von 2010 Einsatzprioritäten für Biomethan ableiten. Diese erfolgen in der vorliegenden Arbeit weiterhin THG-optimiert, das heißt aus der Ermittlung der höchsten THG-Minderungspotenziale.

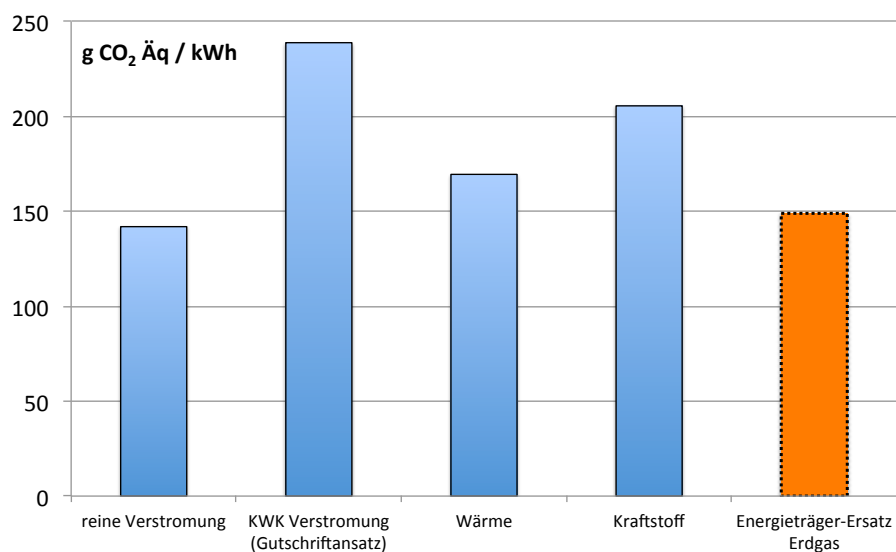


Abbildung 4-9: THG-Vermeidung durch Biomethan bei Einsatz in verschiedenen Sektoren; Bezug: Biomethan; KWK mit Gutschriftansatz; Durchschnittsbetrachtung (eigene Darstellung)

Wie in Abschnitt 4.1 festgelegt, erfolgt die Berechnung der THG-Vermeidung bei KWK-Anwendungen nach der Gutschriftmethode. Für die Durchschnittsbetrachtung werden die erzielbaren Minderungen in den jeweiligen Einsatzbereichen in Abbildung 4-9 dargestellt. Demnach hat der Einsatz von Biomethan in der KWK die höchste Priorität, da hier die höchsten THG-Minderungen erreicht werden können; an zweiter Stelle steht der Einsatz als Kraftstoff. Sowohl die reine Verstromung ohne Wärmenutzung als auch die reine Wärmenutzung erzielen THG-Vermeidungen in sehr ähnlicher Größenordnung wie der Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan. Durch die ungekoppelte Verstromung werden dann noch etwa 60 % der Minderungen gegenüber der KWK-Verstromung erzielt.

In Abbildung 4-10 sind die unterschiedlichen Ansätze und die resultierenden Vermeidungspotenziale gegenüber gestellt. Es wird deutlich, dass die Auswertung insbesondere bei der Grenzbetrachtung schwierig ist, da der Ansatz in sich nicht systematisch von der Durchschnittsbetrachtung abweicht, sondern für den Strom- und Kraftstoffsektor deutlich negative, also hohe THG-Emissionsfaktoren angesetzt sind, während für den Wärmebereich eine positive, nämlich THG-arme Option gewählt ist.

Dieses Beispiel verdeutlicht zudem, dass es möglich ist, durch geschickte Wahl des Referenzsystems das Ergebnis mindestens in seiner Eindeutigkeit zu beeinflussen. Das gilt insbesondere für das Zusammenspiel der Strom- und Wärme-Referenz, da nach dem Gutschriftansatz die gewählte Wärmeoption auch die KWK-Verstromung beeinflusst. In Abbildung 4-10 ist bei der Grenzbetrachtung die Erdgas-Brennwerttherme ebenfalls für die Gutschrift angesetzt worden, was den Abstand zur reinen Verstromung verkleinert gegenüber einer durchschnittlichen Wärmeoption.

Mit Ausnahme der Variante „Syncrude“ als Kraftstoff-Referenz, die mindestens für den kurz- bis mittelfristen Ausblick als wenig realistisch einzustufen ist, bleibt die KWK-Verstromung aber die oberste Einsatzpriorität, wenn auch die Ausprägung des Ergebnisses unterschiedlich stark ist. Die Frage nach der Einsatzpriorität der reinen Wärmenutzung ist dagegen nicht so eindeutig zu beantworten; sie wird daher immer wieder auch im politischen und Akteurs-Kontext aufgegriffen (siehe auch Kapitel 6).

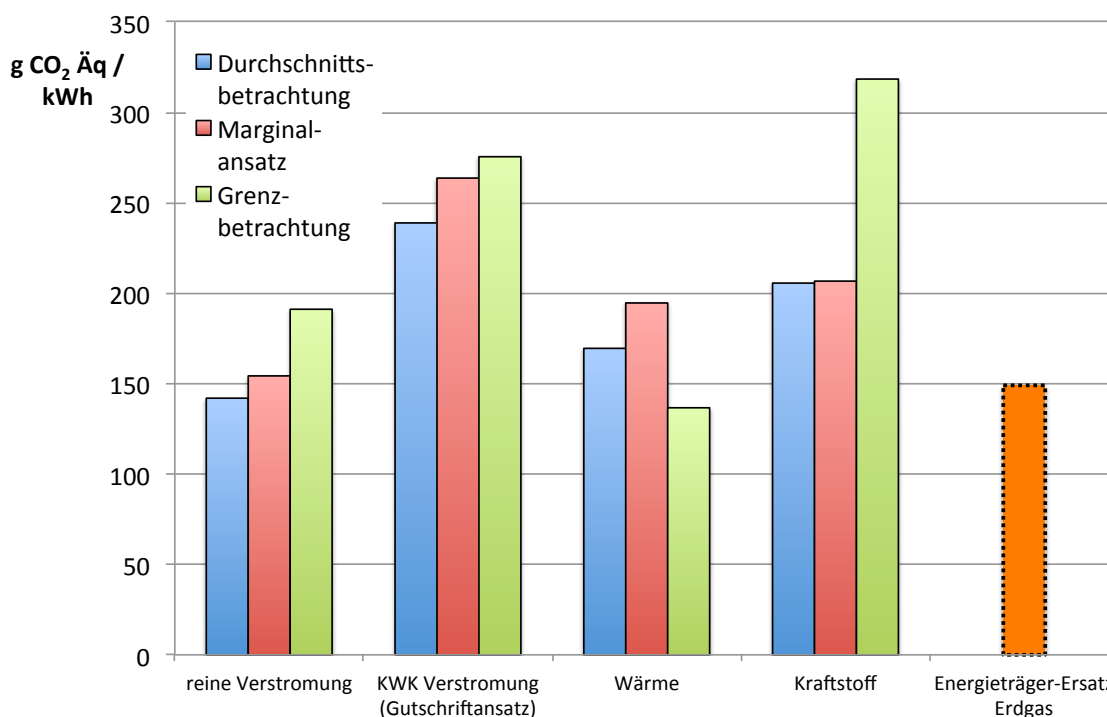


Abbildung 4-10: THG-Vermeidung durch Biomethan bei Einsatz in verschiedenen Sektoren für Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz; KWK mit Gutschriftansatz (eigene Darstellung)

Es ist zudem deutlich erkennbar, dass durch einen geschickten Einsatz von Biomethan (etwa in der KWK-Verstromung) eine höhere THG-Minderung erzielt werden kann, als es der Fall ist, wenn man Biomethan nur als Ersatz für Erdgas betrachtet und nur den Vorteil aufgrund der Unterschiede der spezifischen THG-Emissionsfaktoren anrechnet. Das setzt aber einen Einsatz von Biomethan in Anwendungsfeldern voraus, die nicht vorher mit Erdgas bedient worden sind, sondern die Erschließung neuer Märkte (etwa den Ausbau der KWK) für Biomethan.

Für den dynamischen Ausblick im folgenden Kapitel 5 wird generell der Marginalansatz angesetzt, da sich vor dem Hintergrund der Energiewende zunehmend die Frage nach der Regelenergie-Bereitstellung durch Biomethan bzw. den gezielten Ersatz von fossilen Energieträger stellt. Es soll aber außerdem die Entwicklung des Gesamtsystems und die Positionierung von Biomethan innerhalb dieses Gesamtsystems betrachtet werden, daher wird die Untersuchung durch die Durchschnittsbetrachtung ergänzt.

#### 4.4 Bisherige Verwendung von Biomethan und resultierende Treibhausgas-minderungen

Die Produktion von Biomethan in Deutschland ist in mehreren Quellen (siehe etwa Dena 2013; Witt et al. 2012) gut dokumentiert. Auch der Einsatz von Biogas wird z. B. im EEG-Monitoring (Witt et al. 2012) nachgehalten, so dass die Datengrundlage insgesamt recht zufriedenstellend ist (Dreher et al. 2012).

Dagegen ist die Verwendung des eingespeisten Biomethans nicht in ähnlicher Weise dokumentiert. Einzige offizielle Quelle ist ein Bericht der Bundesnetzagentur (Volk 2012), der aber nach Branchenmeinung und Expertenaussagen keine vollständige Erfassung der Daten darstellt. Mangels anderer verlässlicher Zahlen wird die derzeitige Verwendung von Biomethan aus (Volk 2012) abgeleitet, in dem Bewusstsein, dass dies nur eine Einschätzung und kein genaues Mengengerüst ermöglicht.

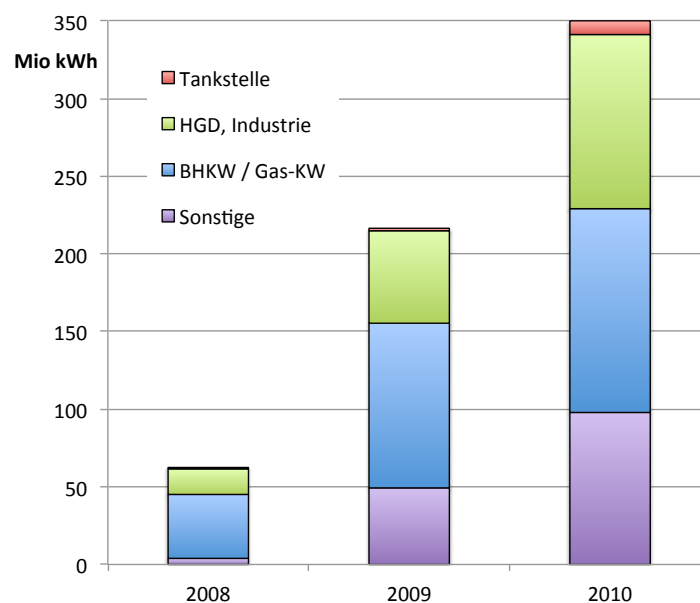


Abbildung 4-11: Mengen an gehandeltem Biomethan für BHKW und Kraftwerke, Haushalte, Industrie und Gewerbe, Tankstellen sowie sonstige Verwendung in Deutschland 2008-2010 (eigene Darstellung nach Volk 2012)

Für das Jahr 2010 werden in (Volk 2012) 44 Anlagen mit einer Einspeisekapazität von 268 Mio m<sup>3</sup>/a gelistet; die Zahl liegt damit etwas unter den Angaben nach (Dena 2013) und den in dieser Arbeit verwendeten Daten (siehe Abschnitt 2.1). Ausgewiesen wird explizit die Menge des gehandelten Gases, und zwar für Haushalts-, Industrie- und Gewerbekunden, für BHKW- und Gaskraftwerksbetreiber und für Tankstellenbetreiber. Werden diese Teilmengen zusammengezählt, bleibt ein Rest zur ausgewiesenen Gesamtmenge, der nicht weiter deklariert ist (siehe Abbildung 4-11). Der Großteil des Biomethans wird demnach zu annähernd gleichen Teilen zur Stromerzeugung, als auch im GHD und Industrie-Sektor eingesetzt. Ein Rückschluss auf die Verwendung nach Sektoren (Strom, Wärme oder KWK) liegt nicht vor.

Es wird aber in der vorliegenden Arbeit davon ausgegangen, dass nur der kleinere Teil des Biomethans mit 5-7 % zur ausschließlichen Wärmebereitstellung genutzt wird, während vor allem KWK betrieben wird. Die Menge an Kraftstoffeinsatz wird aus der Relation der Mengen der für Tankstellenbetreiber gehandelten Summe übernommen; dies deckt sich mit den Angaben für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff nach (Bundesregierung 2012a). Es wird damit die Aufteilung der Biomethan nach Verwendungsbereichen wie in Abbildung 4-12 ge-

zeigt angenommen. Diese ist auch nach den Antworten der Betreiberbefragung zu den Vermarktungspfaden plausibel (Rostek et al. 2012), wenn auch der Zeitbezug nicht derselbe ist.

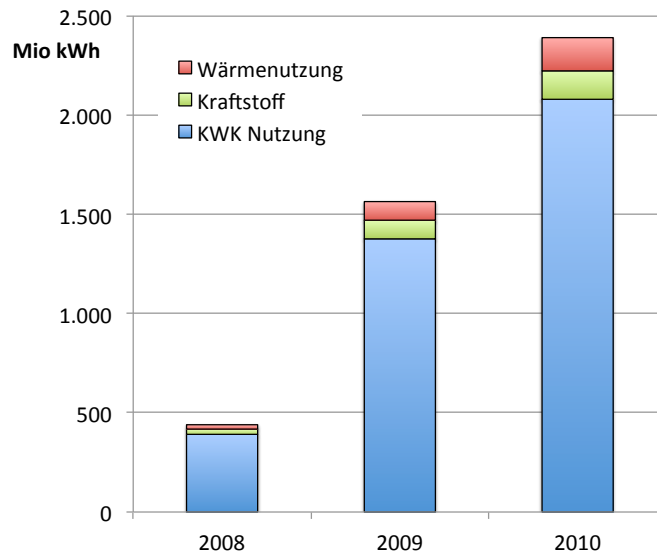


Abbildung 4-12: Menge an Biomethan nach den Einsatzbereichen KWK-Strom, Wärme, Kraftstoff in Deutschland 2008- 2010 (eigene Darstellung)

Die derart erreichte Minderung an THG-Emissionen durch den Einsatz von Biomethan im Jahr 2010 nach Durchschnittsbetrachtung bzw. Marginalansatz zeigt Abbildung 4-13.

Diese Mengen stehen im Kontext einer gesamten THG-Vermeidung durch den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern in Deutschland im Jahr 2010 von rund 118 Mio t (BMU 2011). Von diesen wird gut die Hälfte mit 55 % mittels Bioenergie erzielt, wovon wiederum der größte Anteil auf die Wärmebereitstellung (31 %; Strom 19 %, Kraftstoffe 4 %) entfällt. Aufbereitetes und eingespeistes Biomethan hat demnach derzeit einen Anteil an der THG-Vermeidung von knapp anderthalb Prozent (ca. 1,35 %).

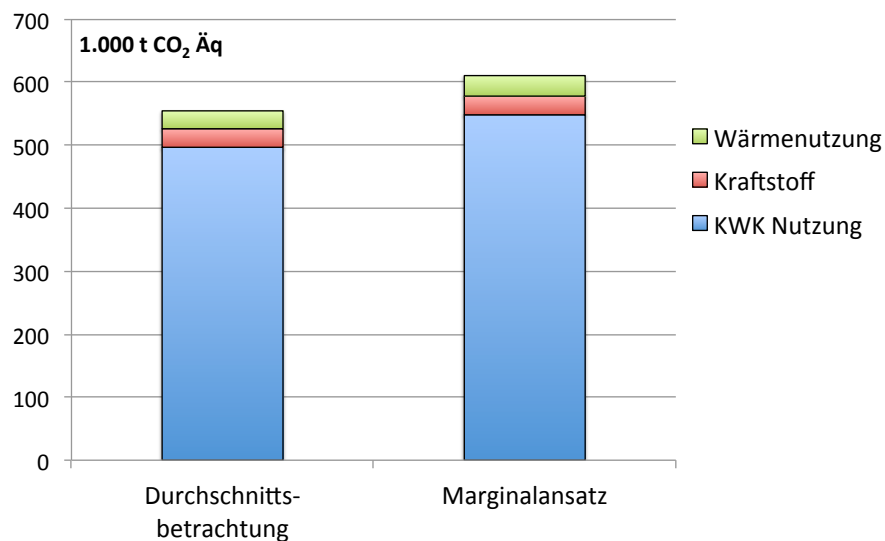


Abbildung 4-13: Minderung von THG in t CO<sub>2</sub>Äq durch Einsatz von Biomethan in 2010 nach Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz (eigene Berechnung und Darstellung)

## 5 Einsatz von Biomethan und resultierende Treibhausgas-Minderung: Ausblick

In diesem Kapitel erfolgt die Bearbeitung von Teilmodell II im dynamischen Ausblick (Module D und E Ausblick; siehe Abbildung 5-1).

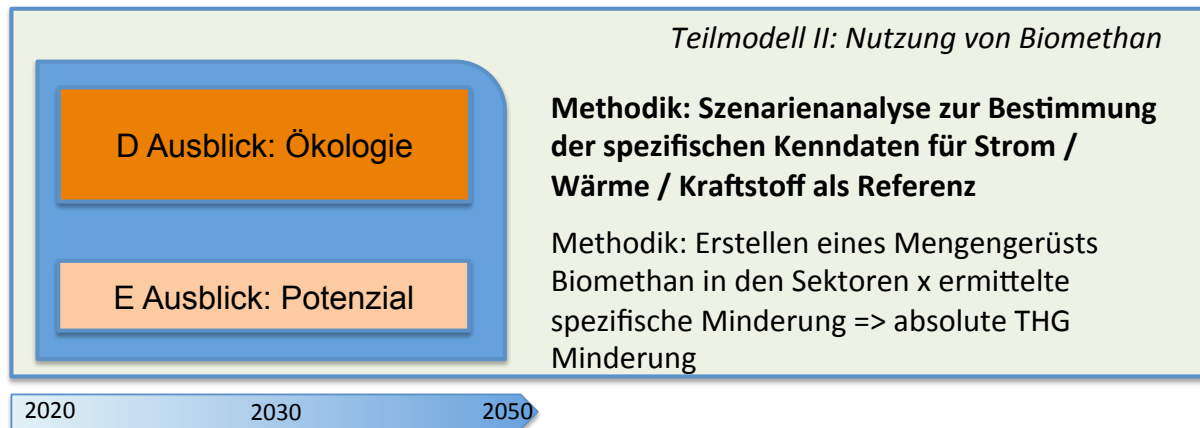


Abbildung 5-1: Aufbau der Arbeit: Teilmodell II, Module D und E Ausblick und jeweils angewandte Haupt-Methoden (eigene Darstellung)

Analog zur statischen Betrachtung für die derzeitige Situation (Bezugsjahr 2010) erfolgt auch für die dynamische Betrachtung eine Ableitung der Einsatzprioritäten für Biomethan, die wie bisher auch THG-optimiert durchgeführt wird.

Nach der Auswahl des Referenzsystems als methodische Grundlage für den Ausblick (Abschnitt 5.1) werden zunächst die einzelnen Einsatzbereiche für Biomethan betrachtet und dargestellt (siehe Abschnitt 5.2). Es werden für jeden Einsatzbereich bzw. jeden Biomethan-Nutzungspfad die spezifischen THG-Minderungspotenziale ermittelt. Aus dem Vergleich der spezifischen Minderungen werden in Abschnitt 5.3 für jeden Zeitpunkt THG-optimierte Einsatzprioritäten abgeleitet.

Die spezifische Betrachtung wird im Abschnitt 5.4 durch ein Mengengerüst Biomethan für die jeweiligen Nutzungspfade ergänzt, so dass absolute THG-Minderungsbeiträge durch den langfristigen Einsatz von Biomethan als Energieträger berechnet werden können.

### 5.1 Methodische Grundlagen zur Auswahl des Referenzsystems

Wie in Abschnitt 4.2 gezeigt worden ist, ist die Wahl des Bezugssystems entscheidend für die Ermittlung des THG-Minderungspotenzials, das durch den Einsatz von Biomethan erzielt werden kann. Bei der dynamischen Betrachtung über einen langfristigen Ausblick kommt daher den Annahmen zur Entwicklung der Referenztechnologien (Strom, Wärme, Kraftstoff; auch: Energieträger Erdgas) wesentliche Bedeutung zu.

Für die Abschätzung dieser Entwicklungen ist die Energiesystemanalyse das geeignete Werkzeug. Sie beruht auf Energieszenarien, die mögliche Entwicklungen des Energiesystems abbilden. Diese sind nicht mit (kurzfristigen) Prognosen zu verwechseln, sondern dienen der Einordnung von Entwicklungen und Trends unter bestimmten, zuvor definierten Voraussetzungen (oft in Form von „wenn.... dann....“ Aussagen). Im Energiesektor werden drei unterschiedliche Arten von Szenarien anhand ihrer typischen Fragestellung unterschieden:



- Prädikative Szenarien: „*Was wäre wenn...?*“  
Dabei handelt es sich oft um Szenarien zur Referenzentwicklung, auch *Business-As-Usual* (BAU) genannt.
- Explorative Szenarien: „*Was kann passieren, wenn...?*“  
Hier werden z. B. Hochpreis-Entwicklungen (Ölpreis) oder extreme Annahmen zum Wirtschaftswachstum abgebildet und die möglichen Auswirkungen auf das Energiesystem untersucht.
- Normative Szenarien: „*Wie kann ein bestimmtes Ziel erreicht werden?*“  
Szenarien zur Erreichung von Klimaschutzzielen sind in der Regel normativ.

Vor dem Hintergrund des Klimawandels werden in Deutschland auf nationaler Ebene zunehmend normative Szenarien diskutiert. Diese sollen mögliche Wege aufzeigen, den deutschen Beitrag zum 2°-Ziel der *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) zu erreichen und zusätzlich (verstärkt seit dem Reaktorunglück in Fukushima im März 2011) den Ausstieg aus der Kernenergie zu ermöglichen.

Als politische Beschlüsse und Zielformulierungen sind insbesondere das „Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMWi und BMU 2010), sowie das ergänzende „Energiepaket“ (BMWi und BMU 2011) von Bedeutung, welches die Umsetzung des Energiekonzepts beschleunigen soll und einen schnelleren Ausstieg aus der Atomenergie vorsieht. Diese sind etwa in den Energieszenarien nach (Schlesinger et al. 2010) abgebildet. Daneben bestimmen diverse Langfrist-Szenarien den Diskurs. Zu nennen sind beispielhaft die „Langfristszenarien“ (Nitsch et al. 2012), das „Modell Deutschland“ (Kirchner und Matthes 2009) im Auftrag des WWF, „Plan B“ (Barzantny et al. 2009) von Greenpeace oder „Energiezukunft 2050“ (EnBW et al. 2009). Derzeit noch in Bearbeitung bzw. bisher nur in der Zusammenfassung veröffentlicht ist das „Klimaschutzszenario 2050“ (Repenning et al. 2014).

Diese bieten jeweils einen langfristigen Ausblick bis 2050 und kommen in unterschiedlichen Einzel-Szenarien und mit unterschiedlichen Annahmen zu THG-Minderungen<sup>36</sup> in Höhe von rund 70 % bis nahezu 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990. Die Zielvorstellung der Bundesregierung von mindestens 80 % bzw. 80 - 95 % bis 2050 wird damit etwa von (EnBW et al. 2009) nicht eingehalten.

Die wesentliche Fragestellung der vorliegenden Arbeit besteht darin, im langfristigen Ausblick die Einsatzprioritäten von Biomethan in den verschiedenen Sektoren THG-optimiert zu untersuchen. Dabei ist es im Sinne der Fragestellung sinnvoll, eine Referenz für den Biomethan-Einsatz zu bestimmen, die ihrerseits zum Erreichen der gesetzten Klimaschutzziele beiträgt. Die Einhaltung der Zielvorstellung (mindestens 80 %ige THG-Reduktion bis 2050 gegenüber 1990) wird daher als eine Bedingung der zu wählenden Abbildung des Energiesystems definiert. Um die spezifischen (und darauf aufbauend im Anschluss auch die absoluten) Minderungen an THG ermitteln zu können, wird zudem eine detaillierte Dokumentation der Emissionsfaktoren in den Einsatzbereichen (Strom, Wärme, Kraftstoff) im dynamischen Zeitverlauf benötigt.

---

<sup>36</sup> Betrachtet werden in der Regel energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Beide Bedingungen (normatives Szenario zur Umsetzung der Klimaschutzziele der Bundesregierung sowie detaillierte Dokumentation der verschiedenen Einsatzbereiche) werden durch die „Langfristszenarien“ (Nitsch et al. 2012) gut erfüllt<sup>37</sup>. Die Studie wird daher für die folgenden Untersuchungen als Referenz für die dynamische Entwicklung des Energiesystems ausgewählt. Die Daten müssen allerdings an einem wichtigen Punkt ergänzt werden: in den Langfristszenarien werden nach wie vor nur CO<sub>2</sub>-Emissionen betrachtet und ausgewiesen. In der Gesamtsicht des Energiesystems bzw. bei der Betrachtung der meisten (fossilen und regenerativen) Energieträger ist diese Vereinfachung sicherlich zulässig. Bei der Produktion von Bioenergieträgern, und damit auch Biomethan, sind aber zwingend auch die Treibhausgase Methan und Lachgas zu berücksichtigen (siehe THG-Bilanz in Abschnitt 2.2.2).

Für eine Gegenüberstellung bzw. die Ermittlung der tatsächlichen THG-Minderungen muss eine Vergleichbarkeit der Daten aus dem Energiesystem zu den Emissionsfaktoren von Biomethan hergestellt werden. Dazu sind die in Tabelle 5-1 dargestellten Faktoren (für einerseits die Bereitstellung (Vorkette) und andererseits die Erweiterung auf alle in Bezug auf Biomethan relevanten Treibhausgase) für die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdöl und Erdgas aus der Ecoinvent Datenbank (Hedemann und König 2007) entnommen und auf die in (Nitsch et al. 2012) ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Faktoren angewandt worden.

Tabelle 5-1: Vorketten- und THG-Faktoren für fossile Energieträger (eigene Darstellung nach Hedemann und König 2007)

		<b>Steinkohle</b>	<b>Braunkohle</b>	<b>Erdöl</b>	<b>Erdgas</b>
Kohlenstoffgehalt					
	CO <sub>2</sub> -Emissionen [g/kWh]	338	403	270	202
Vorketten-Faktor		1,051	1,053	1,135	1,119
	CO <sub>2</sub> -Emissionen (gesamt) [g/kWh]	355	424	306	226
THG-Faktor		1,116	1,026	1,018	1,069
	<b>THG-Emissionen (gesamt) [g/kWh]</b>	<b>396</b>	<b>435</b>	<b>312</b>	<b>242</b>

Für die fossilen Kraftstoffe (nicht in der Tabelle aufgeführt) sind die THG-Emissionsfaktoren inklusive Vorkette aus (Edwards et al. 2011) entnommen. Damit unterscheiden sich die hier dargestellten Emissionsfaktoren sowie die resultierenden spezifischen Minderungen bei einem Ersatz durch Biomethan von den Angaben, die nach (Nitsch et al. 2012) erreichbar sind.

<sup>37</sup> Zur Entstehung der Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) siehe auch Hinweis in Abschnitt 4.2.

## 5.2 Betrachtung der möglichen Einsatzbereiche als Referenz für die Biomethan-Nutzungspfade und Ermittlung der spezifischen THG-Minderungspotenziale

Für die dynamische Betrachtung werden dieselben Nutzungspfade für Biomethan angesetzt wie bereits in der statischen Untersuchung in Kapitel 4. Diese sind hier noch einmal aufgeführt<sup>38</sup>:

- Verstromung von Biomethan im BHKW ohne Nutzung der entstehenden Wärme (mit elektrischem Wirkungsgrad von 38 %);
- KWK-Verstromung von Biomethan bei Nutzung von 80 % der entstehenden Wärme (mit Wirkungsgraden von  $\eta_{el} = 38\%$  und  $\eta_{th} = 43\%$ );
- Heizwärme in einer Niedertemperatur-Therme (mit einem Jahresnutzungsgrad von 90 %);
- Kraftstoff-Nutzung in einem Gasmotor im PKW;
- Ersatz des Energieträgers Erdgas durch den Energieträger Biomethan, ohne weitere Berücksichtigung der weiteren Verwendung oder Umwandlungen.

Einem eher konservativen Ansatz (und dem Beispiel von Nitsch et al. 2012) folgend, sind die Umwandlungswirkungsgrade der verschiedenen Techniken konstant gehalten worden; zukünftig mögliche technische Fortschritte sind nicht berücksichtigt. Die hier abgebildete Performance der Biomethan-Techniken stellt daher grundsätzlich einen unteren Wert dar.

Im Folgenden werden die Einsatzbereiche Strom, Wärme und Kraftstoff dargestellt, da sie als Referenz für die genannten Nutzungspfade für Biomethan dienen. Dabei wird zunächst die Durchschnittsbetrachtung angestellt, indem für jeden Bereich der jeweilige Erzeugungsbzw. Bereitstellungsmix als Referenz zugrunde gelegt wird; also: Strommix, Wärmemix, Kraftstoffmix gemäß den Entwicklungen aus den Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012). Vor diesem Hintergrund werden dann im folgenden Abschnitt 5.3 die spezifischen Minderungspotenziale abgeleitet und eine Einsatzpriorität erstellt.

Diese Untersuchung wird durch das Anlegen des Marginalansatzes gespiegelt, indem das Referenzsystem ausschließlich aus den direkten Konkurrenztechnologien für die Biomethanverwendung und nicht aus dem gesamten Bereitstellungsmix gebildet wird. Die Auswahl der jeweilig angelegten Konkurrenztechnologien wird in Abschnitt 5.2.3 erläutert.

Wie bereits in Abschnitt 4.3 gezeigt, stellt der Ersatz von Erdgas als Energieträger durch Biomethan ohne weitere Berücksichtigung von Umwandlungsprozessen bereits eine valide Möglichkeit der THG-Minderung dar, die allerdings durch den geschickten Einsatz von Biomethan z. B. in der KWK oder dem Kraftstoffsektor noch verbessert werden kann. Der Ersatz von Erdgas wird daher als „Mindest-Option“ oder Referenz dargestellt, an dem sich die anderen Nutzungspfade messen lassen.

### 5.2.1 Spezifische THG-Minderung und Differenzkosten bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan

Aufbereitetes Biomethan hat *per definitionem* die selben technischen Eigenschaften wie Erdgas und kann als vollständiges Substitut des fossilen Energieträgers eingesetzt werden.

---

<sup>38</sup> Nähere Ausführungen siehe in Abschnitt 4.1.2

Dies stellt sicherlich auch die einfachste Einsatz-Option sowohl für die Untersuchung von Klimaschutzeffekten, als auch auf der praktischen Ebene für den Endkunden dar<sup>39</sup>. Für diesen Fall liegt der Vorteil der Nutzung von Biomethan aus THG-Sicht darin, dass der Kohlenstoffgehalt der Biomasse als klimaneutral angesehen werden kann und sich daher über die gesamte Prozesskette von der Bereitstellung bis zur thermischen Umsetzung Emissionseinsparungen erzielen lassen. Langfristig sollte im Sinne der Energiewende ein Umbau des Energiesystems zur Nutzung von effizienteren Techniken erfolgen bzw. es sollten mindestens für Biomethan neue, zusätzliche Märkte und Anwendungen, z. B. in der KWK gefunden werden, die ein höheres THG-Minderungspotenzial aufweisen als der reine Ersatz von Erdgas.

Wie bei den anderen Einsatzbereichen auch, ist für die Gegenüberstellung der Energieträger für beide Optionen die Entwicklung im Zeitverlauf zu berücksichtigen. Für die Bereitstellung von Erdgas in Deutschland aus den verschiedenen Importländern wird eine dynamische Untersuchung der THG-Emissionsfaktoren von (Lechtenböhrer und Dienst 2008; sowie Aktualisierung nach Arnold et al. 2010) herangezogen. Dort werden in verschiedenen Verbrauchs- und den damit verbundenen Investitions-Szenarien sich dynamisch entwickelnde THG-Emissionsfaktoren ermittelt. Die zugrunde gelegte Importstruktur für Erdgas nach Herkunftsländern (einschließlich der inländischen Förderung) zeigt Abbildung 5-2.

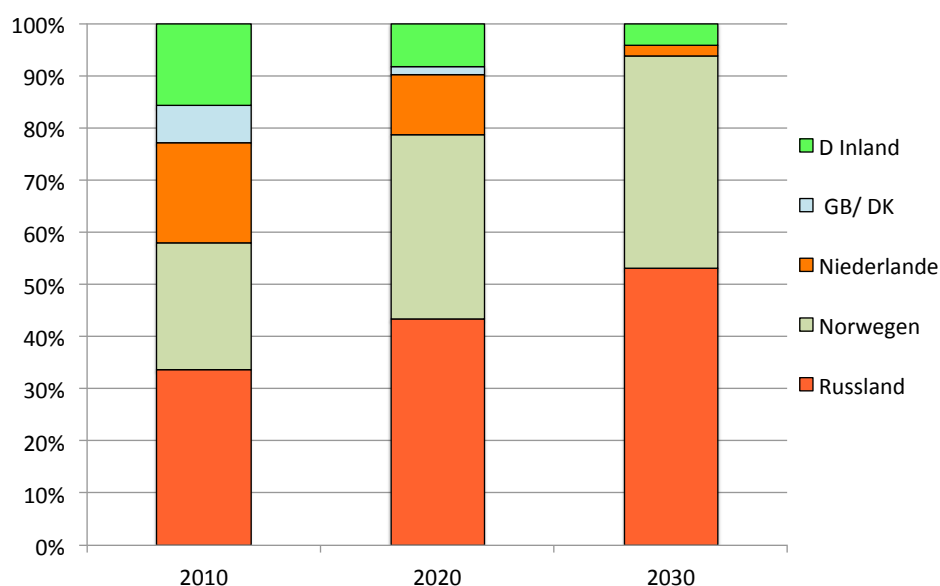


Abbildung 5-2: Importstruktur für Erdgas in Deutschland (einschließlich inländischer Förderung) im mittelfristigen Ausblick (Arnold et al. 2010; eigene Darstellung nach Lechtenböhrer und Dienst 2008)

Der THG-Emissionsfaktor sinkt – abhängig vom gewählten Szenario – bis 2030 gegenüber 2010 nur um weniger als einen Prozentpunkt; gegenüber dem Bezugszeitpunkt der Untersu-

<sup>39</sup> Derzeit ist die Preisdifferenz zu Erdgas aber zu hoch, als dass ein einfacher Austausch der Energieträger in relevantem Maße praktiziert werden würde; im Gegenteil wird der Großteil des erzeugten Biomethans nach EEG verstromt (siehe auch Abschnitt 4.4).

chung 2005 um knapp 3 %, wobei der größte Schritt zwischen 2005 und 2010 erfolgt. Die Dynamik in der Gegenüberstellung zu Biomethan geht damit wesentlich auf die angenommene Verbesserung der THG-Bilanz des erneuerbaren Energieträgers zurück (siehe Abbildung 5-3).

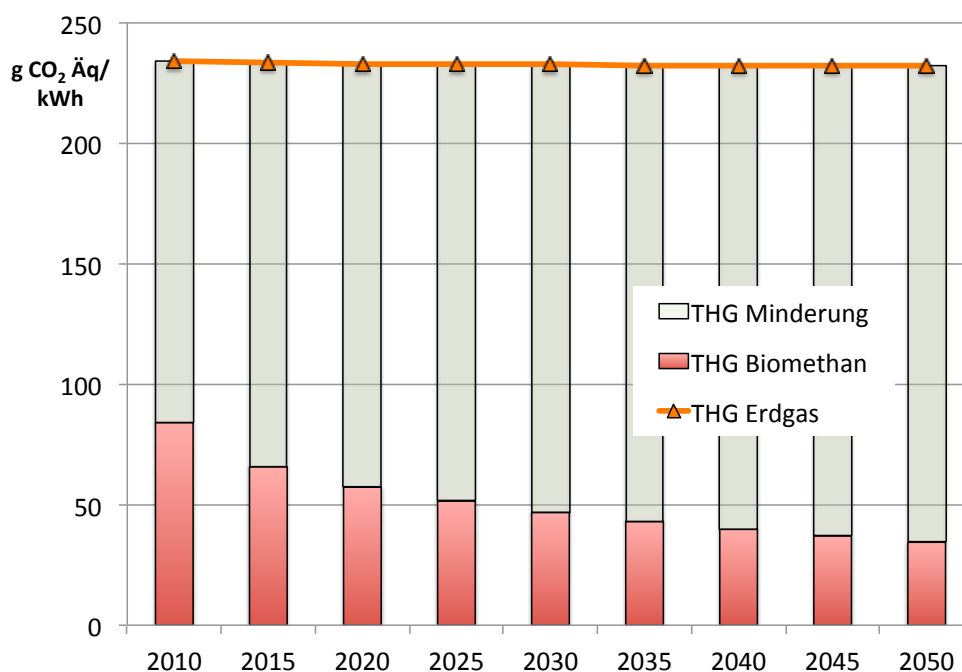


Abbildung 5-3: THG-Emissionsfaktor von Biomethan und Erdgas und THG-Minderung im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung)

Neben der ökologischen Betrachtung der THG-Emissionsfaktoren soll auf Basis der in den Abschnitten 2.3 und 3.2 angestellten ökonomischen Überlegungen auch eine Abschätzung der Differenzkosten der beiden Energieträger im Ausblick angestellt werden. Als Grundlage für die Entwicklung der Erdgaspreise im Ausblick wird zunächst die Übersicht über verschiedene Studien und deren Kostenannahmen in Abbildung 5-4 gegeben. Für (Teske et al. 2010; Matthes 2010; ECF 2010; IEA 2011; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; zitiert nach Forschungsradar Erneuerbare Energien 2012) sind die jeweiligen Grenzübergangspreise für Erdgas für die Zeitpunkte 2015, 2020, 2030 und 2050 (soweit verfügbar) dargestellt.

