

Elisa Dunkelberg, Steven Salecki, Julika Weiß, Stefan Rothe, Georg Böning

# Biomethan im Energiesystem

Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungs-  
verfahren und Nutzungsoptionen



i | ö | w

INSTITUT FÜR  
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG



Elisa Dunkelberg, Steven Salecki, Julika Weiß, Stefan Rothe, Georg Böning

# Biomethan im Energiesystem

Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen

gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Projektes „Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz (MEGAS)“

Schriftenreihe des IÖW 207/15  
Berlin, März 2015

ISBN: 978-3-940920-10-2

# Impressum

Herausgeber:  
Institut für ökologische  
Wirtschaftsforschung (IÖW)  
Potsdamer Straße 105  
D-10785 Berlin  
Tel. +49 – 30 – 884 594-0  
Fax +49 – 30 – 882 54 39  
E-mail: mailbox@ioew.de  
www.ioew.de

Die Schriftenreihe entstand im Rahmen des Forschungsprojektes „Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz (MEGAS)“.

Kooperationspartner war die Firma Ingenieurbüro Buse GmbH, die sich im Rahmen des Projekts mit der technischen Weiterentwicklung des Membranverfahrens beschäftigt hat.

Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ (FKZ: 03KB068B).



Gefördert vom Bundesministerium für  
Wirtschaft und Energie aufgrund eines  
Beschlusses des Deutschen Bundestages



## Zusammenfassung

Zu Biomethan aufbereitetes Biogas kann wichtige Funktionen im Energiesystem übernehmen, zum Beispiel Regelleistung im Stromnetz bereitstellen oder als Kraftstoffalternative eingesetzt werden. Gegenüber Biogas weist es den Vorteil auf, dass es ins vorhandene Gasnetz eingespeist, dort gespeichert und zu geeigneten Nutzern transportiert werden kann.

In vielen Energieszenarien wird auch in Zukunft mit relevanten Mengen an Biomethan gerechnet. Bis zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2014 wurden die Biogaserzeugung und -aufbereitung zu Biomethan indirekt durch das EEG vergütet. Folglich gab es in den vergangenen Jahren einen stetigen Zubau an Aufbereitungsanlagen.

Auf dem Markt existieren verschiedene Verfahren zur Biogasaufbereitung. In dieser Studie werden die Aminwäsche, Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW), Membrantrennverfahren sowie ein innovatives Verfahren, welches mit dem Einsatz von Membrankontaktoren funktioniert, aus ökologischer und ökonomischer Perspektive untersucht. Ziel der Analyse ist es, herauszufinden, welche Verfahren sich bei welchen Rahmenbedingungen besonders eignen, inwiefern das neue Verfahren konkurrenzfähig ist und inwiefern die Aufbereitung vorteilhaft gegenüber der Vor-Ort-Verstromung von Biogas ist. Die Bewertung beinhaltet die folgenden Arbeitsschritte:

- Ermittlung der ökologischen Wirkungen mit Hilfe einer Ökobilanz
- Berechnung von Produktgasgestehungskosten, Gewinnen und Verlusten mittels Annuitätenmethode
- Abschätzung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten mit dem Modell WEBEE „Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch Erneuerbare Energien“ des IÖW

Den Schwerpunkt der Ökobilanzierung bildete der Vergleich der Treibhausgas-(THG)-Emissionen, da der Einsatz von Bioenergie insbesondere als Klimaschutzmaßnahme diskutiert wird. Die THG-Emissionen, die durch Biogaserzeugung und -aufbereitung entstehen, unterscheiden sich nur geringfügig zwischen den Verfahren. Den größten Einfluss auf die THG-Bilanz haben die Biogas- bzw. Substratbereitstellung und die Methanemissionen. Die Aminwäsche kann als robustes Verfahren hervorgehoben werden, da bei diesem Verfahren auch ohne Schwachgasbehandlung die maximalen Methanemissionen von 0,2 % stabil eingehalten werden. Bei den anderen Verfahren muss eine Schwachgasbehandlung zur Reduktion der Methanemissionen erfolgen. Damit die THG-Emissionen inklusive der Aufbereitung nicht höher sind als bei der direkten Vor-Ort-Verstromung, muss der Wärmenutzungsgrad um etwa 35 bis 50 % höher sein als bei der Vor-Ort-Verstromung. Bei den stromintensiven Verfahren DWW, PSA und Membranverfahren werden die THG-Emissionen zukünftig abnehmen, da der durchschnittliche Emissionsfaktor des Strommixes durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien sinken wird. Neben den THG-Emissionen wurden die Wirkungskategorien Versauerung und Eutrophierung untersucht, bei denen die Biogaserzeugung und -nutzung – unabhängig von der Aufbereitung – schlechter abschneidet als die fossilen Referenzsysteme. Dies ist auf den Einsatz von Maissilage in der Biogaserzeugung zurückzuführen.

Die am Markt verfügbaren Aufbereitungsverfahren sind in der Lage kostendeckend zu arbeiten. PSA und Membrantrennverfahren sind mit zunehmender Anlagegröße vergleichsweise profitabler, da die Größenvorteile stärker als bei den anderen Verfahren ins Gewicht fallen. Das neue Membrankontaktoren-Verfahren ist im Vergleich zu den etablierten Verfahren wettbewerbsfähig und kann vor allem im Bereich kleiner bis mittlerer Anlagengrößen Kostenvorteile aufweisen.

Allerdings bestimmen die Erlösmöglichkeiten, ob ein Anlagenkonzept wirtschaftlich darstellbar ist oder nicht. Für Biomethan kommen unterschiedliche Vermarktungsrichtungen in Frage: Dies sind vor allem die „KWK-Nutzung“, der „Wärmemarkt für Haushaltskunden“ und der „Einsatz als Kraftstoff“. Inwiefern sich diese lohnen, wird stark durch die Förderbedingungen beeinflusst. In keiner der Anlagenvariationen kann für die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ derzeit eine wirtschaftliche Situation ermittelt werden. Der Einschnitt in den Förderbedingungen durch die EEG-Novellierung im Jahr 2014 gefährdet daher den bisher größten Absatzmarkt für Biomethan. Der Absatzmarkt „Wärmemarkt für Haushaltskunden“ bleibt für mittlere und größere Anlagenkonzepte wirtschaftlich. Da die Überlebensfähigkeit der Biogasaufbereitungstechnologien nun von den Vermarktungsmöglichkeiten im Wärme- und Kraftstoffmarkt abhängt, sind die Entwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen auf diesen Absatzmärkten in Zukunft von besonderer Bedeutung.

Aus regionaler Perspektive können Wertschöpfung und Beschäftigung Argumente für die Unterstützung von Biogasaufbereitungsanlagen sein. Dabei spielen die Betreibergewinne und die Effekte in den Wertschöpfungsstufen Anlagenproduktion, -planung und -installation die größte Rolle. Vor allem Planung, Wartung, Betrieb und Finanzierung der Anlage können gut von regionalen Akteuren übernommen werden, sodass ein signifikantes Potenzial für die Generierung regionaler Wertschöpfung besteht.

## Abstract

Biomethane can serve important functions in the energy system, e.g. providing balancing energy or reducing the demand for fossil fuels in the mobility sector. Many future energy scenarios count on relevant amounts of biomethane. Up until amendment of the Renewable Energies Act (EEG) in 2014, the production and processing of biogas was financially subsidized, which has led to an expansion of processing plants in recent years. Several processes exist for upgrading or purifying biogas, including amine scrubbing, pressure swing adsorption (PSA), high-pressure water scrubbing (DWW), membrane separation technology, and an innovative procedure that utilizes membrane contactors. This study examined these processes from an ecological and economic perspective. The ecological effects were determined by means of a life cycle assessment; biomethane production costs, profits and losses were calculated by means of an annuity method; and added-value and employment effects using the IÖW's WEBEE model „Local Added Value and Employment Effects through Renewable Energies.”

The level of greenhouse gas emissions (GHG) resulting from these processes, and thus the degree of reduction vs. emissions from fossil fuels, varies only slightly among the processes examined. The GHG balance is largely influenced by methane emissions. Amine scrubbing stands out as a very robust procedure, as it generally adheres to the maximum of 0.2% of methane emissions, even without weak gas treatment. With regards to the ecological impact categories of acidification and eutrophication, the production and use of biogas is worse than for the fossil fuel reference system. This is primarily due to the presumed usage of corn silage in the production of biogas. GHG emissions associated with the electrically intensive processes of DWW, PSA, and membrane separation treatment will decrease in the future, as the average emissions factor of the electricity mix decreases due to the increasing share of renewable energies.

The biogas processing methods currently available on the market can all be cost neutral and are potentially profitable. Amine scrubbing and PSA are comparably more profitable with increasing plant size, as the economies of scale have a stronger impact compared to the other processes, and the power requirement during operation is relatively small. The new membrane contactor process is competitive with respect to established methods and shows cost advantages in the field of small- to medium-sized plants. However, it is the potential revenue possibilities that ultimately determine whether a specific plant concept is sufficiently viable from an economic perspective. The potential market for „combined heat and power” (CHP) is strongly influenced by funding prospects. The profound cut in support incentives as a result of the 2014 amendment to the EEG jeopardizes the hitherto largest market for biomethane. With respect to the CHP market, it was not possible to ascertain a viable economic scenario for any of the processing plant variations. The residential heating market, however, remains economically profitable for medium-sized and larger plant concepts. Inasmuch as the survivability of biogas treatment process technologies is presently dependent on market opportunities for heat generation and fuel consumption, the development of the regulatory framework conditions will be of significant importance with regards to these markets.

From a regional perspective, added value and employment can be probable arguments for the support of biogas treatment processing plants. Operator profits, as well as the impacts of the various stages of the value added chain such as plant production and planning and installation play the biggest role. The planning, maintenance, operation and financing of a plant, in particular, can easily be taken over by regional players. This could lead to a significant potential for the generation of regional added value.

## Die Autor/innen

**Dr. Elisa Dunkelberg** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Sie ist promovierte Ingenieurin für Technischen Umweltschutz und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten ökologische Bewertung, Bioenergie und Gebäudesanierung.

**Kontakt: [elisa.dunkelberg@ioew.de](mailto:elisa.dunkelberg@ioew.de)**

**Tel. +49 – 30 – 884 594-0**

**Steven Salecki** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Er ist Volkswirt (M.Sc.) und beschäftigt sich mit den Schwerpunktthemen der ökonomischen Bewertung von Energietechnologien und der Ausgestaltung regionaler Energiesysteme.

**Kontakt: [steven.salecki@ioew.de](mailto:steven.salecki@ioew.de)**

**Dr. Julika Weiß** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Ihre Schwerpunkte liegen in der Analyse erneuerbarer Energien-Märkte, im Bereich Energieeffizienz und Gebäudesanierung sowie der ökologischen Bewertung.

**Kontakt: [julika.weiss@ioew.de](mailto:julika.weiss@ioew.de)**

**Stefan Rothe**

**Georg Böning**

Studentische Mitarbeiter

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)

*Unter Mitarbeit von*

Hannes Bluhm

Studentischer Mitarbeiter bis 2013

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einführung</b> .....	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Biogasaufbereitung in Deutschland</b> .....	<b>16</b>
2.1	Potenzial und Relevanz der Biomethaneinspeisung .....	16
2.2	Bestehende Verfahren zur Biogasaufbereitung .....	19
2.2.1	Entschwefelung und Trocknung .....	19
2.2.2	Methananreicherung.....	20
2.2.3	Abgasbehandlung und Druckanpassung.....	26
2.3	Anlagenbestand der Biogasaufbereitung.....	27
2.4	Absatzmärkte von Biomethan .....	30
2.5	Auswahl der Biogasaufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen.....	32
<b>3</b>	<b>Ökologische Bewertung</b> .....	<b>33</b>
3.1	Vorgehensweise bei der Ökobilanzierung .....	33
3.2	Darstellung der Datengrundlage .....	37
3.2.1	Substratbereitstellung und Biogasproduktion .....	38
3.2.2	Verbrennung des Biogases im BHKW.....	42
3.2.3	Biogasaufbereitung.....	43
3.3	Ergebnisse der ökologischen Bewertung.....	52
3.4	Schlussfolgerungen aus der ökologischen Bewertung .....	58
<b>4</b>	<b>Ökonomische Bewertung</b> .....	<b>60</b>
4.1	Wirtschaftlichkeit .....	60
4.1.1	Annuitätenmethode.....	60
4.1.2	Darstellung der Datengrundlage.....	62
4.1.3	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung .....	68
4.1.4	Schlussfolgerungen aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	81
4.2	Wertschöpfung und Beschäftigung .....	82
4.2.1	WEBEE – Das IÖW-Modell zur Wertschöpfungsermittlung .....	82
4.2.2	Ergebnisse zu Wertschöpfung und Beschäftigung.....	85
4.2.3	Schlussfolgerungen aus der Berechnung von Wertschöpfung und Beschäftigung .....	88
<b>5</b>	<b>Fazit und Schlussfolgerungen</b> .....	<b>89</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>93</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>98</b>
7.1	Annuitätenmethode .....	98
7.2	Annuitäten der Aufbereitungsverfahren .....	103
7.3	Wertschöpfung und Beschäftigung .....	110

# Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1:	Verwertungspfade von Biomethan.....	14
Abb. 2.1:	Prinzip der Entgasung und der Biogaswäsche an Membrankontaktoren.....	24
Abb. 2.2:	Entwicklung des Anlagenbestandes und der Anlagenkapazität.....	27
Abb. 2.3:	Verteilung der Anlagen nach Aufbereitungskapazitäten.....	28
Abb. 2.4:	Anlagenzahl und Aufbereitungskapazitäten nach Bundesländern .....	28
Abb. 2.5:	Verteilung des Anlagenbestands auf verschiedene Verfahren.....	29
Abb. 2.6:	Absatzpfade für Biomethan in 2013 und erwarteter Absatz nach EEG-Reform.....	31
Abb. 3.1:	Prozesskette eines Lebenszyklus von aufbereitetem Biogas.....	34
Abb. 3.2:	Schematische Darstellung des Nutzungskonzepts für Biogas und Biomethan.....	35
Abb. 3.3:	THG-Emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren .....	53
Abb. 3.4:	THG-Emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren bei höheren Methanemissionen.....	54
Abb. 3.5:	THG-Emissionen und vermiedene THG-Emissionen durch Substitution der Strom- und Wärmereferenzsysteme (Beispiel DWW) .....	55
Abb. 3.6:	THG-Vermeidung durch Substitution der Strom- und Wärmereferenzsysteme bei Einsatz verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren sowie ohne Aufbereitung .....	56
Abb. 3.7:	THG-Vermeidung durch Substitution der Strom- und Wärmereferenzsysteme bei Einsatz verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren bei höheren Methanemissionen.....	57
Abb. 4.1:	Vergleich der Produktgasgestehungskosten .....	72
Abb. 4.2:	Produktgasgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße und Erlöse nach Vermarktungsrichtung (nach EEG 2012).....	75
Abb. 4.3:	Sensitivitätsanalyse für das Verfahren Druckwasserwäsche bei 500 Nm <sup>3</sup> / h .....	77
Abb. 4.4:	Produktgasgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße und Erlöse nach Vermarktungsrichtung (KWK-Erlöse nach EEG-Regime) .....	79
Abb. 4.5:	Mögliche Entwicklung der jährlichen Biomethaneinspeisung .....	80

## Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1:	Menge Biogas / Biomethan in verschiedenen Energieszenarien.....	18
Tab. 2.2:	Vor- und Nachteile verschiedener Verfahren zur Biogasaufbereitung .....	25
Tab. 2.3:	Typische Schwachgaszusammensetzung beim Einsatz verschiedener Verfahren .....	26
Tab. 3.1:	Erträge und Düngemittelbedarf im Maisanbau .....	38
Tab. 3.2:	Stoffliche Kenndaten der Gärreste .....	40
Tab. 3.3:	Biogas- und Methanerträge der eingesetzten Substrate.....	41
Tab. 3.4:	Luftschadstoffemissionen bei der Biogasverbrennung (BHKW) .....	43
Tab. 3.5:	Zusammensetzung des Biogases .....	44
Tab. 3.6:	Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei der Druckwechseladsorption.....	44
Tab. 3.7:	Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei der Aminwäsche.....	46
Tab. 3.8:	Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei der Druckwasserwäsche .....	48
Tab. 3.9:	Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei Membrantrennverfahren.....	49
Tab. 3.10:	Energie-, Materialbedarf und Methanverlust beim Membrankontaktorenverfahren.....	51
Tab. 3.11:	In- und Outputwerte der Aufbereitungsverfahren .....	52
Tab. 4.1:	Dimensionierung der Aufbereitungsanlagen und der Rohgasbereitstellung .....	62
Tab. 4.2:	Investitions- und Investitionsnebenkosten für eine Biogasanlage mit 291 Nm <sup>3</sup> / h Rohgasproduktionskapazität .....	63
Tab. 4.3:	Betriebskosten für eine Anlage mit 291 Nm <sup>3</sup> / h Rohgasproduktionskapazität .....	64
Tab. 4.4:	Investitions- und Investitionsnebenkosten für Druckwasserwäsche- Aufbereitungsanlagen.....	65
Tab. 4.5:	Betriebskosten für Druckwasserwäsche-Aufbereitungsanlagen .....	67
Tab. 4.6:	Betriebsmittel- und Personalbedarf und Wartungskosten nach Aufbereitungs- verfahren.....	68
Tab. 4.7:	Kosten und Annuitäten für das Druckwasserwäscheverfahren.....	69
Tab. 4.8:	Produktgastgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße .....	71
Tab. 4.9:	Gesamtannuitäten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße (EEG 2012).....	74
Tab. 4.10:	Gesamtannuitäten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße (EEG 2014).....	79
Tab. 4.11:	Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die Biogasaufbereitung mit dem Verfahren der Druckwasserwäsche .....	85
Tab. 4.12:	Wertschöpfungseffekte nach Aufbereitungsverfahren und nach Wertschöpfungs- stufen für die Anlagengröße 1.000 Nm <sup>3</sup> / h (in Euro) .....	87
Tab. 4.13:	Beschäftigungseffekte nach Aufbereitungsverfahren und nach Wertschöpfungs- stufen für die Anlagengröße 1.000 Nm <sup>3</sup> / h (Vollzeitarbeitsplätze).....	88
Tab. 7.1:	Preisänderungsraten der Wirtschaftlichkeitsbewertung .....	101
Tab. 7.2:	Annuitätenfaktor und kostenspezifische preisdynamische Annuitätenfaktoren .....	102
Tab. 7.3:	Kosten und Annuitäten für das Aminwäscheverfahren .....	103
Tab. 7.4:	Kosten und Annuitäten für das Druckwechseladsorptionsverfahren.....	104
Tab. 7.5:	Kosten und Annuitäten für das Membrantrennverfahren .....	106
Tab. 7.6:	Kosten und Annuitäten für das Membrankontaktoren-Verfahren .....	108
Tab. 7.7:	Produktgasmengen nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengrößen .....	110
Tab. 7.8:	Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die Biogasaufbereitung mit dem Verfahren der Druckwasserwäsche (detailliert).....	110