Die angenommenen Preise schwanken zwischen 2,1 € ct/ kWh<sub>Gas</sub> und 3,9 € ct/ kWh<sub>Gas</sub> für 2015; für 2030 werden Preise zwischen 2,7 € ct/ kWh<sub>Gas</sub> und 5,3 € ct/ kWh<sub>Gas</sub> (2050: zwischen 3,1 € ct/ kWh<sub>Gas</sub> und 7,2 € ct/ kWh<sub>Gas</sub>) angenommen.

Im Vergleich der Studien bildet der Preispfad A der Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) einen guten Mittelwert ab, so dass diese Quelle auch für die ökonomische Betrachtung als Referenz verwendet werden kann<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> Preispfad A der Langfristszenarien ist aus diesem Grund auch bei der Ermittlung der Gas-Gestehungskosten für die Entwicklung der Energiekosten angesetzt worden (siehe Abschnitt 3.2.4).

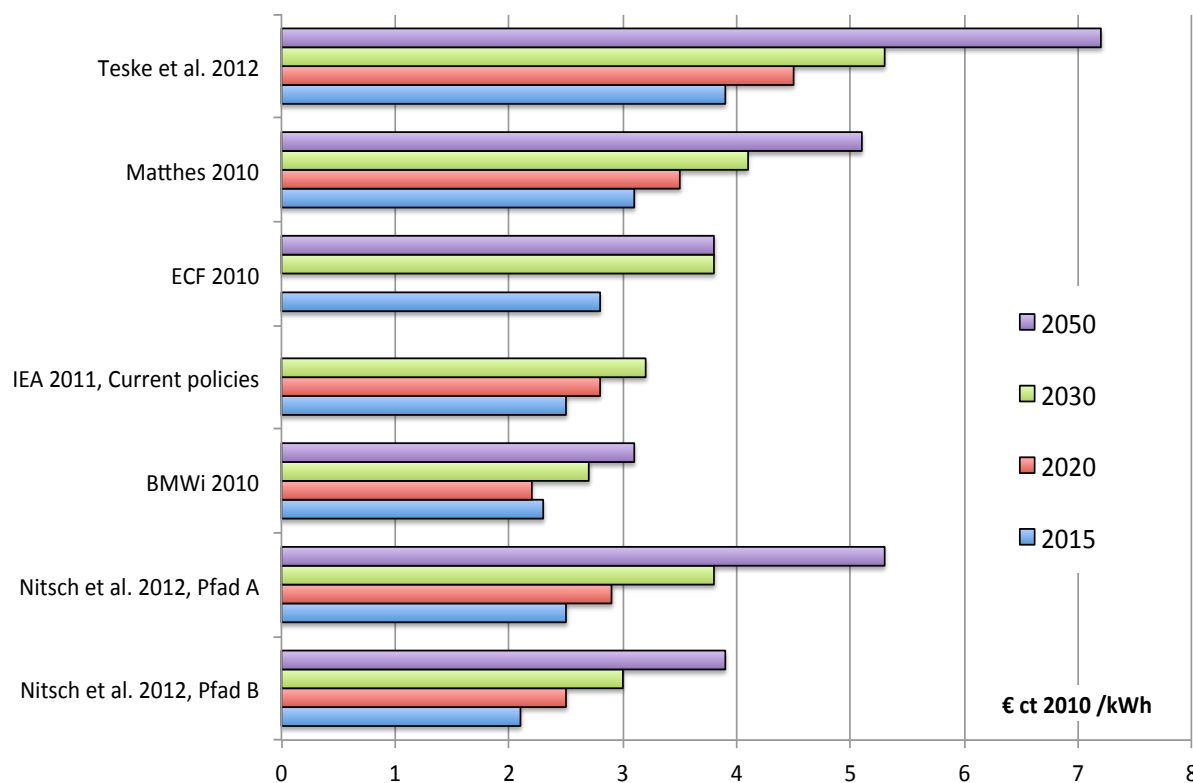


Abbildung 5-4: Grenzübergangpreise für Erdgas im Ausblick nach verschiedenen Szenarien, eigene Darstellung nach (Teske et al. 2010; Matthes 2010; ECF 2010; IEA 2011; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; zitiert nach Forschungsradar Erneuerbare Energien 2012)

Den Grenzübergangspreisen für Erdgas werden die in Abschnitt 3.2 ermittelten Gesteungskosten für Biomethan gegenübergestellt (siehe Abbildung 5-5). Beide sind in realen Preisen, d.h. ohne Berücksichtigung von Inflation dargestellt.

Für beide Energieträger werden demnach Preissteigerungen erwartet. Diese fallen bei Erdgas aber mit einem Faktor von 1,4 in 2020 gegenüber 2010 (2030: 1,8; 2050: 2,6) deutlich höher aus als bei Biomethan, das bis 2030 gegenüber 2010 nur um den Faktor 1,03 teurer wird (2050: 1,15). Die Preisdifferenz, also die Mehrkosten für Biomethan im Vergleich zu Erdgas, nimmt ab; Biomethan wird aber auch im langfristigen Ausblick deutlich teurer bleiben als die fossile Referenz.

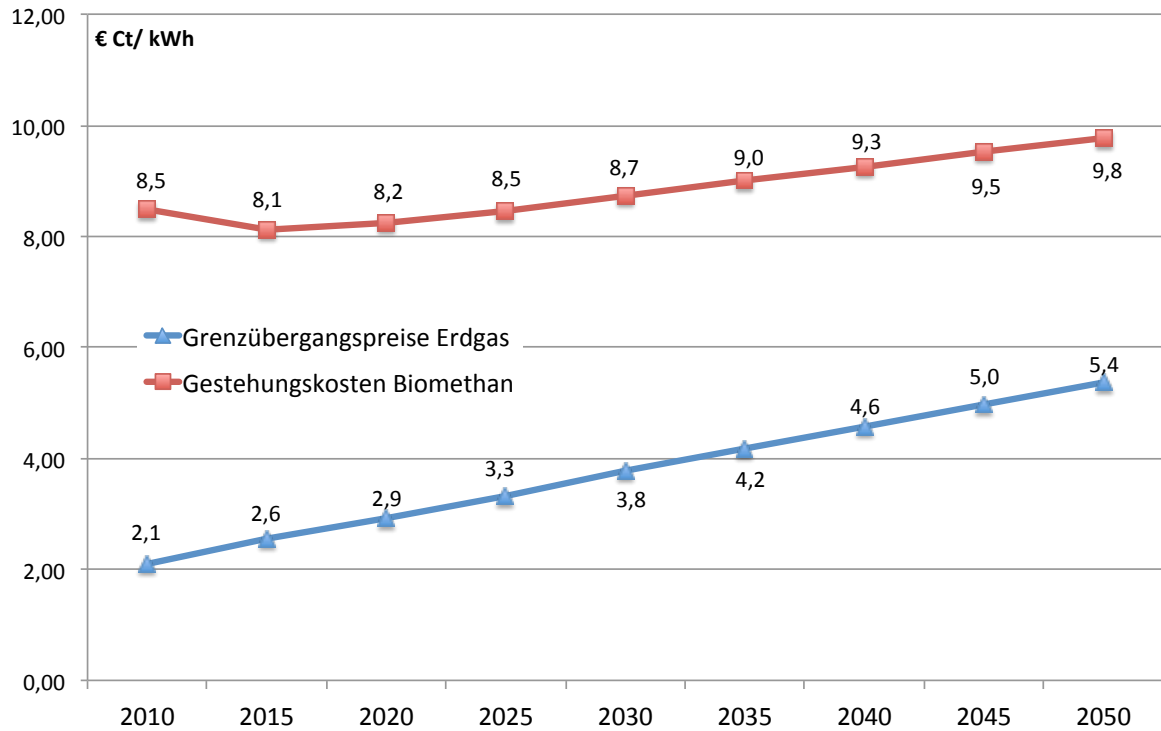


Abbildung 5-5: Entwicklung der Biomethan-Gestehungskosten und Grenzübergangspreise für Erdgas-kosten im Ausblick bis 2050 (eigene Darstellung; Erdgaspreise nach Nitsch et al. 2012)

Aus beiden Vergleichsgrößen (THG-Minderung und Differenzkosten) können die THG-Vermeidungskosten ermittelt werden, die beim Ersatz von Erdgas durch Biomethan ohne Berücksichtigung der weiteren Umwandlung und der Einsatzbereiche entstehen. Diese berechnen sich (beispielhaft für Bioenergien gemäß Müller-Langer et al. 2008) nach

$$(14) \quad C_{THG,spez} = \frac{C_{Bio,spez} - C_{Ref,spez}}{E_{Ref,spez} - E_{Bio,spez}} = \frac{\Delta C}{\Delta E}$$

Dabei ist

$$C_{THG,spez} = THG - Vermeidungskosten, spezifisch \left[ \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \right]$$

$$C_{Bio,spez} = \text{spezifische Gestehungskosten der Bioenergie}$$

$$C_{Ref,spez} = \text{spezifische Gestehungskosten der Referenztechnologie}$$

$$E_{Ref,spez} = \text{spezifische THG - Emissionen über die Prozesskette der Referenztechnologie}$$

$$E_{Bio,spez} = \text{spezifische THG - Emissionen über die Prozesskette der Bioenergie}$$

Es ist zu beachten, dass die Berechnung von THG-Vermeidungskosten aufgrund der vier genannten Eingangsgrößen zum einen sensitiv auf Schwankungen dieser Kennwerte reagiert. Zum anderen ist eine Transparenz der Daten nicht immer gegeben, so dass die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse erschwert ist. Die Ausweisung von THG-Vermeidungskosten nur für den Energieträger Biomethan im Vergleich zu Erdgas ist nicht aus anderen Quellen

bekannt. Als Vergleichsbasis der in Tabelle 5-2 aufgeführten Kosten können daher nur Rechnungen zu THG-Vermeidungskosten für verschiedene Nutzungspfade für Biomethan herangezogen werden (siehe z.B. Müller-Langer et al. 2008). Daraus ergibt sich eine große Bandbreite; nach (Müller-Langer et al. 2008) werden für die Nutzung von Biomethan aus Maissilage als PKW-Kraftstoff THG-Vermeidungskosten von rund 430 € /t CO<sub>2</sub> angegeben, für KWK-Strom und Wärme mit dem Hauptprodukt Strom dagegen nur rund 60 € /t CO<sub>2</sub>.

Die THG-Vermeidungskosten für den Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan liegen mit rund 428 € /t CO<sub>2</sub> in 2010 also eher hoch. Im Zeitverlauf bis 2050 sinken sie bis auf rund 224 € /t CO<sub>2</sub>, was sowohl auf die sinkenden Differenzkosten als auch die steigende THG-Minderung zurückzuführen ist (siehe Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: THG-Minderung, Differenzkosten und resultierende THG-Vermeidungskosten bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan (eigene Berechnung und Darstellung)

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
THG Erdgas	g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	234	233	233	233	233	232	232	232	232
THG Biomethan	g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	84	66	57	51	47	43	40	37	34
THG Minderung	g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	150	167	176	181	186	189	192	195	198
Grenzübergangspreise Erdgas	ct/kWh Gas	2,1	2,6	2,9	3,3	3,8	4,2	4,6	5,0	5,4
Gestehungskosten Biomethan	ct/kWh Gas	8,5	8,1	8,2	8,5	8,7	9,0	9,3	9,5	9,8
Differenzkosten	ct/kWh Gas	6,4	5,6	5,3	5,2	5,0	4,8	4,7	4,6	4,4
<b>THG Vermeidungskosten</b>	<b>€ / t CO<sub>2</sub> Äq</b>	<b>428</b>	<b>332</b>	<b>303</b>	<b>285</b>	<b>267</b>	<b>255</b>	<b>243</b>	<b>233</b>	<b>224</b>

### 5.2.1.1 THG-Minderung beim Ersatz von Erdgas aus inländischer Förderung

Anstelle des Erdgas-Mixes, der in Deutschland aufgrund der Importstruktur verwendet wird, kann auch Erdgas aus inländischer Förderung als Referenz für Biomethan angesetzt werden. Dies entspricht dem Ansatz, Biomethan zunächst als Ersatz für die rückläufige deutsche Förderung zu sehen. Daher werden die in Kapitel 3.1 der vorliegenden Arbeit ermittelten Biomethan-Potenziale den Mengen an Erdgas aus inländischer Förderung gegenüber gestellt. Die deutsche Erdgasgewinnung für das Jahr 2010 sowie einen Ausblick bis 2023 sind dabei (BNetzA 2012) entnommen<sup>41</sup>; ein längerfristiger Ausblick ist nicht gegeben.

<sup>41</sup> Daten für 2025 aus vorliegendem Material extrapoliert.



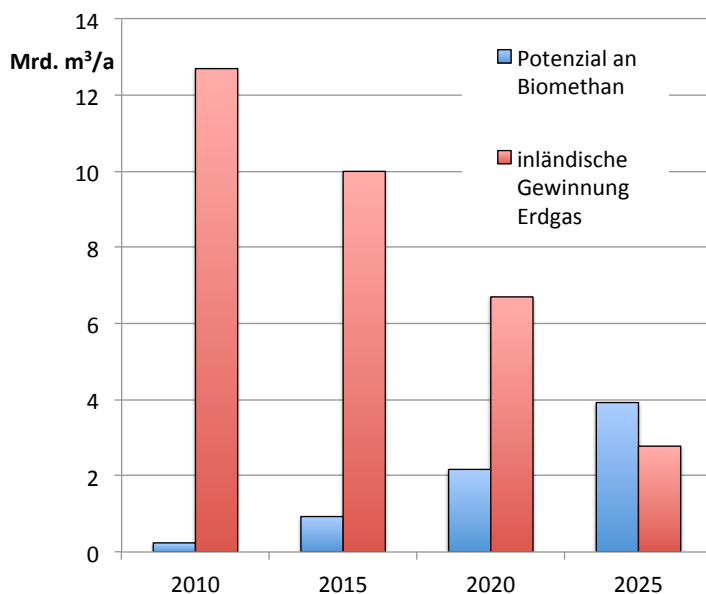


Abbildung 5-6: Inländische Gewinnung an Erdgas und Potenzial an Biomethan in Deutschland im Ausblick bis 2025 (eigene Darstellung nach BNetzA 2012)

Abbildung 5-6 zeigt den Vergleich. Ab 2025 übersteigt die Produktion von Biomethan unter den getroffenen Annahmen aus Kapitel 3.1 die inländische Gewinnung von Erdgas. Die Ermittlung der THG-Minderung eines möglichen Ersatzes des Energieträgers Erdgas aus deutscher Förderung durch Biomethan kann daher nur für diesen Zeitraum ausgewiesen werden. Die erzielbaren spezifischen Minderungen von THG sowie die resultierenden THG-Vermeidungskosten im Gegensatz zum Bezug auf den Erdgasmix gemäß der Importstruktur zeigt Abbildung 5-7.

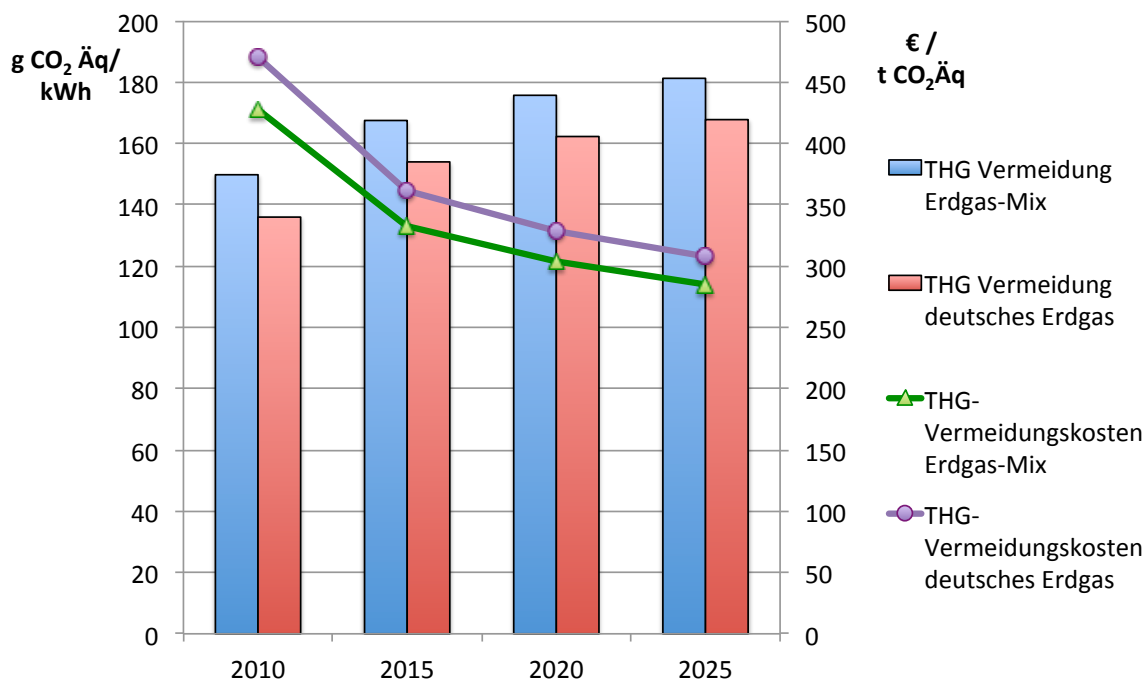


Abbildung 5-7: Spezifische THG-Minderungen (linke Achse) und THG-Vermeidungskosten (rechte Achse) beim Ersatz mit Biomethan des Erdgas-Mixes und Erdgas aus inländischer Förderung im Ausblick bis 2025 (eigene Darstellung)

Aufgrund der kürzeren Transportwege im Vergleich mit z. B. Gas aus russischer Förderung sind die THG-Emissionen der Vorkette von deutschem Erdgas deutlich geringer und betragen nur rund 6 % der Vorketten-Emissionen des Mixes. Über die gesamte Prozesskette von der Förderung bis zur thermischen Umsetzung relativiert sich der Vorteil dagegen deutlich; durch deutsches Erdgas werden insgesamt rund 95 % der Emissionen des Erdgasmixes freigesetzt. Entsprechend sind die Unterschiede bei der erzielbaren Reduktion mittels Biomethan relativ gering. Gleiches gilt auch für die THG-Vermeidungskosten.

### 5.2.1.2 Ökonomische Betrachtung unter Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten

Anreize für eine THG-arme Energieversorgung soll der EU-Emissionshandel bieten, indem Rechte an dem Ausstoß von THG-Emissionen erworben werden müssen<sup>42</sup>. In verschiedenen Studien sind im langfristigen Ausblick Annahmen zur Entwicklung der dafür benötigten CO<sub>2</sub>-Zertifikate getroffen worden (siehe Abbildung 5-8).

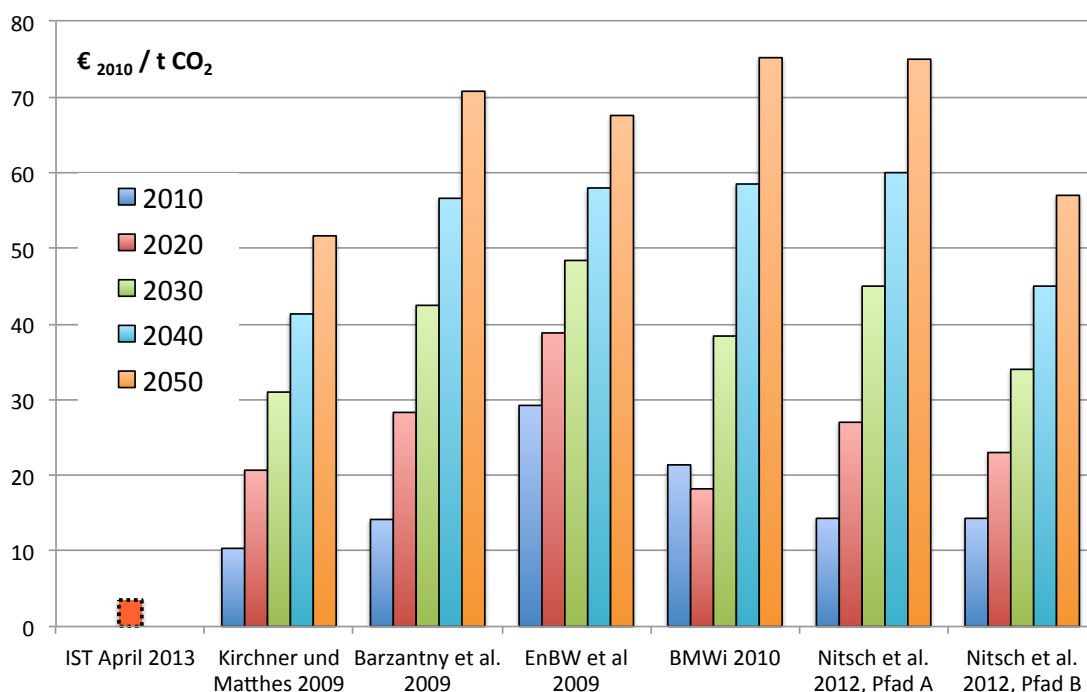


Abbildung 5-8: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in realen Preisen im Ausblick bis 2050 und Ist-Preis für Anfang April 2013 (eigene Darstellung nach Barzantny et al. 2009; EnBW et al. 2009; Kirchner und Matthes 2009; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; IST Werte 2013 nach European Energy Exchange 2013)

Über die erreichbare THG-Minderung von Biomethan gegenüber Erdgas könnte eine zusätzliche ökonomische Gutschrift erzielt werden, wenn die eingesparten Emissionen gemäß dem Emissionshandel zu Kostenersparnissen führen würden. Dabei wird an dieser Stelle vereinfachend angenommen, dass die Ersparnisse für die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen als Erlöse angerechnet werden können. Mit den errechneten Minderungspotenzialen (siehe obigen

<sup>42</sup> Näheres zum Emissionshandel siehe z. B. unter <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=3155>

Abschnitt 5.2.1) und einem Zertifikatspreis von rund 14 €/t CO<sub>2</sub> (entsprechend den Annahmen für 2010 aus Preispfad A der Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012)) ergibt sich eine Gutschrift für Biomethan von rund 0,21 €/ct/ kWh<sub>Gas</sub>. Wenn die Zertifikatspreise im Ausblick bis 2050 gemäß den Annahmen von (Nitsch et al. 2012) steigen würden, könnten sich die Differenzkosten von Biomethan zu Erdgas auf rund 3 €/ct/ kWh<sub>Gas</sub> verringern (statt ca. 4,4 €/ct/ kWh<sub>Gas</sub> ohne Berücksichtigung der Zertifikate).

Allerdings bleiben der Emissionshandel und die Zertifikatspreise insgesamt bisher weit hinter den Erwartungen zurück; in der dritten Handelsperiode (2013- 2020) werden derzeit (Anfang April 2013 nach European Energy Exchange 2013) Erlöse von rund 3,3 €/t CO<sub>2</sub> erzielt. Der Preiseffekt ist mit dann rund 0,05 €/ct/ kWh<sub>Gas</sub> äußerst gering und wird wohl keinen messbaren Einfluss auf die Biomethan-Branche erzielen.

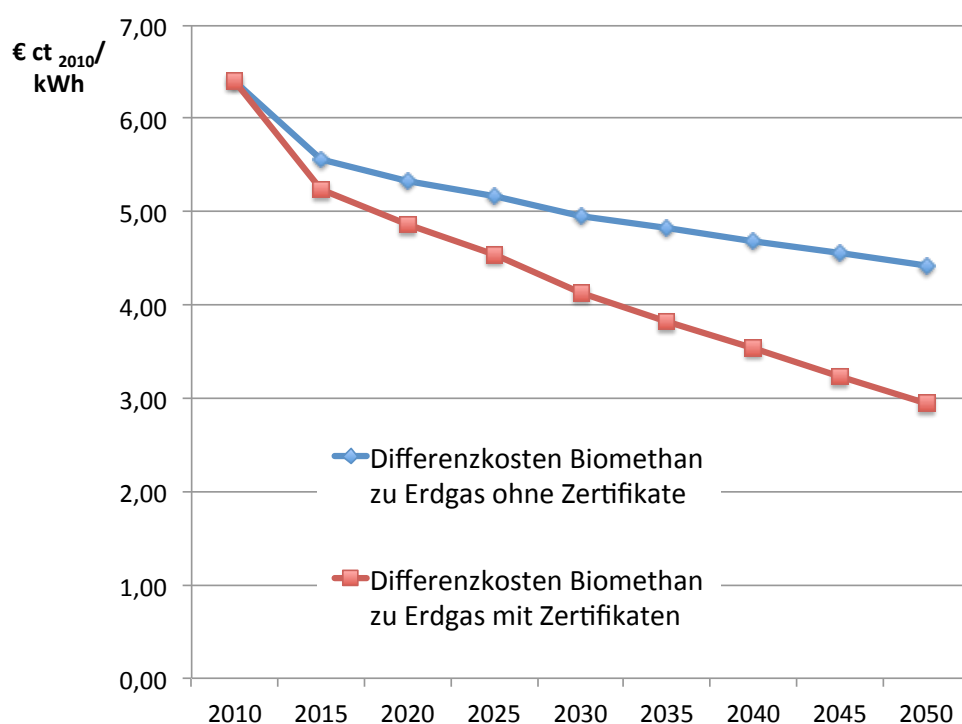


Abbildung 5-9: Differenzkosten von Biomethan und Erdgas ohne und mit Berücksichtigung des Zertifikathandels (Zertifikatspreise nach Preispfad A gemäß Nitsch et al. 2012; eigene Darstellung)

## 5.2.2 Dynamische Entwicklung der Einsatzbereiche für Biomethan nach Durchschnitts-Betrachtung

Für die Durchschnittsbetrachtung dient das Energiesystem gemäß der Langfristszenarien (Nitsch et al. 2012) als Basis. Aus dieser werden die spezifischen THG-Emissionsfaktoren entnommen<sup>43</sup> und im dynamischen Ausblick bis 2050 dargestellt. Ausgewählt ist das Szenario 2011 A, das einen mittleren Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor und eine eher moderate Verwendung von Strom im Verkehrssektor vorsieht (im Vergleich zu Szenario

<sup>43</sup> bzw. die erweiterten THG-Emissionen, siehe vorigen Abschnitt und Tabelle 5-1.

2011 C, das bis 2050 eine vollständige Abdeckung des PKW-Verkehrs mit Elektromobilität annimmt).

Der bisherige Hauptverursacher von THG-Emissionen in Deutschland ist der Stromsektor, dem rund ein Drittel der gesamten Emissionen (etwa 40 % der energiebedingten Emissionen) zuzuschreiben sind (UBA 2013). Er stellt daher auch einen entscheidenden Hebel zur Erreichung der Minderungsziele der Bundesregierung dar. In den Langfristszenarien wird dies anhand des zügigen Umbaus des Stromsektors und der hohen angesetzten Anteile an erneuerbaren Energien deutlich, die bereits zwischen 2020 und 2030 zu etwa 50 % zur gesamten Stromerzeugung beitragen und in 2050 etwa 85 % erreichen. Die Struktur der Stromerzeugung im langfristigen Ausblick sowie die resultierenden THG-Emissionsfaktoren des Strommixes sind in Abbildung 5-10 dargestellt. Die THG-Emissionen in Abgrenzung zu den reinen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind auf Basis der in Tabelle 5-1 aufgeführten Faktoren berechnet. Mit abnehmenden Anteilen an fossilen Energieträgern nimmt auch die Differenz zwischen THG- und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor ab.

Bereits bis 2020 wird ein erheblicher Teil, rund 40 % der notwendigen Emissionsminderungen zwischen 2010 und 2050 erzielt; obwohl es aufgrund des Kernenergieausstiegs zwischen 2020 und 2025 zu einer Stagnation bzw. sogar zu einem geringen Anstieg der Emissionen kommt (2020: 337 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh; 2025: 346 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh). In 2030 wird pro Kilowattstunde Strom noch rund ein Drittel (38 %) der Emissionen im Vergleich zu 2010 ausgestoßen. Die spezifischen THG-Emissionen der Strombereitstellung sinken bis 2050 insgesamt auf unter 10 % im Vergleich zu 2010.

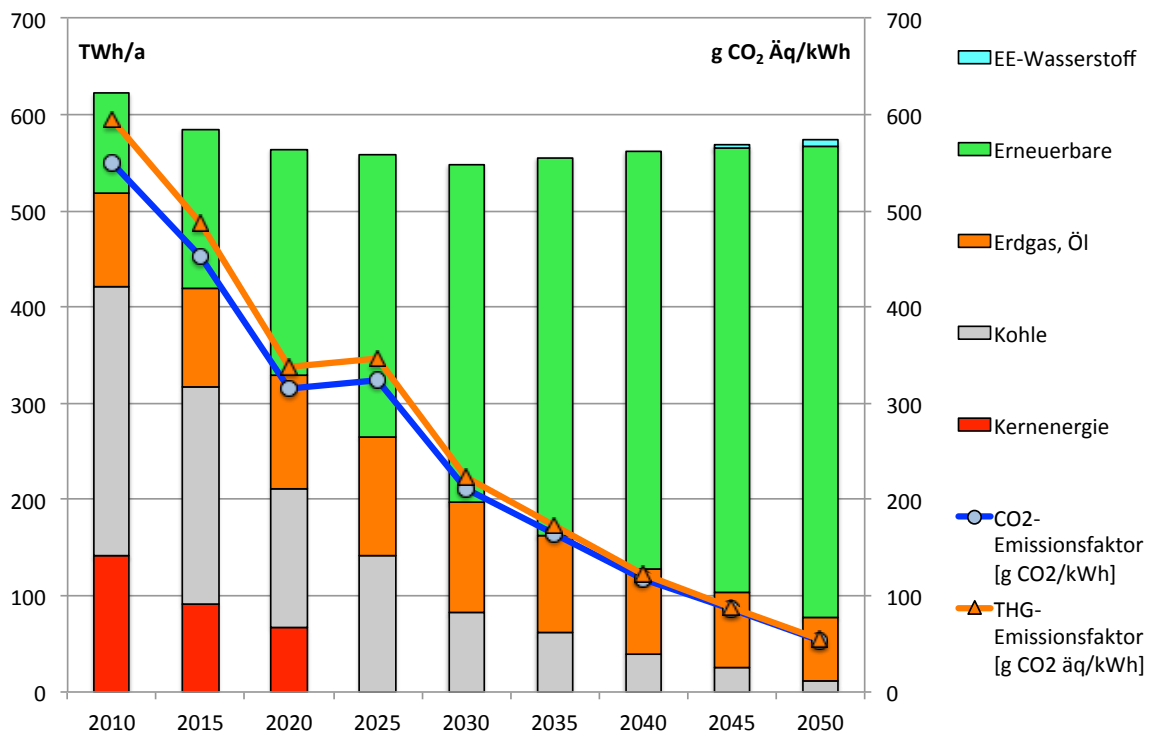


Abbildung 5-10: Dynamische Entwicklung des Stromsektors mit ermitteltem durchschnittlichen CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

Im Gegensatz zum Stromsektor decken erneuerbare Energieträger bei der Wärmebereitstellung auch im langfristigen Ausblick in 2050 mit rund 47 % nur knapp die Hälfte des Bedarfs. Erdgas behält dagegen auch längerfristig einen bedeutenden Anteil an der Wärmeerzeugung (2010: rund 40 %; 2030: 36 %; 2050: 25 %). Die fossil-basierte KWK (inklusive Nah- und Fernwärme) steigert ihren Anteil von derzeit 12 % auf rund 15 % in 2025, um in 2050 wieder etwa auf den heutigen Anteil zu sinken.

Der ermittelte THG-Emissionsfaktor unterscheidet sich im Wärmesektor auch im Ausblick recht deutlich vom CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor; beide fallen bis 2050 auf rund 45 % des Wertes von 2010 (2030: 70 %). Vereinfachend sind in (Nitsch et al. 2012) die erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung mit Null-Emissionen angenommen; die tatsächlichen Emissionen des Wärmesektors sind daher hier unterschätzt.

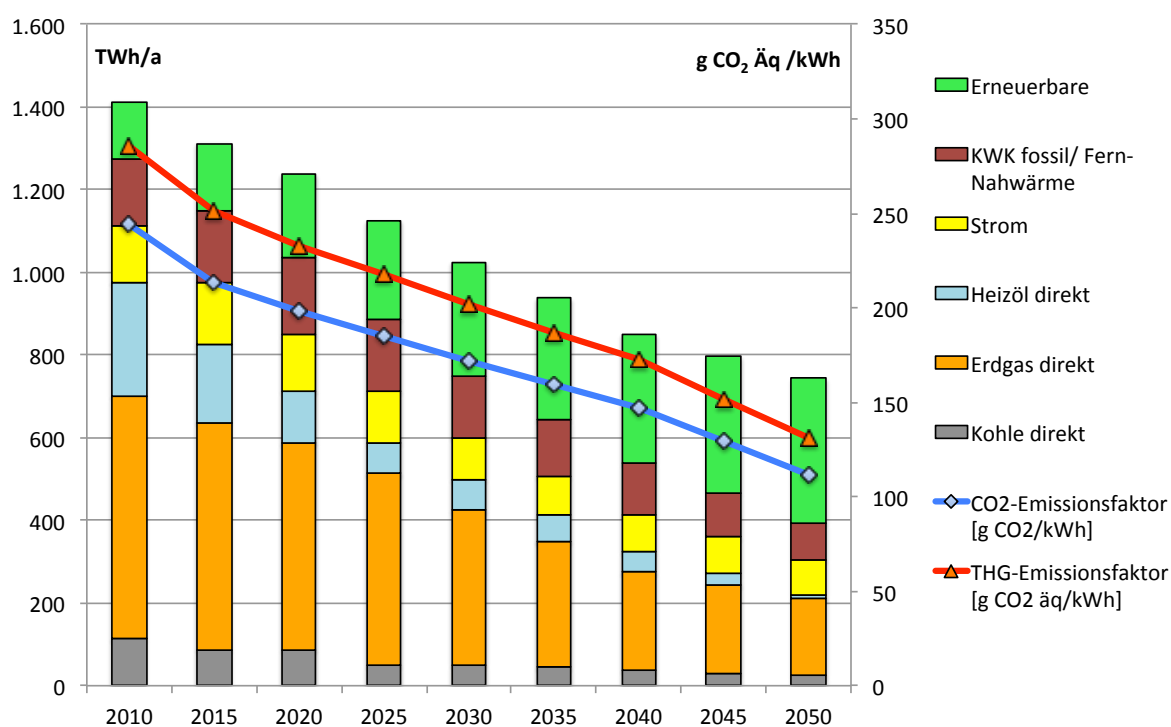


Abbildung 5-11: Dynamische Entwicklung des Wärmesektors mit ermitteltem durchschnittlichen CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

Im Verkehrssektor ist abweichend von den Originaldaten der Langfristszenarien nur der Straßenverkehr abgebildet, da die anderen Sektoren (insbesondere der Flugverkehr) keine Relevanz für den Einsatz von Biomethan haben. Damit findet BTL<sup>44</sup> in dieser Betrachtung keine Anwendung, da dieser Kraftstoff in dem hier als Ausgangslage genommenen Szenario A nach (Nitsch et al. 2012) nur im Flugverkehr eingesetzt wird.

Strom für Elektrotraktion der Bahn wird ebenfalls nicht berücksichtigt; die ausgewiesenen Anteile an Strom betreffen die Anwendungen in der Elektromobilität des Straßen-Individualverkehrs. Diese Anteile werden ab 2020 im Mix sichtbar mit dann knapp 2 % und steigern sich bis auf 6 % in 2030 und 14 % in 2050 (siehe Abbildung 5-12). Demgegenüber

<sup>44</sup> Biomass-to-Liquid, so genannter Designer-Kraftstoff auf Basis von Biomasse; 2. Generation

spielt Erdgas als Kraftstoff auch im langfristigen Ausblick keine bedeutende Rolle und erreicht in 2050 gerade einen Anteil von 7 % (2030: ca. 4 %). Biokraftstoffe (einschließlich Wasserstoff) stellen in 2030 knapp 20 % und in 2050 rund 37 %. Der THG-Emissionsfaktor des Straßenverkehrs ist für die vorliegende Arbeit mit den Anteilen der jeweiligen Kraftstoffe und den entsprechenden THG-Emissionen neu berechnet worden. Die Emissionen für die fossilen Kraftstoffe Benzin, Diesel und Erdgas sind dabei aus (Edwards et al. 2011) entnommen; die Emissionen der Biokraftstoffe entsprechen den Vorgaben bzw. *default*-Werten der REN Directive 2009/28/ EC der EU (European Union 2009): 60 % Minderung gegenüber der fossilen Referenz in 2020; für die erste Generation an Biokraftstoffen (Biodiesel und Bioethanol) sind diese Werte konstant gehalten worden. Wasserstoff wird gemäß (Nitsch et al. 2012) mit Null-Emissionen angesetzt und damit in der Klimawirkung eher unterschätzt.