# Abkürzungsverzeichnis

AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioKraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DEA	Diethanolamin
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EG	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
EnEV	Energieeinsparverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraftwärme-Kopplungsgesetz
MDEA	Methyldiethanolamin
MEA	Monoethanolamin
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PSA	Druckwechseladsorption
RTO	Regenerativ-thermischen Oxidation
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas
WNG	Wärmenutzungsgrad

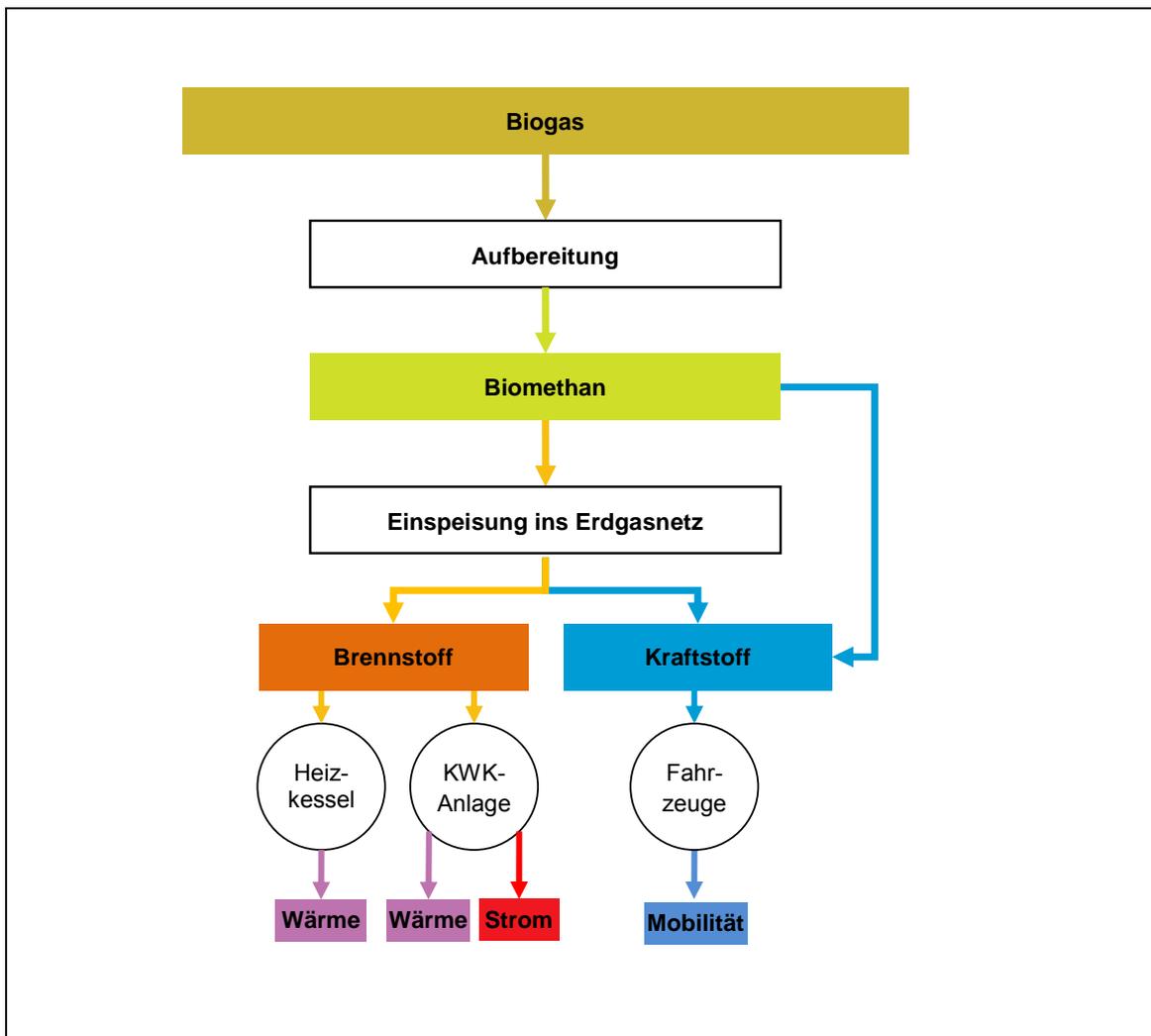
# 1 Einführung

Die Energiewende als infrastrukturelles Großprojekt steht bei ihrer Umsetzung vor enormen Aufgaben. Bis zum Jahr 2020 sollen erneuerbare Energien mit 35 % zum Bruttostromverbrauch beitragen und die Treibhausgas(THG)-Emissionen sollen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 gesenkt werden (BMWi 2011). Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss auch der Anteil erneuerbarer Energien in der Wärmebereitstellung und im Mobilitätssektor signifikant zunehmen.

Biomasse nimmt eine besondere Stellung im Reigen der erneuerbaren Energien ein, da sie ähnliche Eigenschaften aufweist wie fossile Energieträger. Die Bedeutung der Bioenergie – die selbstverständlich auch das Ergebnis der Förderpolitik der vergangenen Jahre ist – zeigt sich anhand folgender Zahlen: Im Jahr 2013 stellte Bioenergie 6,8 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland bereit – damit ist sie nach Windenergie die mengenmäßig wichtigste erneuerbare Energie im Stromsektor. Der Großteil der Stromerzeugung stammt aus Biogas. Beim Wärmeverbrauch werden nur 9 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt – 88 % davon lassen sich auf Bioenergie, vor allem biogene Festbrennstoffe, zurückführen. Im Mobilitätssektor lag der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffverbrauch in Deutschland bei 5,3 % (BMWi 2014a). Alternative Antriebe wie Elektromobilität haben noch wenig Marktrelevanz.

Biogas gilt als besonders vielversprechender Energieträger, da es im aufbereiteten Zustand im Gasnetz gespeichert sowie zu vielfältigen Nutzern transportiert werden kann (WBGU 2008). Dies ermöglicht einen flexiblen Einsatz im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor (siehe Abb. 1.1). Im Elektrizitätssektor kann Biogas im Gegensatz zur dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Wind und Sonne flexibel zur Regelenergiebereitstellung eingesetzt werden. Durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit größtmöglicher Wärmenutzung werden die eingesetzten Substrate besonders effizient genutzt. Im Verkehrssektor ist ebenfalls die Möglichkeit des Biogaseinsatzes gegeben. Dabei kann das Gasnetz zum Transport des Biomethans genutzt werden oder aber das aufbereitete Biogas wird direkt an einer Biomethantankstelle angeboten. Perspektivisch könnte eine Kopplung der Biogaserzeugung und -aufbereitung mit Power to Gas (PtG) interessant werden. Die Technologie würde es ermöglichen den Kohlenstoffdioxid aus dem Abgas der Biogasaufbereitung ebenfalls zu methanisieren und ins Gasnetz einzuspeisen (Sternner und Specht 2010). So ließen sich THG-Emissionen einsparen und die Substrate würden noch effizienter genutzt werden.

Den Vorteilen der Bioenergie stehen einige Nachteile gegenüber. Die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen sind im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien verhältnismäßig hoch, zugleich wird mit geringen Kostensenkungen gerechnet (Fraunhofer ISE 2013a). Ein weiteres Problem ist der hohe Flächenverbrauch und Düngemittelbedarf von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo), was mit Nachhaltigkeits- und Akzeptanzproblemen einhergeht. Ökologische Probleme, die im Zusammenhang mit Biogas aus NawaRo stehen, sind Eutrophierung, Erosion, THG-Emissionen aus Anbau und Verarbeitung sowie Biodiversitätsverluste (siehe beispielsweise Dunkelberg und Aretz 2013). Im Vergleich zu Windenergie- und Solaranlagen ist die Akzeptanz bei Bioenergieanlagen mit 36 % gering (Windenergieanlagen: 61 %, Solaranlagen: 77 %) (Wunderlich 2012). Diese Aspekte führten letztlich zu den massiven Kürzungen bei der Bioenergie-Vergütung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014.



**Abb. 1.1: Verwertungspfade von Biomethan**

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (ASUE 2011) und (Obermaier 2006).

Von den Kürzungen im EEG 2014 ist durch den Wegfall des Gasaufbereitungsbonus auch die Biogasaufbereitung betroffen. Bei Bestands-Biogasanlagen wird Biogas in der Regel direkt vor Ort verstromt (in Form einer Verbrennung in Blockheizkraftwerken (BHKW)). Eine derartige Nutzung ist umso effizienter, je höher der externe Wärmenutzungsgrad (WNG) ist. Da sich Biogasanlagen jedoch meist in ländlichen Regionen befinden, wo es an kontinuierlichen Wärmeabnehmern mangelt, sind die externen WNG bei Bestands-BHKW oftmals gering. Dies gilt vor allem für Anlagen im kleinen Leistungsbereich von weniger als 500 kW<sub>el</sub>, die durchschnittlich einen externen WNG von deutlich unter 50 % aufweisen. Bei Anlagen im großen Leistungsbereich ist der Durchschnittswert etwas höher (>1000 kW<sub>el</sub>: 64 %) (Witt et al. 2012). Eine Aufbereitung von Biogas und Einspeisung des Biomethans in das Gasnetz kann eine effizientere Nutzung ermöglichen, wenn durch die räumliche Entkopplung von Biogaserzeugung und -nutzung bei der Verstromung ein höherer externer WNG erzielt wird. Dies gilt, wie die genannten Zahlen zeigen, insbesondere für Anlagen im kleinen Leistungsbereich. Sofern ein klimaschutzeffizientes Verfahren zur Biogasaufbereitung zum Einsatz kommt, kann durch die effizientere Nutzung des Biomethans eine zusätzliche Einsparung an THG-Emissionen erzielt werden. Ein weiterer Vorteil von Biomethan ist die Möglichkeit, das vorhandene

Gasnetz als Speicher zu nutzen, sodass kaum zusätzliche Investitionen und Ressourcenaufwendungen für Infrastrukturen anfallen, da bestehende Einrichtungen verwendet werden.

Die Bundesregierung hatte sich wegen der genannten Stärken von Biomethan bereits im Jahr 2007 im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaprogramms das Ziel gesetzt, die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz voranzubringen. Als weiteres Ziel der Einspeisung wurde neben der klimaschonenden Energiebereitstellung durch Kraft-Wärme-Kopplung und durch Verwendung von Biomethan als Kraftstoff im Mobilitätssektor die Verringerung der Importabhängigkeit bei Erdgas genannt (Bundesregierung 2007). In der Gasnetzzugangsverordnung war als Konsequenz über mehrere Jahre das Ziel festgeschrieben, bis zum Jahr 2020 6 Mrd. m<sup>3</sup> und bis zum Jahr 2030 10 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan einzuspeisen (§ 31 (GasNZV 2010)). Spätestens nach der Novellierung des EEG 2014 war erkennbar, dass das Ziel für 2020 nicht mehr erreicht werden kann. Die Zielformulierung wurde daher konsequenterweise in der Überarbeitung der GasNZV in 2014 gestrichen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Relevanz Biomethan im zukünftigen Energiesystem haben kann und soll. Wie die Bundesregierung betont, soll die zukünftige Energieversorgung umweltfreundlich, sicher und bezahlbar sein. Die Kosten der Biogasbereitstellung und -aufbereitung werden daher neben der Nachhaltigkeit und Ressourceneffizienz von Biogas darüber entscheiden, ob und in welchem Umfang Biomethan zukünftig gefördert wird.

Verfahren, die eine kostengünstige und klimaschutzeffiziente Aufbereitung, insbesondere bei dezentralen, kleinen Biogasanlagen ermöglichen, sind daher eine wichtige Voraussetzung für einen möglichen Ausbau der Aufbereitungskapazitäten. Derzeit befindet sich eine Reihe von Biogasaufbereitungsverfahren im Einsatz und in der Erprobung. Die Verfahren verfolgen unterschiedliche Ansätze zur Trennung von Methan und Kohlenstoffdioxid, sie unterscheiden sich hinsichtlich verschiedener Parameter und weisen jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile auf.

Das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Forschungsprojekt „MEGAS – Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz“ hatte es sich zum Ziel gesetzt

- erstens bestehende Biogasaufbereitungsverfahren sowie verschiedene Nutzungsmöglichkeiten für das Produktgas aus Sicht des Klimaschutzes, der Wirtschaftlichkeit und der regional-ökonomischen Effekte (Wertschöpfung und Beschäftigung) zu vergleichen und
- zweitens die Entwicklung eines neuen Membranverfahrens wissenschaftlich zu begleiten.

Der vorliegende Bericht fasst die zentralen Ergebnisse zusammen. Während der Projektlaufzeit von 2012 bis Ende 2014 haben sich die förderpolitischen Rahmenbedingungen durch die Novellierung des EEG massiv geändert. Der Bericht geht daher auch auf die Konsequenzen für die Biogaserzeugung, -aufbereitung und -einspeisung ein.

## 2 Biogasaufbereitung in Deutschland

### 2.1 Potenzial und Relevanz der Biomethaneinspeisung

Im Jahr 2013 waren 7.850 Biogasanlagen in Deutschland installiert (FNR 2014a). Der Großteil der Anlagen befindet sich in Bayern und in Niedersachsen. Die produzierte Strommenge aus der Vor-Ort-Verstromung der Biogasanlagen betrug in 2013 25,4 TWh<sub>el</sub> (Scheffelowitz 2014). Dies entspricht bei Berücksichtigung des durchschnittlichen BHKW-Wirkungsgrads von 38 % elektrisch 66,8 TWh Biomethan beziehungsweise einem Biomethanvolumen von 6,7 Mrd. Nm<sup>3</sup>. Darüber hinaus wurden im Jahr 2013 bereits 520 Millionen Nm<sup>3</sup> Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist.

Der jährliche Verbrauch an Erdgas lag in Deutschland in den vergangenen fünf Jahren bei etwa 3.000 PJ (BDEW 2013). Dies entspricht dem Heizwert von 84 Mrd. Nm<sup>3</sup> Methan. Das Speichervolumen des deutschen Gasnetzes wird auf 220 TWh (22 Mrd. Nm<sup>3</sup> Methan) beziffert (Specht et al. 2012), was 26 % des Jahresverbrauchs gleichsteht. Die aktuelle Biomethaneinspeisung entspricht 0,6 % des jährlichen Gasverbrauchs in Deutschland. Wenn das gesamte jährlich erzeugte Biogas aufbereitet und eingespeist würde, entspräche dies etwa 9 % des aktuellen Gasverbrauchs.

Theoretisch kann das Gasnetz große Mengen an Biomethan aufnehmen. Werden die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 Gasbeschaffenheit und G 685 Gasabrechnung eingehalten, so ergeben sich keine Begrenzungen für die Biomethaneinspeisung in Hinblick auf den zulässigen Brennwertbereich und den Eintrag von Gasbegleitstoffen. Die Biomethaneinspeisung wird laut DVGW auch nicht durch die Lage des Gasnetzes begrenzt, da Deutschland über eine sehr gute Verteilstruktur verfügt und fast deutschlandweit eine Biomethaneinspeisung mit einer maximalen Verbindungsleitung von 10 km zwischen Biomethananlage und Gasnetz möglich ist. Bilanziell gibt es ebenfalls keine Begrenzung für die Biogaseinspeisung. DVGW (2013) berechnen eine minimale Aufnahmekapazität des Gasnetzes von 3 Mio. Nm<sup>3</sup> / h Biomethan. Dies entspricht einer Kapazität von 25 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan pro Jahr, ohne dass eine Rückspeisung in übergeordnete Netze erforderlich ist. Eine Rückspeisung ist dann notwendig, wenn die Biomethanerzeugung die direkte Nutzung in den angeschlossenen Verteilnetzen übersteigt. Dies kann vor allem in ländlichen Regionen in den Sommermonaten bei geringem Gasverbrauch vorkommen. In diesem Fall sind im Gasnetz Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung notwendig, die vielfach mit einem erheblichen Aufwand in Investition und Betrieb einhergehen. Die Aufnahmekapazitäten des Gasnetzes sind regional sehr unterschiedlich. Geeignete Standorte für Biogasanlagen und Aufbereitungsanlagen lassen sich über eine Verschneidung der Gasnetzkapazitäten mit den Biogaserzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung restriktiver Faktoren (z.B. Wald, Wasserschutzgebiete, Ackerflächen) und selektiver Faktoren (z.B. Entfernung zur Gasleitung) identifizieren (DVGW 2013).

Entscheidend für die Menge an Biomethan, die potenziell ins Gasnetz eingespeist werden kann, ist daher vor allem das Potenzial an Substraten. Aktuell dominieren NawaRo (vor allem Mais) und tierische Exkremate (vor allem Gülle) die Biogasproduktion. Hinzu kommen in geringerem Umfang kommunale und industrielle Reststoffe (z.B. Bio- und Grünabfälle). Die FNR (2014b) geht davon aus, dass in 2012 bereits 76 % des technisch verfügbaren Potenzials für Biogas in Deutschland (358 PJ beziehungsweise 10 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan) genutzt wurden. Ein Großteil dieses Potenzials liegt in Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Für 2020 wird von einer Ausweitung des Potenzials an NawaRo um knapp 100 PJ / a ausgegangen, sodass sich das gesamte Potenzial auf 442 PJ beziehungsweise 12 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan belaufen würde. NGOs, die im Umweltbereich

tätig sind, sowie einige Wissenschaftler/innen haben in der Vergangenheit wiederholt den ausschließlichen Einsatz von Reststoffen gefordert, da der Anbau von NawaRo mit Nachhaltigkeitsproblemen und Nutzungskonflikten einhergehen kann. Mühlenhoff (2013) kommt auf ein Reststoffpotenzial für die Biogaserzeugung von etwa 150 PJ, wovon etwa 120 PJ bereits genutzt werden. Entsprechend könnten 4 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan ausschließlich aus Reststoffen erzeugt werden. Der FNR (2014b) zufolge ist das Potenzial an Reststoffen etwas geringer. Auch beim Einsatz von Reststoffen ist jedoch darauf zu achten, dass es zu Nutzungskonkurrenzen und nachgelagerten Nachhaltigkeitsproblemen kommen kann. Die 12 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan, die laut FNR (2014b) in 2020 erzeugt werden können, würden knapp 15 % des aktuellen Gasverbrauchs abdecken. Das Reststoffpotenzial nach Mühlenhoff (2013) entspräche einem Biomethananteil von knapp 5 %.

Die Bedeutung von Biomethan im zukünftigen Energiesystem wird unterschiedlich gesehen. Ein großer Vorteil von Biomethan im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien ist seine Speicherefähigkeit sowie die gute Steuerbarkeit von gasbetriebenen BHKWs. Damit erfüllt Biomethan wichtige Voraussetzungen für eine bedarfsgerechte und systemstabilisierende Stromerzeugung (Bereitstellung von Regelleistung). Grundsätzlich gilt: Je höher der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, umso höher ist der Bedarf an Regelleistung. Die Bedeutung von Technologien, die Regelleistung erbringen können, wird daher in Zukunft zunehmen. Regelleistung kann mit Technologien wie Druckluft- und Pumpspeicher, verschiedenen Batteriespeichern, synthetischem Methan oder Wasserstoff (aus Power-to-gas) und Biomethan erzeugt werden. Gleichzeitig ist Biomethan ein Energieträger, der Erdgas als Kraftstoff im Mobilitätssektor substituieren und der auch im Wärmesektor eingesetzt werden kann. Verschiedene Energieszenarien weisen dem Biomethan eine unterschiedliche Rolle und Relevanz im zukünftigen Energiesystem zu.

Am konkretesten geht die BMU Leitstudie 2011 auf die Rolle von Biogas und Biomethan im zukünftigen Energiesystem ein (Nitsch et al. 2012). Die in Deutschland für den Energiesektor verfügbare Biomasse (431 TWh) soll dieser Studie zufolge aufgrund der hohen Effizienz und der guten Steuerbarkeit möglichst in der gekoppelten Strom- und Wärmerzeugung eingesetzt werden. 26,4 TWh<sub>el</sub> Biogas und Biomethan sollen in 2050 verstromt werden – dies entspricht 6,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan und damit in etwa der derzeit erzeugten Menge Biogas. Hinzu kommen 32,7 TWh Biogas (inkl. Klärgas), welches in der Wärmebereitstellung eingesetzt werden soll. Bezogen auf Biomethan entspräche dies 3,2 Mrd. Nm<sup>3</sup>. Die Studie „Energiekonzept 2050“ vom Forschungsverbund Erneuerbare Energien (2010) betont ebenfalls die Bedeutung von Biomethan und synthetischem Methan (aus Power-to-gas) zum Ausgleich saisonaler Fluktuationen durch Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur als Langfristspeicher. In der Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ des Fraunhofer ISE (2013b) wird hingegen vermehrt auf die Erzeugung von Wasserstoff als chemischer Energiespeicher gesetzt. Die limitiert vorhandene Biomasse findet sowohl im Strom-, Wärme- als auch im Mobilitätssektor Einsatz, ohne dass genaue Zahlen genannt werden. Die Studie „Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050“ von Öko-Institut und prognos (2009) weist die verfügbare Biomasse vor allem dem Mobilitätssektor zu, da es zumindest im Bereich Güter- und Luftverkehr derzeit wenige beziehungsweise keine Alternativen zu flüssigen Kraftstoffen gibt. Entsprechend soll der eigentlich effizientere Biomasseeinsatz in KWK in 2050 eine geringe Rolle spielen. Als Optionen zur Regellenergiebereitstellung werden hier vor allem Druckluft- und Pumpspeicher, verschiedene Batteriespeicher und Wasserstoff genannt. Im Referenz- und im Innovationsszenario werden entsprechend in 2050 nur 1,4 TWh bzw. 140 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan genutzt. In der Variante „Modell Deutschland“, in der höhere CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt werden sollen, wird Biomethan in größerer Menge in der Industrie zur Deckung des Prozesswärmebedarfs eingesetzt. Der Bedarf an Biomethan beläuft sich hier auf 123 TWh bzw. 12,3 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan in 2050. In dieser Variante sind in größerer Menge Biomasseimporte erforderlich. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2014) in der Studie „Klimaschutzszenario 2050“. Biomasse wird in 2050 vor

allem im Mobilitätssektor und zur Prozesswärmebereitstellung in der Industrie eingesetzt. Der Einsatz im Stromsektor nimmt im Vergleich zu 2010 hingegen ab. Ewi, prognos und gws (2014) unterscheiden zwei Energieszenarien, ein Trend- und ein Zielszenario. Im Zielszenario werden die Ziele der Bundesregierung – Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 um 50 % gegenüber 2008 und Senkung der THG-Emissionen bis um mindestens 80 % – erreicht. Im Zielszenario kommt es demzufolge zu einer umfangreicheren Bioenergienutzung als im Trendszenario. Eingesetzt wird Biomasse in KWK-Anlagen in der Industrie, in der Stromerzeugung, in der Raumwärmeerzeugung sowie im Mobilitätssektor. Der Biogasanteil am Gas steigt im Trendszenario bis 2050 auf 12 % und im Zielszenario auf 20 %. Dies entspräche jeweils 5,1 beziehungsweise 6,8 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan. Tab. 2.1 gibt einen Überblick über die Mengen an Biogas beziehungsweise Biomethan, die in den verschiedenen Energieszenarien berechnet werden.

**Tab. 2.1: Menge Biogas / Biomethan in verschiedenen Energieszenarien**

Quellen: GasNZV (juris GmbH 2010), eigene Berechnungen auf Basis von BMU Leitszenario (Nitsch et al. 2012), Modell Deutschland (Öko-Institut und prognos 2009), Entwicklung der Energiemärkte (EWI et al. 2014), berechnet mit einem Heizwert von Methan von 10 kWh / m<sup>3</sup>

	Menge Biogas und Biomethan ausgedrückt in Nm <sup>3</sup> Biomethan	
	2020	2050
<b>Ehemalige GasNZV</b>	6 Mrd. Nm <sup>3</sup>	10 Mrd. Nm <sup>3</sup>
<b>Modell Deutschland</b>		140 Mio. Nm <sup>3</sup> bis 12,3 Mrd. Nm <sup>3</sup> (abhängig vom Szenario)
<b>BMU Leitszenario</b>		ca. 6,9 Mrd. Nm <sup>3</sup> für Strom, ca. 3,2 Mrd. Nm <sup>3</sup> (inkl. Klärgas) für Wärme
<b>Entwicklung der Energiemärkte</b>		5,1 bis 6,8 Mrd. Nm <sup>3</sup> (abhängig vom Szenario)

Die Gegenüberstellung der Energieszenarien betont die Vielseitigkeit bei den Einsatzmöglichkeiten der Biomasse. Die Studien kommen zwar zu unterschiedlichen Mengen an Biomasse, die eingesetzt werden sollen, zu einer unterschiedlichen Menge an Biomethan, die erzeugt werden soll, und zu einer unterschiedlichen Verteilung der Biomasse beziehungsweise des Biomethans auf die Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe. In allen Studien übernimmt Biomasse und insbesondere Biomethan jedoch wichtige Funktionen im Energiesystem (z.B. Regelenergiebereitstellung und Einsatz im Mobilitätssektor, wo Alternativen fehlen). Die Biogasmengen sind insbesondere in Szenarien mit sehr hohen Klimaschutzziele und hohen erneuerbare Energien-Anteilen groß.

Um die in den Szenarien errechneten Mengen an Biomethan bereitzustellen, müsste in den allermeisten Fällen die Aufbereitungskapazität deutlich erhöht werden, während die Biogaserzeugungskapazität abhängig vom Szenario reduziert, geringfügig ausgebaut oder deutlich ausgebaut werden müsste. In der Konsequenz könnte das Biogas in einigen Szenarien ausschließlich aus Reststoffen, in anderen müsste es zu Teilen aus NawaRo oder sogar aus importierter Biomasse erzeugt werden.

## 2.2 Bestehende Verfahren zur Biogasaufbereitung

Eine Aufbereitung von Biogas vor Einspeisung ins Gasnetz ist notwendig, da Rohbiogas nur einen Methangehalt von 45 bis 70 % aufweist (FNR 2009a). Diese Gehalte sind zu gering für eine direkte Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz: Für die Einspeisung ist ein Methangehalt von 90 % (L-Netz)<sup>1</sup> beziehungsweise 95 % (H-Netz) notwendig. Rohbiogas besteht zu 25 bis 55 % aus Kohlenstoffdioxid, sodass das entscheidende Ziel der Biogasaufbereitung die Erhöhung der Methankonzentration durch die Abtrennung von Kohlenstoffdioxid ist. Die GasNZV stellt jedoch über die Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas und Wasserfachs e.V. (DVGW) weitere Anforderungen an das einzuspeisende Biogas, beispielsweise geringe Gehalte an Schwefelwasserstoff, Ammoniak und Wasserdampf oder einen bestimmten Druck.

Daher sind neben der Abtrennung von Kohlenstoffdioxid weitere Verfahrensschritte erforderlich, bevor das Biogas eingespeist werden kann. Wichtige Verfahrensschritte sind vor allem die Entschwefelung, Gastrocknung, Methananreicherung beziehungsweise Kohlenstoffdioxid-Abtrennung, Abgasnachbehandlung zur Reduktion der Methanemissionen und Druckanpassung (Kompression).

Für die Kohlenstoffdioxidabtrennung, aber auch für die Entschwefelung und Abgasbehandlung, existieren verschiedene Verfahren, die zum Teil bereits großtechnisch eingesetzt werden, und die unterschiedliche Vor- und Nachteile aus ökonomischer und ökologischer Perspektive aufweisen.

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Verfahrensschritte und die konkreten Verfahren technisch in Kürze beschrieben. Eine ausführlichere Darstellung ist beispielweise im „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“ der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe zu finden (FNR 2014c).

### 2.2.1 Entschwefelung und Trocknung

Das aufbereitete Biogas muss zur Einspeisung ins Gasnetz und auch bei Nutzung als Kraftstoff weitestgehend schwefelfrei sein. Da Schwefelwasserstoff zudem zu Korrosion an Anlagenteilen führt und einige Aufbereitungsverfahren ein nahezu schwefelfreies Biogas erfordern, erfolgt eine **Entschwefelung** in der Regel noch vor der Kohlenstoffdioxid-Entfernung aus dem Biogas. Grundsätzlich wird zwischen Grob- und Feinentschwefelung unterschieden, wobei die Grobentschwefelung auf Konzentrationen von 100 bis 50 mg / Nm<sup>3</sup> reinigt. Außerdem können biologische, chemische und sorptionskatalytische Verfahren unterschieden werden (FNR 2014c).

Bei **biologischen Verfahren** werden Mikroorganismen genutzt, die unter Anwesenheit von Sauerstoff Schwefelwasserstoff abbauen. Diese Verfahren werden ausschließlich zur Grobentschwefelung eingesetzt. Die Entschwefelung kann entweder im Fermenter durch Einblasen von Luft oder außerhalb des Fermenters in Tropfkörperanlagen oder Biowäschern erfolgen. Die biologische Entschwefelung im Fermenter und in Tropfkörperanlagen ist laut FNR (2014c) aufgrund steigender Sauerstoffanteile im Produktgas bei Einspeisung in das Gasnetz nicht zu empfehlen. Herstellerangaben zufolge ist das Verfahren jedoch Stand der Technik auch bei der Einspeisung ins Gasnetz –

<sup>1</sup> Die Unterscheidung zwischen L-Netz und H-Netz bezieht sich auf die Qualität des Gases. High-Gas besitzt einen Heizwert von 10,0 bis 11,1 kWh / m<sup>3</sup>, Low-Gas weist aufgrund des geringeren Methangehalts einen Heizwert von 8,2 und 8,9 kWh / m<sup>3</sup> auf ([http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Erdgas/Daten-und-Statistiken\\_\\_1199/](http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Erdgas/Daten-und-Statistiken__1199/)).

und es kommt insbesondere bei dem Verfahren der Druckwechseladsorption (PSA von pressure swing adsorption) zum Einsatz.

**Chemische Verfahren** arbeiten meist mit Sulfidfällung unter Einsatz von Eisensalzen, zum Beispiel Eisenchlorid oder Eisen-(II)-sulfat. Diese Eisensalze werden in der Regel als Salzlösung direkt in den Fermenter gegeben. Als Produkt der Sulfidfällung entsteht unlösliches Eisen-(II)-sulfid, das mit dem Gärrest ausgetragen wird. Die Investitionskosten bei diesem Verfahren sind grundsätzlich gering, die Betriebskosten können jedoch vergleichsweise hoch ausfallen, vor allem wenn sehr geringe Schwefelgehalte erzielt werden sollen. Daher wird das Verfahren im Rahmen der Biogasaufbereitung zur Grobentschwefelung eingesetzt. Möglich ist auch eine Entschwefelung mit Eisen(III)-hydroxid, die meist in sogenannten Turmentschwefelern erfolgt. Hier können Endkonzentrationen von weniger als 20 ppmv erzielt werden (FNR 2014c).

**Sorptionskatalytische Verfahren** werden vor allem für die Feinentschwefelung eingesetzt. Bei diesen Verfahren kommt meist imprägnierte und dotierte Aktivkohle zum Einsatz, an der Schwefelwasserstoff adsorbiert und in Anwesenheit von Sauerstoff zu reinem Schwefel reagiert. Die Imprägnierung mit einem Katalysator bewirkt eine Erhöhung der Reaktionsgeschwindigkeit und ermöglicht höhere Beladungskapazitäten. Das Verfahren ist bis zu Gehalten von 500 ppmv wirtschaftlich, im Produktgas sind Werte von weniger als 1 ppmv erreichbar (FNR 2014c).

Für die **Trocknung** von Biogas wird die Adsorptionstrocknung mit Molekularsieben oder Kieselgel (Silicagel) am häufigsten eingesetzt. Dem Verfahren sollte ein Filter zur Abscheidung von Verunreinigungen wie Öl vorgeschaltet werden. Die Adsorbentien können einfach regeneriert werden, entweder durch Einsatz eines Heißgases oder durch Druckabsenkung und Spülen mit einem Teilstrom des zuvor getrockneten Gases (FNR 2014c).

## 2.2.2 Methananreicherung

Für die Trennung von Kohlenstoffdioxid und Methan, beziehungsweise für die Methananreicherung, kommen verschiedene Verfahren in Frage. Im Folgenden wird auf die Druckwechseladsorption, Absorptionsverfahren, Membranverfahren und kryogene Verfahren eingegangen.

### 2.2.2.1 Druckwechseladsorption (PSA)

Bei der **Druckwechseladsorption** (PSA von pressure swing adsorption) wird mit einem Adsorbens, zum Beispiel Kohlenstoffmolekularsiebe, das Kohlenstoffdioxid aus dem Biogas entfernt (Urban et al. 2009). Das Verfahren, welches sich das unterschiedliche Adsorptionsverhalten der Gasbestandteile Kohlenstoffdioxid und Methan zu Nutze macht, ist Stand der Technik und bereits vielfach im Einsatz (siehe Kapitel 2.3). Das Adsorbens wird so gewählt, dass Kohlenstoffdioxid leichter als Methan adsorbiert. Dabei binden sich auch andere Gasbestandteile wie Stickstoff, Sauerstoff und in geringen Mengen auch Methan an das Adsorbens. Da niedrige Temperaturen und hohe Drücke die Adsorption von Kohlenstoffdioxid begünstigen, erfordert das Verfahren verhältnismäßig viel Elektrizität zum Aufbau des Drucks. Der Arbeitsdruck liegt bei 4 bis 10 bar, neuere Verfahren ermöglichen Drücke von 2 bar. Bei entsprechender Adsorberanzahl und Verweilzeit kann ein Methangehalt von bis zu 99 % im Produktgas erreicht werden (FNR 2014c).

Eine Regeneration des Adsorbens ist mittels Evakuierung durch Senkung des Drucks auf 100 mbar möglich. Das Abgas muss aufgrund zu hoher Methangehalte nachbehandelt werden, um die Anforderungen des EEG und der GasNZV von maximal 0,2 % Methanemissionen zu erfüllen

(FNR 2014c). Eine Schwachgasverbrennung kann nur mit Hilfe von Stützgas erfolgen, da die Methangehalte für eine reine Schwachgasverbrennung zu gering sind. Möglich ist auch der Einsatz einer regenerativ-thermischen Oxidation (RTO) (siehe Kapitel 2.2.3) (FNR 2014c).