Mit diesen Annahmen sinkt der THG-Emissionsfaktor des Straßenverkehrs bis 2050 auf rund 63 % des Wertes von 2010 ab (2030: 87 %). Im Vergleich mit den anderen Sektoren Strom und Wärme wird damit nur eine geringere Verbesserung in der Klimawirkung erreicht.

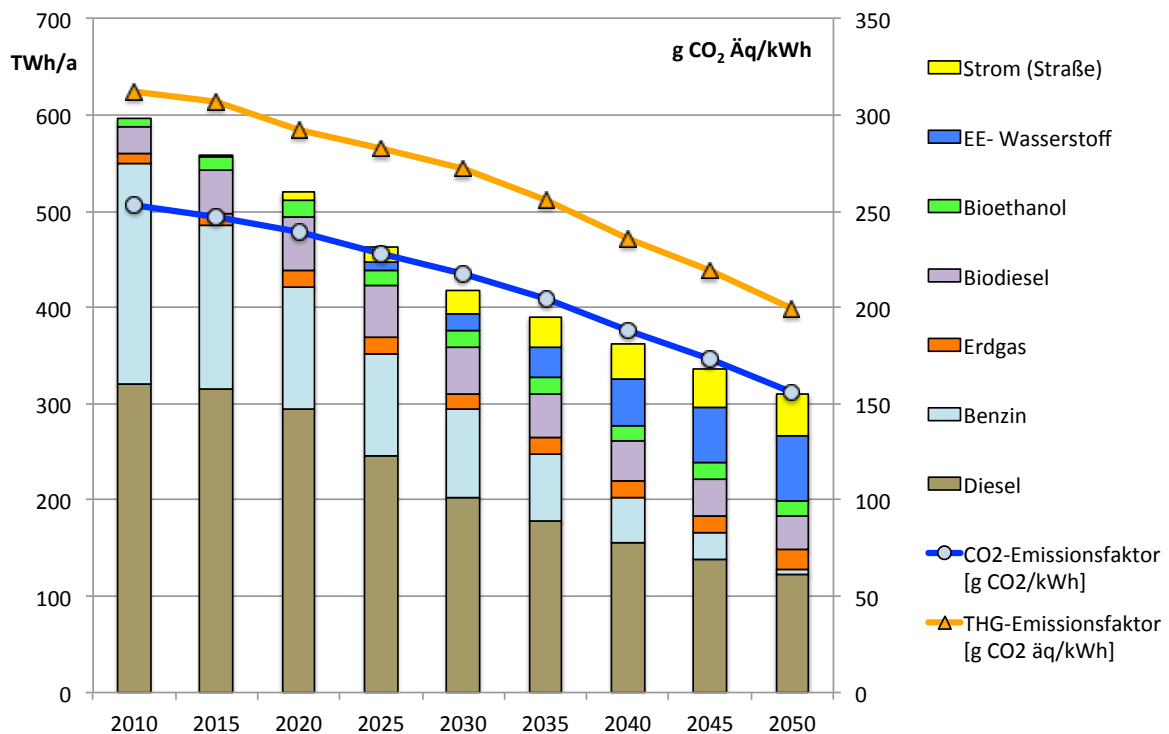


Abbildung 5-12: Dynamische Entwicklung des Kraftstoffsektors (nur Straßenverkehr) mit ermitteltem durchschnittlichen CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

### 5.2.3 Dynamische Entwicklung der Einsatzbereiche für Biomethan nach Marginalansatz

Die Durchschnittsbetrachtung ist geeignet, um die sich ändernden Bedingungen eines sich insgesamt dynamisch entwickelnden Energiesystems abzubilden und so den Energieträger Biomethan in den Kontext der Energiewende zu stellen. Realitätsnäher ist aber die Betrachtung nach dem Marginalansatz, bei der Biomethan in Bezug zu den direkt relevanten Konkurrenztechnologien gestellt wird. Für den langfristigen Ausblick sind aber auch für den

Marginalansatz Anpassungen und Ergänzungen zu den in Abschnitt 4.2.2 dargestellten Referenzen vorzunehmen.

Bioenergieträger wie Biomethan sind unter den erneuerbaren Energien diejenigen, die am besten speicherbar sind und daher am flexibelsten auch für die Bereitstellung von Regelenergie im Stromsystem eingesetzt werden können. Im Gesamtkontext ist es zu vermeiden, dass durch den Einsatz von Biomethan andere erneuerbare Energieträger wie etwa Solaranlagen oder Windenergiekonverter ersetzt werden. Die Modellierung der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Kosten und Verfügbarkeiten von fossilen und regenerativen Ressourcen oder marktgetrieben über die *Merit Order* übersteigt den Rahmen dieser Arbeit. Es steht jedoch fest, dass im Sinne eines dynamischen Marginalansatzes die fossile Stromerzeugung aus Kondensationskraftwerken durch Einsatz von Kohle oder Gas (bis 2022 auch Atomenergie) die relevante Konkurrenztechnologie für die Stromerzeugung aus Biomethan darstellen. Dies resultiert daraus, dass die anderen erneuerbaren Energieträger Wind, Sonne und Wasser wegen geringer Grenzkosten zu bevorzugen sind und sich eher am Markt durchsetzen. Sie sollen zudem nicht in Konkurrenz zu Bioenergie gebracht werden. Die Höhe der fossilen und nuklearen Bruttostromerzeugung sowie die resultierenden THG-Emissionsfaktoren<sup>45</sup> zeigt Abbildung 5-13.

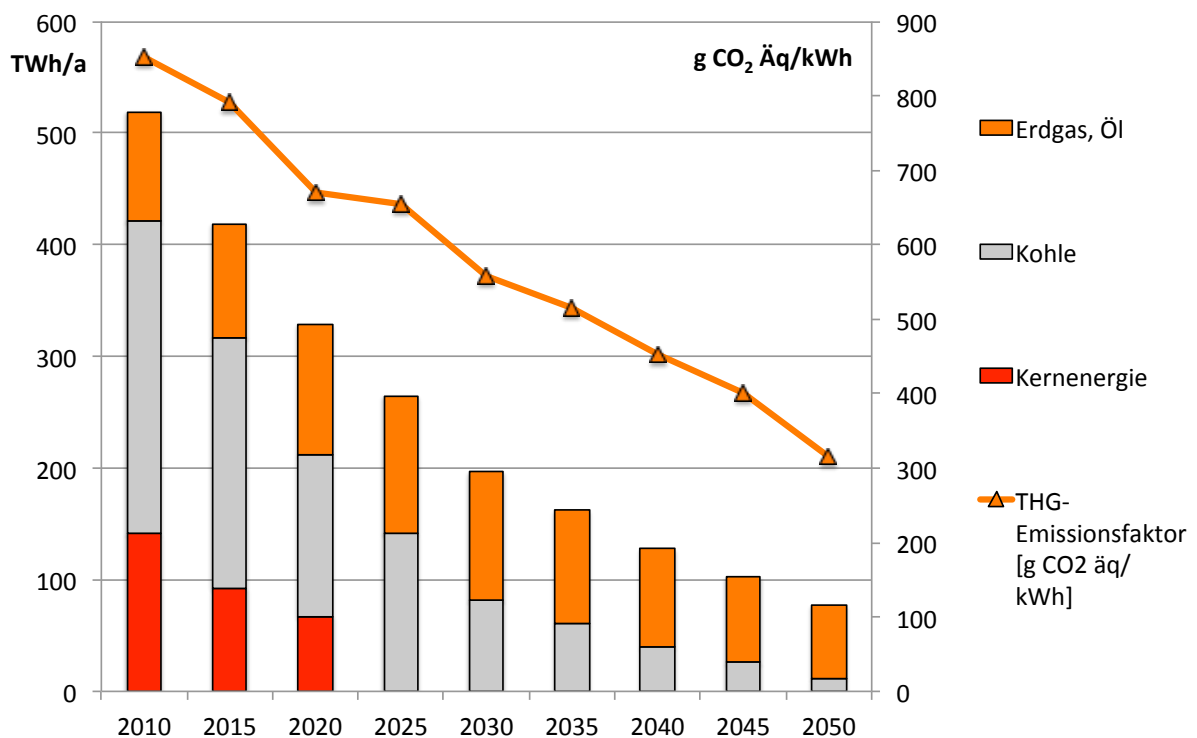


Abbildung 5-13: Dynamische Entwicklung der fossilen und nuklearen Stromerzeugung für den Marginalansatz mit ermitteltem THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

<sup>45</sup> Atomenergie wird nach (Nitsch et al. 2012) ohne spezifische THG-Emissionen eingesetzt; der THG-Emissionsfaktor ist daher für den Zeitraum bis 2025 unterschätzt.

Für die Wärmeversorgung im Gebäudebereich ist nach (Thrän et al. 2012) in Abschnitt 4.2.2 ein Mix von Erdgasthermen und Ölheizungen im Verhältnis von 70:30 angesetzt worden. Dies entspricht dem Verhältnis beider Optionen für den Zeitpunkt 2010 nach (Nitsch et al. 2012). Im Ausblick entwickelt sich dieses Verhältnis wie in Abbildung 5-14 dargestellt. Aufgrund des niedrigeren Kohlenstoffgehaltes von Erdgas im Vergleich zu Heizöl nimmt der THG-Emissionsfaktor des Mixes mit sinkendem Heizölanteil ab, reduziert sich aber zwischen 2010 und 2050 nur um rund 8 %.

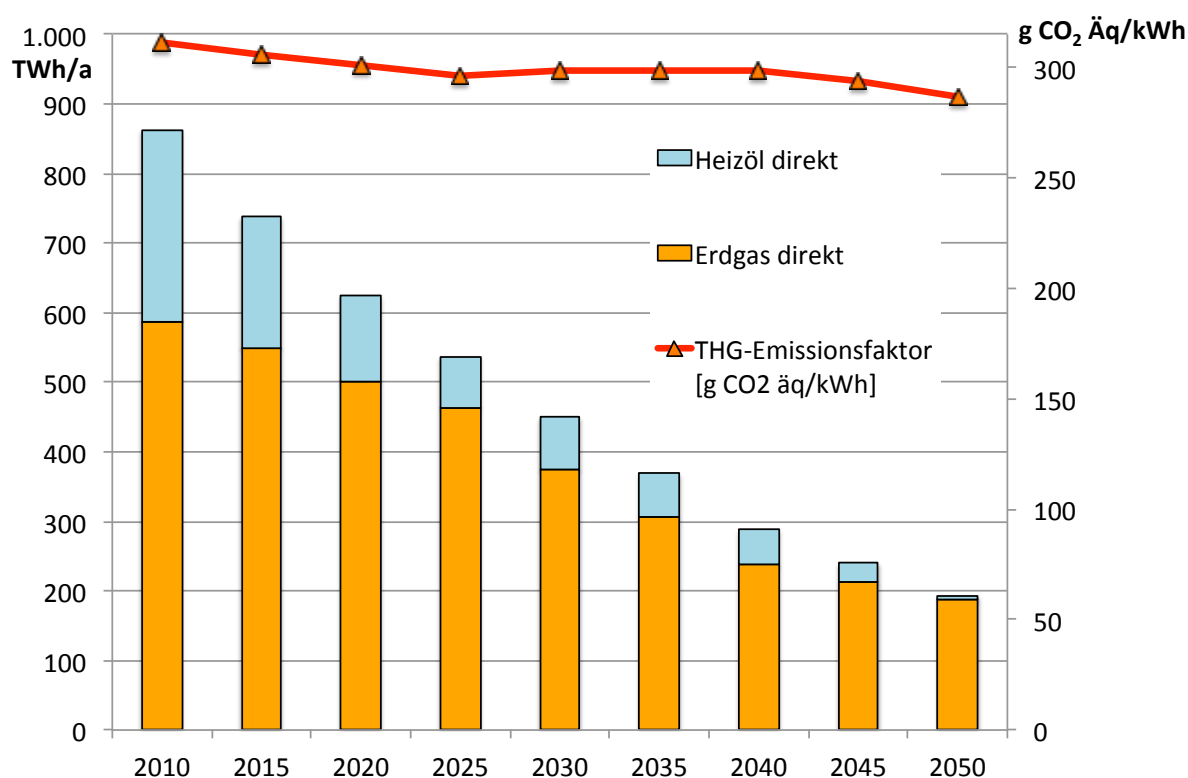


Abbildung 5-14: Dynamische Entwicklung der Wärmebereitstellungsoptionen Erdgas und Heizöl für den Marginalansatz mit ermitteltem THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

Abweichend von den in Abschnitt 4.2.2 dargestellten Konkurrenztechnologien wird für den Marginalansatz im dynamischen Ausblick für den Kraftstoffsektor (nur Straßen-Individualverkehr) nicht Syncrude Diesel angesetzt, da dieser als „worst case“ zu extrem ist, um im Zusammenhang mit den Annahmen zur Strom- und Wärmebereitstellung ein Gesamtbild darzustellen. Statt dessen werden die derzeit gängigen fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel in ihrer Kombination im Zeitverlauf als Konkurrenztechnologie angesetzt (siehe Abbildung 5-15). Der Ersatz von Erdgas als Konkurrenztechnologie wird über die Betrachtung in Abschnitt 5.2.1 (Ersatz von Erdgas durch Biomethan) abgedeckt.

Da der Anteil an Benzin immer weiter abnimmt und Diesel der vorherrschende fossile Kraftstoff wird, steigt der THG-Emissionsfaktor in diesem Fall sogar leicht an und liegt in 2050 rund 3 % über dem Wert für 2010.



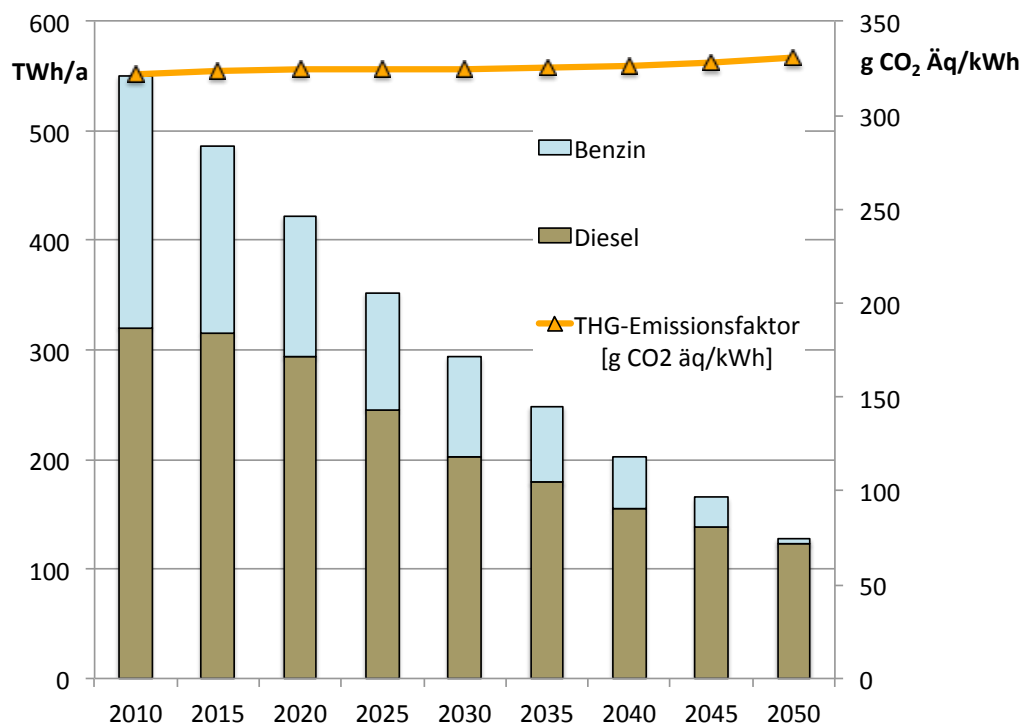


Abbildung 5-15: Dynamische Entwicklung der fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel für den Marginalansatz mit ermitteltem THG-Emissionsfaktor (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012; Edwards et al. 2011)

Im Vergleich der Einsatzbereiche nach dem Marginalansatz ist zu beachten, dass die THG-Emissionsfaktoren für die Referenztechnologien der Stromerzeugung im Zeitverlauf weiterhin – wenn auch nicht so deutlich wie bei der Durchschnittsbetrachtung - stark abfallen (bis auf ca. 37 % des Wertes von 2010 bis 2050), während die Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung leicht sinken (um 8 % bis 2050) und die für den Kraftstoffmix um 3 % bis 2050 geringfügig ansteigen.

### 5.3 Vergleich der Ergebnisse und Ableitung von Einsatzprioritäten im Ausblick

Auf Basis des Vergleichs der Einsatzbereiche erfolgt die Berechnung der erzielbaren spezifischen THG-Emissionsminderungen durch den Einsatz von Biomethan, wie in Abschnitt 4.1 dargestellt. Daraus lassen sich sowohl für die Durchschnittsbetrachtung als auch für den Marginalansatz die Einsatzprioritäten für die Nutzung von Biomethan ableiten. Diese erfolgen im Sinne der vorliegenden Arbeit wiederum THG-optimiert.

Die Betrachtung der spezifischen THG-Minderungen werden im folgenden Abschnitt 5.4 um eine Betrachtung der absoluten Mengen an THG ergänzt, wobei jeweils Mengengerüste für die Nutzung von Biomethan in den Einsatzbereichen zugrunde gelegt werden.

#### 5.3.1 Ergebnisse bei Durchschnitts-Betrachtung

Die Durchschnittsbetrachtung beruht auf der Betrachtung des gesamten Energiesystems, indem in den Einsatzgebieten der jeweilige Erzeugungs- bzw. Bereitstellungsmix über alle

Energieträger und Technologien berücksichtigt wird. In der Folge gehen insbesondere die spezifischen THG-Emissionsfaktoren des Strommixes im langfristigen Ausblick stark zurück. Die erzielbaren Minderungen durch den Einsatz von Biomethan werden daher immer geringer und fallen ab 2045 sogar unter die Null-Linie. Das bedeutet, dass der deutsche Strommix zu diesem Zeitpunkt schon weniger Emissionen verursacht als die Verstromung von Biomethan. Ohne die Nutzung von Abwärme aus dem Prozess würden daher im Vergleich zum Strommix zusätzliche Emissionen entstehen.

Analog zum THG-Emissionsfaktor des Strommixes fällt auch derjenige der KWK-Anwendung, da diese auf der Anrechnung von Strom als Hauptprodukt beruhen, aber eine Gutschrift für die Abwärmenutzung angerechnet wird. Die erzielbaren THG-Minderungen sinken daher im Ausblick ebenfalls stark ab; die KWK-Verstromung ist im Jahr 2050 die Anwendung mit dem kleinsten positiven Klimaschutzbeitrag. Auch die Wärmenutzung in einer Niedertemperatur-Heizung ist ab ca. 2030 vorteilhafter.

Bereits ab 2015 ist durch die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff die höchste THG-Minderung zu erzielen; der Abstand zu den anderen Einsatzbereichen nimmt im Zeitverlauf noch zu.

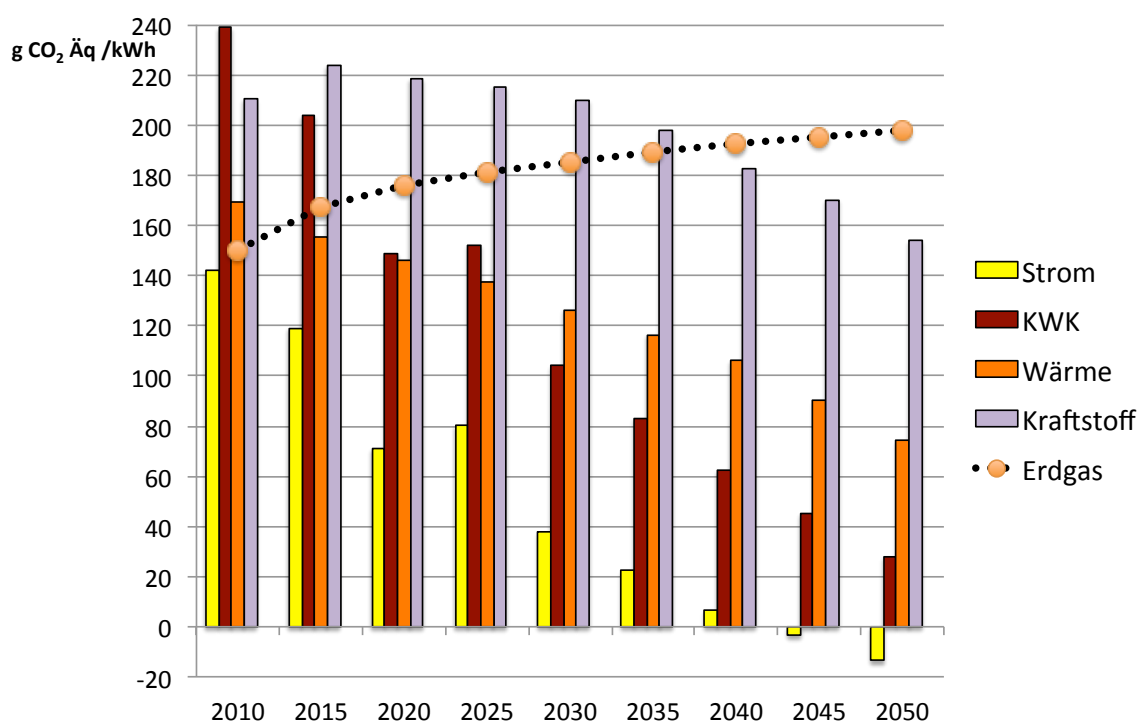


Abbildung 5-16: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Durchschnittsbetrachtung und bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung; Minderungen gegenüber Erdgas aus Darstellungsgründen als Linie)

In Abbildung 5-16 sind die jeweiligen THG-Minderungen aufgeführt. Zur besseren Übersichtlichkeit ist die in Abschnitt 5.2.1 eingeführte Referenz, nämlich der Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan, als Linie in das Balkendiagramm eingetragen. Es wird deutlich sichtbar, dass der einfache Austausch der Energieträger im Ausblick ab 2040 die Option ist, welche die höchste THG-Minderung und damit den höchsten Klimaschutzbeitrag erwarten lässt. Aus THG-Sicht ist es also langfristig vorteilhafter, das erzeugte Biomethan ohne weite-

re Berücksichtigung der späteren Verwendung ins Erdgasnetz einzuspeisen und eine direkte Substitution von fossilem Methan zu erreichen. Wie der folgende Abschnitt zeigt, gilt dies jedoch nur für die Betrachtung des Gesamtsystems nach der Durchschnittsbetrachtung, nicht aber in gleicher Weise für den Marginalansatz.

Die genannten Ergebnisse gelten für den Ansatz der Erteilung einer Wärmegutschrift bei der KWK-Verstromung von Biomethan. Wird statt dessen zur Bewertung der beiden Produkte Strom und Wärme die Allokation nach dem Exergiegehalt angesetzt, wird insbesondere die THG-Minderung der KWK-Verstromung geringer. Es werden dann auch hier, wie bei der reinen Verstromung ohne Wärmenutzung im langfristigen Ausblick negative Einsparungen, also ein Mehrausstoß an Emissionen erreicht. Die KWK fällt bereits vom Beginn des Betrachtungszeitraumes, also ab 2010, hinter der Wärmenutzung zurück. An der sonstigen Priorisierung der Einsatzbereiche ändert sich nichts.

### **5.3.2 Ergebnisse bei Marginalansatz**

Die Ergebnisse für den Vergleich der spezifischen THG-Minderungen in den Einsatzbereichen nach dem Marginalansatz werden in gleicher Weise wie für die Durchschnittsbetrachtung dargestellt. Auch in Abbildung 5-17 ist der Vergleich gegenüber dem Ersatz des Energieträgers Erdgas als Linie im Balkendiagramm eingetragen. Durch den unterschiedlichen Bezug auf die Konkurrenztechnologien anstelle des Bereitstellungsmixes werden nach dem Marginalansatz anders als bei der Durchschnittsbetrachtung höhere THG-Einsparungen über den Einsatz von Biomethan erzielt. Diese übertreffen in den Einsatzgebieten zum Teil die THG-Minderung, die aufgrund der Vorkette bzw. des Gehalts an fossilem Kohlenstoff durch einen bloßen Ersatz des Energieträgers Erdgas zu erreichen sind.

Das ist im langfristigen Ausblick sowohl durch die Wärmebereitstellung mittels Biomethan als auch durch die Kraftstoffnutzung möglich. Bis fast zum Ende des Betrachtungszeitraums (etwa bis 2045) ist auch die KWK-Verstromung mit Abwärmenutzung noch vorteilhafter.

Die KWK-Verstromung bleibt nach dem Marginalansatz mittelfristig (bis etwa 2030) die Anwendung mit dem höchsten Klimaschutzpotenzial. Danach wird sie aber von der Kraftstoffnutzung als die Anwendung mit der höchsten Einsatzpriorität abgelöst. Ab etwa 2045 ist auch die Bereitstellung von Wärme vorteilhafter als die KWK.

Die reine Verstromung ohne Wärmeauskopplung ist mittel- bis langfristig auch nach dem Marginalansatz die Option mit der geringsten THG-Vermeidung; die Option bleibt aber im Unterschied zur Durchschnittsbetrachtung im positiven Bereich.

Wird statt der Gutschrifts- der Allokationsansatz gewählt, verschiebt sich die Einsatzpriorität bereits ab 2020 in Richtung Kraftstoffnutzung; die KWK-Verstromung bleibt ab 2030 auch hinter der Wärmenutzung und ebenfalls hinter dem Ersatz des Energieträgers Erdgas zurück.

Für die weitere Berechnung der resultierenden THG-Minderungen im Ausblick anhand eines Mengengerüsts zum Einsatz von Biomethan wird der Marginalansatz angelegt. Die Durchschnittsbetrachtung gibt zwar einen besseren Eindruck von der Entwicklung des gesamten Energiesystems im Zeitverlauf; für die Priorisierung der verschiedenen Einsatzmöglichkeiten von Biomethan ist sie jedoch nicht zielführend. Durch Anlegen der Durchschnittsbetrachtung würde Biomethan mit anderen erneuerbaren Energieträgern in Konkurrenz gebracht, die gerade im mittel- bis langfristigen Ausblick erhebliche Anteile zur Strom- und Wärmeversor-

gung beitragen. Im Sinne des notwendigen Umbaus des Energiesystems ist eine solche Konkurrenz nicht zielführend.

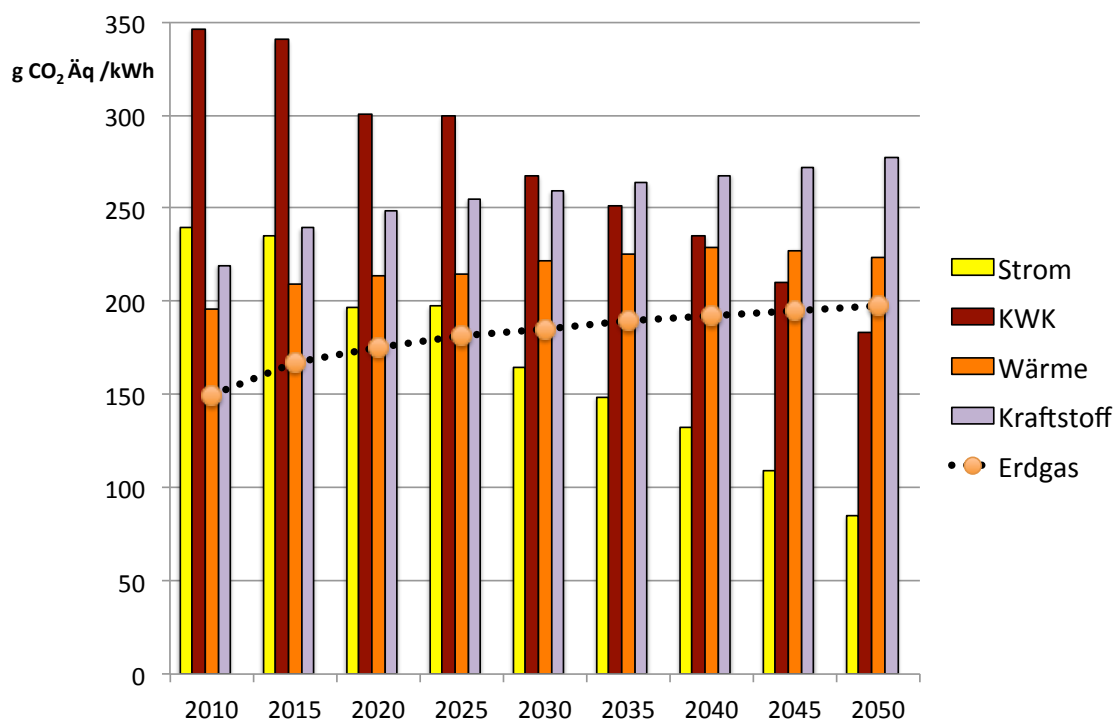


Abbildung 5-17: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung; Minderungen gegenüber Erdgas aus Darstellungsgründen als Linie)

## 5.4 Plausibilitätscheck: Variation des zugrunde liegenden Energieszenarios

Die Wahl der Bezugsgrößen bzw. des Referenzsystems mit den verschiedenen Einsatzbereichen ist, wie bereits gezeigt, von hoher Bedeutung für die berechneten Ergebnisse. Aus diesem Grund wäre es sinnvoll und im Rahmen des wissenschaftlichen Diskurses angebracht, auch das gewählte Energieszenario einer Sensitivitätsanalyse zu unterziehen.

Wie bereits eingangs unter Abschnitt 5.1 erläutert, gibt es verschiedene normative Szenarien, welche beschreiben, wie das Ziel der Bundesregierung von mindestens 80 % THG-Minderung bis 2050 gegenüber 1990 erreicht werden kann (etwa Kirchner und Matthes 2009; Barzantny et al. 2009; EnBW et al. 2009). Unter der Vielzahl der vorliegenden Studien, die sich mit Energieszenarien beschäftigen, ist allerdings zum derzeitigen Stand keine bekannt, die ebenso transparent und in gleicher Weise dokumentiert ist wie die hier verwendeten Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012), die ein Herauslösen der jeweils spezifischen Daten zu den THG<sup>46</sup>-Emissionen der verschiedenen Sektoren Strom, KWK, Wärme und Kraftstoff erlaubt. Dies liegt unter anderem darin begründet, dass die Ausweisung der spezifischen Kenndaten (Energieverbrauch und THG-Emissionen) nach einer anderen

<sup>46</sup> Bzw. CO<sub>2</sub> und anschließend eine eigene Umrechnung auf THG

Aufteilung der Sektoren erfolgt. Unterschieden wird nicht nach Art der Nutzenergie (Strom, Wärme, Kraftstoff), sondern nach Verbrauchssektoren, also „Industrie“, „Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)“, „Haushalte“ sowie „Verkehr“.

Eine Einordnung der in der vorliegenden Arbeit ermittelten Ergebnisse kann aber verbalargumentativ bzw. qualitativ erfolgen, indem die berechneten spezifischen THG-Minderungen aus den verschiedenen Sektoren mit der jeweiligen Entwicklung der Emissionen aus diesen Sektoren abgeglichen werden. Das Vorgehen entspricht daher eher einem Plausibilitäts-Check als einer Sensitivitätsanalyse, kann aber in vergleichbarer Weise dazu dienen, die vorliegende Arbeit in den wissenschaftlichen Kontext zu stellen.

Die Diskussion erfolgt anhand der Sektoren Strom (ungekoppelte Erzeugung sowie KWK), Wärme und Kraftstoff. Einführend stellt Abbildung 5-18 dar, welche CO<sub>2</sub>-Minderungen in ausgewählten Szenarien verschiedener betrachteter Studien ausgewiesen werden. In Abschnitt 5.1 ist schon erwähnt worden, dass das von (EnBW et al 2009) ermittelte „Szenario 3“ die Zielvorstellung der Bundesregierung von mindestens 80 % bzw. 80 - 95 % bis 2050 gegenüber 1990 nicht erfüllt. Unter den betrachteten Szenarien stellt dieses im langfristigen Ausblick eine deutliche Abweichung nach unten dar.

Unter den übrigen dargestellten Studien befinden sich die Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) im Mittelfeld; ambitioniertere Zielvorstellungen der CO<sub>2</sub>-Minderung werden von (Kirchner und Mattes 2009 sowie Barzantny et al. 2009) beschrieben. Auf diesen liegt daher im folgenden Plausibilitätscheck der Fokus. Gleichauf mit den Langfristszenarien liegen die „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Schlesinger et al. 2010).

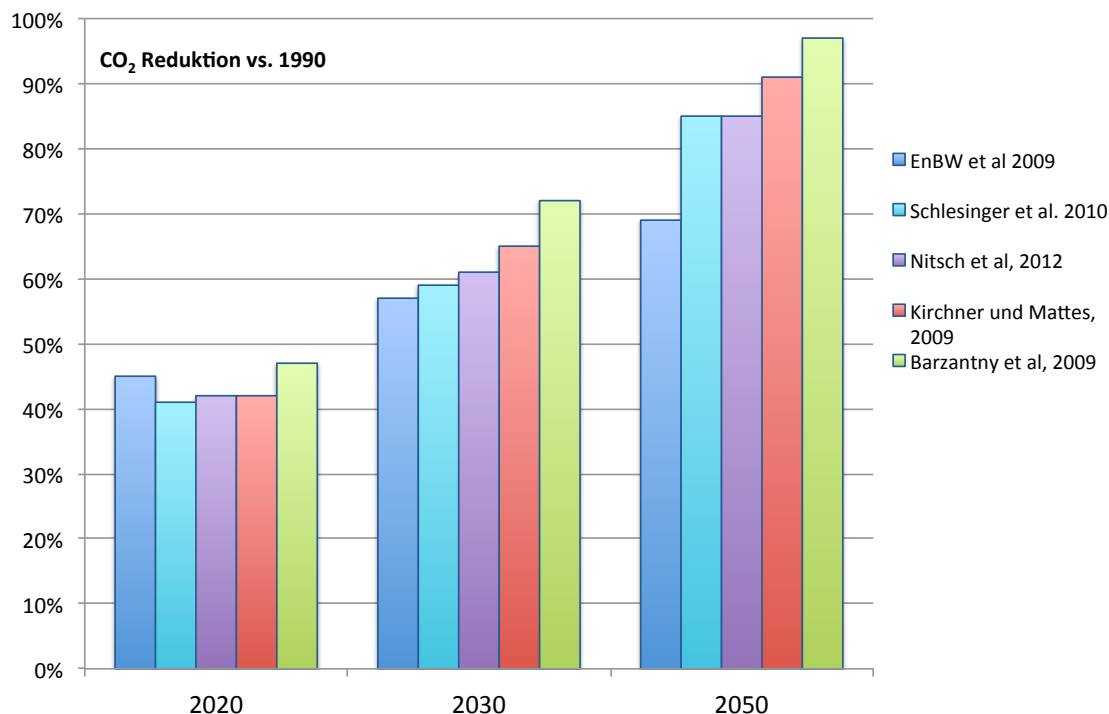


Abbildung 5-18: CO<sub>2</sub>-Reduktion im Zeitverlauf ausgewählter Szenarien nach (EnBW et al. 2009; Schlesinger et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Kirchner und Matthes 2009; Barzantny et al. 2009; eigene Darstellung)

Für den Plausibilitätscheck wird die Durchschnittsbetrachtung angenommen, da im Mix der jeweiligen Erzeugungspfade für Strom, Wärme und Kraftstoffe die Unterschiede zwischen den betrachteten Studien deutlich werden.

Wird der Marginalansatz zugrunde gelegt, demzufolge durch Biomethan vor allem die fossil basierten Energieträger ersetzt werden, tritt die Bedeutung des Energiesystems bzw. die gewählte Ausgestaltung dieses Gesamtsystems in den Hintergrund. Die Frage, wie Biomethan flexibel zum Zweck der Vermeidung von fossil basierten Energieträgern eingesetzt werden kann, steht nicht im Fokus dieser Arbeit. In Abschnitt 5.6 werden aber relevante Aspekte dieser weiter gehenden Forschungsfrage aufgegriffen und andiskutiert.

Der **Strom-Sektor** wird in mehreren Studien als der wesentliche Hebel zur Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems angesehen (Repenning et al. 2014; Nitsch et al. 2012; Barzantny et al. 2009; Kirchner und Matthes 2009).

Generell gilt, dass Biomethan mit der hier beschriebenen zugrunde liegenden Prozesskette einen höheren THG-Ausstoß mit sich bringt als andere regenerative Energieträger, namentlich vor allem Wind und Photovoltaik. Je höher deren Anteil an der Stromerzeugung wird, desto mehr wird die Biomethan-Vorkette zu einer Belastung für den Stromsektor, da die Durchschnittsemissionen schon geringer sind. In den Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) tritt dieser Fall ab 2045 ein.

(Barzantny et al. 2009) nehmen in ihrem Szenario „Plan B“ an, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung noch stärker steigt, nämlich auf 37 % in 2020 und 58 % in 2030, bis 2050 die Vollversorgung (100 %) erreicht ist. Auch ohne Vorliegen der spezifischen Kennwerte des Durchschnitts-Strom kann angenommen werden, dass der Einsatz von Biomethan zur (ungekoppelten) Stromerzeugung so bereits zu einem früheren Zeitpunkt als 2045 negative Vermeidungen, also Mehremissionen verursacht. Demgegenüber wird im Szenario 3 nach (EnBW et al. 2009) auch im langfristigen Ausblick noch ein Sockel von ca. 30 % - 45 % der Stromerzeugung aus fossil basierter KWK gedeckt. Die Emissionen sinken insgesamt weniger stark, so dass auch die Stromerzeugung aus Biomethan noch zu einer THG-Vermeidung beiträgt.