Nach abgelaufener Standzeit muss die beladene Aktivkohle kostenpflichtig entsorgt werden. Die Standzeit der Molekularsiebe übersteigt jedoch meist die Lebensdauer der Biogasanlage, sodass ein Austausch nicht erforderlich ist. Störstoffe wie Schwefelwasserstoff oder Öltröpfchen führen zu Einbußen bei der Adsorptionsleistung und können die Lebensdauer verkürzen. Daher wird grundsätzlich eine der Adsorption vorgelagerte Feinentschwefelung empfohlen. Das PSA-Verfahren wird in den Größenordnungen 400 bis 2.900 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogasinput eingesetzt (FNR 2014c).

### 2.2.2.2 Absorption: Aminwäsche und Druckwasserwäsche

Ein grundsätzlich anderes Verfahren ist die **Absorption**, bei der das Biogas mit einer Flüssigkeit (Waschmittel, Lösungsmittel) in Kontakt gebracht wird. Das im Biogas enthaltene Kohlenstoffdioxid wird durch chemische und/oder physikalische Bindung an das Waschmittel gebunden.

Bei der **chemischen Absorption** werden vielfach stickstoffhaltige organische Lösungsmittel verwendet. Daher wird die Absorption häufig auch **Aminwäsche** oder chemische Wäsche genannt. Bei dem Verfahren der Absorption macht man sich die unterschiedliche Löslichkeit von Kohlenstoffdioxid und Methan in derselben Flüssigkeit zu Nutze. Ein geeignetes Waschmittel zeichnet sich durch eine hohe Löslichkeit für Kohlenstoffdioxid, eine hohe Selektivität zwischen Kohlenstoffdioxid und Methan, eine einfache und günstige Regeneration des Waschmittels und eine hohe chemische und thermische Stabilität aus (Ohle 2009).

Als Waschmittel kommen bei der chemischen Wäsche typischerweise Methyl-diethanolamin (MDEA), Monoethanolamin (MEA) oder Diethanolamin (DEA) zum Einsatz (Urban et al. 2009). Bei der physikalischen Absorption mit organischen Lösungsmitteln, die auf Basis der van-der-Waals-Kräfte erfolgt, wird typischerweise Genosorb® (Polyethylenglykol-Dimethylether) eingesetzt. Hierbei handelt es sich um ein sogenanntes Hybrid-Waschmittel, das sowohl eine chemische als auch eine physikalische Bindung von Kohlenstoffdioxid ermöglicht (Ohle 2009).

Die Kohlenstoffdioxid-Entfernung erfolgt in sogenannten Wäscherkolonnen oder Absorbern, in denen das Biogas und die Waschflüssigkeit im Gegenstrom geführt werden. Da die beim Verfahren der chemischen Absorption eingesetzten Waschmittel eine sehr hohe Selektivität gegenüber Kohlenstoffdioxid aufweisen, werden sehr hohe Methankonzentrationen im Produktgas bei gleichzeitig niedrigen Methanverlusten von weniger als 0,1 % erreicht. Grundsätzlich begünstigen tiefe Temperaturen und hohe Arbeitsdrücke die Löslichkeit von Kohlenstoffdioxid im Waschmittel (FNR 2014c).

Die Regeneration des Waschmittels erfolgt durch Strippen im Desorber. Die beladene Waschflüssigkeit wird hier im Gegenstrom mit Luft in Kontakt gebracht. Bei höherer Temperatur sowie abge- senktem Druck erfolgt die Desorption begünstigt, sodass die Regeneration eine externe Energiezufuhr benötigt (Urban et al. 2009). Der Wärmebedarf des Verfahrens ist daher hoch (FNR 2014c).

Eine Feinentschwefelung vor der Kohlenstoffdioxid-Entfernung wird empfohlen, um Korrosion an Anlagenteilen zu vermeiden, den energetischen Regenerierungsaufwand zu reduzieren und die Kapazität der Waschlösung möglichst lange aufrecht zu erhalten (FNR 2014c).

Das Verfahren der chemischen Absorption benötigt in Form der Waschlösungen relativ große Mengen an Chemikalien (IFEU 2008a), die regeneriert und entsorgt werden müssen (Urban et al.

2009). Der Umgang mit Amininen, die wassergefährdend und gesundheitsschädlich sind, bedarf besonderer Sicherheitsvorkehrungen und den Einsatz von geschultem Personal. Im Vergleich zur physikalischen Absorption mit organischen Waschmitteln kommen bei der Aminwäsche für die Regeneration höhere Temperaturen von 120 bis 140°C zum Einsatz und entsprechend steigt die externe Energiezufuhr. Vor Rückführung in den Absorber wird die Waschlösung gekühlt. Die Abwärme kann rückgeführt und für die Fermenterbeheizung verwendet werden. Eine Abgasbehandlung ist bei der chemischen Wäsche nicht erforderlich, da das Verfahren zu hohen Methangehalten im Produktgas und entsprechend zu geringen Methanemissionen führt (FNR 2014c).

Die **Druckwasserwäsche (DWW)** zählt ebenfalls zu den **Absorptionsverfahren**. Kohlenstoffdioxid und andere Gasbestandteile wie Schwefelwasserstoff und Ammoniak weisen eine höhere Löslichkeit in Wasser auf als Methan, die Selektivität ist jedoch nicht so hoch wie bei Waschmitteln, die in chemischen Wäschen eingesetzt werden. Ein Vorteil der DWW ist, dass mit Wasser ein günstiges und einfach zu handhabendes Waschmittel zur Verfügung steht (FNR 2014c).

Das Verfahren findet bei einem Druck von etwa fünf bis zehn bar statt, da die Beladungskapazität, die Menge Gas, die pro Liter Wasser absorbiert werden kann, bei hohem Druck größer ist. Daher weist das Verfahren einen hohen Strombedarf auf. Die bei der Verdichtung anfallende Abwärme kann rückgeführt und zur Fermenterbeheizung eingesetzt werden. Nach der Verdichtung wird das Gas in Wäscherkolonnen im Gegenstrom zu Wasser geführt und auf diese Weise das Kohlenstoffdioxid aus dem Biogas entfernt. Bei Entspannung des Wassers in zwei Stufen desorbiert zunächst das in geringen Mengen gebundene Methan und dann das Kohlenstoffdioxid. Das Gas der ersten Stufe wird zur Reduktion des Methanschlupfs zur Wäscherkolonne zurückgeführt (FNR 2014c).

Vor der Reinigung des Rohbiogases wird eine Feinentschwefelung empfohlen, da ansonsten Schwefelwasserstoff im Abluftstrom austreten würde. Zudem wird durch die Entschwefelung Korrosion vermieden und der Wasserbedarf verringert. Das Abwasser ist unbedenklich und kann in das Abwassersystem eingebracht oder mit dem Gärrest auf das Feld ausgebracht werden. Das Abgas muss nachbehandelt werden, um die Anforderungen des EEG und der GasNZV zu erfüllen, zum Einsatz kommt meist das Verfahren RTO (siehe Kapitel 2.2.3).

### 2.2.2.3 Membranverfahren: Membrantrenn- und Membrankontaktorenverfahren

**Membranverfahren** sind ein neuer, jedoch an Bedeutung gewinnender Ansatz zur Biogasaufbereitung. Zum Einsatz kommt in der Biogasaufbereitung meist das Verfahren der **Gaspermeation**. Bei diesem Verfahren macht man sich die Partialdruckdifferenz von Kohlenstoffdioxid zwischen der Permeat- und der Retentatseite der Membran zu Nutze. Die Trennung erfolgt dabei aufgrund der unterschiedlichen Löslichkeit und Diffusionsgeschwindigkeiten der Gaskomponenten in der Membran (Diffusionsmembran) (FNR 2014c).

Eine Membran zeichnet sich durch eine bestimmte Permeabilität und Trenncharakteristik aus. Die Permeabilität der eingesetzten Membranen gegenüber Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff ist deutlich höher als gegenüber Methan. Die erstgenannten Gaskomponenten durchwandern die Membran daher schneller, sodass sich das Methan auf der Retentatseite sammelt. Aus dem Verfahren resultiert entsprechend ein Kohlenstoffdioxid-armes und Methan-reiches Retentat und ein Kohlenstoffdioxid-reiches und Methan-armes Permeat. Feinentschwefelung und Trocknung werden vor dem Verfahren empfohlen, um die Trennleistung der Membran aufrecht zu erhalten. Die Trennung von Kohlenstoffdioxid und Methan ist umso effektiver, je größer die Membranoberfläche ist, je geringer die Membrandicke ist, je höher die Partialdruckdifferenz ist und je höher die Selektivität der Membran für die verschiedenen Gaskomponenten ist (FNR 2014c).

Im Bereich der Biogasaufbereitung kommen Membranen mit Dicken von etwa 0,1 bis 1  $\mu\text{m}$  in der Regel in Form von mehreren hintereinander oder parallel geschalteten, mit Polysulfon, Polyimid oder Polydimethylsiloxan beschichteten Hohlfasern oder Röhren zum Einsatz. Die Beschichtung ermöglicht die notwendige Stabilität der Membran bei Druck. Die Hohlfasern werden meist von innen mit dem Biogas beschickt. Die Partialdruckdifferenz kann durch Druck auf der Retentatseite als auch durch ein Vakuum auf der Permeatseite erzeugt werden. Ersteres ist die gängigere Variante, da der auf der Retentatseite verbleibende Druck die Netzeinspeisung erleichtert. Zum Einsatz kommt meist ein Arbeitsdruck von etwa 25 bar (FNR 2014c).

Um hohe Methanausbeuten von über 90 % zu erzielen, bedarf es einer Serien- oder Modulverschaltung, zum Beispiel in Form von zwei- oder dreistufigen Kaskaden und einer Rückführung der methanreichen Teilströme. Dies führt jedoch zu höheren Investitionskosten und Elektrizitätsbedarfen. Die Standzeiten der Membranen betragen in der Regel etwa fünf bis 10 Jahre, sodass hier Ersatzinvestitionen erforderlich sein können. Zugleich weist das Verfahren eine hohe Betriebssicherheit aus und es bedarf aufgrund des einfachen technischen Aufbaus kaum Aufwand für die Wartung.

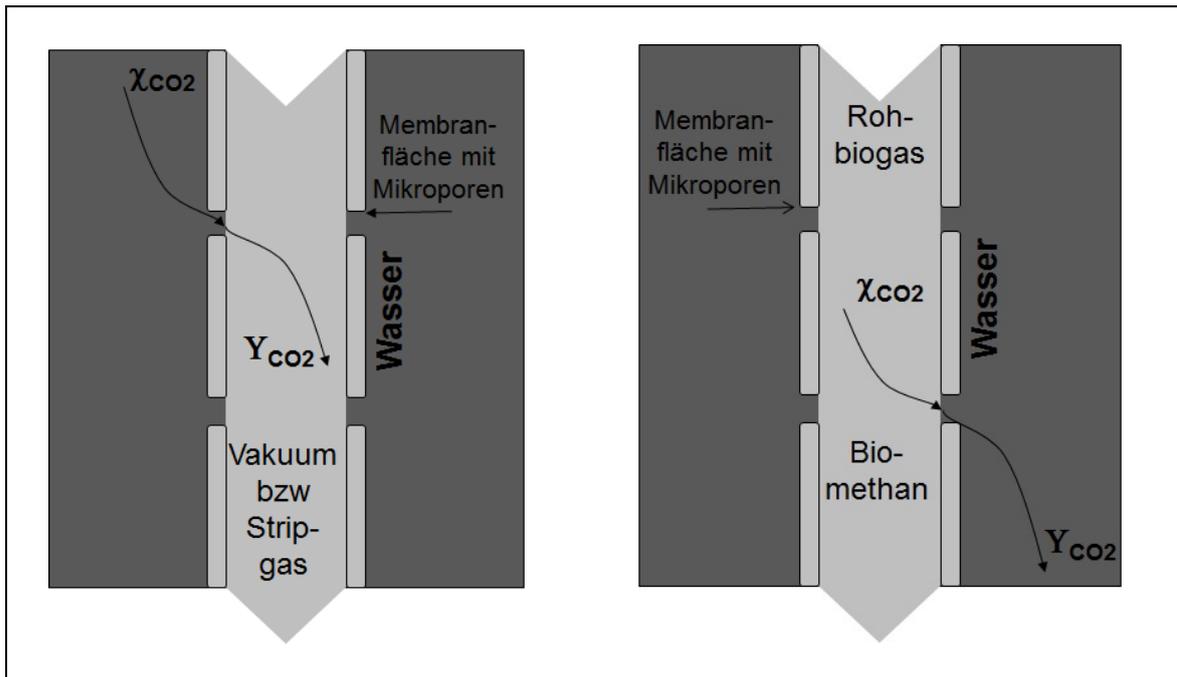
Das Permeat enthält abhängig von dem Aufbau der Anlage verhältnismäßig hohe Methankonzentrationen. Um den Grenzwert von maximal 0,2 % Methanemissionen zu erfüllen, bedarf es daher einer Nachbehandlung, die meist mittels Schwachgasverbrennung oder RTO erfolgt (FNR 2014c).

Bei **kryogenen Verfahren** wird Kohlenstoffdioxid entweder durch eine Gasverflüssigung bei sehr tiefen Temperaturen (Tieftemperaturrektifikation) oder durch Ausfrieren unter Druck vom Methan getrennt. Hofmann et al. (2006) bewerten das Verfahren als technisch sehr anspruchsvoll. Die Aufbereitung ist zusätzlich energieintensiv und mit hohen Investitionskosten verbunden. Als Vorteil wird der hohe Reinheitsgrad der Produkte angeführt (Hofmann et al. 2006), sodass neben Methan auch Kohlenstoffdioxid kommerziell verwertet werden kann. Kryogene Verfahren haben bislang keine Marktrelevanz, allerdings wird ein zweistufiges Membran-Kryogen-Verfahren eingesetzt, bei welchem zunächst eine Membrananlage zum Einsatz kommt. Das Kohlenstoffdioxid-reiche Gas wird dann in einer Kryogenanlage von Restmengen an Methan gereinigt (FNR 2014c).

Im Projekt „MEGAS“ wurde ein **innovatives Verfahren** der Firma Ingenieurbüro Buse GmbH wissenschaftlich begleitet. Es handelt sich ebenfalls um ein Membranverfahren, allerdings findet keine Membranfiltration statt, sondern das Biogas wird in **Membrankontaktoren** mit entsalztem Wasser in Kontakt gebracht. Wasser hat die natürliche Kapazität, Gase selektiv aus der Umgebung aufzunehmen und wieder abzugeben. Insbesondere enthärtetes oder entsalztes Wasser weist eine hohe Aufnahmefähigkeit von Kohlenstoffdioxid auf. Kohlenstoffdioxid hat eine sehr viel höhere Wasserlöslichkeit als Methan, daher geht ersteres bei Kontakt von Rohbiogas mit Wasser schneller in Lösung als Methan. Dies macht sich das Verfahren zu Nutze.

Bei dem Verfahren wird entschwefeltes und getrocknetes Biogas bei einem Druck von weniger als 100 mbar über eine Gasaustauschmembran geleitet (siehe Abb. 2.1). Diese Membran wird im Gegenstrom mit enthärtetem und entsalztem Wasser überströmt. Das Wasser nimmt das Kohlenstoffdioxid auf und das aufbereitete Biomethan wird abgeführt (Gasreinigung).

Die Membran übernimmt die Funktion einer hydrophoben, gaspermeablen Kontaktfläche. Sie ermöglicht den Konzentrationsausgleich gelöster Gase durch Mikroporen. Treibende Kraft ist die Partialdruckdifferenz auf beiden Seiten der Membran, sodass nur geringe Drücke erforderlich sind. In der Stufe der Gasreinigung muss ein möglichst hoher Stoffübergang von Kohlenstoffdioxid aus



**Abb. 2.1: Prinzip der Entgasung und der Biogaswäsche an Membrankontaktoren**

Quelle: Ingenieurbüro Buse GmbH

Erläuterung: Die Membranhohlfaser ist von Wasser umgeben (hier dunkelgrau). Während des Prozesses der Entgasung (links) wird Kohlenstoffdioxid durch die Membran hindurch an das Strippgas abgegeben. Das Strippgas wird im Unterdruck durch die Membran geführt. Während des Prozesses der Biogaswäsche (rechts) wird Kohlenstoffdioxid durch die Membran hindurch aus dem Biogas an das Wasser abgegeben.

dem Biogas in die wässrige Phase erzielt werden. Prozessparameter wie die Überströmungsgeschwindigkeit und die Temperatur des Kreislaufwassers beeinflussen dabei den Stoffübergang. In der Entgasungsmembran wird dem Wasser im Gegenstrom das Kohlenstoffdioxid mit einem Strippgas wieder entzogen (Entgasung). Ziel der Entgasung ist eine möglichst vollständige Entfernung des im Kreislaufwasser gelösten Kohlenstoffdioxids. Parameter, die dies beeinflussen, sind pH-Wert und Temperatur des Wassers und die Strömungsverhältnisse. Außerdem beeinflusst die Wahl des Strippgases (Umgebungsluft, reiner Stickstoff oder eine Mischung) die Kohlenstoffdioxid-Entfernung. Da das Wasser im Kreislauf gefahren wird, entstehen kaum Wasserverluste.

Im Herbst 2010 wurde eine Pilotanlage zur Biogasaufbereitung an einer bestehenden Biogasanlage in Betrieb genommen. Die Anlage wird mit einer Biorohgasmenge von etwa  $10 \text{ m}^3 / \text{h}$  betrieben. Während der Projektlaufzeit wurde die Anlage optimiert und das Langzeitverhalten getestet.

#### 2.2.2.4 Vergleich der Verfahren

Tab. 2.2 gibt einen Überblick über die genannten Verfahren und ihre jeweiligen Vor- und Nachteile.

**Tab. 2.2: Vor- und Nachteile verschiedener Verfahren zur Biogasaufbereitung**

Quelle: Eigene Zusammenstellung mit Angaben nach (Hofmann et al. 2006; Postel et al. 2009; FNR 2014c).