### **Wärme-Sektor:**

Die meisten Studien mit ambitionierten Klimaschutzszenarien (etwa auch Barzantny et al. 2009; Kirchner und Matthes, 2009) nehmen eine erhebliche Energieeinsparung im Gebäudesektor an. Die Sanierung des Gebäudebestandes sowie Passivhaus- bzw. Nullenergie-Haus-Standards sind wichtige Instrumente für den Klimaschutz, liegen allerdings nicht im Untersuchungsrahmen dieser Arbeit.

Für den Wärme-Sektor sei nochmals deutlich betont, dass an dieser Stelle der vorliegenden Arbeit nur die spezifischen Kenndaten, also die THG-Minderungen einer Kilowattstunde Nutzenergie (Strom, Wärme, Kraftstoff) betrachtet werden; die Entwicklung des gesamten Sektors hinsichtlich Energieverbrauch und THG-Emissionen haben daher keinen Einfluss auf die Priorisierung des Biomethan-Einsatzes.

Als alternative Wärmequellen stehen vor allem Solarthermie als auch Geothermie (vor allem als oberflächennahe Geothermie oder Wärmepumpen) zur Verfügung; zudem wird ein steigender Anteil an Nah- und Fernwärme angenommen, die etwa über Müllverbrennungsanlagen gespeist werden können. Im Szenario „Plan B“ nehmen (Barzantny et al. 2009) an, dass

der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung auf 16 % in 2020; 29 % in 2030, und 79 % in 2050 ansteigt, bei gleichzeitiger Steigerung der KWK-Wärme bis auf 48 % in 2050 (33 % in 2030).

Wieder gilt, dass die THG-Emissionen von Biomethan generell über denen der anderen regenerativen Energieträgern liegen, so dass mit deren steigenden Anteilen die spezifischen Emissionen des gesamten Wärmesystems – und damit der Vorteil von Biomethan – sinken.

Die **Kraftstoff**-Nutzung ist nur ein Baustein in der Umgestaltung zu einem nachhaltigen Verkehrssystem. Die rationellere Nutzung von Treibstoff durch effizientere Motoren, eine Verringerung der Fahrzeuggröße einerseits sowie der Fahrleistung andererseits (etwa durch eine Verschiebung des Modal Split zum Schienenverkehr, CarSharing, etc.), Elektromobilität und weitere sind Aspekte, die dabei eine wesentliche Rolle spielen. Diese stehen aber nicht im Fokus der vorliegenden Arbeit, die sich in diesem Kontext auf den spezifischen THG-Ausstoß von Kraftstoffen konzentriert.

Für den Plausibilitätscheck wichtig ist daher, welche Annahmen zu diesen spezifischen Emissionsdaten in den verschiedenen Studien getroffen werden. Sowohl (Kirchner und Mattes 2009) als auch (Barzantny et al. 2009) nehmen eine starke Zunahme von Elektromobilität im Verkehrssektor an, wobei der benötigte Strom emissionsarm zur Verfügung gestellt werden soll und daher den spezifischen Ausstoß an THG des Verkehrssektors erheblich reduziert. Damit verringert sich auch die THG-Minderung, die durch Biomethan als Kraftstoff erzielt werden kann. Bei Vorlage der entsprechenden Daten würde sich daher kein gleichermaßen stark ausgeprägter Vorsprung der Kraftstoffnutzung gegenüber den stationären Optionen ergeben. Auch nach (EnBW et al. 2009) wird zwar von einer Zunahme der Optionen Elektromobilität und Wasserstoff/Brennstoffzelle ausgegangen; diese machen allerdings keinen vergleichbar großen Anteil an der gesamten Kraftstoffbereitstellung aus. Die in der vorliegenden Arbeit ermittelten Ergebnisse werden sich in etwa übertragen lassen. Die gleichen Überlegungen gelten für den Anteil an Biokraftstoffen, die in den verschiedenen Studien angenommen werden. Zwar sind die spezifischen THG-Emissionen der unterschiedlichen Biokraftstoffe in der Regel höher, als es für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff gilt (siehe etwa Fritsche et al. 2012; Naumann et al. 2012); die spezifischen Werte liegen aber doch noch unter denen der fossil-basierten Kraftstoffe.

Es sei darauf hingewiesen, dass die erwähnten Möglichkeiten zur Verringerung des gesamten Kraftstoffverbrauchs im Energiesystem auf die spezifischen Minderungen keinen Effekt haben. Sie werden daher für die Frage nach der Einsatzpriorität von Biomethan, die in der vorliegenden Arbeit im Vordergrund steht, nicht diskutiert. Dies stellt die allgemeine Bedeutung der rationelleren Energieverwendung nicht in Frage.

Biomethan steht als zwar regenerativer und emissions-ärmer Energieträger aber doch deutlich hinter den anderen regenerativen Optionen zur Strom-, Wärme- als auch Kraftstoffbereitstellung zurück, da durch seine Nutzung weniger THG-Emissionen vermieden werden als z.B. durch Windenergie, Solarthermie oder (regenerativen) Wasserstoff. Je höher deren Anteile am Energiesystem der Zukunft sind, desto geringer ist der Nutzen durch den Einsatz von Biomethan.

Als Zwischenfazit des Plausibilitätschecks kann festgehalten werden, dass in den ambitionierten Szenarien nach (Barzantny et al. 2009; Kirchner und Mattes 2009) wohl früher als in

den Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) negative Vermeidungen durch Biomethan auftreten werden.

Um den Einsatz von Biomethan im Zeitverlauf auf die einzelnen Sektoren zu priorisieren und diese zusätzlichen THG-Emissionen zu identifizieren, sind die jeweiligen Entwicklungen der Sektoren mit Zahlenwerten zu untersuchen. Dies ist im Rahmen des Plausibilitätschecks nicht möglich. Ebenso wenig ist eine Bewertung des Biomethaneinsatzes in KWK möglich, da nach dem gewählten Gutschriftenansatz das Zusammenspiel von Strom- und Wärmesektor ausschlaggebend für die resultierende Emissionsminderung ist.

## **5.5 Resultierende absolute Treibhausgasminderungen im Ausblick**

Aus den zuvor ermittelten spezifischen THG-Minderungspotenzialen aus Abschnitt 5.3 sollen im Folgenden absolute Mengen an THG-Vermeidung berechnet werden. Dazu wird das verfügbare Potenzial an Biomethan den diskutierten Einsatzbereichen zugewiesen. Die Untersuchung orientiert sich dabei an den Vorgaben der bestehenden Literatur (im Wesentlichen an den Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012), ergänzt durch zusätzliche Quellen). Eine Ableitung der konkreten Mengen, die aufgrund von tatsächlichen Gegebenheiten an den jeweiligen Märkte in den Einsatzbereichen erwartet werden, ist aufgrund des langfristigen Ausblicks der vorliegenden Arbeit nicht möglich.

Es wird zunächst analog zu den vorigen Kapiteln der reine Ersatz von Erdgas als Energieträger durch Biomethan betrachtet. Daran schließt sich eine Diskussion der verschiedenen Einsatzbereiche (KWK, Wärme, Kraftstoff) und der dort erzielbaren absoluten Mengen an Biomethan und der resultierenden THG-Minderungen an.

### **5.5.1 Resultierende absolute THG-Minderungen bei Ersatz von Erdgas als Energieträger**

Wenn das gesamte Potenzial an Biomethan schlicht als Ersatz des Energieträgers Erdgas eingesetzt wird, ohne dass eine Berücksichtigung der weiteren Verwendung stattfindet, kann im langfristigen Ausblick in 2050 knapp die Hälfte des Erdgasverbrauchs in Deutschland (gemäß Nitsch et al. 2012) ersetzt werden. Die kurz- bis mittelfristigen Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung (Bundesregierung 2010) in 2020 und 2030 werden durch den gewählten Ausbaupfad noch verfehlt (siehe Abschnitt 3.1.2), im weiteren Ausblick stehen allerdings signifikante Mengen an Biomethan zur Verfügung (2030: rund 8,3 % des Erdgasverbrauchs, 2040: 23 %, 2050: 48 %; siehe Abbildung 5-19).

Der Bezug ist dabei der Erdgasverbrauch über alle Bereiche, also von privaten Haushalten bis zur Industrie und gilt daher zunächst rein rechnerisch. Besondere Anforderungen der Industrie an die Qualität und Zusammensetzung des Gases (wie etwa das Vorhandensein von Minor-Komponenten) sind vereinfachend nicht berücksichtigt.

Mit den spezifischen THG-Emissionsfaktoren bzw. den Minderungen durch den Einsatz von Biomethan statt Erdgas können in 2030 rund 11,5 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq / a eingespart werden, in 2050 rund 48,5 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq / a. Über den gesamten Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 beträgt die gesamte eingesparte Menge damit ca. 600 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq. An dieser Menge werden die übrigen Einsatzbereiche im Folgenden gemessen.



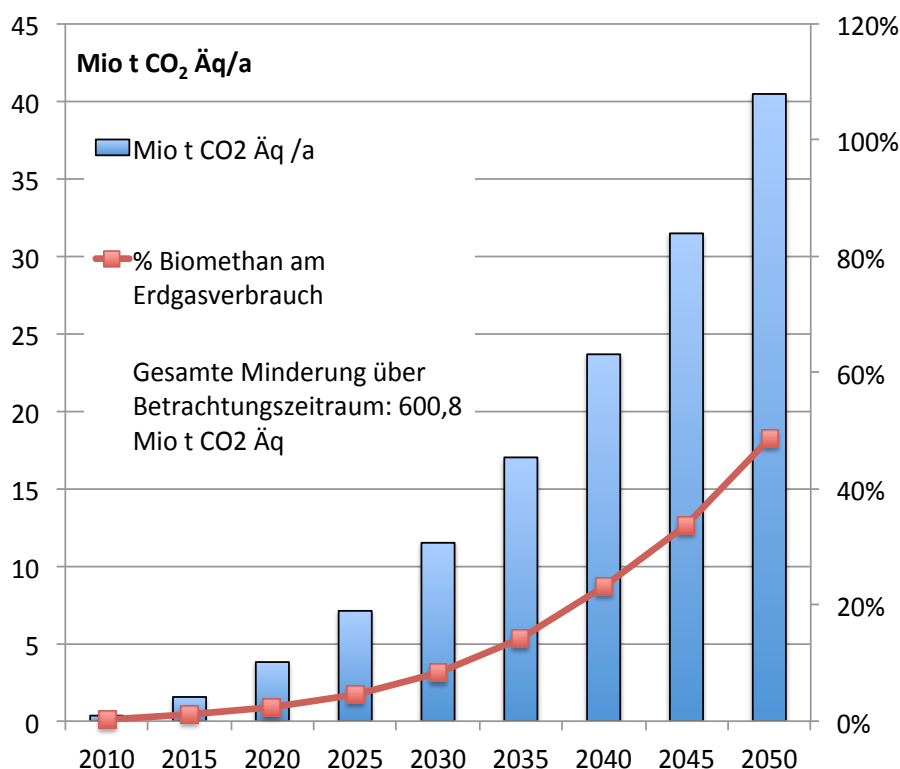


Abbildung 5-19: Absolute Menge an THG-Minderung bei Ersatz von Erdgas als Energieträger durch Biomethan (linke Achse) und resultierender Anteil (rechte Achse) von Biomethan am Erdgasverbrauch in Deutschland (eigene Darstellung)

### 5.5.2 Resultierende absolute THG-Minderungen durch Biomethan in den Einsatzbereichen

Zur Untersuchung der resultierenden absoluten Mengen an eingesparten Treibhausgasen muss zunächst ein Mengengerüst über die Verwendung von Biomethan aufgestellt werden. Die jeweiligen Mengen multipliziert mit den zuvor ermittelten spezifischen Minderungspotenzialen ergeben die absoluten Mengen in Mio. t CO<sub>2</sub>Äq / a. Es werden die spezifischen Minderungen nach dem Marginalansatz angesetzt, da diese gerade im weiteren Ausblick die realistischere und zielführendere Option darstellen. Nach der Durchschnittsbetrachtung würden die einzelnen erneuerbaren Energieträger miteinander in Konkurrenz treten, was dem Ziel des Klimaschutzes durch THG-Minderung eher abträglich ist.

Ausgehend von der Verwendung des Biomethans im Jahr 2010 (ermittelt in Abschnitt 4.4) wird die einsetzbare Menge im langfristigen Ausblick bis 2050 für die Bereiche KWK-Verstromung, reine Wärmeanwendung und Kraftstoffnutzung abgeleitet. Die ungekoppelte Verstromung ohne Abwärmenutzung findet an dieser Stelle keine Beachtung mehr; sie ist zum einen im Vergleich der spezifischen THG-Minderungen deutlich ungünstiger als die anderen Optionen, zum anderen wird sie in den Langfristszenarien (Nitsch et al. 2012) explizit ausgeschlossen und Biogas / Biomethan nur in KWK verstromt.

Die Mengen an Biomethan, die derart zur KWK eingesetzt werden, werden im Folgenden aus den Langfristszenarien übernommen. Der dort ausgewiesene KWK-Strom wird mit dem in dieser Arbeit angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 38 % zu Biomethan zurückgerechnet. Die resultierenden Mengen sind leicht überschätzt, da die Angaben nach (Nitsch

et al. 2012) nicht auf Biomethan und Bio-SNG aufgeteilt werden konnten und daher komplett dem Biomethan zugerechnet werden.

Die Bereitstellung von Wärme ohne gleichzeitige Erzeugung von Strom ist in den Langfristszenarien nicht vorgesehen. Abweichend davon sind Berechnungen nach (Jordan et al. 2010; Kleemann 2009) angesetzt worden. Diese stehen im Kontext der Forderung nach einer Öffnung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes (EEWärmeG; siehe auch Kapitel 6) in Hinsicht auf die technologieoffene Verwendung von Biomethan zur Erfüllung der Anforderungen und auf die Ausweitung auf den Gebäudebestand statt des Neubausektors. Es wird darin ein Absatzpotenzial von Biomethan zur ungekoppelten Wärmebereitstellung von rund 37 TWh/a in 2030 (2020: 21 TWh/a) abgeleitet. Diese Annahmen werden für die vorliegende Arbeit weiter fortgeschrieben, indem die beschriebene Entwicklung in eine abflachenden Kurve überführt wird. In 2050 wird so ein Potenzial von rund 43 TWh/a angesetzt.

Die Langfristszenarien nach (Nitsch et al. 2012) unterscheidet nicht zwischen den verschiedenen Biokraftstoffen, sondern nur grob zwischen der ersten und der zweiten Generation, wobei Biogas / Biomethan der zweiten Generation zugeordnet wird. Ein genaues Mengengerüst kann nur darauf nicht aufgebaut werden, weshalb einer Annahmen nach (Peters et al. 2011) zufolge die Hilfsabschätzung getroffen wird, dass 20 % des Erdgas-Einsatzes als Kraftstoff durch Biomethan gedeckt werden sollten, um ökologische Vorteile zu gewinnen. Die Absatzmengen an Biomethan im Verkehrssektor werden daher durch 20 % des Erdgases im Verkehrssektor nach (Nitsch et al. 2012) beschrieben.

Eine Herausforderung in der Abschätzung der THG-Minderungspotenziale an dieser Stelle besteht darin, dass durch den Einsatz von Biomethan nicht nur Erdgas-Anwendungen verdrängt werden sollten. In diesem Fall sind nur die im vorigen Abschnitt beschriebenen Einsparungen zu erwarten. Kritisch ist dies insbesondere in dem Bereich mit der höchsten spezifischen Minderung, dem Kraftstoffsektor, zu sehen. Es kann aber wie folgt argumentiert werden: Der Absatz an Erdgas als Kraftstoff in Deutschland ist seit Beginn der Einführung weiterhin schleppend und erreichte in 2010 mit rund 2,2 TWh/a nur etwa 0,3 % am Gesamtkraftstoffverbrauch. Durch eine Beimischung von Biomethan und die damit verbundenen Vorteile für den Klimaschutz können möglicherweise zusätzliche Verbraucher gewonnen werden, so dass der Anteil an Biomethan im Erdgas den zusätzlichen Absatzmengen entspricht. Dabei handelt es sich aber nur um eine grob vereinfachende Annahme.

Bei der Aufstellung des Mengengerüsts zum Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen wird schnell deutlich, dass das Potenzial an Biomethan nach dem in der vorliegenden Arbeit beschriebenen Ausbaupfad (siehe Abschnitt 3.1) zunächst nicht ausreicht, um die Nachfrage aus allen Bereichen zu decken (Abbildung 5-20). Aufgrund der in den Langfristszenarien zugrunde gelegten rationellen Energieverwendung sinken die jeweiligen Energiebedarfe in den Einsatzbereichen (Strom, Wärme, Kraftstoff) aber im langfristigen Ausblick stark ab, während das Potenzial an Biomethan weiter ansteigt. Ab 2035 stehen daher Mengen zur Verfügung, die nicht aus den beschriebenen Quellen und Einsatzbereichen nachgefragt werden, sondern noch zusätzlich eingesetzt werden können.

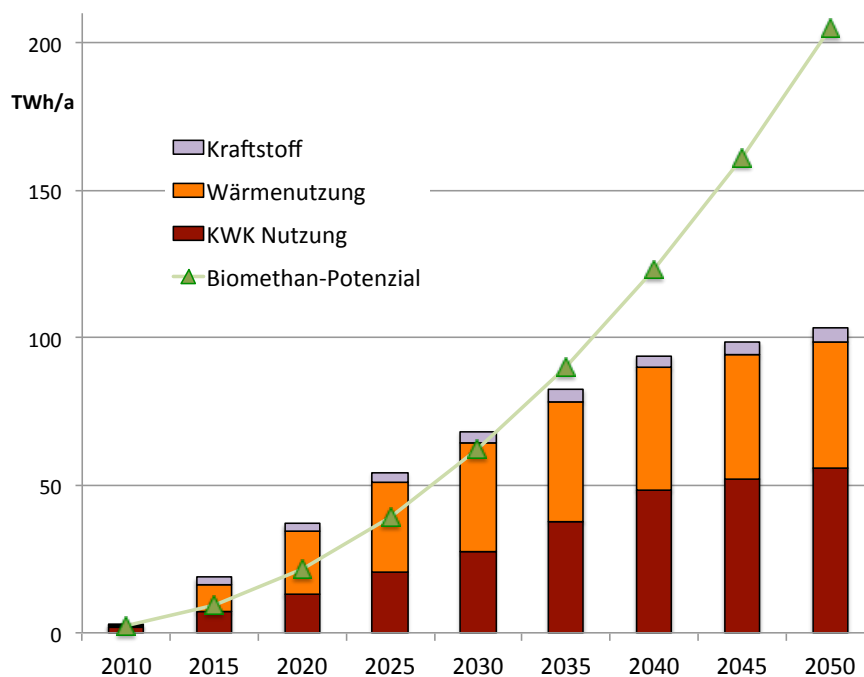


Abbildung 5-20: Mengengerüst Biomethan in den Einsatzbereichen KWK, Wärmebereitstellung und Kraftstoff sowie Biomethan-Potenzial nach Ausbaupfad (eigene Darstellung)

Um ein angepasstes und in sich stimmiges Mengengerüst zu erhalten, muss zunächst für den Zeitraum bis 2030 die Nachfrage nach Biomethan auf das verfügbare Angebot reduziert werden. Im Sinne der THG-Optimierung wird dabei zunächst die Wärmebereitstellung mit dem geringsten Minderungspotenzial verringert, während die Kraftstoffnutzung in ihrem (geringen) Umfang erhalten bleibt. Ab 2035 stellt sich dann die Frage nach dem zusätzlichem Absatz von rund 30 TWh/a in 2040 und etwa 100 TWh/a in 2050 über die beschriebenen Verwendungspfade hinaus.

Aufgrund der spezifischen Minderungspotenziale wäre eine zusätzliche Verwendung von Biomethan als Kraftstoff die vorteilhafteste Variante. Dies scheint aber wegen der Schwierigkeiten bei der Etablierung von gasförmigen Kraftstoffen in Deutschland wenig realistisch. Der angesetzte Pfad stellt schon eine eher optimistische Annahme bezüglich der absetzbaren Mengen dar. Es werden daher folgende Varianten untersucht:

- Einsatz zusätzlicher Mengen in der KWK;
- Einsatz zusätzlicher Mengen in der Wärmebereitstellung;
- Zusätzliche Mengen als Ersatz von Erdgas;
- Zusätzliche Mengen bleiben ungenutzt / werden nicht produziert.

Die Struktur der Stromerzeugung in KWK nach (Nitsch et al. 2012) zeigt Abbildung 5-21. Darin sind die Beiträge, die gemäß den Langfristszenarien durch Biomethan abgedeckt werden sollen, ausgewiesen. Biomethan soll nach den Vorgaben vor allem in der Objektversorgung bis 50 kW<sub>el</sub> sowie in der öffentlichen Nah- und Fernwärme eingesetzt werden, während es in der industriellen KWK kaum und erst nach 2045 überhaupt zum Einsatz kommt. In großen Heizkraftwerken zur Bereitstellung öffentlicher Fernwärme ist es ebenfalls bisher nicht vorgesehen. Es wird deutlich, dass zusätzliches KWK-Potenzial zu den vorgesehenen Men-

gen an Biomethan vorhanden ist, dass also der Energieträger noch mehr als diese ausgewiesenen Mengen beitragen kann. Das noch verfügbare Potenzial an Biomethan von rund 100 TWh/a bedeutet bei der bleibenden Annahme eines elektrischen Wirkungsgrades von 38 % also rund 38 TWh/a an Strom. Diese Menge kann im KWK-System noch zusätzlich sinnvoll aufgenommen werden bzw. es können andere Energieträger in dieser Größenordnung reduziert werden.

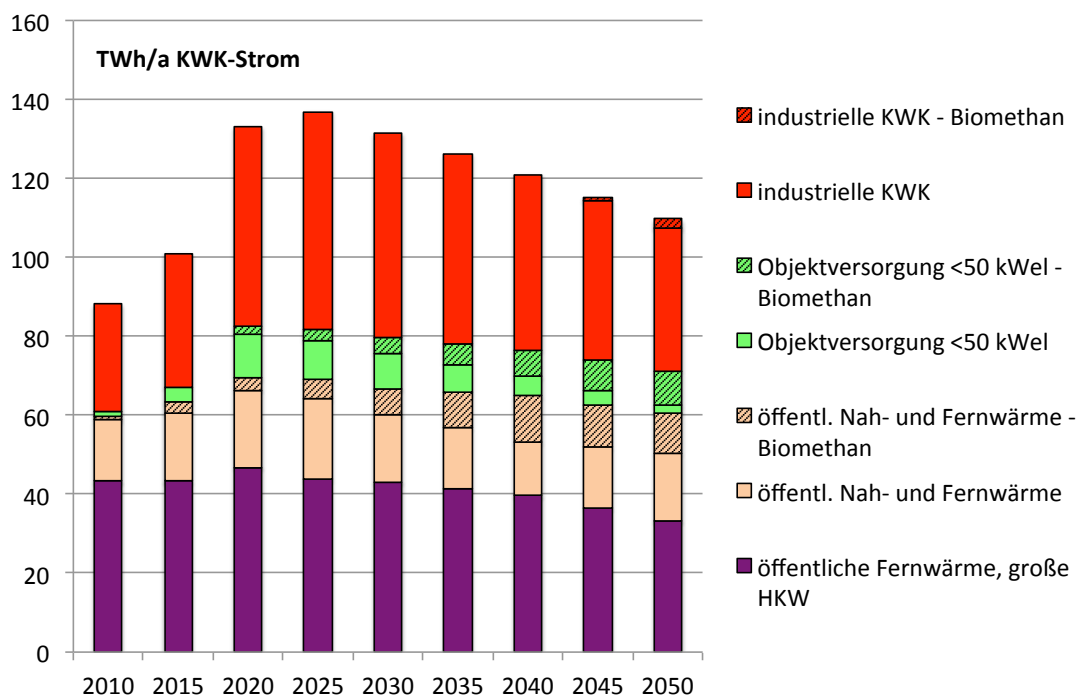


Abbildung 5-21: Struktur der KWK-(Netto-)Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 mit ausgewiesenem Anteil an Biomethan in schraffierten Flächen (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

Die konkurrierenden Energieträger sind vor allem Erdgas, aber auch Braun- und Steinkohle, sowie die anderen erneuerbaren Energieträger Pflanzenöl, Biogas, aber auch Geothermie. In 2035, wenn der zusätzliche Beitrag von Biomethan relevant werden würde, liegt der Anteil der erneuerbaren KWK bei rund einem Drittel (36 %); dieser steigert sich bis 2050 auf rund 52 %.

Nach (Nitsch et al. 2012) werden zwischen 2035 und 2050 noch rund 360 TWh/a (2035) bis 190 TWh/a (2050) fossil bereitgestellt. Auch hier können also die in 2050 noch verbleibenden rund 100 TWh/a an Biomethan, entsprechend ca. 80 TWh/a an ungekoppelt bereitgestellter Wärme, aufgenommen werden. Wie Abbildung 5-14 in Abschnitt 5.2.3 zeigt, wird diese Wärme annähernd vollständig aus Erdgas mit einem kleinen Anteil an Heizöl (2040: 82 % Erdgas; 17 % Heizöl; 2050: 96 % Erdgas; 4 % Heizöl) erzeugt. Der THG-Minderungsfaktor für den Wärmebereich nach dem Marginalansatz berücksichtigt diese Zusammensetzung bereits, so dass er auch weiterhin zur Anwendung gebracht werden kann.

In 2050 können durch den gewählten Ausbaupfad bereits rund 48 % an Erdgas durch Biomethan ersetzt werden. Auch hier können die in 2050 zusätzlich verfügbaren rund 100 TWh/a noch sinnvoll eingesetzt werden.

Als letzte Variante wird die Option betrachtet, die zusätzlichen Mengen an Biomethan nicht einzusetzen bzw. gar nicht erst zu erzeugen. Wie in Abschnitt 2.2.4 unter „sonstige ökologische Wirkungen der Biomethan-Produktion“ erläutert worden ist, sind durch die Produktion auf Basis regional angepasster Fruchtfolgen in Deutschland keine negativen Auswirkungen im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion zu erwarten. Andererseits stellt die Landwirtschaft immer auch einen Eingriff in die Natur dar, der z. B. durch das Belassen von ökologischen Brachen nicht gegeben wäre. Im Jahr 2050 werden auf 5,1 Mio. ha rund 557 TWh/a an Biomethan (55,7 Mrd. m<sup>3</sup> Methan/a) erzeugt. Bei Nicht-Nutzung von 100 TWh/a könnten daher knapp eine Mio. ha (0,9 Mio. ha) an Ackerfläche weniger bewirtschaftet werden. Durch eine wirkliche Stilllegung der Fläche, aber auch schon durch eine Extensivierung des Anbaus würden weniger Treibhausgas-Emissionen anfallen, da in diesem Fall auf den Einsatz von Betriebsmitteln verzichtet werden würde. Es ist aber fraglich, ob eine solche komplette ökologische Brache tatsächlich erhalten werden würde, oder ob die Fläche mindestens zum Teil einer anderen (landwirtschaftlichen) Nutzung zugeführt werden würde. Die Emissionsminderungen können daher an dieser Stelle nicht quantifiziert werden.

Die Mengen an Biomethan in den jeweiligen Einsatzbereichen sowie die resultierenden THG-Einsparungen in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. sind in Tabelle 5-3 aufgelistet. Dort sind ebenfalls die jeweiligen kumulierten Minderungs-Mengen über den gesamten Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 aufgeführt.

Die Mengengerüste basieren alle auf den eingangs in diesem Abschnitt beschriebenen Annahmen zum Biomethan-Einsatz in den verschiedenen Bereichen nach (Nitsch et al. 2012; Jordan et al. 2010; Kleemann 2009; Peters et al. 2011). Sie unterscheiden sich durch die Zuteilung der zusätzlich verfügbaren Mengen an Biomethan von rund 100 TWh/a in 2050 (2040: ca. 30 TWh/a). Darüber hinaus ist der reine Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan (siehe vorigen Abschnitt 5.5.1) aufgeführt.

Tabelle 5-3: Mengengerüste Biomethan in den Einsatzbereichen nach Varianten und resultierende absolute THG-Minderung von 2010 bis 2050 (eigene Darstellung)

			2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mengengerüst "zusätzliche KWK"	Biomethan [TWh/a]	KWK	2,1	6,8	13,2	20,5	27,4	45,3	77,7	115,0	157,1
		Wärme	0,2	0,2	5,9	15,4	30,7	40,6	41,4	42,0	43,0
		Kraftstoff	0,1	2,4	2,6	3,3	4,0	4,0	4,0	4,3	4,6
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	absolute Minderung [Mio. t CO <sub>2</sub> Äq/a]	KWK	0,7	2,3	4,0	6,1	7,3	11,4	18,3	24,2	28,9
		Wärme	0,0	0,1	1,3	3,3	6,8	9,2	9,5	9,6	9,6
		Kraftstoff	0,0	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<b>gesamt</b>		<b>0,8</b>	<b>2,9</b>	<b>5,9</b>	<b>10,3</b>	<b>15,1</b>	<b>21,6</b>	<b>28,8</b>	<b>34,9</b>	<b>39,8</b>
	<b>Gesamte Minderung über Betrachtungszeitraum [Mio. t CO<sub>2</sub> Äq/a] :</b>										
<b>733,4</b>											
Mengengerüst "zusätzliche Wärme"	Biomethan [TWh/a]	KWK	2,1	6,8	13,2	20,5	27,4	37,9	48,4	52,1	55,8
		Wärme	0,2	0,2	5,9	15,4	30,7	48,1	70,6	104,9	144,3
		Kraftstoff	0,1	2,4	2,6	3,3	4,0	4,0	4,0	4,3	4,6
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	absolute Minderung [Mio. t CO <sub>2</sub> Äq/a]	KWK	0,7	2,3	4,0	6,1	7,3	9,5	11,4	10,9	10,3
		Wärme	0,0	0,1	1,3	3,3	6,8	10,8	16,2	23,9	32,3
		Kraftstoff	0,0	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<b>gesamt</b>		<b>0,8</b>	<b>2,9</b>	<b>5,9</b>	<b>10,3</b>	<b>15,1</b>	<b>21,4</b>	<b>28,6</b>	<b>36,0</b>	<b>43,8</b>
	<b>Gesamte Minderung über Betrachtungszeitraum [Mio. t CO<sub>2</sub> Äq/a] :</b>										
<b>707,9</b>											
Mengengerüst "Erdgas-Ersatz"	Biomethan [TWh/a]	KWK	2,1	6,8	13,2	20,5	27,4	37,9	48,4	52,1	55,8
		Wärme	0,2	0,2	5,9	15,4	30,7	40,6	41,4	42,0	43,0
		Kraftstoff	0,1	2,4	2,6	3,3	4,0	4,0	4,0	4,3	4,6
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	29,3	62,9	101,3
	absolute Minderung [Mio. t CO <sub>2</sub> Äq/a]	KWK	0,7	2,3	4,0	6,1	7,3	9,5	11,4	10,9	10,3
		Wärme	0,0	0,1	1,3	3,3	6,8	9,2	9,5	9,6	9,6
		Kraftstoff	0,0	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	5,6	12,3	20,0
	<b>gesamt</b>		<b>0,8</b>	<b>2,9</b>	<b>5,9</b>	<b>10,3</b>	<b>15,1</b>	<b>21,1</b>	<b>27,6</b>	<b>33,9</b>	<b>41,2</b>
	<b>Gesamte Minderung über Betrachtungszeitraum [Mio. t CO<sub>2</sub> Äq/a] :</b>										
<b>712,7</b>											
Mengengerüst "Rest ungenutzt"	Biomethan [TWh/a]	KWK	2,1	6,8	13,2	20,5	27,4	37,9	48,4	52,1	55,8
		Wärme	0,2	0,2	5,9	15,4	30,7	40,6	41,4	42,0	43,0
		Kraftstoff	0,1	2,4	2,6	3,3	4,0	4,0	4,0	4,3	4,6
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	absolute Minderung [Mio. t CO <sub>2</sub> Äq/a]	KWK	0,7	2,3	4,0	6,1	7,3	9,5	11,4	10,9	10,3
		Wärme	0,0	0,1	1,3	3,3	6,8	9,2	9,5	9,6	9,6
		Kraftstoff	0,0	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
		Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<b>gesamt</b>		<b>0,8</b>	<b>2,9</b>	<b>5,9</b>	<b>10,3</b>	<b>15,1</b>	<b>19,7</b>	<b>21,9</b>	<b>21,7</b>	<b>21,2</b>
	<b>Gesamte Minderung über Betrachtungszeitraum [Mio. t CO<sub>2</sub> Äq/a] :</b>										
<b>587,4</b>											
nur Erdgas-Ersatz	Biomethan [TWh/a]		2,4	9,3	21,7	39,3	62,0	89,9	123,0	161,3	204,8
	absolute Minderung [Mio. t CO <sub>2</sub> Äq/a]		<b>0,4</b>	<b>1,6</b>	<b>3,8</b>	<b>7,1</b>	<b>11,5</b>	<b>17,0</b>	<b>23,7</b>	<b>31,5</b>	<b>40,5</b>
	<b>Gesamte Minderung über Betrachtungszeitraum [Mio. t CO<sub>2</sub> Äq/a] :</b>										
<b>600,8</b>											

Wie bereits anhand der spezifischen Minderungsfaktoren zu erwarten war, ist durch das Mengengerüst „zusätzliche KWK“ mit rund 733 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq. die höchste kumulierte Menge an THG-Minderungen zu erwarten. Werden die zusätzlichen Mengen in der Wärmebereitstellung oder als Erdgasersatz genutzt, können aber absolute Minderungen in ähnlicher Größenordnung von 707 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq. bzw. 712 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq. erreicht werden.

Damit unterscheidet sich der gezielte Einsatz von Biomethan in verschiedenen Sektoren doch deutlich positiv durch den reinen Ersatz von Erdgas als Energieträger. Für diesen Fall können über den Betrachtungszeitraum mit rund 600 Mio. t CO<sub>2</sub>Äq. rund 15 - 18 % weniger an THG-Einsparungen erreicht werden.

Die Nicht-Nutzung der ausgewiesenen 100 TWh/a Biomethan in 2050 würde zwar zu einer Freisetzung von Fläche führen, die bei Belassung einer ökologischen Brache sicherlich positive Umwelteffekte zur Folge hätte. Es könnten jedoch in der Folge nur etwa 80 % des maximal möglichen Gesamtminderungspotenzials gehoben werden.

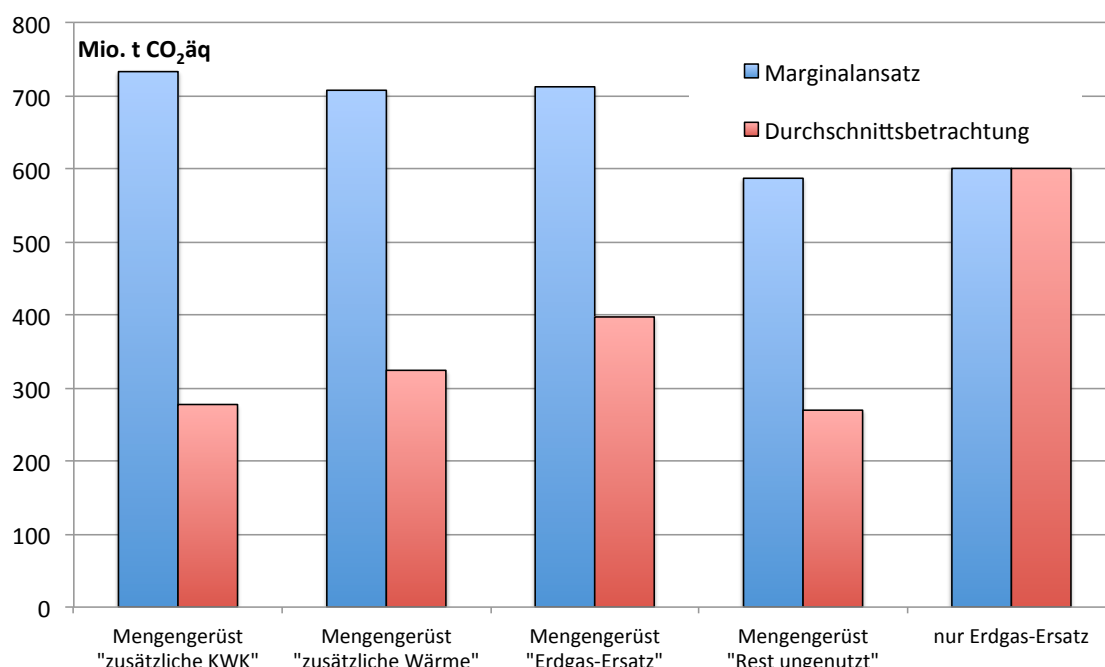


Abbildung 5-22: Resultierenden absolute THG-Minderung von 2010 bis 2050 in den Mengengerüsten nach Marginalansatz und Durchschnittsbetrachtung (eigene Darstellung)

Der Vollständigkeit halber ist in Abbildung 5-22 der Vergleich der absoluten THG-Minderungen nach Marginalansatz mit der Durchschnittsbetrachtung gezeigt. In Abschnitt 5.3 sind die geringeren spezifischen THG-Minderungen bei der Durchschnittsbetrachtung erläutert worden; diese führen entsprechend auch zu geringeren absoluten Minderungen. Wird dieser Ansatz gewählt, werden durch die verschiedenen Mengengerüste mit Einsatz von Biomethan in allen Bereichen gegenüber dem reinen Ersatz von Erdgas im Nachteil.