Typ	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
<i>Adsorption</i>			
Druckwechseladsorption (PSA)	Adsorption von CO <sub>2</sub> unter Druck an Aktivkohle oder ein Molekularsieb	Kein Wärmebedarf	Relativ hoher Strombedarf, Entsorgung des Adsorbens
<i>Absorption</i>			
Druckwasserwäsche (DWW)	Lösen des CO <sub>2</sub> unter Druck in Wasser	Kein Wärmebedarf, einfach zu handhaben, da kein Chemikalieneinsatz	Hoher Druck erforderlich und daher hoher Strombedarf
Aminwäsche	Lösen des CO <sub>2</sub> in chemischem Lösungsmittel	geringer Strombedarf, sehr gute Beladungskapazität / Selektivität	Hoher Wärmebedarf, hoher Regenerationsaufwand
Genosorb®	Lösen des CO <sub>2</sub> in speziellem Lösungsmittel (chemische und physikalische Bindung)	Geringer Strombedarf, weniger Aufwand zur Regeneration als bei Aminwäsche	Hoher Wärmebedarf
<i>Membranverfahren</i>			
Gaspermeation	Abtrennung von CO <sub>2</sub> und anderen Gasbestandteilen durch permeable Membrane	Einfacher Aufbau und Betrieb, kaum Wartung, kleine Volumenströme möglich	Hoher Strombedarf, Standzeiten der Membranen noch unklar
Membrankontaktoren	Lösen von CO <sub>2</sub> in Wasser unter Einsatz von Membrankontaktoren	Einfacher Aufbau und betrieb, kleine Volumenströme möglich, geringer Druckbedarf	Wenig praxiserprobt, Standzeiten der Membranen noch unklar
<i>Sonstige Verfahren</i>			
Kryogene Verfahren	Trennung von CO <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub> durch Verflüssigung oder Ausfrieren	Hohe Produktreinheit, Vermarktbarkeit von Methan und Kohlendioxid	Wenig praxiserprobt, hohe Investitionskosten, energieintensiv

## 2.2.3 Abgasbehandlung und Druckanpassung

Als Schwachgas wird die Summe der gasförmigen Stoffe, die während der Methananreicherung abgetrennt werden, verstanden. Die Schwachgaszusammensetzung ist abhängig von dem Verfahren, das zur Methananreicherung eingesetzt wird (siehe Tab. 2.3).

**Tab. 2.3: Typische Schwachgaszusammensetzung beim Einsatz verschiedener Verfahren**

Quelle: Eigene Darstellung nach FNR (2014c, 33)

Stoff	Druckwechseladsorption	Aminwäsche	Druckwasserwäsche
Methanschluß [Vol.-%]	1-3	<0,1	0,8-1,8
Kohlenstoffdioxid [Vol.-%]	87-99	99,99	14-22
Stickstoff [Vol.-%]	0,4	0,00	62-70
Sauerstoff [Vol.-%]	0,1	0,00	16-19
Wasserstoff [ppmv]	<1	<1	<1
Schwefelwasserstoff [ppmv]	<1,5	<1	20-90

Die Aufbereitungsanlagen müssen in der Regel die Immissionsgrenzwerte der „Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ (TA Luft) (BMU 2002) sowie die Anforderungen der GasNZV und die Förderbestimmungen des EEG erfüllen (FNR 2014c). Beispielsweise darf der Methananteil im Schwachgas laut §36 GasNZV 0,2 % nicht überschreiten. Um diese Anforderungen zu erfüllen, ist bei einigen Verfahren eine Nachbehandlung des Schwachgases erforderlich. Ausschließlich bei der Aminwäsche kann grundsätzlich auf eine Nachbehandlung verzichtet werden (FNR 2014c).

Für die Schwachgasbehandlung stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, die sich abhängig von der Schwachgaszusammensetzung beziehungsweise vom Verfahren zur Methananreicherung gut oder weniger gut eignen. Dies sind die katalytische Nachverbrennung, die regenerativ-thermische Oxidation (RTO) und die Schwachgasverbrennung (FNR 2014c).

Die **katalytische Nachverbrennung** kann nur eingesetzt werden, wenn keine Verunreinigungen wie Schwefelwasserstoff im Gas enthalten sind. Es bedarf daher einer vorgeschalteten Feinentschwefelung. Im Katalysator, zum Beispiel mit Palladium, Platin oder Kobalt, wird das Restmethan zu Kohlenstoffdioxid und Sauerstoff oxidiert. Hierfür bedarf es Temperaturen um 300°C, sodass zum Anfahren des Prozesses eine Stützfeuerung oder eine elektrische Vorheizung erforderlich ist. Ein autothermer Betrieb ist ab etwa 0,5 Vol.-% Methan im Abgasstrom möglich (FNR 2014c).

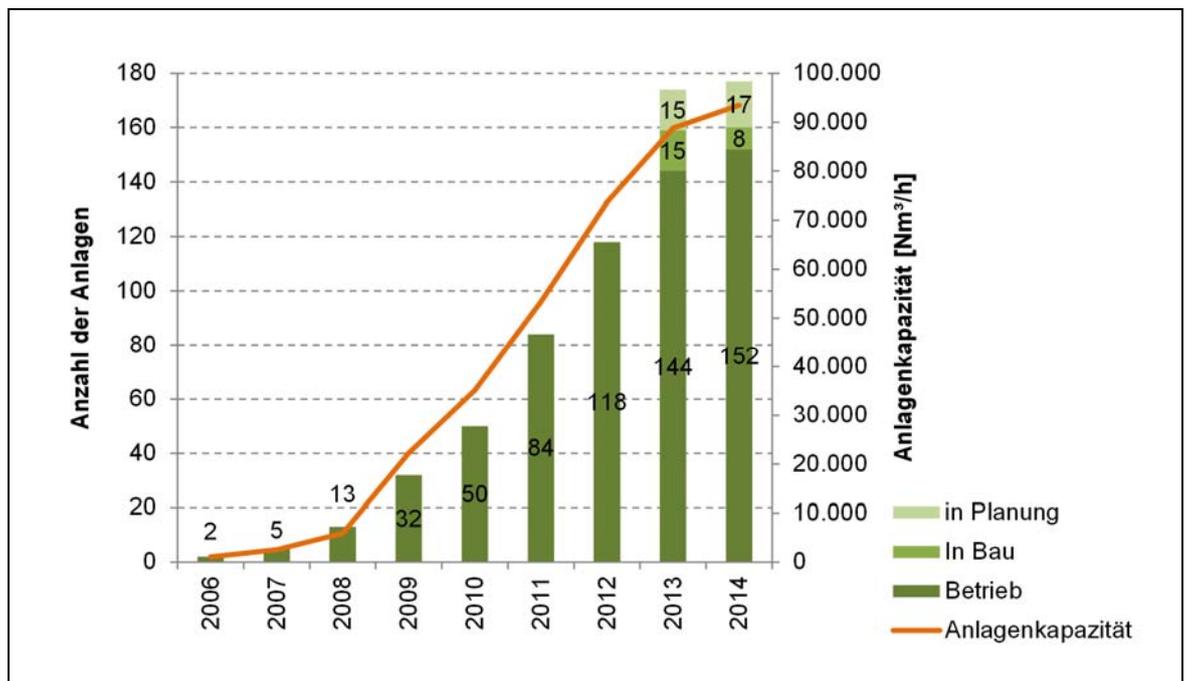
Bei der **regenerativ-thermischen Oxidation** erfolgt ebenfalls eine Verbrennung des Methans. Dabei speichern keramische Speichermassen die in der Reaktions- beziehungsweise Brennkammer frei gesetzte thermische Energie und geben sie wieder an die zu reinigende Abluft ab. Für die Inbetriebnahme ist eine Stützfeuerung für die Aufheizung erforderlich, danach erfolgt die Oxidation ab einem Methangehalt von 0,3 Vol.-% autotherm. Abhängig vom Volumenstrom werden zwei oder drei Reaktionskammern eingesetzt (FNR 2014c).

**Schwachgasbrenner** beziehungsweise Flox-Brenner werden bei Methangehalten ab 4 Vol.-% eingesetzt. Da das Schwachgas zuvor auf 450 bis 500°C vorgewärmt oder der Stützgasanteil erhöht werden muss, kommen Schwachgasbrenner meist nur bei entsprechender Wärmebereitstellung vor Ort zum Einsatz (überschüssige Prozesswärme). Schwefelbelastungen stellen für dieses Verfahren kein Problem dar (FNR 2014c).

Um das aufbereitete Biogas ins Erdgasnetz einspeisen zu können, ist abhängig von den Anforderungen des lokalen Gasnetzes eine **Druckanpassung** erforderlich. Hierzu kommen Kompressoren zum Einsatz, die elektrisch betrieben werden.

## 2.3 Anlagenbestand der Biogasaufbereitung

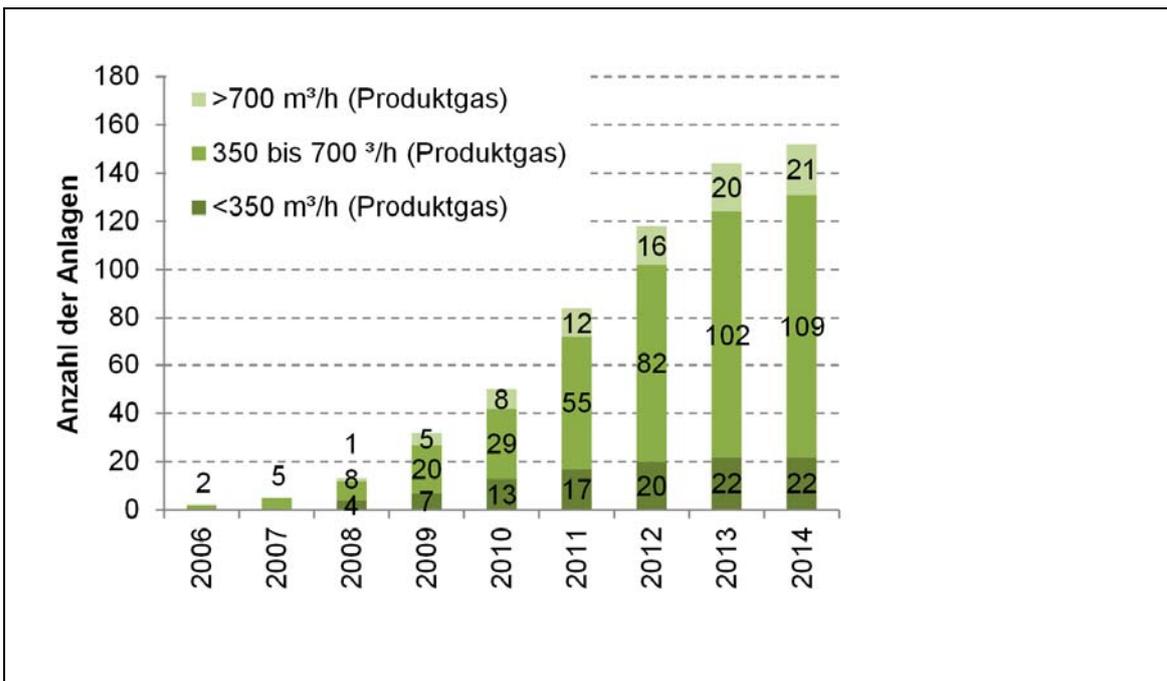
Der Anlagenpark zur Biogasaufbereitung in Deutschland hat sich in den vergangenen Jahren dynamisch entwickelt. Im Jahr 2008 waren lediglich 13 Biogasaufbereitungsanlagen mit einer kumulierten jährlichen Einspeisekapazität von etwa 52 Mio. Nm<sup>3</sup> (Produktgas) in Betrieb (Witt et al. 2012). Laut Einspeiseatlas der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) wuchs der Anlagenbestand bis zum Jahr 2014 auf 152 sich in Betrieb befindliche Anlagen. Die Aufbereitungskapazität beträgt derzeit etwa 85.000 Nm<sup>3</sup> / h (siehe Abb. 2.2). Aus dem Biogasmonitoring-Bericht der Bundesnetzagentur geht hervor, dass im Jahr 2013 insgesamt 520 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan und damit etwa die zehnfache Menge eingespeist wurde wie in 2008 (Bundesnetzagentur 2014).



**Abb. 2.2: Entwicklung des Anlagenbestandes und der Anlagenkapazität**

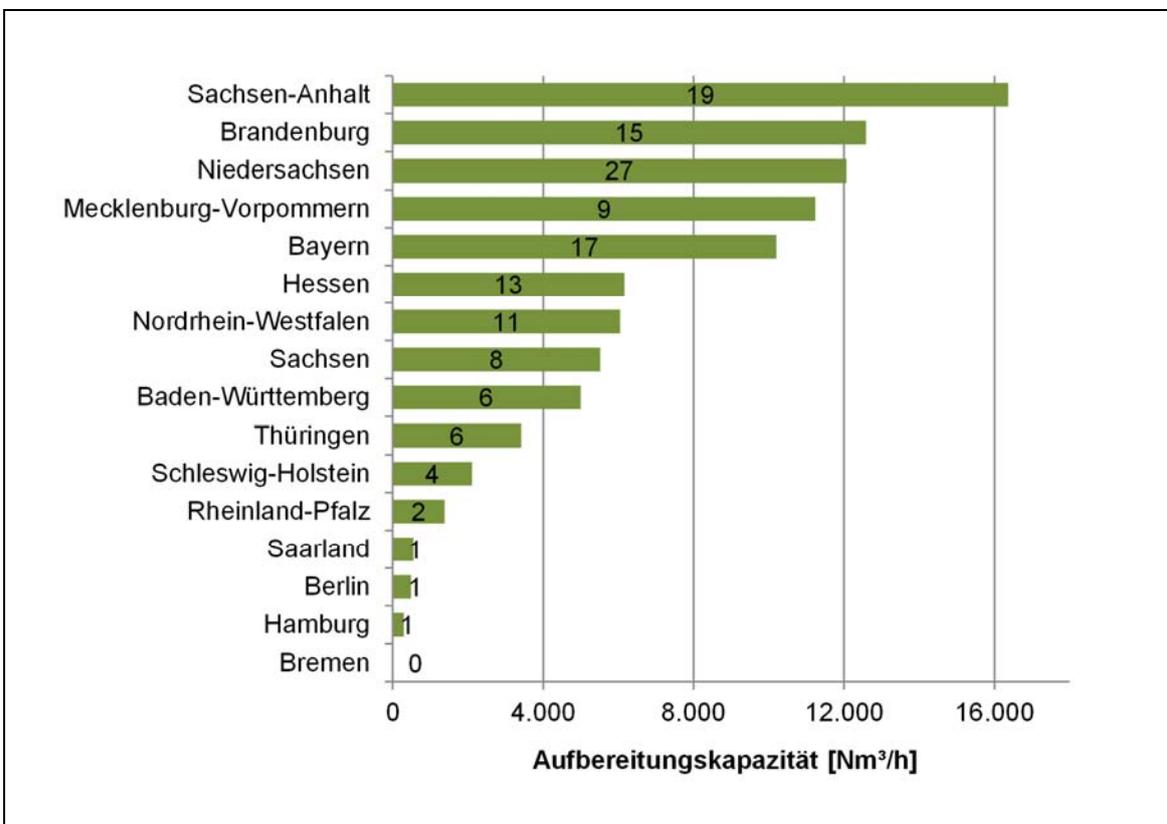
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten nach (dena 2014a); Stand: 12.01.2015.

In der Gasnetzzugangsverordnung war bis zum Jahr 2014 als Ziel festgelegt, dass bis zum Jahr 2020 6 Mrd. m<sup>3</sup> und bis 2030 10 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan eingespeist werden sollen (§ 31 (GasNZV 2010)). Der aktuelle Stand entspricht demnach etwa 9 % des Einspeiseziels für das Jahr 2020.



**Abb. 2.3: Verteilung der Anlagen nach Aufbereitungskapazitäten**

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten nach (dena 2014a); Stand: 12.01.2015.



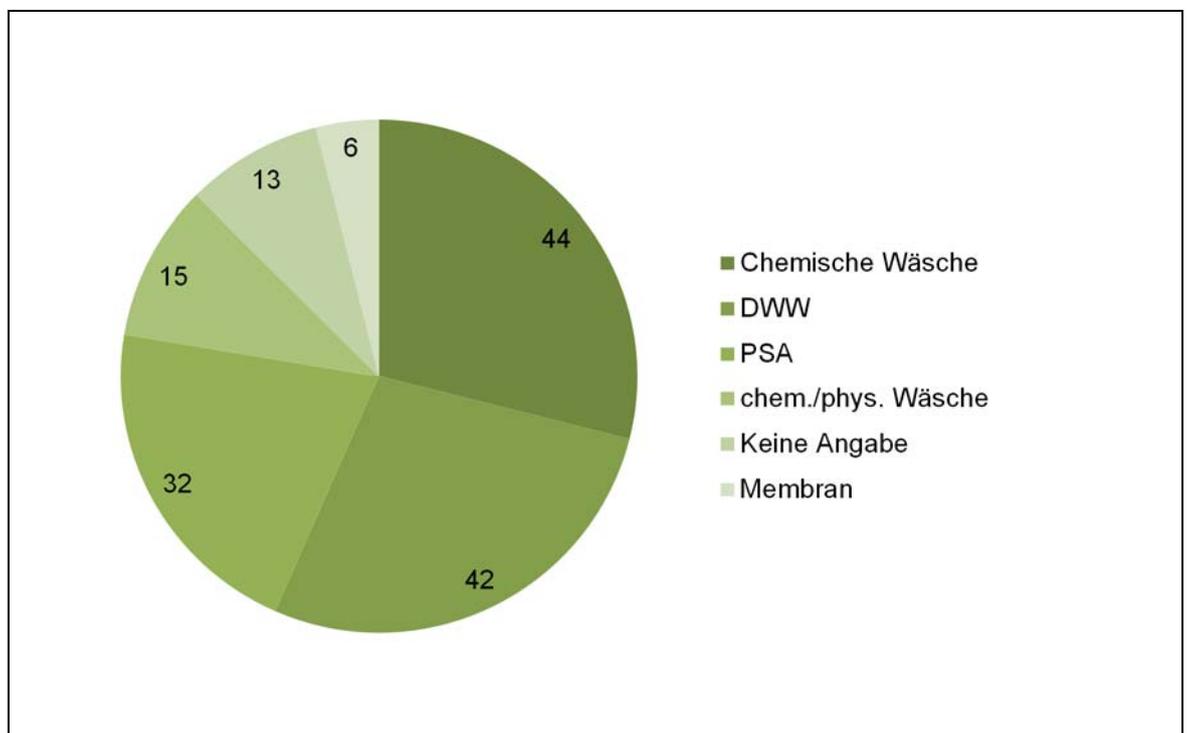
**Abb. 2.4: Anlagenzahl und Aufbereitungskapazitäten nach Bundesländern**

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten nach (dena 2014a); Stand: 12.01.2015. In den Balken ist als Beschriftung die Anzahl der Anlagen dargestellt.