Es ist aber ebenfalls gezeigt worden, dass die Durchschnittsbetrachtung nicht zielführend ist, sondern der Marginalansatz gewählt werden sollte, um die Einsatzprioritäten von Biomethan THG-optimiert zu bestimmen.

## **5.6 Ausblick: flexibler Stromerzeugung durch Biomethan als Beitrag zur Systemstabilisierung**

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich detailliert mit der Erzeugung von Biomethan und den damit verbundenen Emissions-Kennwerten, die derzeit und im Ausblick zu erwarten sind. Im Kern der Arbeit steht die Ermittlung der zu erwartenden THG-Bilanz auf Basis verschiedener realisierbarer Fruchtfolgen als Substrat, sowie die Dynamisierung der THG-Bilanz anhand eines angepassten Technologie-Lernkurvenansatzes.

Außerdem wird ein Überblick über die THG-Vermeidungen gegeben, die unter Zugrundelegung eines Langfrist-Szenarios erzielt werden können. Um die tatsächliche Vermeidung durch den Einsatz von Biomethan berechnen zu können, ist zunächst ein detailliertes Modell des Energiesystems notwendig, welches die Strom- und Wärmeerzeugung minutengenau nach Energieträgern und Technologien abbildet und mit dem Einsatz von Biomethan verschneidet. Dies geht über den Rahmen der vorliegenden Arbeit hinaus; ist aber Gegenstand diverser Energiesystem-Modellierungen, wie etwa in (Leprich et al. 2012; Dena 2010; Løwen et al. 2010).

Im Zusammenhang mit der detaillierten Einsatzplanung von Biomethan im dynamischen Energiesystem stellt sich insbesondere die Frage, inwieweit das biogen erzeugte Gas so eingesetzt werden kann, dass es als z.B. Regelenergie dazu dienen kann, den Einsatz von anderen regenerativen, aber fluktuierenden Energieträger auszugleichen. Gelingt dies, kann Biomethan einen wertvollen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems leisten.

Zu diesem Zweck muss die Erzeugung von Strom aus Biomethan flexibilisiert werden und nicht mehr wie bisher konstant in gleicher Auslastung gefahren werden. Dies kann durch eine Flexibilisierung zum einen der Biogaserzeugung, zum anderen der Verstromung geschehen. Beide Aspekte werden derzeit beforscht und bearbeitet, so etwa durch Vorhaben im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Nutzung von Biomasse“ des Bundeswirtschaftsministeriums (vormals: BMU; Projekte sind etwa „BioStrom – Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen“, FZK 03KB061; „PROKOSYS - Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe“, FZK 03KB073; „OptFlexBiogas - Ermittlung eines technisch-ökonomischen optimierten Betriebs von flexiblen Biogasanlagen“, FZK 03KB073) als auch im Forschungsprogramm der Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe FNR (etwa das Projekt „Bedarfsorientierte Methansynthese auf Basis der Integration weiterer erneuerbarer Energieträger“, FZK 22407112).

Nachdem mit der Aufbereitung des Roh-Biogases auf Erdgasbeschaffenheit und der Einspeisung ins Erdgasnetz die räumliche Entkopplung von Produktion und Nutzung bereits gelungen ist, stellt sich für den flexiblen Einsatz als Regelenergie die Aufgabe der zeitlichen Entkopplung.

In einem ersten Schritt kann beides gleichermaßen über die Einspeisung ins Erdgasnetz geschehen, das in diesem Fall nicht nur als Transport, sondern auch als Speicher dient. Dabei kann nicht nur die Kapazität der Pipelines, sondern auch eigens vorgehaltene Speicher (z.B. Gasspeicher, Untertagespeicher) genutzt werden (Ortwein et al. 2014). Es kann allerdings nicht davon ausgegangen werden, dass diese ausschließlich für Biomethan zur Verfügung gehalten werden, sondern das biogene Gas wird mit dem fossilen Erdgas vermischt und wie dieses eingesetzt. Die THG-Minderungen, die in diesem Fall erzielt werden können,



entsprechen den in dieser Arbeit ausgewiesenen Minderungen durch den Nutzungspfad „Ersatz von Erdgas“.

An die bedarfsgerechte Bereitstellung von Biomethan werden unterschiedliche Anforderungen gestellt. Je nachdem wie lange die zeitliche Entkopplung sein soll (Minuten-, Stunden- oder Tagesreserve), kann der Prozess unterschiedlich gesteuert werden. Im Bereich der Day-Ahead-Vermarktung von wenigen Tagen bis Monaten handelt es sich um Schwankungen in der Großwetterlage, die zu einer unregelmäßigen Stromproduktion von Sonne und Wind führen bzw. um saisonale Schwankungen. Diese können durch das Fütterungsregime einer Biogasanlage (zeitweises Aussetzen der Fütterung, Fütterungsmanagement) ausgeglichen werden (Thrän und Krautz 2014). Eine zukünftige Option in diesem Segment stellt die Intermediatspeicherung dar, bei der Zwischenprodukte aus der Hydolysestufe entnommen werden. Diese lassen sich gut zwischenspeichern und sind schnell zu Methan umsetzbar, wenn sie im Bedarfsfall wieder in den Prozess gegeben werden (Ortwein et al. 2014).

Im Intraday-Bereich kommen Gasspeicher bzw. Wärmespeicher und flexible BHKW-Kapazitäten zum Einsatz; die Minutenreserve kann über Steuerungstechnik gestellt werden (Thrän und Krautz 2014). Laut (Holzhammer 2014) werden bereits 11 % der Anlagenleistung innerhalb der Direktvermarktung flexibel am Strombedarf orientiert erzeugt.

Detaillierte Analysen der Auswirkungen hinsichtlich der THG-Emissionen auf den Betrieb liegen derzeit nicht vor; möglicherweise führt die flexible Bereitstellung zu Einbußen bei den Umwandlungswirkungsgraden. Das ist vor allem für den Teillastbetrieb der BHKW zu erwarten; für den Prozess der Vergärung im Reaktor können noch keine Aussagen getroffen werden.

Den größten Posten der Investitionen bei der Umstellung auf flexiblen Betrieb machen die zusätzlichen BHKW-Leistungen bzw. der Zubau des Gasspeichers aus, während die Mehrinvestitionen in die Steuer- und Regelungstechnik vergleichsweise wenig zu Buche schlagen (Thrän und Krautz 2014).

Mehrere Faktoren deuten darauf hin, dass Biomethan als Energieträger gut geeignet ist, um flexibel zur Stromerzeugung eingesetzt zu werden und dadurch zur Stabilität des Netzes beizutragen. Zu diesen gehört, die elektrische Nennleistung von Biomethananlagen im Bereich zwischen 250 kW und 5 MW liegt, was von (Ortwein et al. 2014) als positiv eingeschätzt wird, weil Anlagen dieser Größenklasse einen geringen Transaktionsaufwand aufweisen und umgekehrt bei Ausfall nur mittlere zu ersetzende Leistungen bedeuten. Zudem sind Biomethananlagen derzeit und auch im Ausblick am Markt hinreichend vertreten, um eine Rolle im Stromsystem übernehmen zu können. Weitere Aspekte wie die Option zur Primär- und Sekundär-Regelleistung, die Fähigkeit zum schnellen Lastwechsel, der Eigenstrombedarf etc. sind Gegenstand weiterer technischer und struktureller Optimierungen.

Von der Möglichkeit der Flexibilisierung unbenommen, sind die Effekte auf die Landwirtschaft (Wertschöpfung, Arbeitsplätze, finanzielle Absicherung, Abfederung von Arbeitsspitzen, etc.) sowie die ökologischen Effekte (sonstige ökologische Effekte, also Boden-, Gewässerschutz, Biodiversität etc.; zur THG-Minderung sind weitere Untersuchungen erforderlich) die selben, die im Abschnitt 2.2 dieser Arbeit dargestellt worden sind.

## 5.7 Zwischenfazit aus Teilmodell II: Treibhausgasminderung durch Biomethan

Im Teilmodell II: Nutzung von Biomethan sind die Module D und E Ist in Kapitel 4, die Module D und E Ausblick in Kapitel 5 bearbeitet worden.

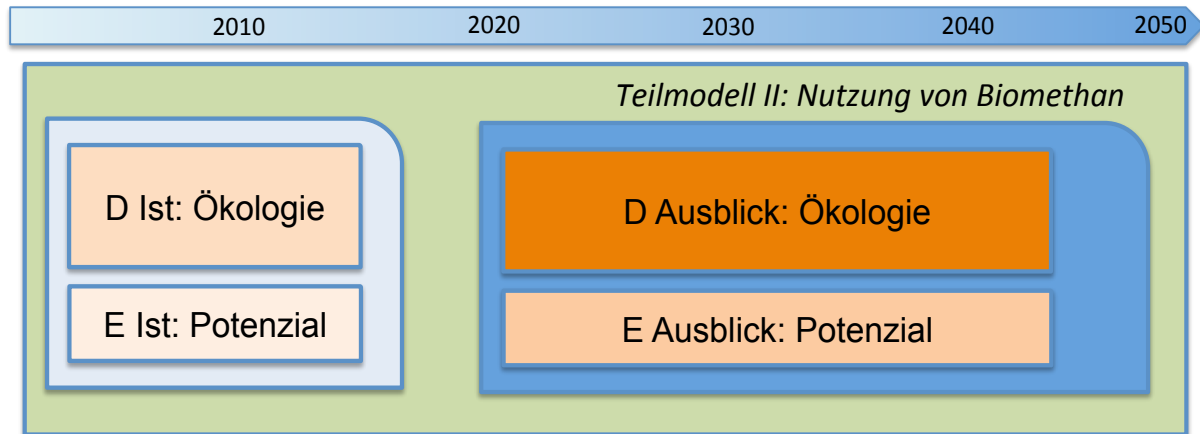


Abbildung 5-23: Teilmodell II: Nutzung von Biomethan (eigene Darstellung)

Methodisch ist zunächst die Wahl der Bezugsgrößen aufgearbeitet worden. Es ist verdeutlicht worden, dass insbesondere die Wahl des Referenzsystems von wesentlicher Bedeutung ist, da hierdurch die Ergebnisse hinsichtlich der Einsatzpriorität von Biomethan beeinflusst werden. Das gilt insbesondere für das Zusammenspiel der Strom- und Wärme-Referenz, da nach dem Gutschriftansatz die gewählte Wärmeoption auch die KWK-Verstromung beeinflusst.

In Tabelle 5-4 sind die THG-Minderungen, die durch den Einsatz von Biomethan in den verschiedenen Nutzungspfaden erzielt werden können, miteinander in Relation gesetzt. Die berechneten Zahlenwerte sind dem Datenanhang dieser Arbeit zu entnehmen; eine graphische Darstellung ist bereits in Abbildung 5-16 bis Abbildung 5-19 sowie Abbildung 5-22 gegeben worden. An dieser Stelle erfolgt daher eine verbal-argumentative Zusammenfassung, die den Anschluss an die qualitative Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 5.4 ermöglicht.

Tabelle 5-4: Übersicht über die erzielbaren THG-Minderungen der jeweiligen Optionen in Relation zueinander, nach Marginalansatz und Durchschnittsbetrachtung (verbal argumentativ; eigene Darstellung)

	<b>Marginalansatz</b>	<b>Durchschnittsbetrachtung</b>
<b>Gutschrift-Verfahren</b>		
KWK-Verstromung	beste Option bis 2030; ab 2050 unter Erdgas	2010 beste Option, ab 2015 schon hinter Kraftstoff, ab 2020 hinter Erdgas, ab 2030 hinter Wärme
reine Verstromung	zweitschlechteste Option hinter Wärme bis 2020; danach schlechteste Option. Starker Abfall bis 2050	ab 2010 schlechteste Option, negative Vermeidung ab 2045
Wärmenutzung	relativ geringe Schwankungen; Mittelfeld-Option. Besser als Erdgas-Ersatz, ab 2045 vor KWK	ab 2015 hinter Erdgas, ab 2030 besser als KWK
Kraftstoff-Nutzung	bis 2035 zweitbeste Option hinter KWK, danach beste Option	2015 - 2035 beste Option, hohe Minderungen bis 2050
Erdgas-Ersatz	schlechteste Option bis 2025, dann besser als Strom, 2050 besser als KWK	ab 2020 besser als stationäre Optionen, ab 2040 beste Option
<b>Exergie-Allokation</b>		
KWK-Verstromung	beste Option bis 2015, ab 2030 unter Erdgas, 2050 zweitschlechteste Option. Relativ starker Abfall	schon ab 2010 unter Wärme, drittbeste Option vor Strom und Erdgas. Starker Abfall. Negative Vermeidung ab 2050
reine Verstromung	2010 zweitschlechteste Option, schon ab 2015 unter Kraftstoff, ab 2030 unter Erdgas. Abfall analog KWK	schon ab 2010 schlechteste Option, unter Erdgas. Starker Abfall. Negative Vermeidung ab 2045
Wärmenutzung	ab 2020 gleichauf, ab 2030 besser als KWK. Bleibt über Erdgas. Relativ geringe Schwankungen	ab 2015 drittbeste Option unter Erdgas und Kraftstoff. Solide Minderungen bis 2050
Kraftstoff-Nutzung	ab 2020 klar beste Option. Insgesamt ansteigende Minderungen	beste Option bis 2040, danach unter Erdgas. Hohe Minderungen bis 2050
Erdgas-Ersatz	2010 schlechteste Option, ab 2030 über KWK und Strom, bleibt unter Kraftstoff und Wärme	ab 2040 beste Option, schon ab 2015 besser als stationäre Optionen

Im nun folgenden Kapitel 6 wird Modul F behandelt, indem der Politikrahmen und einige relevante Akteursgruppen untersucht und dargestellt werden. Diese Aspekte finden neben den zuvor ausführlich behandelten Rechnungen Eingang in die Abschlussbewertung im letzten Kapitel 7.

## 6 Spiegelung der Ergebnisse im Kontext von Politik und Akteuren

In der vorliegenden Arbeit sind die Potenziale und Klimawirkungen bei der Produktion und Nutzung von Biomethan als Energieträger in unterschiedlichen Einsatzbereichen untersucht und im langfristigen Ausblick dargestellt worden. Der Fokus der Arbeit liegt dabei auf der Betrachtung der THG-optimierten Einsatzmöglichkeiten vor dem Hintergrund bestehender Energieszenarien für Deutschland.

In diesem Kapitel 6 werden die erarbeiteten Ergebnisse in den Kontext der bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen gestellt, die durch die deutsche und europäische Politik gegeben sind. Zudem werden zwei der wesentlichen Akteursgruppen in Deutschland, der Fachverband Biogas sowie der Biogasrat+, vorgestellt und einige deren Argumentationslinien für den jeweils priorisierten Einsatz von Biomethan aufgezeigt.

Sowohl die gegebenen Rahmenbedingungen als auch die Positionierung der Akteure dient – ohne Anspruch auf Vollständigkeit der Abbildung – der Einordnung der notwendigen Weichenstellung, die erfolgen müsste, um die in Kapitel 5 dargestellten THG-Minderungspotenziale abrufen zu können.

### 6.1 Zielsetzungen im deutschen und europäischen Rahmen

Die Ziele der deutschen Energiepolitik werden durch Beschlüsse und Vorgaben auf der europäischen Ebene mit bestimmt. Unter den rahmengebenden Richtlinien, die für die einzelnen Mitgliedsstaaten zu berücksichtigen sind, ist im hier thematisierten Zusammenhang die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, REN 2009/28/EC; European Union 2009) die bedeutendste. Sie hat die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zur Aufgabe und legt für alle Mitgliedstaaten verbindlich die zu erreichenden Anteile an erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch fest. Bis zum Jahr 2020 soll dieser in der EU bei mindestens 20 % liegen. Damit werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, Anreize zum Ausbau des Beitrags erneuerbarer Energieträger zu schaffen.

Die Gesamtvorgabe ist auf EU-Ebene heruntergebrochen auf drei Verbrauchssektoren (Strom, Wärme und Kraftstoff). Für den Einsatz von Bioenergie sind hier vor allem die Vorgaben für den Verkehr und damit für den Kraftstoffsektor relevant. Die Vorgaben werden auf EU-Ebene komplementär durch die *Fuel Quality Directive* (European Commission 2009) reguliert, auf deutscher Ebene wurden beiderlei Vorgaben durch das Biokraftstoff-Quotengesetz (Bundesregierung 2007) sowie den Instrumentenkoffer der Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnungen (Biostrom-NachhaltigkeitsV gemäß Bundesregierung 2009a, und Biokraftstoff-NachhaltigkeitsV gemäß 2009b) umgesetzt.

Im Kraftstoffbereich ist in den letzten Jahren eine Änderung der Zielsetzung vorgenommen worden: während zunächst Anreize für einen höheren Anteil an Biokraftstoffen am Gesamtverbrauch gesetzt werden sollten, dienen die neueren Vorgaben und Regelungen eher dazu, die Quantität der eingesetzten Biokraftstoffe zugunsten der Qualität (im Sinne von Nachhaltigkeit) einzuschränken. Dies ist sicherlich auch auf verstärkte Mahnungen bezüglich der Umweltschäden durch den großmaßstäblichen Anbau von Biokraftstoffen insbesondere in Ländern wie Malaysia oder Brasilien auf Kosten von Primärwäldern (siehe z.B. Pastowski et al. 2008) sowie erweiterte THG-Bilanzierung, die Effekte durch so genannte indirekte Landnutzungsänderungen (*indirect land use changes*, iLUC) einschließen (etwa bei Fehrenbach

2007), zurückzuführen. Mit der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung hat dies zunächst zur Einführung von Nachhaltigkeitskriterien für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffe auf die vorgegebene Quote geführt. Verpflichtend sind der Nachweis über bestimmte THG-Minderungspotenziale des Biokraftstoffs gegenüber der fossilen Referenz<sup>47</sup> sowie darüber, dass der Anbau der Biomasse nicht auf „besonders schützenswerten Flächen“<sup>48</sup> erfolgt ist.

Von Bedeutung für den Einsatz von Biokraftstoffen ist der neue Vorschlag der EU Kommission „zur Verbesserung der Klimabilanz bei der Herstellung von Biokraftstoffen“ (European Commission 2012), der im Oktober 2012 vorgelegt worden ist und der Umsetzung der zuvor formulierten Ziele in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie dient. Dabei sind auch Auswirkungen auf die Nutzung von Biomethan als potentiellen Biokraftstoff zu erwarten. Durch die Schärfung der Ziel-Umsetzung mittels dieses Vorschlages soll die THG-Minderungen durch Biokraftstoffe noch weiter gesteigert werden (angelegt werden soll nun eine Minderung von 60 % gegenüber der fossilen Referenz), wobei auch Effekte durch (indirekte) Landnutzungsänderungen bei der Bilanzierung berücksichtigt werden. Dazu werden die als unvoreilhafter erkannten Biokraftstoffe der ersten Generation (Biodiesel, Bioethanol auf Basis von Zucker und Stärke) deutlich hinter die der zweiten Generation zurück gestellt. Die erste Generation soll demnach mengenmäßig etwa auf dem Produktionsstand von 2012 bleiben, während die fehlenden Mengen zur Zielerreichung von weiterhin 10 % am Kraftstoffverbrauch<sup>49</sup> verstärkt durch die zweite Generation gedeckt werden soll. Als Unterscheidungsmerkmal zwischen den beiden Generationen dienen an dieser Stelle vor allem die eingesetzten Rohstoffe: als erste Generation werden diejenigen bezeichnet, die auf Basis von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen hergestellt werden, für die zweite Generation werden nur so genannte „Non-Food“-Pflanzen eingesetzt. Durch ihre Produktion werden daher „keine Auswirkungen auf die globale Nahrungsmittelproduktion“ erwartet (European Commission 2012). Die Produktion von Biokraftstoffen der zweiten Generation soll daher durch die Möglichkeit einer Doppel- bis sogar hin zu einer Vierfach-Anrechnung der Kraftstoffmengen auf die genannte Quote verstärkt angereizt werden.

Damit erwarten deutsche Akteure und Branchenkenner, dass das vorhandene Potenzial an Rest- und Abfallstoffen quasi vollständig für die Produktion von Biokraftstoffen der zweiten Generation verwendet werden wird. Dies betrifft auch die Produktion von Biogas und Biomethan aus z.B. kommunalen und landwirtschaftlichen Reststoffen. Merkbar ist dies auf dem deutschen Erdgas-Markt bereits dadurch, dass bei einer Gesamtzahl von etwa 900 CNG-Tankstellen an rund 270 Tankstellen Biomethan als Kraftstoff angeboten wird (Gibgas 2013), wovon 115 ausschließlich mit abfallstämmigem Biomethan eines Unternehmens beliefert werden (Verbio 2013). Biomethan aus Nawaro, wie es im Fokus der vorliegenden Arbeit steht, wird dagegen deutlich weniger am Kraftstoffmarkt abgesetzt. Diese Tendenz wird sich auch im Ausblick weiter fortsetzen.

Der Rahmen für den Einsatz von Biomethan als Biokraftstoff ist damit beschrieben. Für die anderen Bereiche sind vor allem relevant:

---

<sup>47</sup> nachzeitigem Stand 35 % Minderung; ab 2017 mindestens 50 % (60 % für Neuanlagen)

<sup>48</sup> Flächen mit besonderer Biodiversität oder hohem Kohlenstoffbestand wie etwa Primärwälder, Torfmoore, etc.

<sup>49</sup> Gemeint ist der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern insgesamt, nicht nur Biokraftstoffe.

- das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Verstromung von Biomethan (ungekoppelt und in KWK) sowie das KWK-Gesetz und
- das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) zur Bereitstellung von Wärme aus Biomethan.

Der größte Teil des produzierten Biogases (rund zwei Drittel) wird in Deutschland derzeit nach EEG verstromt (Witt et al. 2012). Aussagen über die Verwendung von Biomethan sind, wie bereits in Abschnitt 4.4 dargestellt, schwieriger zu treffen, da keine offiziellen Nachweise geführt werden. Insbesondere für Biomethan aus Nawaro, wie es im Fokus dieser Arbeit ist, kann derzeit aber davon ausgegangen werden, dass die KWK-Verstromung mit EEG-Vergütung ebenfalls die hauptsächliche Verwendung darstellt. Dies deckt sich mit den Antworten der Betreiberbefragung nach (Rostek et al. 2012).

Auf die generelle Vergütungsstruktur für Biogas und Biomethan im EEG soll an dieser Stelle nicht im Detail eingegangen werden; grundsätzliche Informationen sind z.B. unter (FNR 2013b) zu finden bzw. der Gesetzestext ist bei (BRD 2012) einzusehen. Für die Verwendung von Biomethan im Sinne der dargestellten Nutzungspfade in Kapitel 5 soll jedoch hervorgehoben werden, dass mit der Novellierung und dem ab dem Jahr 2012 geltenden EEG 2012 eine stärkere Steuerung in Richtung einer effizienten Verwertung und der KWK-Verstromung vorgenommen wurde. So werden sowohl Grundvergütung als auch die oft in Anspruch genommene Einsatzstoffvergütung (vormals: Nawaro-Bonus) nur dann ausgezahlt, wenn mindestens 60 % des Stroms innerhalb eines Kalenderjahrs in KWK erzeugt wird<sup>50</sup>.

Für Biogas und Biomethan weniger relevant ist bislang das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (vollständig: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung; kurz KWKG). Ziel des Gesetzes ist es, bis zum Jahr 2020 einen Beitrag von 25 % der Stromerzeugung in Deutschland aus Kraft-Wärme-Kopplung bereitzustellen (Bundesregierung 2012b). Sowohl gemäß der Leitstudie 2012 (Nitsch et al. 2012) als auch nach Meinung von Branchenbeobachtern wie (Kirchner 2012) ist die Erreichung dieser Zielvorgabe keinesfalls ein Selbstläufer, sondern erfordert weitere Anstrengungen und Förderungen. Der Zubau der KWK-Stromerzeugung in den letzten acht Jahren (zwischen 2002 und 2010) wird zu einem großen Teil auf den Ausbau der Biomasse-KWK zurückgeführt, so dass eine Verschränkung von EEG und KWKG prinzipiell als gelungen angesehen werden kann. Die unterschiedlichen Förderzeiträume tragen dazu bei: über das KWKG werden Zuschlagszahlungen zu den gängigen Marktpreisen für wenige Jahre (typischerweise vier bis sechs Jahre) gewährt. Nach (BHKW Infozentrum 2012) ist für den Rest der Lauf- bzw. Abschreibungszeit „nach dem Wegfall des KWK-Zuschlages ein Wechsel zur Nutzung von Biomethan und in die EEG-Vergütung insbesondere für BHKW-Anlagen interessant, die viel Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen müssten. Durch den nahezu vollständigen Wegfall des Kapitaldienstes können diese KWK-Anlagen dann wirtschaftlich betrieben werden.“

Anlässlich der im Sommer 2012 anstehenden Novellierung des KWKG ist es im Umfeld der Biogasbranche zu Unruhe und Diskussionen gekommen, da die Ausgestaltung der Novelle stark unterschiedliche wahrgenommen worden ist. Aufgrund der Preisdifferenz zu Erdgas, die wohl auch im Ausblick weiter bestehen bleiben wird (siehe Abschnitt 3.2), wird der fossile

---

<sup>50</sup> Gleiches gilt für die Deckelung von Mais als Substrat, der maximal 60 % der Einsatzstoffe ausmachen darf (siehe Abschnitt 2.2.2).

Energieträger stärker durch das KWKG begünstigt, bzw. braucht der Anlagenbetreiber den zusätzlichen Bonus für erneuerbare Energieträger, den das EEG gewährt, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Der Fachverband Biogas als einer der beiden wesentlichen Lobbygruppen hat daher die Einführung eines zusätzlichen Zuschlags im KWKG für die Nutzung von Biogas und Biomethan gefordert, während der Biogasrat+ diese Forderung zurückweist (Kirchner 2012).

Starke Diskussionen und unterschiedliche Meinungen aus der Branche gibt es auch zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG; Bundesregierung 2009c). Auch dieses Gesetz soll den Anteil der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen erhöhen; es gilt sowohl für die Deckung des Wärme- und Kältebedarfs in neuen Wohn- und Nichtwohngebäuden, als auch, seit der Novellierung zum 01. Mai 2011, für den Gebäudebestand der öffentlichen Hand. Der Gebäudeeigentümer hat nach der Ausgestaltung des Gesetzes die Wahl zwischen den unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern, die zu unterschiedlichen Prozentsätzen am Gesamtbedarf des Gebäudes eingesetzt werden müssen, sowie verschiedenen Ersatzmaßnahmen wie verstärkter Dämmung, KWK oder Nah- und Fernwärme.

Nach geltender Gesetzesfassung vom 01.05.2011 kann gasförmige Biomasse – Biogas und Biomethan gleichermaßen, wobei für Biomethan die Voraussetzungen zum Produktionsprozess nach EEG gelten und die Massenbilanz eingehalten wird<sup>51</sup> - eingesetzt werden, wenn sie mindestens 30 % des Wärme- und Kältebedarfs abdeckt und in KWK bereitgestellt wird. Für die öffentliche Hand sind die Maßgaben etwas weniger restriktiv; Biogas oder Biomethan muss hier nur zu 25 % zum Gesamtbedarf beitragen und kann in KWK oder „einem Heizkessel, welcher der besten verfügbaren Technik entspricht“ (also ein Brennwert-Kessel; Bundesregierung 2009c) eingesetzt werden.

Die Vorgabe der KWK-Anwendung ist Gegenstand vieler Diskussionen und ein erheblicher Kritikpunkt der Biomethanbranche, die diese Vorgabe als „nicht technologieoffen“ hervorhebt (siehe folgenden Abschnitt 6.2) und eine Änderung des bundesweiten EEWärmeG nach dem Vorbild des entsprechenden Gesetzes aus Baden-Württemberg fordern (Landtag Baden-Württemberg 2007). Das Landesgesetz deckt den Gebäudebestand ab – für Neubauten gilt das Bundesrecht nach EEWärmeG – und fordert einen Einsatz von Biogas oder Biomethan von nur 20 % ohne weitere Vorgaben.

Nicht die Verwendung oder der Einsatz, aber die Produktion und Bereitstellung von Biomethan wird durch Gasnetzzugangsverordnung gefördert (GasNZV; Bundesregierung 2010). Demnach muss – ähnlich wie beim EEG – dem Betreiber einer Biomethananlage der privilegierte Zugang zum Erdgasnetz gewährt werden, wobei die Wahl des Anschlusspunktes, der nötigen Investitionskosten und die Zuständigkeiten von Einspeiser und Netzbetreiber geregelt werden. Das Ziel der GasNZV ist die Erhöhung des Anteils von Biomethan im Erdgasnetz und zwar bis zu einer Menge von 6 Mrd. m<sup>3</sup>/a bis 2020 und 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a bis 2030 (siehe auch Beschreibung der Ausbaupfade für Biomethan in Abschnitt 3.1.2.3).

Diskutiert wird zudem ein Biogas-Einspeisegesetz bzw. Erneuerbares-Gas-Einspeisegesetz (EGE), das die geltenden Vorgaben in Teilen ablösen oder ersetzen soll. Nähere Ausführungen dazu folgen im nächsten Abschnitt 6.2.

---

<sup>51</sup> Es darf nur die gleiche Menge an Biomethan aus dem Gasnetz entnommen werden, die an anderer Stelle eingespeist worden ist.

## 6.2 Positionierung von Branchen-Akteuren

Das bereits zitierte „Branchenbarometer Biomethan“ (Rostek et al. 2012) gibt nicht nur einen Überblick über Daten zur Anlagenentwicklung, Einspeisekapazitäten und Vermarktungspfaden, sondern beinhaltet auch ein Stimmungsbarometer der befragten Branchenakteuren. Diese werden im Projekt „Biogaspartner“ zusammengeführt und sollen einen Querschnitt über alle Marktakteure der gesamten Wertschöpfungskette Biomethan abbilden<sup>52</sup>.

Dem Barometer zufolge wird die Geschäfts- und Vermarktungslage für Biomethan zum Stand November 2012 gegenüber Juni 2012 „leicht verbessert als befriedigend“ eingeschätzt, während der Ausblick auf die zukünftige Geschäftslage mit einer „Tendenz zu schlecht“ etwas negativer ausfällt (Rostek et al. 2012). Zurückgeführt wird dies auf die aktuelle Gesetzeslage mit der komplexen Ausgestaltung des EEG sowie die Konkurrenzsituation aufgrund des KWKG (siehe vorigen Abschnitt 6.1).

Etwas detaillierter gespiegelt wird die Stimmungslage bzw. die Positionierung der Biogas- und Biomethanbranche an zwei der wesentlichen Akteursgruppen, nämlich dem Fachverband Biogas sowie dem Biogasrat+.

Von diesen steht der Fachverband Biogas<sup>53</sup> mit rund 3500 eher ländlich und dezentral orientierten Akteuren für die Biogaserzeugung und Nutzung vor Ort, während der Biogasrat+<sup>54</sup> für die großmaßstäbliche, industrielle Produktion von Biomethan und die überregionale Vermarktung steht. Aus diesen grundsätzlichen Ausrichtungen ergeben sich die jeweiligen unterschiedlichen Positionen zur besseren Förderung und Vermarktung des erneuerbaren Energieträgers. Deutlich wird dies z.B. anhand der Diskussionen um ein Biogaseinspeisegesetz, die schon seit mehreren Jahren immer wieder geführt wird.

Ein solches Erneuerbares-Gas-Einspeisegesetz (EGE) wird unter anderem vom Fachverband Biogas gefordert und soll ähnlich zum EEG ausgestaltet werden. Eckpunkte sollen vor allem ein privilegierter Gasnetzzugang mit erleichtertem Anschlussbegehren sowie eine Einspeisevergütung in Höhe der eingespeistem Gasmenge mit einer langjährigen Vergütungslaufzeit sein. Die Kosten könnten ebenfalls analog zum EEG auf alle Gaskunden umgelegt werden. In der Begründung für ein Gaseinspeisegesetz (Pellmeyer und Ruhe 2009) werden die Schwierigkeiten, die in der Praxis beim Gasnetzzugang auftreten, als wichtiges Argument genannt. Ohne die Beteiligung eines Gasnetzbetreibers an einem geplanten Einspeiseprojekt sei der Netzanschluss kaum zu realisieren. Diese Wahrnehmung deckt sich mit Berichten z.B. nach (Volk 2012) und (Rostek et al. 2012) von langwierigen und bürokratischen Netzanschlussbegehren, die das Engagement von kleineren Marktakteuren *de facto* verhindern. Gleiches gilt, da der Biogasanlagenbetreiber nach der derzeitigen Vergütungsstruktur über das EEG sein Projekt nicht unabhängig von der Gasverwendung wirtschaftlich darstellen kann: vergütet wird erst die energetische Umsetzung, nicht die reine Einspeisung. Die Organisation über die gesamte Wertschöpfungskette von der Einspeisung über die Durchleitung, Ausspeisung bis zur Verstromung mit Wärmenutzungsvertrag stellt aber in vielen Fällen eine Überforderung kleinerer Akteure dar. Ein Gaseinspeisegesetz zielt demgegenüber darauf, auch den Betreibern kleinerer und mittlerer Biogasanlagen die Einspeisung auch ohne Beteiligung größerer Akteure der Gas- und Energiewirtschaft zu ermöglichen. Auf diese

---

<sup>52</sup> [www.biogaspartner.de](http://www.biogaspartner.de)

<sup>53</sup> [www.biogas.org](http://www.biogas.org)

<sup>54</sup> [www.biogasrat.de](http://www.biogasrat.de)



Weise werden mehr potentielle Marktteilnehmer angesprochen, was europaweit eine bessere Aufstellung der deutschen Akteure zur Folge haben würde (Pellmeyer und Ruhe 2009). Zudem werden allen Einspeisewilligen durch garantierte Einspeisevergütungen Planungs- und Investitionssicherheit geboten (Jordan und Arnold 2010). Durch eine Kopplung des Gaseinspeisegesetzes EGE mit dem EEG sollen weiterhin effiziente Nutzungspfade wie die KWK bessergestellt und angereizt und außerdem die Umlage auf den Erdgaspreis so gering wie möglich gehalten werden.

Demgegenüber spricht sich der Biogasrat+ für eine Optimierung und Schärfung der bestehenden Gesetze zur Förderung von Biomethan anstelle eines neuen Gaseinspeisegesetzes aus. Als wichtigstes Argument dieser Seite wird genannt, dass durch die Einführung eines neues Instrumentes ein Investitionsstau im Zeitraum bis zur Ausgestaltung und Verabschiedung des Gesetzes geschaffen und solange keine neue Investitionen angeregt würden (Bahr 2009). Diese sind aber dringend notwendig, um die Wirtschaftlichkeit von Biomethan weiter voranzutreiben und nach (Pellmeyer und Ruhe 2009) sogar eine Konkurrenzfähigkeit zum Erdgas zu schaffen. Gegen feste Vergütungsstrukturen, wie im Falle des EGE vorgeschlagen, wird angeführt, dass der größte Teil der Gesteungskosten für Biomethan auf Substratkosten entfällt (siehe auch Abschnitt 2.3 dieser Arbeit) und damit von saisonalen und jährlichen Schwankungen abhängig ist. Anstelle einer im voraus festgelegten Vergütung sollten daher eher Investitionsanreize gegeben werden. Der Biogasrat+ vertritt zudem Akteure, die nicht nur im Bereich der Biomethanerzeugung, sondern auch aus Gasversorgungsunternehmen stammen oder Gasnetzbetreiber sind. Für diese ist eine Erhöhung der Erdgaspreise durch eine Biomethan-Umlage nicht akzeptabel (Pellmeyer und Ruhe 2009). Bei der Diskussion der Umlage ist außerdem zu beachten, dass anders als bei der Umlage im Stromsektor nicht alle Endverbraucher gleichermaßen, sondern nur die Abnehmer für Gas die Umlage zu zahlen haben, die Gaskunden und damit auch die Gasversorger gegenüber anderen Energieträgern schlechter gestellt werden (Jordan und Arnold 2010). Zumal wird gefürchtet, dass durch die Förderung auch weniger wirtschaftlicher Einspeiseprojekte die Gaskosten übermäßig steigen könnten.

Schlussendlich wird gegen das Einspeisegesetz argumentiert, dass der Ausbau von Biomethan als „vorrangiges Ziel die zügige Marktintegration“ haben soll, und „und gerade nicht die reine Mengenförderung, ohne dass das Biomethan einer effizienten Verwendung zugeführt wird“ (Bahr 2009).