Abb. 2.2 verdeutlicht den Einfluss der politischen Ereignisse auf die Zahl der jährlich neu installierten Anlagen. Die Diskussionen zur Änderung des EEG seit dem Regierungswechsel in 2013 und die Novellierung des EEG im Jahr 2014, die zu einer deutlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Biogasaufbereitung führte, spiegeln sich in einem Rückgang der Zubaurate an Biogasaufbereitungsanlagen im Jahr 2014 wider.

Die durchschnittliche Einspeisekapazität der bestehenden Anlagen beträgt derzeit  $615 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  (Produktgas) (dena 2014a). In den vergangenen Jahren wurden vor allem Anlagen mittlerer Größenordnung mit einer Aufbereitungskapazität zwischen  $350$  und  $700 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  zugebaut (s. Abb. 2.3). Wenig verbreitet ist die nachträgliche Umrüstung von Biogasanlagen auf Biogasaufbereitung. Ende 2011 waren dem Deutschen Biomasseforschungszentrum GmbH (DBFZ) lediglich acht Biogasanlagen bekannt, die nachträglich auf eine Aufbereitung umgerüstet wurden (Witt et al. 2012). Die räumliche Verteilung der kumulierten Anlagenkapazität sowie der Anlagenzahl ist in Abb. 2.4 dargestellt. Über 60 % der Aufbereitungskapazitäten befinden sich in Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Bayern. Die durchschnittliche Anlagenkapazität fällt in den Bundesländern sehr unterschiedlich aus. In Mecklenburg-Vorpommern stellen neun Anlagen eine ähnlich hohe Aufbereitungskapazität bereit wie 27 Anlagen in Niedersachsen.

Chemische Wäsche, DWW und PSA sind die im Anlagenbestand zahlenmäßig dominierenden Verfahren (siehe Abb. 2.5). Zwischen 2006 und 2009 wurde zunächst vor allem das PSA-Verfahren installiert. Seit 2009 kamen mehrheitlich chemische Wäschen, aber auch PSA und DWW in großer Anzahl zum Einsatz. In den letzten beiden Jahren wurden vereinzelt auf dem Membrantrennverfahren basierende Anlagen in Betrieb genommen. DWW, chemische Wäschen und PSA stellen derzeit rund 80 % der derzeit insgesamt installierten Aufbereitungsanlagen.



**Abb. 2.5: Verteilung des Anlagenbestands auf verschiedene Verfahren**

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten nach (dena 2014a); Stand: 12.01.2015.

Erläuterung: Die Werte geben die jeweils installierte Anzahl an Aufbereitungsanlagen an.

## 2.4 Absatzmärkte von Biomethan

Die Nutzung von Biomethan in den verschiedenen Sektoren, Strom, Wärme und Kraftstoffe, wird vor allem durch den gesetzlichen Rahmen bestimmt. Während der Einsatz in KWK-Anlagen über das EEG und in geringem Maße durch das Kraftwärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert wird, sind im Wärmemarkt vor allem das Erneuerbare-Energien-Wärmegegesetz (EEWärmeG) und die Energieeinsparverordnung (EnEV) entscheidend. Im Kraftstoffmarkt bestimmen die europäischen Regelungen im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EG) und das deutsche Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) die Marktbedingungen (dena 2010).

Am 1. August 2014 trat die Novellierung des EEG in Kraft. Mit diesem Schritt wurden weitreichende Veränderungen der Förderstruktur beschlossen, die sich besonders schwerwiegend im Bereich der Bioenergie niederschlagen. Die Änderungen betreffen vor allem den Absatzpfad **KWK-Nutzung**. Im neuen EEG sind die Zusatzvergütungen für die Einsatzstoffklassen (Einsatzstoffklasse I: z.B. Mais und Getreide; Einsatzstoffklasse II: z.B. Wirtschaftsdünger und Stroh) der Biogasverstromung gestrichen, sodass für Neuanlagen nur noch die Grundvergütung gewährt wird. Weiterhin ist der jährliche Zubau auf 100 MW<sub>el</sub> Anlagenleistung gedeckelt. Für die Biogasaufbereitung ist außerdem relevant, dass der größengestaffelte Gasaufbereitungsbonus entfallen ist, der bislang die Mehrkosten der Aufbereitung und Netzeinspeisung kompensiert hat. Weiterhin erhalten Biomethan-BHKW, die nach Inkrafttreten des EEG 2014 auf eine Nutzung von Biomethan umsteigen, die niedrigeren Vergütungssätze des EEG 2014 anstelle der zum Inbetriebnahme-Zeitpunkt geltenden Vergütungssätze (vgl. z.B. Fachverband Biogas e.V. 2014).

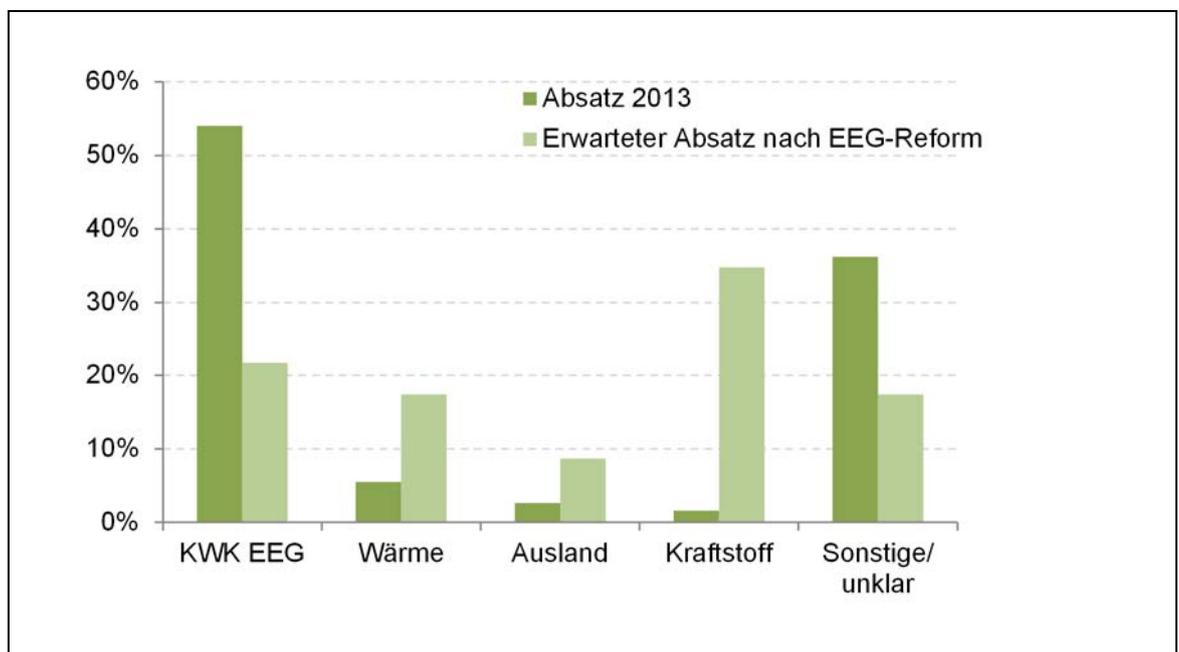
Deutlich weniger von EEG-Änderungen betroffen ist die Vermarktung von Biomethan im **Wärmemarkt**. Die Nutzungspflicht für erneuerbare Energien nach dem bundesweit gültigen EEWärmeG kann beispielsweise durch Biomethan erfüllt werden, wenn Biomethan in einer KWK-Anlage eingesetzt wird und die Wärme mindestens 30 % des Wärmebedarfs abdeckt. Da sich das EEWärmeG auf Bundesebene auf den Gebäudeneubau beschränkt, ist die Reichweite des Gesetzes jedoch gering. In Baden-Württemberg gilt das dort gültige EWärmeG auch für den Bestandsneubau, sodass der Wärmemarkt für Biomethan hier vermutlich größere Bedeutung als bundesweit hat. Die EnEV begünstigt aufgrund des geringen Primärenergiefaktors ebenfalls den Einsatz von Biogas und Biomethan (Augsten 2012). Allerdings profitierten mit Biomethan betriebene BHKW ebenfalls von der Vergütung des EEG, sodass auch in diesem Absatzmarkt Einbußen zu erwarten sind.

Ein weiterer Absatzmarkt ist der **Wärmemarkt für Haushaltskunden**. Biomethan ist in der Bereitstellung derzeit etwa doppelt so teuer wie Erdgas. Daher bieten Händler Beimisch-Produkte an, meist mit einem Biomethan-Mengenanteil von bis zu 10 %. Entsprechend zahlen die Kunden einen um bis zu 10 % höheren Preis für das „grüne Gasprodukt“. Die individuelle Zahlungsbereitschaft von Kunden für solche Beimisch-Produkte reicht vermutlich nicht für einen hohen Biomethan-Absatz im Wärmemarkt aus. Sollte Erdgas überproportional teurer werden, würde der Preisaufschlag sinken und Beimisch-Produkte an Attraktivität gewinnen. Beim aktuellen Preisverhältnis, das sich nach derzeitigem Stand in den nächsten Jahren für Biomethan nicht deutlich verbessern wird, sind jedoch Förderungen unabdingbar, um den Marktanteil signifikant zu erhöhen.

Der Einsatz von Biokraftstoffen im **Mobilitätssektor** wird prinzipiell über die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union (2009/28/EG) bestimmt. Die Richtlinie sieht vor, dass bis zum Jahr 2020 mindestens 10 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden muss. Über das Biokraftstoffquotengesetz ist die Regelung in die deutsche Gesetzgebung

überführt. Ab dem Jahr 2015 wird in Deutschland anstatt der energiebezogenen Quote eine Treibhausgasquote gelten, um möglichst Biokraftstoffe mit hohen THG-Minderungspotenzialen in den Markt zu bringen. Biokraftstoffe sollen in 2015 mindestens 3 %, ab 2017 4,5 % und ab 2020 7 % THG-Emissionen einsparen. Biomethan kann bislang nicht auf die Treibhausgasquote angerechnet werden, allerdings arbeitet die Europäische Kommission an einer entsprechenden Regelung (Deutscher Bundestag 2014). Sofern Biomethan aus Reststoffen (Siedlungsabfälle, Gülle, Mist) hergestellt wird, ist das THG-Minderungspotenzial im Vergleich zu pflanzenölbasiertem Biodiesel und stärke- oder zuckerbasiertem Ethanol hoch (siehe Standardwerte für die Treibhausgasreduzierung in der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung). Zudem hat der Bestand an Erdgasfahrzeugen in den vergangenen Jahren zwar langsam aber stetig zugenommen. Die positive Nachfrageentwicklung sowie die kommende Änderung der politischen Rahmenbedingungen können dazu führen, dass der Absatz von Biomethan im Kraftstoffmarkt in Zukunft zunehmen wird.

In den vergangenen Jahren war und aktuell ist die Nutzung in KWK-Anlagen mit EEG-Förderung der größte Absatzmarkt von Biomethan. Deutlich geringer im Umfang sind der Wärmemarkt, der Verkauf ins Ausland und der Kraftstoffmarkt. In 2013 konnten 3,5 TWh der in einer Befragung der dena insgesamt erfassten Biomethan-Menge von 6,5 TWh den KWK-Anlagen nach EEG zugewiesen werden. Im Wärmemarkt wurden nur 0,36 TWh abgesetzt, im Ausland 0,17 TWh und im Kraftstoffmarkt 0,10 TWh (dena 2014b). Durch die aktuellen Gesetzesänderungen sind deutliche Verschiebungen in den Absatzpfaden zu erwarten. 35 % der Befragten erhofften sich nach der EEG-Reform im Kraftstoffmarkt das größte Absatzpotenzial (s. Abb. 2.6).



**Abb. 2.6: Absatzpfade für Biomethan in 2013 und erwarteter Absatz nach EEG-Reform**

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an dena (2014b)

Erläuterung: Die Daten stammen aus einer Befragung von Akteuren der Wertschöpfungskette Biomethaneinspeisung sowie aus einer Auswertung des Biogasregisters im Rahmen des Projektes „biogaspartner“.

## 2.5 Auswahl der Biogasaufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen

Für die ökologische und ökonomische Bewertung werden in die Deutschland besonders relevanten Aufbereitungsverfahren ausgewählt. Das vorherige Kapitel hat die Verfahren Chemische Wäschen, DWW und PSA als die am häufigsten in Deutschland installierten Anlagen identifiziert.

Membranverfahren haben insbesondere in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Diese vier Verfahren werden daher sowohl in der ökologischen als auch in der ökonomischen Analyse näher betrachtet. Zudem wird das neue Verfahren, welches durch den Einsatz von Membrankontaktoren funktioniert, betrachtet. Bei dem Vergleich ist zu beachten, dass die vier erst genannten Verfahren bereits auf dem Markt verfügbar sind, während das neue Verfahren zum Zeitpunkt der Untersuchung ausschließlich als Pilotanlage existierte.

Bezüglich der Nutzungsoptionen werden die „KWK-Nutzung“ als aktuell wichtigster Absatzmarkt sowie der „Wärmemarkt für Haushaltskunden“ verglichen. Nach der EEG-Novellierung im Jahr 2014 erhoffen sich viele Anlagebetreiber ein hohes Biomethan-Absatzpotenzial im Kraftstoffmarkt. Da die Rahmenbedingungen zur Anrechenbarkeit von Biomethan als Kraftstoff zur Erreichung der Biokraftstoff- beziehungsweise Treibhausgasquote noch weitgehend unklar sind, wurde jedoch im Rahmen der vorliegenden Arbeit auf eine Analyse dieses Absatzmarktes verzichtet.

## 3 Ökologische Bewertung

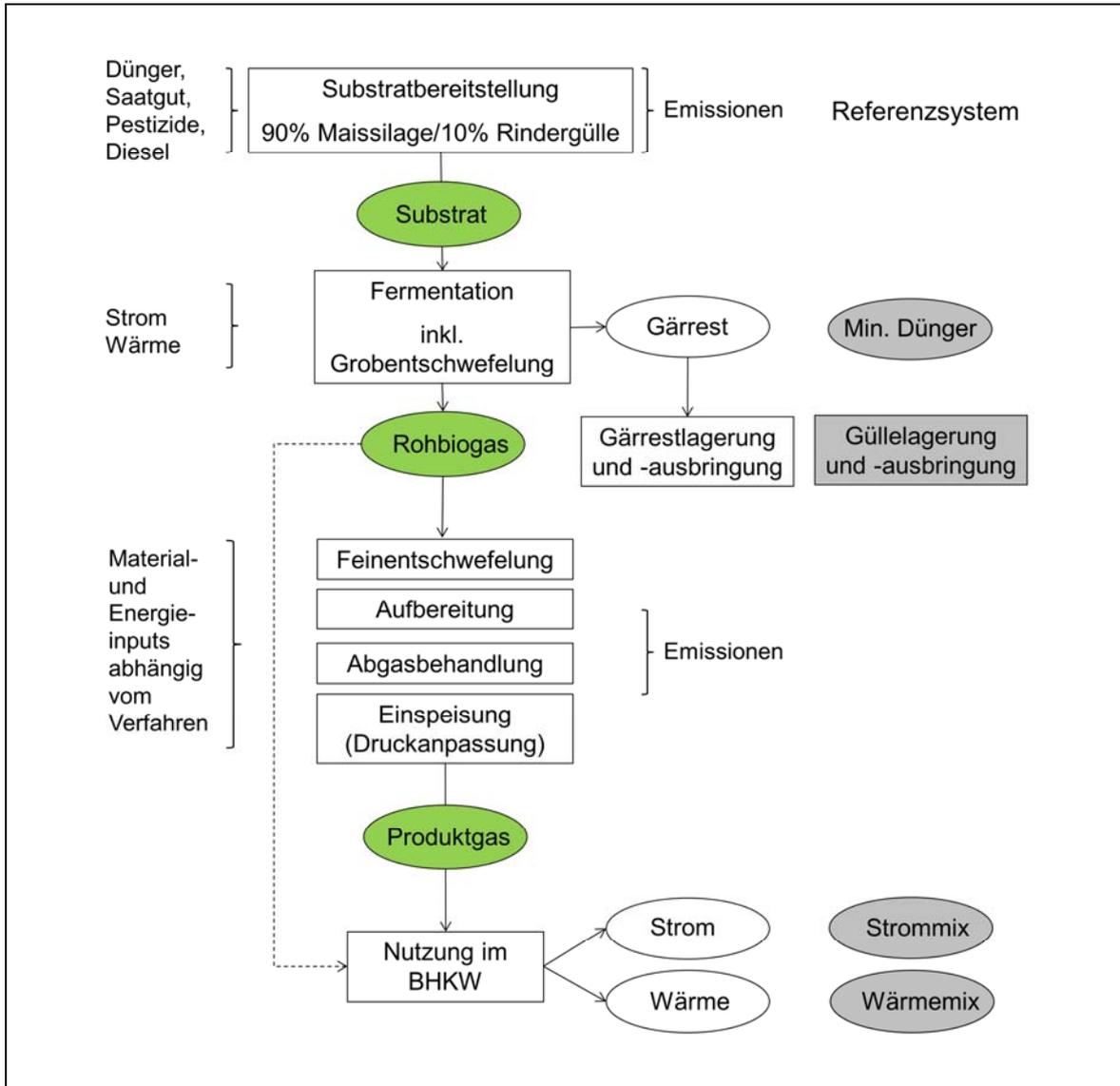
Zunächst wird in Kapitel 3.1 das methodische Vorgehen bei der Ökobilanzierung dargestellt. In Kapitel 3.2 folgt eine Beschreibung der Datengrundlage für die relevanten Prozessschritte (Substratbereitstellung, Transport, Vorbehandlung, Fermentation, Biogasaufbereitung und Nutzung des Biogases). In Kapitel 3.3 werden die Ergebnisse der Ökobilanzierung dargestellt und diskutiert.