In diesem Zusammenhang sei nochmals auf die THG-optimierte Einsatz-Priorität für Biomethan verwiesen, laut der die gezielte Umsetzung in den Einsatzbereichen KWK, Kraftstoff- und Wärmebereitstellung höhere spezifische THG-Minderungen mit sich bringt als der reine Ersatz des Energieträgers Erdgas. Allerdings schlägt der Biogasrat+ im Gegenzug eine Biomethanquote am allgemeinen Erdgasabsatz ohne Vergütungs- oder Abnahmegarantie vor. Dadurch würden vor allem die großmaßstäblich operierenden Akteure angesprochen, das Biomethan in erster Linie durch den Zubau industrieller Großanlagen bereitzustellen, während Betreiber kleiner und mittlerer Biogasanlagen vom Biomethan-Markt faktisch ausgeschlossen werden würden (Jordan und Arnold 2010).

Als weiterer Aspekt wird gefordert, mindestens das EEWärmeG so technologieoffen zu gestalten, dass Biomethan nicht nur in KWK, sondern auch in ungekoppelter Wärmebereitstellung eingesetzt werden kann. Außerdem soll der Geltungsbereich des Gesetzes auf den Gebäudebestand ausgeweitet werden. Auf diese Weise soll der Absatz von Biomethan wei-

ter angeregt werden, da man sich eine verstärkte Nachfrage verspricht. Diese würde dann ebenfalls vor allem durch großmaßstäbliche Biomethananlagen gedeckt werden.

### **6.3 Weichenstellungen zur Verwendung von Biomethan im mittelfristigen Ausblick**

Aus den Ausführungen im obigen Abschnitt 6.1 zu den europäischen Vorgaben zur Nutzung von Biokraftstoffen geht hervor, dass mittelfristig vor allem Biokraftstoffe der zweiten Generation – hier sind so genannte *Non-Food*-Kraftstoffe gemeint – eingesetzt werden sollen. Biokraftstoffe, die auf Basis von Energiepflanzen erzeugt werden und damit in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, werden über ihren bisherigen Anteil von ca. 5 % am Gesamtbedarf auf die Erfüllungspflicht nicht angerechnet.

Damit bzw. mit der Umsetzung der EU-Vorgabe in nationales Recht, wird auch der Einsatz von Nawaro-Biomethan als Kraftstoff stark begrenzt. Dies gilt, obwohl in Abschnitt 5.3 der vorliegenden Arbeit gezeigt worden ist, dass durch die Kraftstoffnutzung und die damit einhergehende Verdrängung der fossilen Kraftstoffen Benzin und Diesel im Ausblick die höchsten THG-Minderungen mittels Biomethan erzielt werden können. Es gilt allerdings auch, dass die Produktion von abfallstämmigem Biomethan *per se* weniger THG-intensiv ist als Nawaro-Biomethan und die resultierenden THG-Minderungen damit für alle Bereiche noch höher ausfallen.

KWK-Anwendungen werden durch die geltende Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetz weiter verstärkt angereizt. Das ist im Kontext der Ergebnisse aus Abschnitt 5.3 der richtige Weg zu einer THG-optimierten Nutzung von Biomethan, da durch KWK prinzipiell und auch für den Fall des Einsatzes von Biomethan hohe Emissionsminderungen erzielt werden können. Der in dieser Arbeit zugrunde gelegte Ausbau der Biomethan-KWK leitet sich eng von den Annahmen der Leitstudie 2012 nach (Nitsch et al. 2012) ab. Es bleibt zu bedenken, dass dieser Ausbaupfad kein Selbstläufer ist, sondern weitere Förderung notwendig ist, um die angenommenen Zubauzahlen auch zu erreichen (Nitsch et al. 2012).

Die Vorschriften zur Nutzung bzw. zur Erfüllungspflicht des EEWärmeG durch Biomethan werfen erneut die Frage auf, inwieweit Biomethan über den Ersatz des Energieträgers Erdgas hinaus THG-Emissionen mindern kann. Wird Biomethan zu 30 % am Gesamtwärmebedarf – oder auch nur 20 % wie im Fall des baden-württembergischen Gesetzes – eingesetzt, liegt die Vermutung nahe, dass es sich um eine (bilanzielle) Beimischung von Biomethan zur Erdgasversorgung des Objekts handelt. In diesem Fall ist nur die Differenz in der Vorkette bzw. im Kohlenstoffgehalt der Energieträger für die THG-Minderung zu werten (siehe Abschnitt 4.2). Erschwerend kommt für den Einsatzbereich nach EEWärmeG hinzu, dass durch die Anrechnung von Biomethan keine anderen erneuerbaren Energieträger wie Solar- oder Geothermie oder Ersatzmaßnahmen wie verstärkte Dämmung eingesetzt werden. Diese bringen aber möglicherweise ein noch höheres Emissionsminderungspotenzial mit sich. Aus diesen Überlegungen folgt, dass die geltenden Vorgaben des EEWärmeG für Biomethan nicht noch weiter gelockert werden sollten.

Ein Biogaseinspeisegesetz zielt ebenfalls in Richtung Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan. Auch in diesem Fall sind THG-Einsparungen zu erwarten; diese liegen aber gerade mittelfristig doch deutlich unter den Minderungspotenzialen, die sich durch einen gezielten Einsatz von Biomethan in KWK-Anwendungen, als Kraftstoff oder zur Wärmebe-

reitstellung erreichen lassen. Bis 2025 ist sogar die ungekoppelte Verstromung vorteilhafter. Ein Biogaseinspeisegesetz ist damit nicht der richtige Weg, um einen optimierten Einsatz im Sinne einer maximalen THG-Minderungspotenziale durch Biomethan zu erschließen.

Diese Aussagen gelten bei Anwendung des Marginalansatzes; wird eine Durchschnittsbetrachtung angelegt, wäre der Ersatz von Erdgas schon ab 2020 günstiger als die Nutzung in den Einsatzbereichen (mit Ausnahme der Kraftstoffnutzung; diese wird ab 2040 nachteiliger), da die erzielbaren THG-Minderungen höher sind.

Wie in Abschnitt 5.2 dargelegt ist, ist die Durchschnittsbetrachtung aber gerade im langfristigen Ausblick nicht zielführend, da sie die einzelnen erneuerbaren Energieträger in Konkurrenz zueinander stellt.

## 7 Fazit und Diskussion

In der vorliegenden Arbeit sind die verfügbaren Potenziale an Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe in Deutschland mit den ökologischen und ökonomischen Kenndaten (THG-Emissionsfaktoren und Gas-Gestehungskosten) sowohl statisch für das Bezugsjahr 2010 als auch im mittel- bis langfristigen Ausblick untersucht worden (Teilmodell I).

Zudem ist ein Abgleich der verschiedenen Einsatzbereiche von Biomethan erfolgt, um vor dem Hintergrund des sich ebenfalls dynamisch entwickelnden Energiesystems zu ermitteln, durch welchen der Nutzungspfade (KWK, Strom, Wärme, Kraftstoff, Ersatz von Erdgas) sich der höchstmögliche Beitrag zum Klimaschutz durch die maximale Einsparung von Treibhausgasen (THG) erzielen lässt (Teilmodell II).

Die Ergebnisse werden im folgenden zusammengefasst, bevor ein Fazit zur Priorisierung der Einsatzmöglichkeiten gezogen sowie ein Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf gegeben wird.

### 7.1 Zusammenfassung

Nach sechs Jahren Betriebserfahrung sind in Deutschland zum Anfang des Jahre 2013 insgesamt 110 Biomethananlagen in Betrieb, die zusammen eine Einspeisekapazität von 68.600 Nm<sup>3</sup> Methan/h oder 0,5 Mrd.m<sup>3</sup> Methan/a haben. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Großteil des erzeugten Biomethans derzeit in KWK-Anwendungen eingesetzt wird, während sowohl im Kraftstoff- als auch im Wärmesektor nur geringere Mengen abgesetzt werden.

Nach dem Stand der Technik (Bezugsjahr 2010) kann Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe in großmaßstäblichen, industriell geführten Anlagen mit einem THG-Emissionsfaktor von durchschnittlich rund 84 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh Methan erzeugt werden, wenn Substrate aus regional angepassten Fruchtfolgen verwendet werden. Dieser Wert liegt um rund 16 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh Methan oder 20 % höher, als es bei Einsatz von ausschließlich Mais als gängigstem Substrat mit den geringsten THG-Emissionen der Fall wäre. Im Gegensatz zu einer „Monokultur Mais“ ist die Erzeugung von Biogassubstraten in regional angepassten Fruchtfolgen aber nicht mit zusätzlichen negativen Folgen im Vergleich zur konventionellen Landwirtschaft verbunden. Die Erzeugung der Substrate ist der Teil der technischen Prozesskette Biomethan, der die meisten THG-Emissionen verursacht. Dies gilt für die hier betrachteten industriell geführten Anlagen, die mindestens nach dem Stand der Technik bzw. nach optimierter Technik betrieben werden und z. B. über ein abgedecktes Gärrestlager sowie eine thermische Nachbehandlung der Aufbereitungsstufe (PSA oder DWW) verfügen.

Der spezifische THG-Emissionsfaktor wird im Zeitverlauf beschrieben, indem auf der Grundlage des Vergleichs der beiden Anlagentypen „Stand der Technik 2008“ und „optimierte Technik 2010“ eine Technologie-Lernkurve mit dem Lernfaktor  $F_{LCA}$  entwickelt und auf den derzeitigen Emissionsfaktor angewandt worden ist. Auf dieser Basis wird abgeschätzt, dass sich der THG-Emissionsfaktor von Biomethan im Ausblick bis 2050 auf rund 40 % des Wertes von 2010 (2030: ca. 56 %) bzw. bis auf 34 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh Methan (2030: 47 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh Methan) reduziert.

Die Gestehungskosten werden im Bezugsjahr 2010 mit rund 8,5 € ct/kWh Methan angesetzt. Im Ausblick kann das Biomethan zu Gestehungskosten von ca. 9,8 € ct/kWh Methan in 2050 (2030: 8,7 € ct/kWh Methan) bereitgestellt werden. Die Steigerung der Kosten ist auf die er-

wartbaren Preissteigerungen der biogenen Rohstoffe einerseits und der Energiepreise andererseits zurückgeführt werden, die beide für den Anlagenbetreiber als Kosten zu verbuchen sind. Für den Betrieb der Anlage sind dagegen sinkende Kosten auf Basis einer Kosten-Lernkurve angesetzt worden.

Dem Lernkurvenansatz liegt ein Ausbaupfad und damit ein Mengengerüst für Biomethan zugrunde, der anhand der durchgeführten Potenzialanalyse bestimmt worden ist. Als Basis dient die Ermittlung der Ackerfläche in Deutschland, die nicht zur rechnerischen Selbst-Versorgung Deutschlands mit Nahrungsmitteln benötigt wird. Dabei sind demographische Entwicklungen und Ertragssteigerungen im konventionellen und Energiepflanzenbau einbezogen worden. Durch die Berücksichtigung von Naturschutzanforderungen ist die Betrachtung zu einem technisch-nachhaltigen Potenzial erweitert worden. Nutzungskonkurrenzen zur stofflichen und anderen energetischen Nutzungen von Biomasse, sowie Aspekte des Anlagenbaus bzw. der Projektrealisierung sind ebenfalls in die Betrachtung eingegangen.

Ausgehend von einer Einspeisekapazität von 0,25 Mrd.m<sup>3</sup> Methan/a in 2010 können demnach in 2050 über 20 Mrd.m<sup>3</sup> Methan/a eingespeist werden. Die Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung werden mit 2,2 Mrd.m<sup>3</sup> Methan/a in 2020 und 6,2 Mrd.m<sup>3</sup> Methan/a in 2030 allerdings zunächst verfehlt. Die erheblichen Steigerungen im Ausblick sind dabei unter anderem auf die angenommenen Ertragssteigerungen sowohl der konventionellen Landwirtschaft zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion als auch für Energiepflanzen zurückzuführen.

Bei der Erzeugung von Biomethan werden zunächst Treibhausgase freigesetzt. Durch den Ersatz von anderen, fossilen Energieträgern kann der Einsatz von Biomethan aber zum Klimaschutz durch THG-Vermeidung beitragen. Dies gilt in unterschiedlichem Maße, abhängig von den ersetzten Referenz-Technologien. Je höher die Emissionen, die durch das Referenzsystem verursacht werden, desto höher ist das Vermeidungspotenzial durch eine emissionsärmere Technik. Neben der reinen THG-Optimierung sind noch weitere Aspekte zu beachten, nämlich – vor allem bei der Stromerzeugung – die Einsatzplanung inklusive Laufzeiten, Regelbarkeit, Verfügbarkeit (insbesondere bei regenerativen Energieträgern), aber auch die Wirtschaftlichkeit und *Merit Order*. Diese Aspekte stehen aber nicht im Fokus dieser Arbeit.

Die Wahl des Bezugssystems (Durchschnittsbetrachtung oder Marginalansatz) beeinflussen insbesondere im Ausblick das Ergebnis und damit die Einsatzpriorität. Bei der Durchschnittsbetrachtung wird für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung der zum Betrachtungszeitpunkt gängige Durchschnitt der deutschen Versorgungsstrukturen angesetzt, also der deutsche Kraftwerkspark, der Mix an Kraftstoffen und Wärmeversorgungs-Optionen. Gerade vor dem Hintergrund der Energiewende muss es aber zunehmend zu einem Ersatz der konventionellen, fossil-basierten durch die regenerative Energieversorgung kommen. Dabei darf keine Konkurrenzsituation der erneuerbaren Energieträger untereinander entstehen, da alle erneuerbaren Energieträger benötigt werden. Die Durchschnittsbetrachtung wird in diesem Kontext gerade im langfristigen Ausblick nicht als zielführend angesehen. Biomethan sollte daher gezielt so eingesetzt werden, dass es nicht den Mix, sondern einzelne fossile Anlagen, etwa Gas- oder Kohlekraftwerke ersetzt (Marginalansatz).

Als Hintergrund für erzielbaren THG-Minderungen in den Einsatzbereichen im dynamischen Ausblick wird die Entwicklung des Energiesystem nach den Langfristszenarien 2012 (Nitsch et al. 2012) zugrunde gelegt.

Durch geschickte Wahl des Referenzsystems ist es möglich, das Ergebnis der Einsatzpriorität für Biomethan mindestens in seiner Eindeutigkeit zu beeinflussen. In der wissenschaftlichen Debatte ist daher besonderer Wert auf Transparenz der Annahmen zu legen. Das gilt insbesondere für das Zusammenspiel der Strom- und Wärme-Referenz, da nach dem Gut-schriftansatz die gewählte Wärmeoption auch die KWK-Verstromung beeinflusst.

Mittelfristig (bis etwa 2030) hat bei konsistentem Ansatz der Einsatz von Biomethan in der KWK die höchste Priorität, da hier die höchsten THG-Minderungen erreicht werden können; an zweiter Stelle steht der Einsatz als Kraftstoff. Sowohl die reine Verstromung ohne Wärmenutzung als auch die reine Wärmenutzung erzielen THG-Vermeidungen in sehr ähnlicher Größenordnung wie der Ersatz des Energieträgers Erdgas durch Biomethan. Langfristig (ab 2030 bis 2050) ist die Einsatzpriorität von KWK und Kraftstoffnutzung vertauscht. Die ungekoppelte Wärmebereitstellung bleibt vor dem Ersatz von Erdgas als Energieträger; die ungekoppelte Stromerzeugung ist die schlechteste Option zur THG-Minderung.

Durch den geschickten Einsatz von Biomethan (etwa in der KWK-Verstromung) kann also eine höhere THG-Minderung erzielt werden, als es der Fall ist, wenn man Biomethan nur als Ersatz für Erdgas betrachtet und nur den Vorteil aufgrund der Unterschiede der spezifischen THG-Emissionsfaktoren anrechnet. Das setzt aber einen Einsatz von Biomethan in Anwendungsfeldern voraus, die nicht vorher mit Erdgas bedient worden sind, sondern die Erschließung neuer Märkte (etwa den Ausbau der KWK) für Biomethan.

Aus den Langfristszenarien werden auch Annahmen für das Mengengerüst Biomethan in den Sektoren für die KWK-Anwendungen und den Erdgaseinsatz als Kraftstoff abgeleitet. Annahmen zur ungekoppelten Wärmebereitstellung aus Biomethan sind (Kleemann 2009) entnommen. Im Kontext der Energiesystemanalyse wird deutlich, dass das ermittelte Potenzial an Biomethan nach dem Ausbaupfad insbesondere im Ausblick nach 2030 die Nachfrage aus den Sektoren übersteigt. Es wird daher in 2050 eine Menge an rund 100 TWh/a an Biomethan zusätzlich frei (2040: 30 TWh/a). Aufgrund der spezifischen Minderungspotenziale wäre eine zusätzliche Verwendung von Biomethan als Kraftstoff die vorteilhafteste Variante. Dies scheint aber wegen der Schwierigkeiten bei der Etablierung von gasförmigen Kraftstoffen in Deutschland wenig realistisch.

Der gezielte Einsatz von Biomethan in verschiedenen Sektoren unterscheidet sich deutlich positiv von dem reinen Ersatz von Erdgas als Energieträger. Das schlägt sich auch in den absoluten THG-Minderungen der Mengengerüste bis 2050 nieder: wird das zusätzliche Biomethan in KWK verstromt, können insgesamt rund 733 Mio. t CO<sub>2äq</sub> an Treibhausgasen über den Betrachtungszeitraum bis 2050 gespart werden, bei reinem Erdgasersatz sind es mit rund 600 Mio. t CO<sub>2äq</sub> etwa 20 % weniger.

Die zusätzlich frei werdenden Mengen an Biomethan können alternativ auch gar nicht erst produziert werden; dies würde zu einer Freisetzung von Ackerfläche von rund 0,9 Mio. ha in 2050 führen.

## 7.2 Grenzen der vorliegenden Arbeit

Die vorliegende Arbeit leistet einen Beitrag zur Beantwortung der zentralen Forschungsfrage, in welchen Sektoren Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland THG-optimiert am besten eingesetzt werden sollte. Dazu wird eine integrierte Betrachtung gewählt, die auf verschiedenen Teilbereichen der Ingenieurwissenschaften fußt. Dabei sind

---

teilweise methodische Abgrenzungen getroffen worden, die bei der Diskussion der Ergebnisse zu beachten sind. Diese sind im Folgenden gelistet.

- **Dynamisierung der Ökobilanz mittels Technologie-Lernkurven:**  
Hier ist methodisch Neuland betreten worden. Die Weiterentwicklung von Kosten- zu Technologielerlernkurven ist derzeit noch nicht etabliert, so dass erst weitere Beschäftigung von sowohl wissenschaftlicher Seite als auch durch Beobachtungen in der Praxis zeigen werden, wie gut sich das Konzept eignet, um Erwartungen an tatsächliche Entwicklungen zu beschreiben.
- **Potenzialanalyse für Biomethan in Deutschland:**  
Es ist ein technisches Potenzial unter Berücksichtigung von Naturschutzaspekten ermittelt worden. Erfahrungen aus der praktischen Umsetzungen zeigen, dass das realisierbare Potenzial in der Regel nur eine Teilmenge des wirtschaftlichen, dieses wiederum nur eine Teilmenge des technischen Potenzials bildet (wie am Beginn von Kapitel 3.1.1 dargestellt).  
Zudem orientiert sich die Potenzialabschätzung an den eher virtuellen Grenzen Deutschlands. In der Praxis lassen sich der Nahrungsmittelbedarf und die –produktion nicht an Nationengrenzen abschneiden. Über die tatsächlich benötigten und gehandelten Mengen an Nahrungs- und Futtermittel kann in diesem Rahmen keine Aussage gemacht werden. Dies gilt ebenso für die Flächen und Biomasse-Mengen, die global unter robusten Nachhaltigkeitsanforderungen zur Verfügung stehen. Es gilt aber, dass die globalen Bevölkerungszahlen nicht zurückgehen, sondern im Ausblick weiter zunehmen, so dass weltweit auch entsprechend mehr an Ackerfläche zur Bereitstellung von Nahrungs- und Futtermitteln benötigt wird.
- **Gas-Gestehungskosten im Ausblick / Agrar-wirtschaftliche Komponente**  
Die Ermittlung der Gas-Gestehungskosten im Ausblick basiert neben der angenommenen technischen Weiterentwicklung von Biomethan-Anlagen stark auf Annahmen zur Entwicklung der Substratpreise sowie der Preise für (fossile) Energieträger. Beide werden am Weltmarkt gebildet und sich starken Schwankungen unterworfen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sind die mittel- und langfristigen Preisannahmen aus vorliegender Literatur entnommen. Insbesondere die erwartbare Preisentwicklung für landwirtschaftliche Erzeugnisse stellt ein weites Feld dar, dem sich die Agrar-Wirtschaft als eigener Wissenschafts-Zweig widmet. Die vorliegende ingenieurwissenschaftliche Arbeit stößt hier an ihre Grenzen.
- **Szenarienanalyse zur Bestimmung der Einsatzpriorität:**  
Szenarien sind keine Prognosen, sondern dienen der Einordnung von Entwicklungen und Trends bestimmten, zuvor definierten Voraussetzungen. Dies gilt insbesondere für die hier verwendeten normativen Szenarien. Systembrüche durch z.B. Extrem-Ereignisse können in Szenarien nicht abgebildet werden; und auch die Entwicklung von ökonomischen Daten werden nur in der Tendenz, aber nicht punktgenau beschrieben (Beispiel: die Preisentwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate bleibt derzeit deutlich hinter früheren Erwartungen zurück; siehe auch Abschnitt 5.2.1.2).

Zudem ist durch die Begrenzung des Forschungsfeldes auf „Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen“ ein großer Bereich aus der Diskussion ausgenommen worden, nämlich die Bereitstellung von Biomethan aus Reststoffen. Aktuelle Diskussionen und Studien schreiben der Nutzung von Reststoffen aus Kommunen, Industrie und Landwirtschaft ein deutlich höheres Potenzial zur THG-Minderung zu, als es für das hier betrachtete Gas aus gezielt angebaute Energiepflanzen der Fall ist. Das erschließt sich bereits durch einen Blick auf die in Kapitel 2.2 beschriebene THG-Bilanz: die Emissionen stammen zu einem großen Teil (rund 60 %) aus der landwirtschaftlichen Produktion der Substrate.

Bei Nutzung von Reststoffen entfällt außerdem die Diskussion um sonstige ökologische Wirkungen der Substratbereitstellung sowie um die Gefahren von Monokulturen etc. Auf der anderen Seite entfällt auch die aktive Teilhabe der Landwirte an der Energiewende. Eine abschließende Diskussion um die Nutzung von entweder nachwachsenden Rohstoffen oder Reststoffen zur Biomethan-Bereitstellung wird daher nicht als zielführend angesehen und ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

Mit der Nutzung von Biomasse zur energetischen Nutzung werden auch weiterhin generelle Diskussionen verbunden sein, die zum einen die Nachhaltigkeit der Erzeugung, zum anderen aber auch noch grundsätzlichere Fragen wie die Ethik der Bioenergie generell betreffen. In jüngster Zeit ist das nochmals deutlich geworden anhand der Leopoldina-Studie zur Bioenergienutzung (Anton (Red.) und Steinicke (Red.) 2012) sowie den zahlreichen kritischen Stellungnahmen dazu (beispielhaft siehe Isermeyer et al. 2012; Meyer und Leible 2012).

Trotz der hier aufgeführten Diskussionspunkte ist die vorliegende Arbeit geeignet, einen Beitrag zur Bewertung der Bereitstellung und Nutzung von Biomethan zu leisten.

### **7.3 Fazit**

Im Fokus der Arbeit steht dabei die Erzeugung von Biomethan auf Basis nachwachsender Rohstoffe in Deutschland, wobei der Betrieb in großmaßstäblichen, industriell geführten Anlagen vorausgesetzt wird. Die Ergebnisse sind nicht in jedem Fall auf kleinere, eher landwirtschaftliche Anlagen zu übertragen. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die Produktion von Biogas und Biomethan nach dem jeweils besten Stand der Technik betrieben werden sollte, um THG-Emissionen etwa durch offene Gärrestlager, zu hohe diffuse Methanemissionen aus dem Fermenter oder Methanverluste bei der Aufbereitung zu vermeiden.

Der Anbau der Substrate sollte in regional angepassten Fruchtfolgen erfolgen, auch wenn die resultierende THG-Bilanz des Biomethans um rund 20 % höher ausfällt als bei Nutzung von Mais als dem gängigsten und emissionsärmsten Substrat. Die positiven Effekte auf die lokale Umwelt in Form von Biodiversität sowie auf die Landwirtschaft (Ertragssicherung, Entzerrung von Arbeitsspitzen, etc.) überwiegen in diesem Fall den THG-Vorteil. In diesem Sinne ist der so genannte „Mais-Deckel“ von 60 % maximalem Anteil am gesamten Substrat im novellierten EEG 2012 durchaus positiv zu sehen.

Das produzierte Biomethan sollte in Deutschland am besten in KWK-Anwendungen eingesetzt werden, da hier die meisten THG-Einsparungen zu erreichen sind. Im weiten Ausblick wird die Nutzung als Kraftstoff zwar rechnerisch vorteilhafter; die im Kraftstoffsektor absetz-



baren Mengen an gasförmigen Kraftstoffen sind in Deutschland aber begrenzt. Demzufolge sollte der KWK-Sektor größte Aufmerksamkeit und Förderung erfahren, um die zusätzlichen Mengen an Biomethan sinnvoll aufzunehmen und so den höchsten Klimaschutzbeitrag zu leisten.

#### **7.4 Weiterer Forschungsbedarf**

Unter den erneuerbaren Energieträgern ist Bioenergie allgemein und speziell Biomethan für die Integration bzw. den Umbau des Energiesystems gut geeignet, da es sich um speicherbare Energieträger handelt. Insbesondere Biomethan hat daher das Potenzial, als Regelenergie für den Ausgleich der fluktuierenden Energiebereitstellung durch z. B. Sonnen- und Windenergie zu sorgen. Biogasanlagen werden derzeit ebenfalls größtenteils kontinuierlich in Grundlast betrieben, da so der wirtschaftliche Betrieb am besten sichergestellt werden kann. Im Kontext der Regelenergieversorgung stellt sich daher die Frage der Speicherbarkeit von Biogas und Biomethan, wobei die Herausforderung in der ökonomischen Optimierung besteht. Das Erdgasnetz kann in begrenztem Maße ebenfalls als Speicher dienen.

Die resultierenden THG-Minderungen, die durch den Einsatz von Biomethan als Regelenergie zu erreichen sind, sind auf der Basis von Modellierungen des Einsatzes von Biomethan in den verschiedenen Einsatzbereichen im Energiesystem zu berechnen. Die vorliegende Arbeit kann dabei zur grundsätzlichen Orientierung beitragen.

Verknüpft mit dem Stichwort „Power-to-Gas“ (siehe z.B. dena 2013) können sich zudem neue Optionen sowohl für die Integration von Biomethan ins Energiesystem und damit die Vermarktung, als auch für die Verbesserung der THG-Bilanz ergeben. Wird das bei der Biomethanproduktion abgetrennte CO<sub>2</sub> aufgefangen und mit Wasserstoff zu einem erneuerbaren Methan kombiniert, kann unter der Voraussetzung, dass das CO<sub>2</sub> entweder dauerhaft gebunden wird oder an anderer Stelle bilanziert wird, aus Biomethan tatsächlich ein „CO<sub>2</sub>-freier“ Energieträger werden (Arnold 2012). Es besteht jedoch weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Realisierbarkeit, der Wirtschaftlichkeit sowie zu Fragen der Ökobilanzierung.

## 8 Literatur- und Quellenverzeichnis

- Adelt, M.; Wolf, D.; Vogel, A. (2011): LCA of biomethane. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 3(5)646–650.
- Anton (Red.), C.; Steinicke (Red.), H. (2012): Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen. Empfehlungen. Halle (Saale): Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaften. [http://www.solarify.eu/wp-content/uploads/2012/07/201207\\_Leopoldina-Empfehlungen\\_Bioenergie.pdf](http://www.solarify.eu/wp-content/uploads/2012/07/201207_Leopoldina-Empfehlungen_Bioenergie.pdf). Last access: 11 April 2013.
- Arnold, K. (2010): Life cycle assessment of greenhouse gas mitigation of production and use of bio-methane: sensitivity of effects from N<sub>2</sub>O emissions. *Journal of Integrative Environmental Sciences* 7(S1)257–267.
- Arnold, K. (2011): Greenhouse gas balance of bio-methane—which substrates are suitable? *Energy Science and Technology* 1(2)67–75.
- Arnold, K. (2012): Biomethan und CO<sub>2</sub>-Nutzung: erhöhter Klimaschutzbeitrag durch Netto-Senke? Gehalten auf der ; Jahrestagung Fachverband Biogas, Bremen.
- Arnold, K.; Dienst, C.; Lechtenböhmer, S. (2010): Integrierte Treibhausgasbewertung der Prozessketten von Erdgas und industriellem Biomethan in Deutschland. *Umweltwissenschaften und Schadstoff-Forschung* 22(2)135–152.
- Arnold, K.; Vetter, A. (2010): Klima-und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut, Wuppertal Papers 182.
- Bachmaier, J.; Gronauer, A. (2007): Klimabilanz von Biogasstrom. Klimabilanz der energetischen Nutzung von Biogas aus Wirtschaftsdüngern und nachwachsenden Rohstoffen LfL-Information 1.
- Bahr, M. (2009): Einspeisegesetz für Bioerdgas verwässert Anreize // Bestehende Gesetze optimieren, europaweiten Handel anstreben. Pressemitteilung. Berlin: Biogasrat+.
- Barzantny, K.; Vomberg, S.; Achner, S. (2009): Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland. (Greenpeace e.V., Hrsg.). Hamburg, Aachen. [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/klima/Plan\\_B\\_2050\\_lanng.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lanng.pdf)
- BHKW Infozentrum (2012): Ist das neue KWK-Gesetz der Totengräber für Biome than? [http://www.bhkw-infozentrum.de/kwk-gesetz\\_2012/kwkg\\_kontra\\_biomethan-bhkw\\_eeg.html](http://www.bhkw-infozentrum.de/kwk-gesetz_2012/kwkg_kontra_biomethan-bhkw_eeg.html). Last access: 08 April 2013.
- BMELV (2009): Statistischer Monatsbericht: Selbstversorgungsgrad bei landwirtschaftlichen Erzeugnissen. No. SJT-4010200-0000; Tabelle 207. Bonn: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. <http://berichte.bmelv-statistik.de/SJT-4010200-0000.pdf>
- BMELV (2011): Deutscher Außenhandel mit Agrar- und Ernährungsgütern Daten und Fakten. Berlin: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. <http://berichte.bmelv-statistik.de/AHB-4002010-2010.pdf>
- BMELV; BMU (2009): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU (2011): Erneuerbare Energien in Zahlen -nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

- BMWi (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. No. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück: ewi, gws, prognos.
- BMWi; BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts. Berlin: Bundesregierung.  
[www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/dokumente.html](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/dokumente.html). Last access: 22 Juli 2014.
- BMWi; BMU (2011): Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende. [www.bmu.de/energiewende/beschluesse\\_und\\_massnahmen/doc/47465.php](http://www.bmu.de/energiewende/beschluesse_und_massnahmen/doc/47465.php). Last access: 30 Oktober 2012.
- BNetzA (2012): Bestätigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung Gas.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP\\_2013/Szenariorahmen/Entscheidg\\_SzenariorahmenNEPGas2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP_2013/Szenariorahmen/Entscheidg_SzenariorahmenNEPGas2013.pdf?__blob=publicationFile)
- Bonsen, C. (2009): Gestehungskosten Biomethan. persönliche Mitteilung. E.ON Bioerdgas GmbH.
- Braunschweig, A.; Müller-Wenk, R. (1993): Ökobilanzen für Unternehmungen: eine Wegleitung für die Praxis. Bern; Stuttgart; Wien: Paul Haupt.
- BRD (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung; [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2012\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf). Last access: 12 Juli 2012.
- Bringezu, S.; Schütz, H.; Schepelmann, P.; Lange, U.; von Geibler, J.; Bienge, K.; et al. (2009): Nachhaltige Flächennutzung und nachwachsende Rohstoffe-Optionen einer nachhaltigen Flächennutzung und Ressourcenschutzstrategien unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Versorgung mit nachwachsenden Rohstoffen. im Auftrag des Umweltbundesamtes No. Förderkennzeichen 205 93 153. Wuppertal, Oberhausen, Heidelberg: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; IFEU – Institut für Energie- und Umweltforschung. [http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql\\_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3861](http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3861)
- Bundesregierung (2007): Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften. BGBl. I S. 3180.
- Bundesregierung (2009a): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung - BioSt-NachV). BGBl. I S. 2174. <http://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv/BJNR217400009.html>. Last access: 03 April 2013.
- Bundesregierung (2009b): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV). BGBl. I S. 3182. <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/biokraft-nachv/gesamt.pdf>. Last access: 24 November 2009.
- Bundesregierung (2009c): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz - EEWärmeG). BGBl. I S. 3044; novelliert zum 01. 05. 2011. [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew\\_rmeg/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew_rmeg/gesamt.pdf)

Bundesregierung (2010): GasNZV - Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen. [http://www.gesetze-im-internet.de/gasnzv\\_2010/BJNR126110010.html](http://www.gesetze-im-internet.de/gasnzv_2010/BJNR126110010.html). Last access: 28 Februar 2013.

Bundesregierung (2012a): Ausbau der Stromnetze forcieren. <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2012/05/2012-05-29-merkel-besucht-bundesnetzagentur.html>. Last access: 04 Juni 2012.

Bundesregierung (2012b): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

Dena (2010): Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF). Last access: 28 Januar 2011.

Dena (2013): Biogaspartner: Projektliste Deutschland. Deutsche Energie-Agentur. <http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html>. Last access: 11 Februar 2013.

dena (2013): Eckpunkte einer Roadmap Power to Gas. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. [http://www.powertogas.info/fileadmin/user\\_upload/downloads/Thesenpapiere/Eckpunkte\\_Roadmap\\_Power\\_to\\_Gas.pdf](http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Thesenpapiere/Eckpunkte_Roadmap_Power_to_Gas.pdf)

Destatis (2009): Bevölkerung Deutschlands bis 2060. 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/VorausberechnungBevoelkerung/BevoelkerungDeutschland2060Presse5124204099004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/VorausberechnungBevoelkerung/BevoelkerungDeutschland2060Presse5124204099004.pdf?__blob=publicationFile)

Destatis- Statistisches Bundesamt (2009): Ernte-u. Betriebsbericht: Landwirtschaftlich genutzte Fläche (Feldfrüchte und Grünland): Deutschland, Jahre, Kulturarten. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaft/Bodennutzung/Tabellen/HauptnutzungsartenLF.html>. Last access: 25 Februar 2013.

Destatis- Statistisches Bundesamt (2013): Wirtschaftsbereiche - Bodennutzung - Spezielle Bodennutzung und Ernte. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaft/Bodennutzung/Tabellen/AckerlandHauptfruchtgruppenFruchtarten.html>. Last access: 25 Februar 2013.

Deutsches Institut für Normung (DIN) (2006a): Umweltmanagement - Ökobilanz- Anforderungen und Anleitungen. DIN EN ISO 14044. Beuth Verlag, Berlin.

Deutsches Institut für Normung (DIN) (2006b): Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. ISO Norm 14040. International Organization for Standardization.

Dreher, M.; Memmler, M.; Rother, S.; Schneider, S.; Böhme, D. (2012): Bioenergie - Datengrundlagen für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung. Ergebnisbericht zum Workshop im Juli 2011. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt; BMU.

ECF (2010): ROADMAP 2050 - A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe. The Hague: European Climate Foundation (ECF). <http://www.roadmap2050.eu>. Last access: 12 April 2010.

Edwards, R.; Larive, J.-F.; Beziat, J.-C. (2011): Well-to-Wheels analysis of future au-

tomotive fuels and powertrains in the European context: full Report, Version 3c. No. Version 3c. EUCAR / JRC / CONCAWE.

EnBW; E.ON Energie; RWE Power; Vattenfall Europe (2009): Energiezukunft 2050: Teil II - Szenarien. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. [http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht\\_Energiezukunft\\_2050\\_Teil\\_I.pdf](http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht_Energiezukunft_2050_Teil_I.pdf)

European Commission (2009): DIRECTIVE 2009/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 98/70/EC as regards the specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EEC. Official Journal of the European Union. Brussels: Europäische Kommission.

European Commission (2010): Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling. No. COM (2010) 11 final. Brüssel: European Commission. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0011:FIN:EN:PDF>

European Commission (2012): Neuer Vorschlag der Kommission zur Verbesserung der Klimabilanz bei der Herstellung von Biokraftstoffen. Press Release, . [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-1112\\_de.htm#PR\\_metaPressRelease\\_bottom](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-1112_de.htm#PR_metaPressRelease_bottom). Last access: 04 April 2013.

European Energy Exchange (2013): EU Emission Allowances - Spotmarkt. CO2 Zertifikatspreise. <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte>. Last access: 15 April 2013.

European Union (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. No. 2009/28 EG. Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>

FAO (2008): The state of food and agriculture. Biofuels: prospects, risks and opportunities. Rom. <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/011/i0100e/i0100e.pdf>

Fehrenbach, H. (2007): Methodik und Berechnung des CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzials von Biokraftstoffen – Grundlagen für die Default-Werte in der BioNachV. Gehalten auf der BBE-UFOP- Fachkongress „Kraftstoffe der Zukunft“, Berlin.

FNR (2013a): Basisinfo nachwachsende Rohstoffe: Daten / Fakten/ Links. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. <http://www.nachwachsenderohstoffe.de/index.php?id=2293&spalte=3>. Last access: 11 Februar 2013.