### 3.1 Vorgehensweise bei der Ökobilanzierung

Die Analyse der mit der Aufbereitung einhergehenden Treibhausgasemissionen sowie weiterer ökologischer Wirkungen erfolgt mittels einer reduzierten **Ökobilanz**. Dabei wird in Anlehnung an die Ökobilanz-Norm ISO 14040 ff vorgegangen (DIN EN ISO 14040 2009), das heißt die Bilanz erstreckt sich über den gesamten Lebensweg, einschließlich Biogasbereitstellung (Ernte der Biomasse, Transport, Fermentierung), der Biogasaufbereitung (inklusive der Aufbereitung selbst, Entschwefelung, Abgasbehandlung und Einspeisung beziehungsweise Druckerhöhung) und der Nutzung des aufbereiteten oder nicht aufbereiteten Biogases. Nicht in die Bilanz einbezogen werden und demnach außerhalb der **Systemgrenzen** liegen die Energieaufwendungen zum Bau und Betrieb der genutzten Infrastrukturen (zum Beispiel Straßen), da diese unabhängig von der konkreten Nutzung anfallen. Die Vorketten der verwendeten Maschinen, Fahrzeuge sowie der Anlagen (Fermenter, BHKW, Gaskessel) werden jedoch berücksichtigt. Die für die Aufbereitung erforderlichen Gebäude oder Container werden aufgrund fehlender Daten nicht bilanziert. Abb. 3.1 zeigt schematisch die Prozessschritte, die in der Bilanzierung berücksichtigt werden und führt die Inputs in Form von Energie und Materialien beziehungsweise Stoffen und die Outputs in Form von Emissionen und Produkten auf. Eine genauere Beschreibung der Prozessschritte findet sich in Kapitel 3.2.

Die Ökobilanzierung verfolgt mehrere **Ziele**. Erstens werden die ökologischen Wirkungen verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren aufgezeigt, um Vor- und Nachteile der jeweiligen Verfahren aufzudecken und um die Verfahrensschritte zu identifizieren, die mit den größten ökologischen Effekten einhergehen. Zweitens wird die Biogasaufbereitung mit verschiedenen Verfahren mit der Situation ohne Aufbereitung verglichen, um die Potenziale der Biogasaufbereitung zur Vermeidung von THG-Emissionen bewerten zu können.

Für den **Vergleich der Situation mit Aufbereitung mit der Vor-Ort-Verstromung** muss das Gesamtkonzept festgelegt werden. Abb. 3.2 zeigt eine schematische Darstellung beider Fälle. Findet keine Aufbereitung statt, so wird das Biogas typischerweise in einem BHKW direkt vor Ort energetisch genutzt. Die durchschnittlichen BHKW-Wirkungsgrade betragen 38 % elektrisch und 45 % thermisch. Ein Teil der produzierten Wärme wird zur Bereitstellung des Eigenwärmebedarfs für die Fermenterheizung genutzt. Der Eigenwärmebedarf liegt durchschnittlich bei 26,5 % der produzierten Wärme. Darüber hinaus wird meist ein Teil der Wärme extern genutzt. Der DBFZ-Betreiberbefragung zufolge liegt im Fall der Nutzung des nicht aufbereiteten Biogases der durchschnittliche Wärmenutzungsgrad (WNG) der extern verfügbaren Wärme bei 56 %. Dieser Wert wird von Experten als zu hoch eingeschätzt (Scheftelowitz 2013). In dieser Arbeit wird von zwei Varianten für die Situation der Nicht-Aufbereitung ausgegangen: einem externen WNG von null und einem externen WNG von 45 %. Die Aufbereitung findet direkt am Ort der Biogasanlage statt, das Produktgas wird ins Gasnetz eingespeist und an anderer Stelle ebenfalls in einem BHKW jedoch mit einem höheren WNG energetisch genutzt. In der Arbeit werden wiederum zwei Varianten mit WNG von 80 und 100 % angenommen. Der Eigenwärmebedarf des Fermenters muss entsprechend auf andere Weise gedeckt werden. Es wird hier ein mit Biogas betriebener Kessel für die Wärmebereitstellung



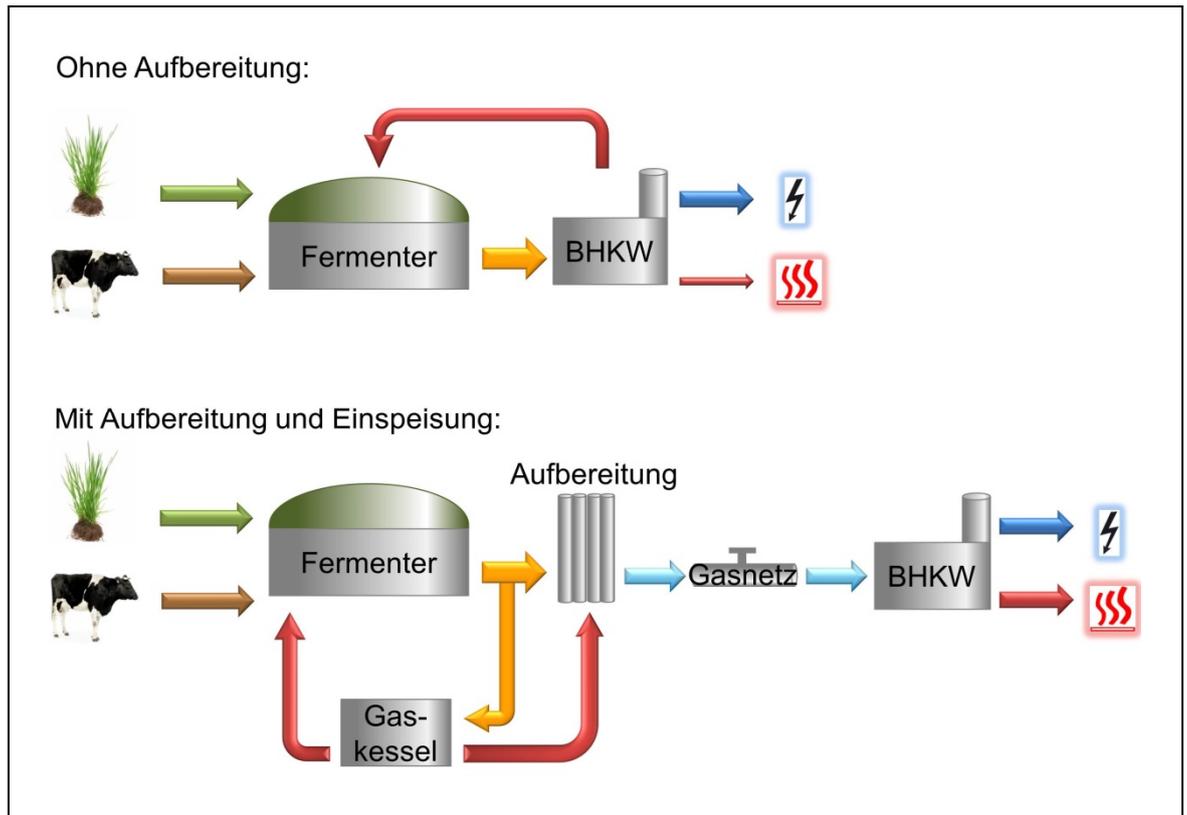
**Abb. 3.1: Prozesskette eines Lebenszyklus von aufbereitetem Biogas**

Quelle: Eigene Darstellung

Erläuterung: Der gestrichelte Pfeil markiert den Nutzungspfad des nicht aufbereiteten Biogases. Hier wird die Aufbereitung übersprungen. Dafür werden in dem BHKW geringere externe Wärmenutzungsgrade erzielt.

modelliert, der, sofern erforderlich, auch Prozesswärme für die Aufbereitung bereitstellt. Der zusätzliche Bedarf an Biogas und Substraten für die Wärmebereitstellung wird errechnet und in der Bilanz berücksichtigt. Es wird dabei auch angerechnet, dass bei einigen Aufbereitungsverfahren Abwärme anfällt, die ebenfalls für die Fermenterbeheizung genutzt werden kann.

Im Rahmen der Wirkungsabschätzung werden die **Umweltwirkungen** Treibhauseffekt (GWP 100), Versauerung und Eutrophierung betrachtet. Versauerung meint die Erhöhung der Konzentration von  $H^+$ -Ionen in Luft, Wasser und Boden. Insbesondere Schwefel- und Stickstoffverbindungen reagieren in der Atmosphäre zu Schwefel- und Salpetersäure, die als sogenannter „Saurer Regen“ Boden, Gewässer und Bauwerke schädigen. Beispielsweise werden in versauerten Böden Nährstoffe ausgewaschen und in Oberflächengewässern kann es zu Fischsterben kommen (UBA 1999). Für die Charakterisierung wird das Versauerungspotenzial erfasst, das in  $SO_2$ -Äquivalenten



**Abb. 3.2: Schematische Darstellung des Nutzungskonzepts für Biogas und Biomethan**  
Quelle: Eigene Darstellung

angegeben wird. Unter Eutrophierung wird die Anreicherung von Nährstoffen, insbesondere von Nitrat und Phosphat, in Gewässern verstanden. Diese kann eine starke Erhöhung der pflanzlichen Primärproduktion zur Folge haben, was letztlich zu einer deutlichen Sauerstoffzehrung in Gewässern führen kann (UBA 1999). Für die Charakterisierung wird das Eutrophierungspotenzial erfasst, welches in  $\text{PO}_4$ -Äquivalenten angegeben wird. Unter dem anthropogenen Treibhauseffekt wird die Klimaerwärmung in Folge einer steigenden Konzentration von THG, vor allem Kohlenstoffdioxid, Methan, Lachgas und Fluorkohlenwasserstoffe, in der Atmosphäre verstanden. Mögliche Klimafolgen sind steigende Meeresspiegel, häufigere Extremwetterereignisse und Veränderungen in Temperatur und Niederschlagsmustern (UBA 1999). Für die Charakterisierung wird das THG-Potenzial, Global Warming Potential (GWP), erfasst, welches in  $\text{CO}_2$ -Äquivalenten ( $\text{CO}_{2\text{eq}}$ ) angegeben wird. Da die Verweildauern der Gase unterschiedlich sind, sind die Äquivalenzfaktoren abhängig vom Zeitbezug; es wird wie üblich ein Zeitbezug von 100 Jahren gewählt (GWP 100).

Die **funktionelle Einheit** dient in Ökobilanzen als Bezugsgröße für ein- und ausgehende Stoffströme. Für die Bilanzierung wird für den Vergleich der Aufbereitungsverfahren zunächst die funktionelle Einheit  $\text{Nm}^3$  aufbereitetes Biogas (Produktgas) gewählt. Um in einem zweiten Schritt auch einen Vergleich zur Situation ohne Aufbereitung durchführen zu können, wird zusätzlich die funktionelle Einheit MJ Elektrizität herangezogen. Damit wird die Bilanzierung den Anforderungen der Methodenharmonisierung im Rahmen der Begleitforschung zum Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ gerecht. Elektrizität gilt entsprechend als Hauptprodukt der Biomethan- beziehungsweise Biogasnutzung. Die zusätzlich entstehende und extern genutzte Wärme wird durch das Gutschriftenverfahren berücksichtigt.

Die technischen **Daten für die Sachbilanz** stammen die Biogasbereitstellung betreffend ausschließlich aus Literaturangaben. Die Daten zu den Biogasaufbereitungsverfahren stammen überwiegend aus Literaturangaben. Zusätzlich wurde eine Herstellerbefragung durchgeführt, da die in der Literatur verfügbaren Angaben zu einzelnen Aufbereitungsverfahren Lücken aufwiesen. Außerdem sollten die verwendeten Daten möglichst vergleichbar sein, da viele Parameter wie beispielsweise die Zusammensetzung des Substratmix, mit dem die Biogasanlage beschickt wird, das Verfahren der Biogasaufbereitung beeinflussen. Im Rahmen der Herstellerbefragung wurden 30 Unternehmen angeschrieben, von denen zehn die vorgefertigten auf MS Excel basierten Datenblätter ausfüllten. Diese Daten konnten für die Ökobilanzierung verwendet werden. Für die Sachbilanz werden außerdem Inventardaten zu Chemikalien, Materialien und Energie aus der Schweizer Datenbank ecoinvent<sup>2</sup> verwendet – die Qualität dieser Sekundärdaten wird als hoch eingeschätzt. Die Bilanzierung selbst wurde mit der Software SIMAPRO 8<sup>3</sup> durchgeführt.

Um eine Vergleichbarkeit der Aufbereitungsverfahren zu erreichen, werden einige **Rahmenbedingungen** für die Aufbereitung definiert. Der räumliche Bezug ist Deutschland und der zeitliche Bezug das Jahr 2013. Der Betrachtungszeitraum sowie die Anlagenlaufzeit betragen 20 Jahre. Sofern Bauteile (wie zum Beispiel Membranen) in diesem Zeitraum ersetzt werden müssen, wird dies in der Ökobilanz berücksichtigt. Die Qualität des Produktgases soll zur Einspeisung in ein H-Netz ausreichend sein. Entsprechend muss der Methangehalt mindestens 97 % betragen. Außerdem sollen die Grenzwerte bei der Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz nach DVGW 260 und 262 eingehalten werden (FNR 2014c). Für die Einspeisung ist teilweise eine Druckerhöhung erforderlich. Ob dies tatsächlich notwendig ist, hängt sowohl vom gewählten Aufbereitungsverfahren als auch vom Druckniveau der anliegenden Leitung ab. Niederdruckleitungen haben in der Regel ein Druckniveau von weniger als 0,1 bar, Mitteldruckleitungen werden mit einem Druck von 0,1 bis 1 bar und Hochdruckleitungen mit einem Druck von mehr als 1 bar betrieben (FNR 2014c). Zum besseren Vergleich der Energieverbräuche der unterschiedlichen Verfahren wurde angenommen, dass das Produktgas zur Einspeisung bei einem Druck von 8 bar vorliegen soll. Darüber hinaus wurde festgelegt, dass die Biogasanlage mit einem Substratmix aus 80 % NawaRo (Maissilage) und 20 % Rindergülle (bezogen auf den Energiegehalt) beschickt wird. Damit handelt es sich um eine typische Bestandsanlage. Die Zusammensetzung des Substratmix ist insofern wichtig, als sie verschiedene nachgelagerte Prozessschritte beeinflusst, beispielsweise ob und mit welchem Verfahren eine Entschwefelung erfolgen sollte. Als Standardverfahren zur Grobentschwefelung wurde die Sulfidfällung mit Eisenchlorid unterstellt, die bereits im Fermenter erfolgt. Als Verfahren zur Feinentschwefelung wird das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle angenommen, da der DBFZ-Betreiberbefragung zufolge in 80 % der Anlagen Aktivkohlefilter für die Feinentschwefelung eingesetzt werden (Scheftelowitz 2013). Bezüglich des Abgases wurde angenommen, dass die Grenzwerte nach der TA Luft (BMU 2002) und dem EEG 2012 (EEG 2012) eingehalten werden, das heißt die Methanemissionen in die Atmosphäre betragen maximal 0,2 %. Als Standardverfahren zur Schwachgasbehandlung wird das RTO-Verfahren angenommen, bei der Aminwäsche kann auf eine Schwachgasbehandlung verzichtet werden. Eine genauere Beschreibung der Einzelprozesse erfolgt in Kapitel 3.2.

Eine methodische Entscheidung muss bezüglich des Umgangs mit **Koppelprodukten** getroffen werden. Die Ökobilanznorm schlägt verschiedene Vorgehensweisen vor. Vorrang wird dabei der

---

<sup>2</sup> [www.ecoinvent.ch](http://www.ecoinvent.ch)

<sup>3</sup> [www.simapro.de](http://www.simapro.de)

Systemraumerweiterung für alle erzeugten Nutzen eingeräumt (DIN EN ISO 14040ff). Ist dies aufgrund zu komplexer Systeme nicht möglich, so kann die Methode der Allokation verwendet werden. Bei einer Allokation werden die Umweltwirkungen nach bestimmten Allokationsregeln (z.B. Allokation nach dem unteren Heizwert, nach dem Marktpreis oder nach den Mengen) auf die anfallenden Produkte verteilt. Da die Biogaserzeugung und -aufbereitung eine überschaubare Anzahl an Nebenprodukten liefert (z.B. Gärrest als Düngersatz, Wärme bei der KWK-Erzeugung) wird in der Bilanzierung das Prinzip der Systemraumerweiterung durch Gutschrift angewendet.