FNR (2013b): Rahmenbedingungen für Biogas: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). <http://www.biogasportal.info/rahmenbedingungen/rahmenbedingungen2/gesetzeslage/erneuerbare-energien-gesetz-eeg/>. Last access: 05 April 2013.

FNR (Hrsg.) (2009): Gärrestaufbereitung für eine pflanzenbauliche Nutzung – Stand und F+E-Bedarf. Gülzower Fachgespräch Band 30. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/g/f/gfg\\_band\\_30\\_gaerrestaufbereitung.pdf#page=161](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/g/f/gfg_band_30_gaerrestaufbereitung.pdf#page=161). Last access: 12 Februar 2013.

Forschungsradar Erneuerbare Energien (2012): Studienvergleich: Entwicklung der

Brennstoffpreise fossiler Rohstoffe. <http://www.energiestudien.de/de/service/mediathek/grafik-dossiers-studien-im-vergleich/detailansicht/article/studienvergleich-entwicklung-der-brennstoffpreise-fossiler-rohstoffe.html>. Last access: 14 März 2013.

Fritsche, U.; Fehrenbach, H.; Köppen, S.; Liebig, D.; Adolf, J. (2012): Nach Super E10: Welche Rolle für Biokraftstoffe? Fakten, Trends und Perspektiven. Shell-Studie. Darmstadt, Heidelberg, Hamburg: IINAS Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH im Auftrag der Shell Deutschland Oil.

Fritsche, U.; Hennenberg, K.; Hünecke, K.; Thrän, D.; Witt, J.; Hennig, C.; Rensberg, N. (2009): IEA Bioenergy Task 40: Country Report Germany. [http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user\\_upload/Download/OEKO\\_DBFZ\\_2009\\_IEA\\_BioT40\\_Country\\_Report\\_Germany.pdf](http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Download/OEKO_DBFZ_2009_IEA_BioT40_Country_Report_Germany.pdf). Last access: 14 April 2010.

Fritsche, U. R.; Heinz, A.; Thrän, D.; Reinhardt, G.; Baur, F.; Flake, M.; Simon, S. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/5961.php>. Last access: 16 Juli 2008.

Gemmeke, B.; Rieger, C.; Weiland, P.; Schröder, J. (2009): Biogas-Messprogramm II, 61 Biogasanlagen im Vergleich. Gülzow: Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI); Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.). [http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf\\_385-messprogramm\\_ii.html](http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_385-messprogramm_ii.html)

Gibgas (2013): CNG-Tankstellen in Deutschland. <http://www.gibgas.de/Tankstellen/Europainfos/Deutschland>. Last access: 04 April 2013.

Gömann, H.; Kreins, P.; Breuer, T. (2008): Einfluss steigender Weltagrarpreise auf die Wettbewerbsfähigkeit des Energiemaisanbaus in Deutschland. Schriften der Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften des Landbaues 43517–527.

Gräbe; Zellner (2009): Ertragssteigerung im konventionellen Pflanzenbau. persönliche Mitteilung KWS Saat AG.

Greif, K.; Köppel (2009): Anforderungen und Flächenbedarf des Naturschutzes in Deutschland. persönliche Mitteilung. TU München; TU Berlin; Sachverständigenrat für Umweltfragen SRU.

Guinée, J. B.; Gorrée, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R. (2002): Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards 1–708.

Gutser, R. (2008): Nährstoff- und Humuswirkungen bestimmen die Vorzüglichkeit organischer Dünger. Gehalten auf der Vortrag bei 5. Pflanzenbautagung der TU München am 25.01.2008, München.

Hedemann, J.; König, U. (2007): Technical Documentation of the ecoinvent Database. Final Report ecoinvent database v2.0 No. No 4. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

Höher, G. (2011): Erfahrungen mit dem EEG in Niedersachsen - Vorschläge zur EEG-Novellierung. Gehalten auf der EEG-Konferenz: Anspruch der Bioenergie an die EEG-Novellierung, Berlin. [http://www.fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/pdf/veranstaltungen/EEG\\_2011/03Höher-freigegeben.pdf](http://www.fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/pdf/veranstaltungen/EEG_2011/03Höher-freigegeben.pdf)

Holzhammer, U. (2014): Bioenergieförderung auf der Zerreißprobe - Wo liegt die goldene Mitte? Ein Vorschlag für den Biogasanlagenbestand, ausgearbeitet für das

- Umweltbundesamt. Gehalten auf der 59. Netzwerk Bioenergie Treffen, Berlin.
- IE Leipzig; FAL; KTBL (2006): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung (3. überarbeitete Auflage.). Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- IEA (2008): World Energy Outlook 2008. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2011): World Energy Outlook 2011. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2012): World Energy Outlook 2012. Paris: International Energy Agency.
- IFEU; IE, I. für E. und U. gemeinnützige G.; Fachhochschule für Wirtschaft Berlin; Öko-Institut e.V; Peters Umweltplanung (2008): Optimierungen für einen Nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU No. FKZ: 0327544. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Institut für Energetik und Umwelt gemeinnützige GmbH; Fachhochschule für Wirtschaft Berlin; Öko-Institut für angewandte Ökologie e.V; Peters Umweltplanung, Forschung und Beratung. <http://www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/BMU-Biogasprojekt%202008-Gesamtband.pdf>
- IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Japan: IGES.
- IPCC (2007a): Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment: Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
- IPCC (2007b): Climate Change 2007. IPCC Fourth Assessment Report (AR4). Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Isermeyer, F.; Bolte, A.; Dieter, M.; de Witte, T.; Zimmer, Y. (2012): Bewertung der Leopoldina-Studie 2012 zur Bioenergie. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut.  
[http://www.ti.bund.de/fileadmin/dam\\_uploads/vTI/Bilder/Startseite/Startseite\\_2012/2012\\_Leopoldina-Th%C3%BCn\\_nen\\_final.pdf](http://www.ti.bund.de/fileadmin/dam_uploads/vTI/Bilder/Startseite/Startseite_2012/2012_Leopoldina-Th%C3%BCn_nen_final.pdf). Last access: 11 April 2013.
- Jordan, A.; Arnold, K. (2010): Biomethaneinspeisung kommt nicht in die Gänge: Was nun? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 4/2010.
- Jordan, A.; Rostek, S.; Herr, M. (2010): Biomethan im KWK- und Wärmemarkt. Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung. Texterstellung durch Andreas Jordan mit fachlicher Unterstützung durch die Mitglieder der Arbeitsgruppe „KWK und Wärme“ des Projekts biogaspartner. Berlin: Hersg. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Junginger, M. (2005): Learning in renewable energy technology development. Utrecht University.
- Junginger, M.; Lako, P.; Lensink, S.; van Sark, W.; Weiss, M. (2008): Technological learning in the energy sector. Climate Change - Scientific Assessment and Policy Analysis. Bilthoven.
- Kalies, M.; Schröder, G.; Bohnenschäfer, W.; Fröhlich, N.; Müller, M.; Reichmuth, M. (2007): Schlüsseldaten Klimagasemissionen-Welchen Beitrag kann die Biomasse zum Klimaschutz leisten. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt.
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2009): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer.
- Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Hofman, F.; Plättner, A.; Kalies, M.; Lulies, S.; Schröder, G. (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Band 2: Biomassepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade (Bde. 1-4, Bd. 2).

Leipzig.

Kirchner, A.; Matthes, F. C. (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken. (WWF, Hrsg.). Basel/Berlin.

Kirchner, R. (2012): Novelle vom KWKG-Gesetz 2012 beim Thema Biomethan umstritten. Blog Bioenergie, <http://www.biomasse-nutzung.de/novelle-kwkg-2012-biomethan-gesetz/>. Last access: 08 April 2013.

Kleemann, M. (2009): Die Chancen von Biogas und Bioöl in einem nachhaltigen Wärmemarkt. Studie im Auftrag der Arbeitsgruppe NawaRo des BDH. Bergheim / Köln: Beratungsbüro für Energieeffizienz und Umweltschutz.

KTBL (2009): Faustzahlen Biogas (2. Auflage.). Darmstadt: KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft,.

Landtag Baden-Württemberg (2007): Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG). Drucksache 14 / 1969. [http://www.iwo.de/fileadmin/user\\_upload/Dateien/Fachwissen/Gesetzesbeschluss\\_EWaermeG\\_BW.pdf](http://www.iwo.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Fachwissen/Gesetzesbeschluss_EWaermeG_BW.pdf)

Lechtenböhmer, S.; Dienst, C. (2008): Treibhausgasemissionen zukünftiger Erdgasbereitstellung für Deutschland. Umweltwissenschaften und Schadstoff-Forschung 20(4)303. doi: 10.1007/s12302-008-0017-1.

Leprich, U.; Hauser, E.; Grashof, K.; Grote, L.; Luxenburger, M.; Sabatier, M.; Zipp, A. (2012): Kompassstudie Marktdesign - Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag von Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. & Greenpeace Energy eG. Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES. [www.beeev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2012/1212\\_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf](http://www.beeev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf)

Loewen, A.; Ganagin, W.; Loewe, K. (2010): Bedarfsgerechte Produktion von Biogas zur Erzeugung von Spitzenlaststrom. Endbericht. Göttingen: HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst, Fachgebiet Nachhaltige Energie und Umwelttechnik NEUTec.

Loibl, H. (2009): Rechtsfragen bei der Raumplanung und der Genehmigung von Biogasanlagen. Gehalten auf der Workshop Rechtsfragen der Einspeisung von Biogas in die Erdgasnetze, Oberhausen.

Matthes, D. F. C. (2010): Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten. Regressionsanalytisch basierte Projektionen. Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe. Berlin: Öko-Institut e.V. [www.oeko.de](http://www.oeko.de)

Maul, A. G.; Richter, M.; Gonschorek, A. (2011): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2011. Bonn: Landwirtschaftsverlag GmbH Münster Hilstrup.

Maul, A. G.; Richter, M.; Gramm, U. (2008): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2008 (52. Jahrgang.). Bremerhaven: Wirtschaftsverlag nW GmbH. [http://www.bmelv-statistik.de/fileadmin/sites/010\\_Jahrbuch/Stat\\_Jb\\_2008.pdf](http://www.bmelv-statistik.de/fileadmin/sites/010_Jahrbuch/Stat_Jb_2008.pdf)

McDonald, A.; Schrattenholzer, L. (2001): Learning rates for energy technologies. Energy Policy 29(4)255–261. doi: 10.1016/S0301-4215(00)00122-1.

Meyer, R.; Leible, L. (2012): Bioenergie- mehr Grenzen als Möglichkeiten? Ein kritischer Kommentar zur Leopoldina-Studie. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) (Nr. 2, 21. Jahrgang)62–73.



- Mönch, K. (2009): Ertragssteigerung im konventionellen Pflanzenbau. persönliche Mitteilung Bundesverband deutscher Pflanzenzüchter.
- Müller-Langer, F.; Perimenis, A.; Brauer, S.; Thrän, D.; Kaltschmitt, M. (2008): Technische und ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten „Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“. Materialband. Leipzig: Deutsches BiomasseForschungszentrum DBFZ.
- Müller-Langer, F.; Rönsch, S.; Weithäuser, M.; Oehmichen, K.; Scholwin, F.; Hora, S.; Scheftelowitz, M.; Seiffert, M. (2009): Ökonomische und ökologische Bewertung von Erdgassubstituten aus nachwachsenden Rohstoffen. Leipzig: DBFZ-Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- Naumann, K.; Oehmichen, K.; Zeymer, M.; Müller-Langer, F.; Scheftelowitz, M.; Adler, P.; Meisel, K.; Seiffert, M. (2012): DBFZ Report Nr. 11 Monitoring Biokraftstoffsektor. Leipzig: Deutsches BiomasseForschungszentrum.
- Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation--A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, *Energy Policy* 36(6)2200–2211.
- Nitsch, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, P.; Gärtner, S.; Pehnt, M.; et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. (BMU, Hrsg.). Berlin. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung\\_ee\\_lang.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung_ee_lang.pdf). Last access: 11 August 2008.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. No. BMU - FKZ 03MAP146. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). [http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf)
- OECD / FAO (2008): OECD–FAO Agricultural Outlook 2008–2017. Paris, Rom: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD); Food and Agricultural Organization of the United Nations (FAO).
- Ortwein, A.; Krautz, A.; Szarka, N.; Braun, J.; Dotzauer, M.; Wurdinger, K.; et al. (2014): Einsatz von Biomasse zur bedarfsgerechten Energieerzeugung. No. 32. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- Pastowski, A.; Fishedick, M.; Arnold, K.; Bienge, K.; von Geibler, J.; Merten, F.; et al. (2008): Sozial-ökologische Bewertung der stationären energetischen Nutzung von importierten Biokraftstoffen am Beispiel von Palmöl. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Wuppertal, Heidelberg, Frankfurt/M., Würzburg: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung; Wilhelm Merton Zentrum für europäische Integration und internationale Wirtschaftsordnung. [http://www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/palmoel\\_studie\\_wi.pdf](http://www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/palmoel_studie_wi.pdf). Last access: 24 Januar 2013.
- Pellmeyer, J.; Ruhe, K. (2009): Zwei Förderwege ins Gasnetz - Pro & Contra Einspeisegesetz für Biogas. *Sonne, Wind & Wärme* (13/ 2009)22 – 23.
- Peters, D.; Rumpke, C. A.; Kalinowska, D. (2011): Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix. Handlungsbedarf und Lösungen für eine beschleunigte Etablierung im Verkehr. aktualisierte Fassung. Berlin: Deutsche Energie-Agentur dena.

- Pieper, F. (2003): Das Konzept von Lernkurven im Energiesektor — Beschreibung, Modellierung und Aggregation. Diplomarbeit. Berlin / Potsdam: Technische Universität Berlin, Fakultät III Prozesswissenschaften, Institut für Energietechnik; Potsdam Institut für Klimafolgenforschung.
- Pitz-Paal, R.; Dersch, J.; Milow, B. (2004): European concentrated solar thermal roadmap ECOSTAR. No. Roadmap Document, Deliverable No. 7. SES6-CT-2003-502578. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
- Ramesohl, S.; Arnold, K.; Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Hofman, F.; Plättner, A.; et al. (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen (Bde. 1-4, Bd. 1). Wuppertal [u.a.].
- Rauh, S. (2011): Biogas im Rahmen der NachhaltigkeitsVO – Status Quo und Ausblick. gehalten auf der Forum 3 der Agritechnika, Hannover.
- Repenning, J.; Emele, L.; Braungardt, S.; Eichhammer, W. (2014): Klimaschutzszenario 2050 - Zusammenfassung. Berlin: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI. <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf>
- Rostek, S.; Edel, M.; Blume, A. (2012): Branchenbarometer Biomethan. No. 2/2012. Berlin: Deutsche Energie-Agentur. [http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/documents/Branchenbarometer/Branchenbarometer\\_Biomethan\\_2\\_2012\\_Download.pdf](http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/documents/Branchenbarometer/Branchenbarometer_Biomethan_2_2012_Download.pdf)
- Scheffelowitz, M.; Grebe, S.; Beck, J.; Vetter, A. (2008): Eignung und Verfügbarkeit verschiedener Anbausysteme für die Produktion von Biogassubstraten auf Modellstandorten in Deutschland. Jena/ Dornburg: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft.
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. No. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück: ewi, gws, prognos.
- Scholwin, F.; Fritsche, U. R.; Daniel, J.; Hofmann, F.; Seiffert, M.; Fischer, E.; Wiegmann, K. (2007): Beurteilung von Biogasanlagenparks im Vergleich zu Hof-Einzelanlagen. Leipzig, Darmstadt: Institut für Energetik und Umwelt; Öko-Institut e.V.,
- Schüwer, D.; Arnold, K.; Dienst, C.; Lechtenböhmer, S.; Merten, F.; Fishedick, M.; Supersberger, N.; Zeiss, C. (2010): Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter. Bewertung des Energieträgers Erdgas und seiner Importabhängigkeit. Hintergrundbericht. Hamburg: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Simon, S.; Arnold, K.; Targiel, T. (2012): Synoptische Auswertung von Szenarien und Lernkurven - Endbericht AP 3. BioEnergieDat - Bereitstellung einer aktuellen und harmonisierten Datenbasis als Beitrag zur Weiterentwicklung einer nachhaltigen Bioenergiestrategie. Stuttgart; Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.
- Soukup, O. (2008): Erstellung von Produktökobilanzen auf Basis von Stoffstromnetzen für die Bereitstellung von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Diplomarbeit an der Universität Lüneburg und am Wuppertal Institut. Lüneburg.
- Teske, S.; Pregger, T.; Simon, S.; Naegler, T.; Graus, W.; Lins, C. (2010): Energy [R]evolution 2010: A Sustainable World Energy Outlook. *Energ Effic* 4(3). doi: 10.1007/s12053-010-9098-y.
- Thrän, D.; Adler, P.; Borowski, A.; Ciroth, A.; Fischer, E.; Fritsche, U. R.; et al. (2012): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energeti-

sche Biomassenutzung“. No. 04. Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH; GreenDeltaTC GmbH; Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE); Hochschule Zittau/Görlitz; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; International Institute for Sustainability Analysis and Strategy (IINAS); Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL).

Thrän, D.; Bunzel, K.; Seyfert, U.; Zeller, V.; Buchhorn, M.; Müller, K.; et al. (2010): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen - Status Quo und Möglichkeit der Präzisierung. Bericht im Auftrag des BMVBS No. FKZ: SF – 10.08.36.2. Leipzig, Müncheberg, Oberpfaffendorf, Stuttgart, Hamburg: Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ); Leibniz Zentrum für Agrarlandwirtschaftsforschung (ZALF) e.V.; Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt e.V.(DLR); Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD); Institut für landwirtschaftliche Betriebslehre(ILB); Johann Heinrich von Thünen Institut (vTI).

Thrän, D.; Edel, M.; Seidenberger, T.; Gesemann, S.; Rhode, M. (2009): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomassenutzung. 1. Zwischenbericht No. Förderkennzeichen 0327635. Leipzig, Hannover: Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ); Institut für Umweltplanung (IUP).

Thrän, D.; Krautz, A. (2014): Flexible Energiebereitstellung; Regelenergie durch EE. Gehalten auf der 59. Treffen Netzwerk Bioenergie, Berlin.

Thrän, D.; Majer, S.; Gawor, M.; Bunzel, K.; Daniel-Gromke, J.; Weber, C.; et al. (2011): Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. Bericht im Auftrag des Biogasrates e.V. Leipzig, Essen, Berlin: Deutsches Biomasse Forschungszentrum DBFZ; Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft; Biogasrat e.V.

Thrän, D.; Weber, M.; Scheuermann, A.; Fröhlich, N.; Zeddies, J.; Henze, A.; et al. (2005): Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext: Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. Bericht im Auftrag des BMU. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Universität Hohenheim; Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft; Öko-Institut e. V.

Tschiedel, K. (2008): Überwachung von Biogasanlagen. Gehalten auf der Fachtagung Biogas. Landesumweltamt Brandenburg, Potsdam.

UBA (2013): Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Deutschland 1990 - 2011. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. [http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/schaubilder\\_energiebedingte\\_emissionen.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/schaubilder_energiebedingte_emissionen.pdf)

Umweltbundesamt (2010): CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland: Mögliche Maßnahmen und ihre Minderungspotenziale. Ein Sachstandsbericht des Umweltbundesamtes. Texte. Dessau-Roßlau.

Urban (Hrsg.), W.; Zeidler-Fandrich (Hrsg), B. (2009): Verbundprojekt Biogaseinspeisung Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Erzeugung biogener Gase in das Erdgas- netz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung No. Band 1. Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier: Fraunhofer-Institut für Um-

welt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; E.ON Ruhrgas AG; Hochschule Magdeburg – Stendal, Institut für Wasserwirtschaft und Ökotechnologie; Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; alta4 Geoinformatik AG; Ruhr-Universität Bochum, Institut für Berg- und Energierecht.

Urban, W.; Girod, K.; Lohmann, H.; Dachs, G.; Zach, C. (2008): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008. Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT.

Urban, W.; Klinkert, V.; Bothendorf, E.; Berger, R.; Meyer-Prescher, B. (2010): Gasnetze der Zukunft - Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Oberhausen; Leipzig; Braunschweig: Fraunhofer UMSICHT; VNG Balance; E.ON Avacon.

Verbio (2013): Verbio vergrößert sein Biomethan-Versorgungsnetz weiter. <http://www.verbio.de/presse/aktuelles/pressemitteilungen/rastatt/>. Last access: 04 April 2013.

Viebahn, P.; Kronshage, S.; Trieb, F.; Lechon, Y. (2008): NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. RS 1a: Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. Project no: 502687; 6th Framework Programm EU No. Deliverable n° 12.2. Stuttgart, Madrid: DLR; CIEMAT.

Vogt, R. (2008): Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. Im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.

Volk, G. (2012): Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012. Bonn: Bundesnetzagentur. [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/BioGasMonitoringbericht2012pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/BioGasMonitoringbericht2012pdf.pdf?__blob=publicationFile)

Weiland, P.; Rieger, C. (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Report (in German), Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, Germany.

Wenne, C.-O. (2000): Experience curves for energy technology policy. Paris: International Energy Agency IEA / OECD.

Wiesenthal, T.; Dowling, P.; Morbee, J.; Thiel, C.; Schade, B.; Russ, P.; et al. (2012): Technology Learning Curves for Energy Policy Support. JRC Scientific and policy report. Luxemburg: European Commission Joint Research Centre Institute for Prospective Technological Studies Institute for Energy and Transport. <http://ftp.jrc.es/EURdoc/JRC73231.pdf>. Last access: 18 Februar 2013.

Wiesenthal, T.; Mourelatou, A.; Petersen, J.-E.; Taylor, P. (2006): How much bio-energy can Europe produce without harming the environment? ISSN 1725-9177 No. Nr. 7. Kopenhagen: European Environment Agency EEA. <http://www.citeulike.org/group/342/article/1122629>. Last access: 25 Februar 2013.

Witt, J.; Thrän, D.; Rensberg, N.; Hennig, C.; Naumann, K.; Billig, E.; et al. (2012): DBFZ Report Nr. 12 Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Leipzig / Jena: Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ; Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft TLL.

[http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user\\_upload/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_12.pdf](http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_12.pdf). Last access: 21 Januar 2013.

World Bank's Development Prospects Group (2009): Global economic prospects 2009: commodities at the crossroads. Washington DC: World bank.

<http://books.google.de/books?hl=en&lr=&id=wIFsXXYbJ1QC&oi=fnd&pg=PR5&dq=World+Bank:+Commodities+at+the+crossroads.+Global+economic+prospects.+2009&ots=3yJIWNBNmt&sig=IU2k4Czn0CaG8cGpGyyvs-EQ7Ok>. Last access: 21 Februar 2013.

Zah, R.; Böni, H.; Gauch, M.; Hischer, R.; Lehmann, M.; Wäger, P. (2007): Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen: Schlussbericht. Empa, Abteilung Technologie und Gesellschaft.

---

# Tabellenanhang

<b>9</b>	<b>Datenanhang</b> .....	<b>151</b>
9.1	Tabellen zu Kapitel 2 –Biomethan als Energieträger: Status Quo .....	151
9.2	Tabellen zu Kapitel 3 – Biomethan als Energieträger: Ausblick.....	153
9.3	Tabellen zu Kapitel 4 – Einsatz von Biomethan und resultierende THG- Minderungen: Status Quo .....	160
9.4	Tabellen zu Kapitel 5 – Einsatz von Biomethan und resultierende THG- Minderungen: Ausblick.....	162

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 9-1: THG-Emissionen der Biomethan-Produktion nach Prozessschritten; Zahlenwerte zu Abb. 2-6 (eigene Darstellung) .....	151
Tabelle 9-2: THG-Emissionen der Biomethan-Produktion nach Prozessschritten für die regionalen Fruchtfolgen; Zahlenwerte zu Abb. 2-8 (eigene Darstellung) ...	151
Tabelle 9-3: THG-Emissionen bei Biomethan-Produktion; Sensitivitätsanalyse (eigene Darstellung) .....	152
Tabelle 9-4: Landwirtschaftlich genutzte Fläche in Deutschland von 1991 bis 2005 (eigene Darstellung nach Destatis-Statistisches Bundesamt 2009) .....	153
Tabelle 9-5: Selbstversorgungsgrad und resultierende Flächenfreisetzung bei SVG=100%; unter Berücksichtigung der bereits genutzten Nawaro-Fläche (eigene Berechnung und Darstellung nach BMELV, 2009) .....	153
Tabelle 9-6: Ertrag je Hektar nach angenommenen Ertragssteigerungen für konventionelle Feldfrüchte; Maximal- und Minimalwerte; Zahlenwerte für Abb. 3-4 (eigene Darstellung nach Bringezu et al. 2009; Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009; Scheffelowitz et al. 2008; Thrän et al. 2009) .....	154
Tabelle 9-7: Nachfrage nach Nahrungsmitteln: Variante ohne Trendfortschreibung; Bedarf konstant. Pro-Kopf-Verbrauch, Nachfrage absolut und Menge an Agrarerzeugnissen; Daten bis 2007 nach (Maul et.al, 2008).....	155
Tabelle 9-8: Nachfrage nach Nahrungsmitteln: Variante mit Trendfortschreibung. Pro-Kopf-Verbrauch, Nachfrage absolut und Menge an Agrarerzeugnissen; Daten bis 2007 nach (Maul et.al, 2008) .....	156
Tabelle 9-9: Varianten der Flächenfreisetzung; Zahlenwerte zu Abbildung 3-6 (eigene Darstellung) .....	157
Tabelle 9-10: Sensitivität der Ertragssteigerungen (niedrige, hohe und maximale Ertragssteigerungen) bei Variante der Flächenfreisetzung: maximal (also ohne Naturschutz; Ernährung nach Trendfortschreibung; eigene Darstellung).....	157
Tabelle 9-11: Ausgewählte Varianten des Potenzial an Biogas / Biomethan bei mittlerer Flächenverfügbarkeit in Deutschland bis 2050; Datenbeschriftung für Variante A2b mittel und Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung; Zahlenwerte zu Abbildung 3-8 (eigene Darstellung).....	157
Tabelle 9-12: Kenndaten verschiedener Biomethan-Zubaupfade im Ausblick bis 2050; Zahlenwerte zu Abb. 3-9 (eigene Darstellung) .....	158
Tabelle 9-13: Dynamisierung der Biomethan-Gestehungskosten; Zahlenwerte für Abb. 3-17 und 3-18 (eigene Darstellung) .....	159
Tabelle 9-14: Sensitivitätsanalyse der Gasgestehungskosten bei Variationen der Energiekosten (Preisfad B nach (Nitsch et al. 2012); des Faktors zur Kopplung von Mais – und Ölpreis; der Gasausbeute (nicht dynamisiert); der Lernkurve (PR maximiert); Referenz nach Abschnitt 3.2.4.4.; Zahlenwerte zu Abb. 3-19 (eigene Darstellung).....	159
Tabelle 9-15: Spezifische THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz in den Sektoren; Zahlenwerte zu Abb. 4-9 (eigene Berechnung und Darstellung).....	160
Tabelle 9-16: Spezifische THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz in den Sektoren nach den drei Betrachtungsansätzen; Zahlenwerte zu Abb. 4-10 (eigene Berechnung und Darstellung).....	160
Tabelle 9-17: Mengen an gehandeltem Biomethan für BHKW und Kraftwerke, Haushalte, Industrie und Gewerbe, Tankstellen sowie sonstige Verwendung in Deutschland 2008-2010; Zahlenwerte für Abb 4-10; (eigene Darstellung nach Volk 2012).....	161



Tabelle 9-18: Minderung von THG in t CO <sub>2</sub> Äq durch Einsatz von Biomethan in 2010 nach Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz; Zahlenwerte zu Abb. 4-13; (eigene Berechnung und Darstellung).....	161
Tabelle 9-19: Importstruktur für Erdgas in Deutschland (einschließlich inländischer Förderung) im mittelfristigen Ausblick; Zahlenwerte zu Abb. 5-2 (Arnold et al. 2010; eigene Darstellung nach Lechtenböhmer und Dienst 2008).....	162
Tabelle 9-20: THG-Emissionsfaktor von Biomethan und Erdgas und THG-Minderung im Ausblick bis 2050 sowie Grenzübergangskosten für Erdgas und Gesteinskosten für Biomethan; Zahlenwerte zu Abb. 5-3 und 5-5 (eigene Darstellung) .....	162
Tabelle 9-21: Grenzübergangspreise für Erdgas im Ausblick nach verschiedenen Szenarien; Zahlenwerte für Abb. 5-4; eigene Darstellung nach (Teske et al. 2010; Matthes 2010; ECF 2010; IEA 2011; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; zitiert nach Forschungsradar Erneuerbare Energien 2012) .....	163
Tabelle 9-22: Inländische Gewinnung an Erdgas und Potenzial an Biomethan in Deutschland im Ausblick bis 2025; Zahlenwerte zu Abb. 5-6 (eigene Darstellung nach BNetzA 2012) .....	163
Tabelle 9-23: Spezifische THG-Minderungen und THG-Vermeidungskosten beim Ersatz mit Biomethan des Erdgas-Mixes und Erdgas aus inländischer Förderung im Ausblick bis 2025; Zahlenwerte für Abb. 5-7; (eigene Darstellung).....	163
Tabelle 9-24: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise in realen Preisen im Ausblick bis 2050 und Ist-Preis für Anfang April 2013; Zahlenwerte für Abb. 5-8; (eigene Darstellung nach Barzantny et al. 2009; EnBW et al. 2009; Kirchner und Matthes 2009; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; IST Werte 2013 nach European Energy Exchange 2013).....	164
Tabelle 9-25: Differenzkosten von Biomethan und Erdgas ohne und mit Berücksichtigung des Zertifikathandels; Zertifikatspreise nach Preispfad A gemäß Nitsch et al. 2012; Zahlenwerte für Abb. 5-9; (eigene Darstellung).....	164
Tabelle 9-26: Daten des Referenzsystems Strom; Beiträge der Energieträger und ermittelter durchschnittlicher CO <sub>2</sub> -und THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-10 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	165
Tabelle 9-27: Daten des Referenzsystems Wärme; Beiträge der Energieträger und ermittelter durchschnittlicher CO <sub>2</sub> -und THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-11 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	165
Tabelle 9-28: Daten des Referenzsystems Straßenverkehr; Beiträge der Energieträger und ermittelter durchschnittlicher CO <sub>2</sub> -und THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-12 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	166
Tabelle 9-29: Daten des Referenzsystems Strom nach Marginalbetrachtung; Beiträge der Energieträger und ermittelter THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-13 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	166
Tabelle 9-30: Daten des Referenzsystems Wärme nach Marginalbetrachtung; Beiträge der Energieträger und ermittelter THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-14 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	166
Tabelle 9-31: Daten des Referenzsystems Straßenverkehr nach Marginalbetrachtung; Beiträge der Energieträger und ermittelter THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-15 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012) ...	167
Tabelle 9-32: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Durchschnittsbetrachtung und Gutschrift-Verfahren sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas; Zahlenwerte für Abb. 5-16 (eigene Darstellung)...	167
Tabelle 9-33: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und Gutschrift-Verfahren sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas; Zahlenwerte für Abb. 5-17 (eigene Darstellung)...	167

Tabelle 9-34: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Durchschnittsbetrachtung und Exergie-Allokation sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung) .....	168
Tabelle 9-35: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und Exergie-Allokation sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung).....	168
Tabelle 9-36: Sensitivität: steigende Wirkungsgrade und Ersatz von Erdgas nur aus deutscher Förderung; THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und Gutschrift-Verfahren sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung) .....	168
Tabelle 9-37: CO <sub>2</sub> -Reduktion im Zeitverlauf ausgewählter Szenarien nach (EnBW et al. 2009; Schlesinger et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Kirchner und Matthes 2009; Barzantny et al. 2009); Zahlenwerte zu Abb. 5-18 (eigene Darstellung)....	169
Tabelle 9-38: Absolute Menge an THG-Minderung bei Ersatz von Erdgas als Energieträger durch Biomethan und resultierender Anteil von Biomethan am Erdgasverbrauch in Deutschland; Zahlenwerte zu Abb. 5-19 (eigene Darstellung) .....	169
Tabelle 9-39: Mengengerüst Biomethan in den Einsatzbereichen KWK, Wärmebereitstellung und Kraftstoff sowie Biomethan-Potenzial nach Ausbaupfad; Zahlenwerte zu Abb. 5-20 (eigene Darstellung).....	170
Tabelle 9-40: Struktur der KWK-(Netto-)Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 mit ausgewiesenem Anteil an Biomethan; Zahlenwerte zu Abb. 5-21 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012).....	170

## 9 Datenanhang

### 9.1 Tabellen zu Kapitel 2 –Biomethan als Energieträger: Status Quo

Tabelle 9-1: THG-Emissionen der Biomethan-Produktion nach Prozessschritten; Zahlenwerte zu Abb. 2-6 (eigene Darstellung)

[g CO <sub>2</sub> Äq/kWh]	Stand der Technik	optimierte Technik
Substratbereitstellung	83,92	66,52
Fermenter	24,07	12,30
Gärrestmanagement	15,37	3,70
Energiebedarf	12,91	16,11
Aufbereitung	0,18	0,18
Gärrest-Gutschrift	-39,14	-31,02
<b>Summe</b>	<b>97,31</b>	<b>67,79</b>

Tabelle 9-2: THG-Emissionen der Biomethan-Produktion nach Prozessschritten für die regionalen Fruchtfolgen; Zahlenwerte zu Abb. 2-8 (eigene Darstellung)

[g CO <sub>2</sub> Äq/kWh]	Dornburg	Gülzow	Güterfelde	Ascha	Soest
N <sub>2</sub> O	21,68	22,02	24,26	22,33	25,32
Diesel	13,75	16,62	14,96	12,80	11,53
P-,K-, Mg-Dünger	10,87	10,33	11,27	10,03	10,79
N-Dünger	39,94	40,57	44,69	41,15	46,64
Kalk	4,51	3,27	4,65	3,71	4,49
Fermenter & Aufbereitung	27,88	27,01	28,28	27,15	27,82
Gärrest-Gutschrift	-40,82	-35,08	-40,27	-35,34	-38,45
<b>Summe</b>	<b>77,80</b>	<b>84,73</b>	<b>87,84</b>	<b>81,84</b>	<b>88,14</b>

Tabelle 9-3: THG-Emissionen bei Biomethan-Produktion; Sensitivitätsanalyse (eigene Darstellung)

	Referenz	Variante 1	Variante 2	Variante 3
[g CO <sub>2</sub> Äq/kWh]	Stand der Technik	BGA 1,5%	keine Nachverbrennung	Gärrestlager 2,5%
Substratbereitstellung	83,92	84,44	83,92	86,59
Fermentierung	24,07	35,73	24,07	24,83
BHKW	2,41	2,42	2,41	2,49
Gärrestlager	0,18	0,18	0,18	60,91
Ausbringung	15,19	15,29	15,19	14,55
Aufbereitung	0,18	0,18	36,73	0,18
Strombezug	10,50	10,31	10,50	9,53
Gärrest Gutschrift	-39,14	-39,38	-39,14	-40,38
<b>Summe</b>	<b>97,31</b>	<b>109,17</b>	<b>133,86</b>	<b>158,69</b>

## 9.2 Tabellen zu Kapitel 3 – Biomethan als Energieträger: Ausblick

Tabelle 9-4: Landwirtschaftlich genutzte Fläche in Deutschland von 1991 bis 2005 (eigene Darstellung nach Destatis-Statistisches Bundesamt 2009)

[ha]	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>
Ackerland	11.559	11.467	11.676	11.805	11.835	11.832	11.832	11.879
Dauergrünland	5.330	5.243	5.251	5.271	5.282	5.273	5.268	5.265
Sonstige Nutzung	248	240	235	232	228	230	227	228
Landwirtschaftl. Fläche ges.	17.136	16.950	17.162	17.308	17.344	17.335	17.327	17.373
<i>(Fortsetzung)</i>								
[ha]	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	
Ackerland	11.821	11.804	11.813	11.791	11.827	11.899	11.903	
Dauergrünland	5.114	5.048	5.013	4.970	4.968	4.913	4.929	
Sonstige Nutzung	216	216	216	214	213	208	203	
Landwirtschaftl. Fläche ges.	17.152	17.067	17.042	16.974	17.008	17.020	17.035	

Tabelle 9-5: Selbstversorgungsgrad und resultierende Flächenfreisetzung bei SVG=100%; unter Berücksichtigung der bereits genutzten Nawaro-Fläche (eigene Berechnung und Darstellung nach BMELV, 2009)

	<b>Selbstver- sorgungsgrad</b>	<b>tatsächliche Anbaufläche</b>	<b>100% SVG entsprechen</b>	<b>zusätzlich verfügbar</b>	<b>zusätzlich benötigt</b>
	[%]	[ha]	[ha]	[ha]	[ha]
Kartoffeln	115	275	239	36	
Zucker	123	403	327	75	
Hülsenfrüchte	87	109	125		-16
Gemüse	37	130	351		-221
pflanzl. Öl	32	459	1.433		-975
<b>Saldo (freiwerdende Fläche)</b>					<b>-1.101</b>
<b>bereits mit Nawaro belegt</b>					<b>2.045</b>
<b>Summe Nawaro-verfügbar</b>					<b>944</b>

Tabelle 9-6: Ertrag je Hektar nach angenommenen Ertragssteigerungen für konventionelle Feldfrüchte; Maximal- und Minimalwerte; Zahlenwerte für Abb. 3-4 (eigene Darstellung nach Bringezu et al. 2009; Gräbe und Zellner 2009; Mönch 2009; Scheftelowitz et al. 2008; Thrän et al. 2009)

Ertrag je Hektar (t/ha)		2010	2020	2030	2040	2050
	<b>Ausgangswert</b>					
<b>Maximum</b>						
Getreide (inkl. Körnermais; CCM); Futtermittel	6,6	7,2	8,6	10,2	12,1	14,4
Kartoffeln	40,2	44,0	52,5	62,8	75,1	89,7
Zuckerrüben	58,1	62,6	72,6	84,3	97,8	113,5
Gemüse	28,7	31,2	36,7	43,2	50,9	60,0
<b>Minimum</b>						
Getreide (inkl. Körnermais; CCM); Futtermittel	6,6	7,1	8,1	9,3	10,6	12,1
Kartoffeln	40,2	43,1	49,5	56,9	65,4	75,2
Zuckerrüben	58,1	61,7	69,5	78,3	88,2	99,4
Gemüse	28,7	30,6	34,8	39,6	45,1	51,3

Tabelle 9-7: Nachfrage nach Nahrungsmitteln: Variante ohne Trendfortschreibung; Bedarf konstant. Pro-Kopf-Verbrauch, Nachfrage absolut und Menge an Agrarerzeugnissen; Daten bis 2007 nach (Maul et.al, 2008)

### Pro Kopf-Verbrauch [kg/kopf]

[Auszug aus stat Jahrbuch\_Landwirtschaft und Ernährung]

	2000/01	2004/05	2005/06	2006/07	keine Fortschreibung, konstant bei Mittel 2000-06/07				
	2010	2020	2030	2040	2050				
Getreideerzeugnisse	76	92,2	90,3	86,5	86,3	86,3	86,3	86,3	86,3
Kartoffeln	70	70,2	63	61,2	66,1	66,1	66,1	66,1	66,1
Zucker	35,3	37,4	35,9	32,1	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2
Gemüse	83,7	86,3	86,4	88,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2
Obst	75,2	73,3	78,6	77,3	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1
Fleisch gesamt	90,7	87,2	86,7	89,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
Fisch gesamt	13,7	14,7	15,5	16,4	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
Frischmilch	89,9	92,8	94,4	95	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Käse	21,2	21,5	22	22,2	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
Eier gesamt	13,8	12,6	12,9	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
tierische Fette	10,8	10,5	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
pflanzliche Fette	18,9	15,9	15,5	15,2	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4

### Nahrungsmittel, absolut [1.000 t]

Ohne Fisch und tierische Fette (nicht flächenrelevant)

Ohne Obst - nicht auf Ackerfläche, sondern extra gezählt als Obstanlagen

	2005/06	2010	2020	2030	2040	2050
Getreideerzeugnisse	7.444	7.069	6.960	6.769	6.499	6.154
Kartoffeln	5.194	5.418	5.334	5.187	4.981	4.716
Zucker	2.960	2.883	2.838	2.760	2.651	2.510
Gemüse	7.123	7.061	6.952	6.761	6.492	6.147
Fleisch gesamt	7.147	7.258	7.145	6.949	6.673	6.318
Frischmilch	7.782	7.625	7.506	7.300	7.010	6.637
Käse	1.814	1.781	1.753	1.705	1.637	1.550
Eier gesamt	1.063	1.074	1.057	1.028	987	935
pflanzliche Fette	1.278	1.342	1.321	1.285	1.234	1.168

### 1.000 t Agrarerzeugnisse

Ohne Eier und pflanzliche Fette; Futtermittel auf Getreidefläche bereits umgelegt

	2005/06	2010	2020	2030	2040	2050
Getreideerzeugnisse	7.444	7.069	6.960	6.769	6.499	6.154
Kartoffeln	5.194	5.418	5.334	5.187	4.981	4.716
Zuckerrüben	20.717	20.181	19.869	19.323	18.554	17.568
Gemüse	7.123	7.061	6.952	6.761	6.492	6.147
Futtermittel f. Fleisch	26.058	26.461	26.051	25.335	24.328	23.035
Gereide für Milcherze	12.015	11.788	11.605	11.286	10.837	10.261

Tabelle 9-8: Nachfrage nach Nahrungsmitteln: Variante mit Trendfortschreibung. Pro-Kopf-Verbrauch, Nachfrage absolut und Menge an Agrarerzeugnissen; Daten bis 2007 nach (Maul et.al, 2008)

**Pro Kopf-Verbrauch [kg/kopf]**

[Auszug aus stat Jahrbuch\_Landwirtschaft und Ernährung]

					<b>Fortschreibung</b>				
	<b>2000/01</b>	<b>2004/05</b>	<b>2005/06</b>	<b>2006/07</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Getreideerzeugnisse	76	92,2	90,3	86,5	83,7	82,2	81,5	81,2	81,0
Kartoffeln	70	70,2	63	61,2	56,7	54,5	53,3	52,8	52,5
Zucker	35,3	37,4	35,9	32,1	29,5	28,1	27,5	27,1	27,0
Gemüse	83,7	86,3	86,4	88,2	89,2	89,6	89,9	90,0	90,0
Obst	75,2	73,3	78,6	77,3	79,3	80,3	80,8	81,1	81,2
Fleisch gesamt	90,7	87,2	86,7	89,6	90,8	91,4	91,7	91,9	91,9
Fisch gesamt	13,7	14,7	15,5	16,4	17,3	17,7	17,9	18,0	18,0
Frischmilch	89,9	92,8	94,4	95	96,1	96,7	96,9	97,1	97,1
Käse	21,2	21,5	22	22,2	22,6	22,7	22,8	22,9	22,9
Eier gesamt	13,8	12,6	12,9	13,1	13,4	13,5	13,5	13,6	13,6
tierische Fette	10,8	10,5	10,7	10,7	10,8	10,9	10,9	10,9	10,9
pflanzliche Fette	18,9	15,9	15,5	15,2	14,9	14,7	14,6	14,5	14,5

**Nahrungsmittel, absolut [1.000 t]**

Ohne Fisch und tierische Fette (nicht flächenrelevant)

Ohne Obst - nicht auf Ackerfläche, sondern extra gezählt als Obstanlagen

	<b>2005/06</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Getreideerzeugnisse	7.444	6.856	6.635	6.397	6.116	5.778
Kartoffeln	5.194	4.647	4.394	4.185	3.976	3.745
Zucker	2.960	2.414	2.269	2.155	2.044	1.924
Gemüse	7.123	7.307	7.232	7.052	6.781	6.424
Fleisch gesamt	7.147	7.442	7.375	7.196	6.921	6.559
Frischmilch	7.782	7.877	7.799	7.606	7.314	6.930
Käse	1.814	1.848	1.834	1.790	1.722	1.632
Eier gesamt	1.063	1.094	1.087	1.062	1.022	969
pflanzliche Fette	1.278	1.217	1.184	1.145	1.096	1.036

**1.000 t Agrarerzeugnisse**

Ohne Eier und pflanzliche Fette; Futtermittel auf Getreidefläche bereits umgelegt

	<b>2005/06</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Getreideerzeugnisse	7.444	6.856	6.635	6.397	6.116	5.778
Kartoffeln	5.194	4.647	4.394	4.185	3.976	3.745
Zuckerrüben	20.717	16.897	15.886	15.086	14.311	13.468
Gemüse	7.123	7.307	7.232	7.052	6.781	6.424
Futtermittel f. Fleisch	26.058	27.133	26.889	26.237	25.234	23.913
Gereide für Milcherzeugnisse	12.015	12.214	12.109	11.817	11.367	10.772



Tabelle 9-9: Varianten der Flächenfreisetzung; Zahlenwerte zu Abbildung 3-6 (eigene Darstellung)

[Mio ha]	2006	2010	2020	2030	2040	2050
Max ohne Naturschutz	0,94	1,90	3,61	5,11	6,89	8,59
Max mit Erosionsflächen	0,94	1,90	3,16	4,23	6,00	7,71
Max mit Naturschutz	0,94	1,90	2,86	3,63	5,41	7,11
Min ohne Naturschutz	0,94	1,61	3,03	4,35	5,94	7,64
Min mit Erosionsflächen	0,94	1,61	2,58	3,46	5,06	6,76
Min mit Naturschutz	0,94	1,61	2,28	2,87	4,46	6,16

Tabelle 9-10: Sensitivität der Ertragssteigerungen (niedrige, hohe und maximale Ertragssteigerungen) bei Variante der Flächenfreisetzung: maximal (also ohne Naturschutz; Ernährung nach Trendfortschreibung; eigene Darstellung)

[1.000 ha]	2010	2020	2030	2040	2050
Max hohe Erträge	1,90	3,61	5,11	6,89	8,59
Max niedrige Erträge	1,70	3,11	4,42	6,05	7,72
Min hohe Erträge	1,06	2,05	3,57	5,32	7,05
Min niedrige Erträge	0,86	1,55	2,87	4,46	6,16
Obergrenze Erträge	3,21	6,42	8,44	10,16	11,20

Tabelle 9-11: Ausgewählte Varianten des Potenzial an Biogas / Biomethan bei mittlerer Flächenverfügbarkeit in Deutschland bis 2050; Datenbeschriftung für Variante A2b mittel und Mengenziele der Gasnetz-Zugangsverordnung; Zahlenwerte zu Abbildung 3-8 (eigene Darstellung)

<b>Biogaspotenziale</b>		2010	2020	2030	2040	2050
[Mrd m <sup>3</sup> Methan/a]						
<b>A2b mittel</b>	niedrige Erträge	1,81	4,02	9,05	20,08	35,49
	mittlere Erträge	1,81	4,49	10,88	25,98	49,43
	hohe Erträge	1,81	5,01	13,06	33,55	68,68
<b>A 2c mittel</b>	niedrige Erträge	1,81	4,37	10,06	22,55	40,00
	mittlere Erträge	1,81	4,88	12,10	29,17	55,71
	hohe Erträge	1,81	5,45	14,52	37,68	77,41
<b>A3 mittel</b>	niedrige Erträge	1,81	5,41	11,35	24,12	41,91
	mittlere Erträge	1,81	6,05	13,64	31,21	58,37
	hohe Erträge	1,81	6,75	16,38	40,30	81,10
<b>GasNZV</b>		-	6	10	-	-

Tabelle 9-12: Kenndaten verschiedener Biomethan-Zubaupfade im Ausblick bis 2050; Zahlenwerte zu Abb. 3-9 (eigene Darstellung)

Zubaupfad "konstanter Ausbau"									
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anlagenzahl									
kumuliert	44	191	282	373	465	556	647	738	830
Zubau pro Jahr	14	18	18	18	18	18	18	18	18
m3/h									
kumuliert	32.908	122.487	180.320	238.152	295.984	353.816	411.649	469.481	527.313
Zubau pro Jahr	11.825	11.566	11.566	11.566	11.566	11.566	11.566	11.566	11.566
durchschnittliche Größe	748	634	634	634	634	634	634	634	634
Mio m3/a									
kumuliert	246,8	918,7	1.352,4	1.786,1	2.219,9	2.653,6	3.087,4	3.521,1	3.954,8
Zubaupfad "GasNetzV"									
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anlagenzahl									
kumuliert	44	687	1262	1735	2104	2370	2533	2593	2593
Zubau pro Jahr	14	127	107	86	66	45	24	4	0
m3/h									
kumuliert	32.908	435.291	800.000	1.099.337	1.333.325	1.501.958	1.605.235	1.643.155	1.643.155
Zubau pro Jahr	11.825	80.783	67.720	54.640	41.569	28.498	15.427	2.356	0
durchschnittliche Größe	748	634	634	634	634	634	634	634	634
Mio m3/a									
kumuliert	246,8	3.264,7	6.000,0	8.245,0	9.999,9	11.264,7	12.039,3	12.323,7	12.323,7
Zubaupfad "Momentum"									
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anlagenzahl									
kumuliert	44	199	464	840	1326	1923	2631	3449	4378
Zubau pro Jahr	14	40	62	84	106	128	150	173	195
m3/h									
kumuliert	32.908	126.254	294.146	532.219	840.474	1.218.910	1.667.527	2.186.326	2.775.306
Zubau pro Jahr	11.825	25.157	39.193	53.229	67.265	81.302	95.338	109.374	123.411
durchschnittliche Größe	748	634	634	634	634	634	634	634	634
Mio m3/a									
kumuliert	246,8	946,9	2.206,1	3.991,6	6.303,6	9.141,8	12.506,5	16.397,4	20.814,8
Zubaupfad "BM Potenzial 50%"									
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anlagenzahl									
kumuliert	44	200	343	674	1194	1902	2800	3886	5161
Zubau pro Jahr	14	6	44	81	119	157	195	232	270
m3/h									
kumuliert	32.908	127.020	217.153	426.953	756.420	1.205.553	1.774.353	2.462.820	3.270.953
Zubau pro Jahr	11.825	3.667	27.600	51.533	75.467	99.400	123.333	147.267	171.200
durchschnittliche Größe	748	634	634	634	634	634	634	634	634
Mio m3/a									
kumuliert	246,8	952,7	1.628,7	3.202,2	5.673,2	9.041,7	13.307,7	18.471,2	24.532,2

Tabelle 9-13: Dynamisierung der Biomethan-Gestehungskosten; Zahlenwerte für Abb. 3-17 und 3-18 (eigene Darstellung)

		<b>Basisjahr 2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>Biogasanlage</b>										
Substratkosten	€ / t FM	32	33,69	35,38	37,07	38,76	40,45	42,14	43,83	45,52
Invest- und Betriebskosten ohne Energie	Tsd. €	33.625	29.152	26.704	25.502	24.482	23.625	22.798	22.114	21.451
Betriebskosten Strom	Tsd. €	3.744	4.524	5.772	6.786	7.800	8.697	9.594	10.452	11.310
Betriebskosten Wärme	Tsd. €	2.586	3.079	3.694	4.218	4.741	5.357	5.911	6.465	7.019
<b>Aufbereitung &amp; Einspeisung</b>										
Invest- und Betriebskosten ohne Energie	Tsd. €	12.295	9.959	8.764	8.211	7.752	7.372	7.011	6.716	6.434
Betriebskosten Energie	Tsd. €	9.000	10.875	13.875	16.313	18.750	20.906	23.063	25.125	27.188
[Ct/kWh Methan]										
		<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>Biogas</b>										
Substratkosten		3,33	3,27	3,29	3,34	3,39	3,45	3,50	3,56	3,61
Invest- und Betriebskosten		2,82	2,44	2,24	2,14	2,05	1,98	1,91	1,85	1,80
Betriebskosten Energie		0,53	0,64	0,79	0,92	1,05	1,18	1,30	1,42	1,54
<b>Aufbereitung &amp; Einspeisung</b>										
Invest- u. Betriebskosten ohne Energie		1,06	0,86	0,76	0,71	0,67	0,64	0,61	0,58	0,56
Betriebskosten Energie		0,75	0,91	1,16	1,37	1,57	1,75	1,93	2,11	2,28
<b>GESAMT Biomethan</b>		<b>8,493</b>	<b>8,123</b>	<b>8,246</b>	<b>8,478</b>	<b>8,740</b>	<b>8,999</b>	<b>9,257</b>	<b>9,523</b>	<b>9,787</b>

Tabelle 9-14: Sensitivitätsanalyse der Gasgestehungskosten bei Variationen der Energiekosten (Preisfad B nach (Nitsch et al. 2012); des Faktors zur Kopplung von Mais – und Ölpreis; der Gasausbeute (nicht dynamisiert); der Lernkurve (PR maximiert); Referenz nach Abschnitt 3.2.4.4.; Zahlenwerte zu Abb. 3-19 (eigene Darstellung)

[€ ct 2010/kWh Gas]	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Referenz	8,74	9,79
Energiekosten Pfad B	8,27	8,90
Substrate: Kopplung Ölpreis 0,3	8,45	9,25
Substrate: Kopplung Ölpreis 0,9	9,03	10,32
Gasausbeute konstant	9,38	10,91
PR min	8,08	8,99

### 9.3 Tabellen zu Kapitel 4 – Einsatz von Biomethan und resultierende THG-Minderungen: Status Quo

Tabelle 9-15: Spezifische THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz in den Sektoren; Zahlenwerte zu Abb. 4-9 (eigene Berechnung und Darstellung)

<b>[g CO<sub>2</sub> Äq/kWh]</b>	<b>THG Vermeidung</b>
reine Verstromung	141,9
KWK Verstromung (Gutschriftansatz)	238,8
Wärme	169,5
Kraftstoff	205,6
Energieträger-Ersatz Erdgas	148,9

Tabelle 9-16: Spezifische THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz in den Sektoren nach den drei Betrachtungsansätzen; Zahlenwerte zu Abb. 4-10 (eigene Berechnung und Darstellung)

<b>[g CO<sub>2</sub> Äq/kWh]</b>	<b>Durchschnitts- betrachtung</b>	<b>Marginal- ansatz</b>	<b>Grenz- betrachtung</b>
reine Verstromung	141,9	154,2	191,1
KWK Verstromung (Gutschriftansatz)	238,8	263,6	275,4
Wärme	169,5	194,6	136,6
Kraftstoff	205,6	206,6	318,4
Energieträger-Ersatz Erdgas		149,0	

Tabelle 9-17: Mengen an gehandeltem Biomethan für BHKW und Kraftwerke, Haushalte, Industrie und Gewerbe, Tankstellen sowie sonstige Verwendung in Deutschland 2008-2010; Zahlenwerte für Abb 4-10; (eigene Darstellung nach Volk 2012)

<b>[Mio kWh]</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
KWK Nutzung	391	1.377	2.080
Kraftstoff	26	94	143
Wärmenutzung	22	94	167
Summe gehandelt	440	1.564	2.390

Tabelle 9-18: Minderung von THG in t CO<sub>2</sub> Äq durch Einsatz von Biomethan in 2010 nach Durchschnittsbetrachtung und Marginalansatz; Zahlenwerte zu Abb. 4-13; (eigene Berechnung und Darstellung)

<b>[1.000 t CO<sub>2</sub> Äq]</b>	<b>Durchschnitts- betrachtung</b>	<b>Margina- lansatz</b>
KWK Nutzung	496,7	548,3
Kraftstoff	29,5	29,6
Wärmenutzung	28,4	32,6

## 9.4 Tabellen zu Kapitel 5 – Einsatz von Biomethan und resultierende THG-Minderungen: Ausblick

Tabelle 9-19: Importstruktur für Erdgas in Deutschland (einschließlich inländischer Förderung) im mittelfristigen Ausblick; Zahlenwerte zu Abb. 5-2 (Arnold et al. 2010; eigene Darstellung nach Lechtenböhrer und Dienst 2008)

<b>Importanteile</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
Russland	33,8%	33,8%	43,3%	53,0%
Norwegen	24,2%	24,2%	35,3%	40,7%
Niederlande	19,2%	19,2%	11,6%	2,1%
GB/ DK	7,0%	7,0%	1,4%	0,0%
D Inland	15,8%	15,8%	8,4%	4,2%

Tabelle 9-20: THG-Emissionsfaktor von Biomethan und Erdgas und THG-Minderung im Ausblick bis 2050 sowie Grenzübergangskosten für Erdgas und Gestehungskosten für Biomethan; Zahlenwerte zu Abb. 5-3 und 5-5 (eigene Darstellung)

	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>[g CO<sub>2</sub> Äq/kWh]</b>									
THG Erdgas	233,9	233,3	232,9	232,7	232,5	232,4	232,2	232,1	232,0
THG Biomethan	84,1	65,8	57,2	51,5	46,9	43,1	39,8	37,0	34,4
THG Minderung	149,8	167,5	175,7	181,2	185,6	189,2	192,4	195,1	197,6
<b>[€ ct/kWh]</b>									
Grenzübergangspreise Erdgas	2,088	2,556	2,916	3,312	3,780	4,176	4,572	4,968	5,364
Gestehungskosten Biomethan	8,493	8,123	8,246	8,478	8,740	8,999	9,257	9,523	9,787
Differenzkosten	6,405	5,567	5,330	5,166	4,960	4,823	4,685	4,555	4,423

Tabelle 9-21: Grenzübergangspreise für Erdgas im Ausblick nach verschiedenen Szenarien; Zahlenwerte für Abb. 5-4; eigene Darstellung nach (Teske et al. 2010; Matthes 2010; ECF 2010; IEA 2011; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; zitiert nach Forschungsradar Erneuerbare Energien 2012)

<b>[ct 2010/kWh]</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Nitsch et al. 2012, Pfad B	2,1	2,5	3,0	3,9
Nitsch et al. 2012, Pfad A	2,5	2,9	3,8	5,3
BMWi 2010	2,3	2,2	2,7	3,1
IEA 2011, Current policies	2,5	2,8	3,2	k.A.
ECF 2010	2,8	k.A.	3,8	3,8
Matthes 2010	3,1	3,5	4,1	5,1
Teske et al. 2012	3,9	4,5	5,3	7,2

Tabelle 9-22: Inländische Gewinnung an Erdgas und Potenzial an Biomethan in Deutschland im Ausblick bis 2025; Zahlenwerte zu Abb. 5-6 (eigene Darstellung nach BNetzA 2012)

<b>[Mrd m3/a]</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Potenzial an Biomethan	0,24	0,93	2,17	3,93
inländische Gewinnung	12,7	10,0	6,7	2,8
% Biomethan	1,9	9,3	32,4	141,2

Tabelle 9-23: Spezifische THG-Minderungen und THG-Vermeidungskosten beim Ersatz mit Biomethan des Erdgas-Mixes und Erdgas aus inländischer Förderung im Ausblick bis 2025; Zahlenwerte für Abb. 5-7; (eigene Darstellung)

	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>THG Vermeidung</b>									
<b>[g CO<sub>2</sub>Äq/kWh]</b>									
Bezug: Erdgas-Mix	149,78	167,48	175,70	181,24	185,59	189,23	192,40	195,11	197,63
Bezug: deutsches Erdgas	135,96	153,97	162,25	167,76	172,03	175,56	178,58	181,13	183,48
<b>THG-Vermeidungskosten</b>									
<b>[€/ t CO<sub>2</sub>Äq]</b>									
Bezug: Erdgas-Mix	427,61	332,41	303,38	285,02	267,24	254,85	243,49	233,45	223,81
Bezug: deutsches Erdgas	471,08	361,58	328,52	307,91	288,30	274,71	262,33	251,46	241,07

Tabelle 9-24: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in realen Preisen im Ausblick bis 2050 und Ist-Preis für Anfang April 2013; Zahlenwerte für Abb. 5-8; (eigene Darstellung nach Barzantny et al. 2009; EnBW et al. 2009; Kirchner und Matthes 2009; BMWi 2010; Nitsch et al. 2012; IST Werte 2013 nach European Energy Exchange 2013)

<b>[€ 2008/t]</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Kirchner und Matthes 2009	10	21	31	41	52
Barzantny et al. 2009	14	28	42	57	71
EnBW et al 2009	29	39	48	58	68
BMWi 2010	21	18	38	59	75
Nitsch et al. 2012, Pfad A	14,3	27	45	60	75
Nitsch et al. 2012, Pfad B	14,3	23	34	45	57
IST April 2013	3,5				

Tabelle 9-25: Differenzkosten von Biomethan und Erdgas ohne und mit Berücksichtigung des Zertifikathandels; Zertifikatspreise nach Preispfad A gemäß Nitsch et al. 2012; Zahlenwerte für Abb. 5-9; (eigene Darstellung)

	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>Differenzkosten Biomethan zu Erdgas ...</b>									
<b>[ € ct 2010/kWh]</b>									
... Ohne Zertifikate	6,40	5,57	5,33	5,17	4,96	4,82	4,68	4,55	4,42
... Mit Zertifikaten	6,40	5,23	4,86	4,53	4,12	3,83	3,53	3,24	2,94
<b>THG Vermeidungskosten ....</b>									
<b>[ € /t CO<sub>2</sub>Äq]</b>									
...ohne Zertifikate	427,61	332,41	303,38	285,02	267,24	254,85	243,49	233,45	223,81
...mit Zertifikaten	413,31	312,41	276,38	250,02	222,24	202,35	183,49	165,95	148,81



Tabelle 9-26: Daten des Referenzsystems Strom; Beiträge der Energieträger und ermittelter durchschnittlicher CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-10 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>[TWh/a]</b>									
Kernenergie	141	92	67	0	0	0	0	0	0
Kohle	280	225	145	142	82	61	40	26	12
Erdgas, Öl	98	102	117	123	115	101,5	88	77	66
Erneuerbare	103	166	235	293	351	392,5	434	461,5	489
EE-Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	3,5	7
Bruttostrom	622	585	564	558	548	555	562	568	574
fossiler Strom	378	327	262	265	197	162,5	128	103	78
% Fossil	0,61	0,56	0,46	0,47	0,36	0,29	0,23	0,18	0,14
Endenergie Strom	516	504	484	467	450	437	424	408,5	393
<b>CO<sub>2</sub> Emissionen / Emissionsfaktor</b>									
Mio t	284	228	153	151	95	72,5	50	35,5	21
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	550,4	452,4	316,1	323,3	211,1	164,5	117,9	85,7	53,4
<b>THG Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	493,4	419,3	289,7	289,8	183,0	136,7	92,2	64,4	37,4

Tabelle 9-27: Daten des Referenzsystems Wärme; Beiträge der Energieträger und ermittelter durchschnittlicher CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-11 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>[TWh/a]</b>									
KWK fossil/ Fern-Nahwärme	162,5	175	187,5	175	150	137,5	125	106,25	87,5
Erdgas direkt	587,5	550	500	462,5	375	306,25	237,5	212,5	187,5
Kohle direkt	112,5	87,5	87,5	50	50	43,75	37,5	31,25	25
Heizöl direkt	275	187,5	125	75	75	62,5	50	28,125	6,25
Strom	137,5	150	137,5	125	100	93,75	87,5	87,5	87,5
REG	137,5	162,5	200	237,5	275	293,75	312,5	331,25	350
<b>CO<sub>2</sub> Emissionen / Emissionsfaktor</b>									
Mio t	319	255	220	189	161	140	119	98,5	78
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	244,0	213,7	197,9	184,9	171,5	159,2	147,0	129,2	111,5
<b>THG Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	286,2	251,0	232,4	217,7	201,6	187,1	172,5	151,8	131,2

Tabelle 9-28: Daten des Referenzsystems Straßenverkehr; Beiträge der Energieträger und ermittelter durchschnittlicher CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-12 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>[TWh/a]</b>									
Biodiesel	26,4	46,1	56,7	54,2	49,7	45,7	41,7	37,6	33,6
Bioethanol	9,4	13,3	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
EE- Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	8,3	16,7	32,4	48,1	57,6	67,2
Strom (Straße)	0,0	2,5	8,6	14,7	25,6	31,0	36,4	40,1	43,6
Diesel	320,5	315,2	293,8	245,7	203,0	179,0	154,9	138,9	122,9
Benzin	229,7	170,9	128,2	106,8	90,8	69,4	48,1	26,7	5,3
Erdgas	10,7	10,7	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	18,7	21,4
<b>CO2 Emissionen / Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	253,5	247,3	239,2	227,5	217,7	204,1	188,2	173,5	156,0
<b>THG Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	311,9	306,7	292,1	282,6	272,1	255,8	236,1	219,6	199,5

Tabelle 9-29: Daten des Referenzsystems Strom nach Marginalbetrachtung; Beiträge der Energieträger und ermittelter THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-13 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>[TWh/a]</b>									
Kernenergie	141	92	67	0	0	0	0	0	0
Kohle	280	225	145	142	82	61	40	26	12
Erdgas, Öl	98	102	117	123	115	101,5	88	77	66
Bruttostrom fossil	519	419	329	265	197	162,5	128	103	78
<b>THG Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	850,9	791,8	669,3	655,0	557,1	516,4	453,3	401,0	314,5

Tabelle 9-30: Daten des Referenzsystems Wärme nach Marginalbetrachtung; Beiträge der Energieträger und ermittelter THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-14 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>[TWh/a]</b>									
Erdgas direkt	587,5	550	500	462,5	375	306,25	237,5	212,5	187,5
Heizöl direkt	275	187,5	125	75	75	62,5	50	28,125	6,25
<b>THG Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	311,2	305,7	301,1	295,9	298,3	298,5	298,9	294,0	286,8

Tabelle 9-31: Daten des Referenzsystems Straßenverkehr nach Marginalbetrachtung; Beiträge der Energieträger und ermittelter THG-Emissionsfaktor; Zahlenwerte für Abb. 5-15 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>[TWh/a]</b>									
Diesel	320,5	315,2	293,8	245,7	203,0	179,0	154,9	138,9	122,9
Benzin	229,7	170,9	128,2	106,8	90,8	69,4	48,1	26,7	5,3
<b>THG Emissionsfaktor</b>									
g CO <sub>2</sub> Äq/kWh	321,8	323,3	324,5	324,5	324,3	325,0	326,0	327,8	330,6

Tabelle 9-32: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Durchschnittsbetrachtung und Gutschrift-Verfahren sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas; Zahlenwerte für Abb. 5-16 (eigene Darstellung)

**THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz für...**

**[g CO<sub>2</sub>Äq/kWh]**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
... Strom	141,9	119,1	71,0	80,1	37,8	22,3	6,6	-3,5	-13,6
... KWK	238,8	203,7	148,8	152,4	104,1	83,3	62,4	45,1	27,9
... Wärme	169,4	155,4	146,3	137,5	126,5	116,5	106,0	90,2	74,2
... Kraftstoff	210,2	223,6	218,3	215,1	209,8	198,2	182,9	170,2	153,9
... Erdgas-Ersatz	149,8	167,5	175,7	181,2	185,6	189,2	192,4	195,1	197,6

Tabelle 9-33: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und Gutschrift-Verfahren sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas; Zahlenwerte für Abb. 5-17 (eigene Darstellung)

**THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz für...**

**[g CO<sub>2</sub>Äq/kWh]**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
... Strom	239,3	235,1	197,1	197,4	164,8	148,9	132,4	108,9	85,1
... KWK	346,3	340,3	300,7	299,2	267,4	251,5	235,2	210,0	183,8
... Wärme	196,0	209,4	213,8	214,9	221,5	225,5	229,2	227,6	223,7
... Kraftstoff	219,5	239,2	248,9	254,6	259,0	263,5	267,7	272,2	277,5
... Erdgas-Ersatz	149,8	167,5	175,7	181,2	185,6	189,2	192,4	195,1	197,6

Tabelle 9-34: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Durchschnittsbetrachtung und Exergie-Allokation sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung)

<b>THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz für...</b>									
<b>[g CO<sub>2</sub>Äq/kWh]</b>									
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
... Strom	141,9	119,1	71,0	80,1	37,8	22,3	6,6	-3,5	-13,6
... KWK	166,0	138,0	87,4	94,9	51,2	34,6	18,0	7,1	-3,8
... Wärme	169,4	155,4	146,3	137,5	126,5	116,5	106,0	90,2	74,2
... Kraftstoff	210,2	223,6	218,3	215,1	209,8	198,2	182,9	170,2	153,9
... Erdgas-Ersatz	149,8	167,5	175,7	181,2	185,6	189,2	192,4	195,1	197,6

Tabelle 9-35: THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und Exergie-Allokation sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung)

<b>THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz für...</b>									
<b>[g CO<sub>2</sub>Äq/kWh]</b>									
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
... Strom	239,3	235,1	197,1	197,4	164,8	148,9	132,4	108,9	85,1
... KWK	263,3	253,9	213,5	212,2	178,2	161,2	143,8	119,5	95,0
... Wärme	196,0	209,4	213,8	214,9	221,5	225,5	229,2	227,6	223,7
... Kraftstoff	219,5	239,2	248,9	254,6	259,0	263,5	267,7	272,2	277,5
... Erdgas-Ersatz	149,8	167,5	175,7	181,2	185,6	189,2	192,4	195,1	197,6

Tabelle 9-36: Sensitivität: steigende Wirkungsgrade und Ersatz von Erdgas nur aus deutscher Förderung; THG-Minderung durch Einsatz von Biomethan in den Einsatzbereichen nach Marginalansatz und Gutschrift-Verfahren sowie bei Ersatz des Energieträgers Erdgas (eigene Darstellung)

<b>THG-Vermeidung durch Biomethan-Einsatz für...</b>									
<b>[g CO<sub>2</sub>Äq/kWh]</b>									
	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
... Strom	239,3	235,1	203,8	204,0	175,9	159,0	141,5	120,4	94,6
... KWK	346,3	340,3	316,4	314,7	296,7	279,9	262,5	248,9	219,9
... Wärme	196,0	209,4	219,8	220,8	236,4	240,5	244,1	245,2	240,9
... Kraftstoff	219,5	239,2	254,7	260,5	268,0	272,4	276,7	284,3	289,7
... Erdgas-Ersatz	149,8	167,5	175,7	181,2	185,6	189,2	192,4	195,1	197,6
... Nur deutsches Erdgas	136,0	154,0	162,3	167,8	172,0	175,6	178,6	181,1	183,5

Tabelle 9-37: CO<sub>2</sub>-Reduktion im Zeitverlauf ausgewählter Szenarien nach (EnBW et al. 2009; Schlesinger et al. 2010; Nitsch et al. 2012; Kirchner und Matthes 2009; Barzantny et al. 2009); Zahlenwerte zu Abb. 5-18 (eigene Darstellung)

Autor / Quelle	Name der Studie	ausgewähltes Szenario	2020	2030	2050
<i>CO<sub>2</sub>-Reduktion ggü. 1990 [%]</i>					
EnBW et al 2009	Energiezukunft 2050	Szenario 3	0,45	0,57	0,69
Kirchner und Mattes, 2009	Modell Deutschland-Klimaschutz bis 2050	Innovations-szenario	0,42	0,65	0,91
Barzantny et al, 2009	Klimaschutz: Plan B 2050	Plan B	0,47	0,72	0,97
Nitsch et al, 2012	Langfristszenarien	Basisszenario 2010 A	0,42	0,61	0,85
Schlesinger et al. 2010	Energieszenarien für Energiekonzept BuRe	Szenario IB	0,41	0,59	0,85

Tabelle 9-38: Absolute Menge an THG-Minderung bei Ersatz von Erdgas als Energieträger durch Biomethan und resultierender Anteil von Biomethan am Erdgasverbrauch in Deutschland; Zahlenwerte zu Abb. 5-19 (eigene Darstellung)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Biomethan-Potenzial</b>									
Mrd m <sup>3</sup> /a	0,24	0,93	2,17	3,93	6,20	8,99	12,30	16,13	20,48
Mrd. kWh/a	2,39	9,31	21,70	39,27	62,01	89,93	123,02	161,30	204,75
TWh	2,39	9,31	21,70	39,27	62,01	89,93	123,02	161,30	204,75
Anteil am Erdgas	0,3%	1,0%	2,4%	4,6%	8,3%	14,1%	23,1%	33,8%	48,5%
<b>spez. Minderung</b>									
g CO <sub>2</sub> äq/kWh	149,78	167,48	175,70	181,24	185,59	189,23	192,40	195,11	197,63
<b>absolute Minderung</b>									
t CO <sub>2</sub> äq	358.047	1.560.038	3.812.854	7.116.376	11.507.741	17.017.107	23.669.446	31.470.632	40.465.305
Mio t CO <sub>2</sub> äq	0,36	1,56	3,81	7,12	11,51	17,02	23,67	31,47	40,47
<b>Gesamte Minderung über Betrachtungszeitraum [Mio t CO<sub>2</sub> äq]</b>									<b>600,8</b>

Tabelle 9-39: Mengengerüst Biomethan in den Einsatzbereichen KWK, Wärmebereitstellung und Kraftstoff sowie Biomethan-Potenzial nach Ausbaupfad; Zahlenwerte zu Abb. 5-20 (eigene Darstellung)

[TWh]	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
KWK Nutzung	2,1	7,4	13,2	20,5	27,4	37,9	48,4	52,1	55,8
Wärmenutzung	0,2	9,0	21,2	30,5	37,0	40,6	41,4	42,0	43,0
Kraftstoff	0,1	2,4	2,6	3,3	4,0	4,0	4,0	4,3	4,6
Biomethan-Potenzial	2,4	9,3	21,7	39,3	62,0	89,9	123,0	161,3	204,8

Tabelle 9-40: Struktur der KWK-(Netto-)Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 mit ausgewiesenem Anteil an Biomethan; Zahlenwerte zu Abb. 5-21 (eigene Darstellung nach Nitsch et al. 2012)

KWK-Strom [TWh/a]	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
öffentliche Fernwärme, große HKW									
Gesamt	43,3	43,3	46,9	43,9	43,1	41,4	39,7	36,55	33,4
öffentl. Nah- und Fernwärme									
Erdgas	15,5	17,3	19,6	20,2	17,2	15,4	13,6	15,3	17
Biomethan	1	2,8	3	4,9	6,5	9,05	11,6	10,95	10,3
Objektversorgung <50 kWel									
Erdgas	1,2	3,9	11	10,1	9,1	7	4,9	3,45	2
Biomethan	0	0	2	2,9	3,9	5,35	6,8	7,75	8,7
industrielle KWK									
Erdgas	27,3	33,9	50,6	55	51,7	48,1	44,5	40,35	36,2
Biomethan	0	0	0	0	0	0	0	1,1	2,2
<b>gesamt KWK Strom</b>	<b>88,3</b>	<b>101,2</b>	<b>133,1</b>	<b>137</b>	<b>131,5</b>	<b>126,3</b>	<b>121,1</b>	<b>115,45</b>	<b>109,8</b>