Um den ökologischen Nutzen der Biogasnutzung im Allgemeinen und der Biogasaufbereitung im Speziellen zu ermitteln, bedarf es **Referenzsysteme** für die Strom- und Wärmebereitstellung. Hierunter ist die Strom- und Wärmebereitstellung zu verstehen, die durch die aus Biogas beziehungsweise Biomethan erzeugte Strom- und Wärmemenge substituiert wird. Das Stromreferenzsystem wird benötigt, um die ökologische Wirkung des verdrängten fossil erzeugten Stromes anzurechnen. Verschiedene Brennstoffe beziehungsweise Kraftwerkstypen sind mit brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren belegt, sodass sich die Emissionen abhängig vom gewählten Referenzsystem unterscheiden. In Übereinstimmung mit Thrän et al. (2013) wird ein Strom-Mix von 50 % Erdgas-Gas und Dampfkraftwerken (GuD) und 50 % Steinkohlekraftwerken angenommen, der durch Stromerzeugung aus Biogas verdrängt wird. Für den Vergleich der ökologischen Wirkung der Biogasaufbereitung zur Situation ohne Aufbereitung ist jedoch vor allem die Art der substituierten Wärme entscheidend. Am häufigsten wird die in Biogas-BHKW erzeugte Wärme für die Beheizung von Sozialgebäuden sowie für Trocknungsprozesse verwendet (36 und 18 %) (Scheffelowitz 2013). Daten zur Art der Beheizung bei Sozialgebäuden oder des Wärmeeinsatzes bei Trocknungsprozessen lagen zum Zeitpunkt der Untersuchung nicht vor, sodass an dieser Stelle als konservative Schätzung für die Gebäudebeheizung ein Mix aus Erdgas- und Ölheizungen (70 % Erdgas, 30 % Heizöl) als Referenzsystem unterstellt wird. Dies ist auch für Biomethan-BHKW eine sinnvolle Annahme. Für den Prozess der Biogaserzeugung bedarf es zusätzlicher Referenzsysteme für die Güllelagerung und -ausbringung beziehungsweise für den reduzierten Einsatz von mineralischem Dünger durch die Bereitstellung von Gärresten. Die Beschreibung der in der Bilanzierung verwendeten Referenzsysteme kann in Dunkelberg und Aretz (2013) nachgelesen werden.

Als Teil der Auswertung der Ökobilanzierung werden **Sensitivitätsanalysen** durchgeführt. Bei Sensitivitätsanalysen werden Input-Parameter variiert, um deren Einfluss auf das Ergebnis abschätzen und entsprechend die Robustheit der Ergebnisse einschätzen zu können. Im Rahmen der Literaturrecherche und Herstellerbefragung werden Minimal- und Maximalwerte für Elektrizitäts-, Wärme- und Materialbedarfe sowie zu den Methanemissionen erfasst. Diese Parameter werden in der Sensitivitätsanalyse eingesetzt, wobei der Wärmebedarf über das Verhältnis von  $\text{Nm}^3$  Biogas zu  $\text{Nm}^3$  Produktgas in die Modellierung eingeht, da ein Biogaskessel zur Bereitstellung der Fermenterwärme und Prozesswärme angenommen wurde, sprich bei höherem Wärmebedarf mehr Biogas erzeugt werden muss, um die gleiche Menge an Produktgas herzustellen.

## 3.2 Darstellung der Datengrundlage

Da der Fokus der Studie auf der Biogasaufbereitung liegt, werden die vorgelagerten, sehr komplexen Prozessschritte der Substratbereitstellung und Biogasproduktion an dieser Stelle nur in Kürze beschrieben. Eine genauere Darstellung findet sich in Dunkelberg und Aretz (2013). Genauer wird auf den Prozessschritt der Biogasaufbereitung eingegangen.

### 3.2.1 Substratbereitstellung und Biogasproduktion

Als Substratmix für die Biogasproduktion wird ein Mix aus 80 % Maissilage und 20 % Rindergülle (bezogen auf den Energiegehalt) angenommen. Für den **Maisanbau** wird ein konventionelles **Anbau- und Erntesystem** unterstellt. Die feldbezogenen Maßnahmen führen laut KTBL (2006) zu einem Bedarf an 0,18 Arbeitskraftstunden pro Tonne Frischmasse (FM) und einem Dieselbedarf von 2 l / t FM. Zur Berechnung der Emissionsfaktoren für den Dieseleinsatz wurde die Offroad-Datenbank des BAFU<sup>4</sup> verwendet. Die im Mais-Produktionsverfahren von KTBL (2006) angesetzten Traktoren werden für die Berechnung der Vorketten durch in der Datenbank ecoinvent vordefinierte Traktoren abgebildet. In Anlehnung an Nemecek und Kägi (2007) werden eine Lebensdauer von 7.000 h und ein Gewicht von 3.000 kg für einen Standardtraktor unterstellt.

Die erzielten Ernteerträge und die Aufwendungen in Form von Mineraldünger sind wichtige Parameter für die Bilanzierung der Biomassebereitstellung. Mais weist mit einem mittleren Hektarertragsniveau von 50 t FM bei einem Trockenmassegehalt (TM) von 35 % KTBL (2009) verhältnismäßig hohe hektarbezogene Erträge auf. Dabei ist es gängige Praxis die gesamte Pflanze zu ernten. Die Düngemittelverordnung (DüV) (2007, Anlage 1) und die KTBL (2006) stellen Angaben zur Entzugsdüngung<sup>5</sup> zur Verfügung. Die hektarbezogenen, auf Erntemasse (t FM) bezogenen Werte ergeben sich aus Tab. 3.1. Der Einsatz von mineralischem Stickstoffdünger stellt eine relevante Emissionsquelle dar, da ein Teil der aufgebrauchten Stickstoffmenge in Form von Lachgas (N<sub>2</sub>O), Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) emittiert. Dem IPCC (2006) zufolge entweichen 1 % des Stickstoffs als N<sub>2</sub>O. Dieser Wert wird in der vorliegenden Studie unterstellt. Es handelt sich um eine vereinfachende Annahme, die den Einfluss zahlreicher Bodenparameter auf die Höhe des N-Austrags vernachlässigt (UBA 2007). An konkreten Standorten können die realen Emissionen höher ausfallen. Nemecek und Kägi (2007) zufolge entweichen außerdem abhängig von der Art des mineralischen Düngers 2 bis 15 % des aufgebrauchten N in Form von NH<sub>3</sub>-N. In dieser Arbeit wird von einem mittleren Wert von 8 % ausgegangen. Die NO<sub>x</sub>-Emissionen werden in Übereinstimmung mit Nemecek und Kägi (2007) auf die 0,21-fache Menge der N<sub>2</sub>O-Emissionen geschätzt.

**Tab. 3.1: Erträge und Düngemittelbedarf im Maisanbau**

Quelle: Eigene Darstellung nach DüV (2007, Anlage 1), KTBL (2006)

Substrat	Ertrag [t FM / ha]	TM-Gehalt [%]	N-Dünger [kg N / ha]	P-Dünger [kg P / ha]	K-Dünger [kg K / ha]
Mais GPS	50	35	190	55	210

Grundsätzlich schwierig ist die Quantifizierung der im Anbau verwendeten Pflanzenschutzmittel. Da bessere Daten nicht zur Verfügung stehen, wird eine Angabe aus einer Studie des IFEU (2008b) übernommen. Demnach werden im Maisanbau 3 kg / ha an Pflanzenschutzmittel aufgebracht. Dieser Wert deckt sich etwa mit dem bei Feldversuchen zur „Unkrautbekämpfung im Mais“

<sup>4</sup> <http://www.bafu.admin.ch/luft/00596/06906/offroad-daten/index.html?lang=de>

<sup>5</sup> Die Entzugsdüngung bemisst den Bedarf an Düngemitteln einer Kulturart für ein übliches Ertragsniveau und durchschnittliche Mindestentzüge an Nährstoffen, die zur Erzeugung dieses Ertragsziels bei Annahme voller Nährstoffausnutzung angegeben werden (KTBL 2006; DÜV 2007).

eingesetzten Mengen an Pflanzenschutzmittel (LFLUG 2010). Die Art der Pestizide wurde bei der Bilanzierung nicht weiter spezifiziert. Nach der Ernte wird die als Ganzpflanzen geerntete und durch Feldhäcksler zerkleinerte Biomasse zur Biogasanlage transportiert. Als Transportmittel wurde der bereits oben beschriebene Traktor inklusive einem Anhänger angenommen.

Um die Biomasse lagerfähig zu machen und einen mikrobiellen Abbau zu vermeiden, erfolgt in der Regel eine **Silierung**. Das Endprodukt Silage bezeichnet luftdicht abgeschlossenes, maschinell verdichtetes Pflanzenmaterial, welches mittels Milchsäuregärung konserviert und in einem Silo bis zum Einsatz in der Biogasanlage gelagert wird. Die Abmessung des Silos, die erforderlichen Materialaufwendungen und der Maschineneinsatz für Verdichtung, Silageentnahme und Transport zum Vorlagebehälter des Fermenters sind in Dunkelberg und Aretz (2013) beschrieben. Eine Zugabe von Siliermitteln wird grundsätzlich von KTBL (2006, 45) empfohlen. Da eine Vielzahl an Wirkstoffen zur Verfügung steht, ist eine Bewertung der Zugabe von Silierungshilfsmitteln schwierig. Aufgrund der geringen Mengen ist jedoch keine hohe Belastung zu erwarten. Gleiches gilt für die meist aus Polyethylen gefertigte Silofolie. Beides wurde daher nicht berücksichtigt. Bei der Lagerung der Biomasse treten Masseverluste durch einen partiellen Abbau der Biomasse auf. Dem KTBL (2009, 73) zufolge betragen die Silageverluste meist 12 Masseprozent. Als unvermeidliche Silageverluste gelten 6 Masseprozent unter optimalen Bedingungen (IFEU 2008b).

Als weiteres Substrat wurde **Rindergülle** für die Biogasproduktion berücksichtigt. Die Erzeugung von Gülle wird in der Bilanz nicht berücksichtigt, da es sich um einen Abfall- oder Reststoff aus einem anderen Produktionsprozess, der landwirtschaftlichen Tierhaltung, handelt. Die anfallenden Emissionen sind somit der landwirtschaftlichen Tierhaltung zuzurechnen. Die über den betriebsüblichen Rahmen des Tierhaltungsbetriebs hinausgehenden, notwendigen Transporte und die damit verbundenen zusätzlichen Emissionen werden jedoch in der Bilanz berücksichtigt. Die Anzahl der Fahrten für den Gülletransport ergibt sich aus der Gesamtmenge an Rindergülle sowie der zulässigen Nutzlast beziehungsweise dem maximalen Fassungsvermögen des Transportgeräts pro Fahrt. Die Dichte von Gülle ist Reinhold (2005, 4) zufolge zumeist mit 1 kg / l zu bewerten. Somit erfolgt die Auslegung über die maximal mögliche, zulässige Beladung. Für die Bilanzierung wird ein schwerer LKW mit einer Zuladung von 16 t gewählt. Für die Modellierung des Transportprozesses wird eine mittlere Entfernung der Biogasanlage zu den Tierhaltungsbetrieben von 5 km angesetzt, zusätzlich werden Leerfahrten über die entsprechende Entfernung angenommen. Alle benötigten Kennwerte für den LKW-Einsatz, den Dieselmotorkraftstoff und die aggregierten Vorkettenwerte stammen aus ecoinvent. Eine Lagerung kleinerer Mengen von unvergorenen Wirtschaftsdüngern über kürzere Zeiträume an der Biogasanlage ist unvermeidbar und müssen somit anteilig der Vorkette Gülle zugerechnet werden. In Anlehnung an IFEU (2008b, 94) werden 10 % der in der Tierhaltung vermiedenen Emissionen an  $\text{NH}_3$ ,  $\text{CH}_4$  und  $\text{N}_2\text{O}$  als Schätzwert übernommen.

Die **Lagerung von Gülle** aufgrund der Sperrfristen für die Ausbringung von Wirtschaftsdüngern führt zu erheblichen Emissionen. Die mindestens drei Monate dauernde Lagerung der Rindergülle im Tierhaltungsbetrieb wird durch die Nutzung in Biogasanlagen vermieden. Die vermiedenen Emissionen werden der Biogasproduktion daher gutgeschrieben. Die Methanemissionen aus der Lagerung von Rohgülle werden vom IFEU (2007, 21) berechnet. Aus den Berechnungen ergibt sich ein Emissionsfaktor für die offene Güllelagerung von circa 1,8 kg  $\text{CH}_4$  / m<sup>3</sup> Rindergülle. Die  $\text{N}_2\text{O}$ -Emissionen liegen bei der Güllelagerung nach IPCC bei 0,1 %  $\text{N}_2\text{O}$ -N bezogen auf den Gesamtstickstoffgehalt. Für die Berechnung der Ammoniakemissionen aus der Lagerung von Gülle in der Tierhaltung wird auf das  $\text{NH}_3$ -Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft zurückgegriffen (UBA 2002). Die  $\text{NH}_3$ -Emissionen sind neben der Art der Lagerung abhängig von der Produktionsrichtung des Tierhaltungsbetriebs, der Temperatur, der Lagerungsdauer und der Höhe des Luftaus-

tauschs (UBA 2002). Das UBA (2002) gibt für Rindergülle bei Lagerung in Rund- oder Hochbehältern einen mittleren  $\text{NH}_3$ -Verlust von 8 % an verbliebenen Gesamt-N an (ohne Schwimmdecke, nicht abgedeckt). IFEU (2008b, 93) zufolge betragen der N-Gehalt von Rindergülle 0,48 t / t FM und der  $\text{NH}_4$ -Gehalt 0,33 t / t FM. Durch natürliche Schwimmdecken auf der Behälteroberfläche, die bei Nichtausbildung durch technische Abdeckungsmaßnahmen ersetzt werden können, ist es möglich, die Ammoniak-Emissionen fast vollständig zu vermeiden. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass eine künstliche Schwimmdecke (Folie) vorliegt, was die  $\text{NH}_3$ - und  $\text{CH}_4$ -Emissionen laut UBA (2002, 63) um etwa 85 % verringert. Ebenfalls durch die Biogasproduktion vermieden werden die Emissionen aus der Gülleausbringung. Die DÜV schreibt aufgrund der hohen  $\text{NH}_3$ -Emissionen eine unverzügliche Einarbeitung der Gülle nach Aufbringung vor (DÜV 2007), in der Praxis erfolgt die Einarbeitung vermutlich aufgrund der Betriebsabläufe meist innerhalb eines Tages. In Anlehnung an IFEU (2008a, 94) wird angenommen, dass die Ausbringung von Rindergülle  $\text{NH}_3$ -Emissionen von 46 % bezogen auf das ausgebrachte  $\text{NH}_4$ -N innerhalb von 24 h verursacht.

Statt der vermiedenen Emissionen aus Güllelagerung und -ausbringung fallen nach der Biogasproduktion treibhausgasrelevante Emissionen durch die **Lagerung und Ausbringung des Gärrestes** an. Die Ursache der Methanemissionen liegt darin, dass es bei den üblichen verfahrenstechnischen Betriebsweisen bei der Vergärung im Fermenter nicht zu einem vollständigen Abbau der organischen Substanz kommt. Ein Teil des Abbaus erfolgt erst während der Gärrestlagerung (Reinhold 2011; FNR 2010). Verfahrenstechnische Parameter wie die hydraulische Verweilzeit und die Faulraumbelastung beeinflussen das Restgaspotenzial (FNR 2010; KTBL 2009). Seit dem EEG 2012 erhalten neu errichtete Biogasanlagen die Vergütung nur noch im Fall einer gasdichten Lagerung der Gärreste. Es werden daher nur geringe Emissionen von 0,1 % der Gasausbeute angenommen. Rechnerisch werden diese Methanverluste in der vorliegenden Arbeit analog zu IFEU (2008c, 6) rückwirkend berücksichtigt, das heißt in zusätzlich auf Feldebene anzubauende Substratmassen umgerechnet. Bei offener Lagerung wären die Methanemissionen mit 2,5 bis 15 % des produzierten Methans deutlich höher (FNR 2010). Neben den Methanverlusten treten während der Lagerung Emissionen in Form von Ammoniak und Lachgas auf. Diese Werte werden mit den vom IFEU (2008b, 94) angegebenen Faktoren berechnet (s. Tab. 3.2).

**Tab. 3.2: Stoffliche Kenndaten der Gärreste**

Quelle: IFEU (2008b, 94), bezogen auf Feuchtmasse

Substrate	Gärrestmenge	N-Gehalt	$\text{NH}_4$ -Gehalt	$\text{N}_2\text{O}$ -N Emissionen pro N-Gesamt	$\text{NH}_3$ -N-Emissionen pro N-Gesamt
	[t / t Substrat]	[t N / t Gärrest]	[t $\text{NH}_4$ / t Gärrest]	[%]	[%]
Rindergülle	0,97	0,0037	0,0028	0,1	13,5
Maissilage	0,78	0,0044	0,0011		

Die Berechnung erfolgt ebenfalls anteilig über die eingesetzten Substratmengen, wobei für Mais die Silageverluste abzuziehen sind, da diese nicht in den Fermenter gelangen. Die Gesamtmenge des Gärrestes sowie dessen Nährstoffgehalte werden über die Anteile der individuellen Substrate ermittelt.  $\text{NH}_3$ - und  $\text{N}_2\text{O}$ -Emissionen sind vor allem bei offener Lagerung relevant. Bei gasdichter Lagerung wird analog zu IFEU (2008b, 51) eine Emissionsreduktion von 90 % angenommen.

Das Aufbringen der Gärreste auf landwirtschaftliche Anbauflächen ist gängige Praxis (FNR 2010, 226ff.). Auf diese Weise können die enthaltenen Nährstoffe genutzt und Kunstdünger substituiert werden. Berechnungsgrundlage für die Emissionen durch die Gärrestausbringung ist eine Entfernung zum Schlag von 4 km. Gründe für diese geringen Transportwege sind ökonomischer Natur, denn nur so lassen sich Transport und Ausbringung mit demselben Fahrzeug ohne Umladen und somit kostengünstig durchführen (FNR 2010, 228). Methanemissionen spielen im Gegensatz zu der Gärrestlagerung bei der Ausbringung der Gärreste keine nennenswerte Rolle (IFEU 2007). Bei den Lachgasemissionen wird unterstellt, dass 1 % der ausgebrachten Gesamtstickstoffmenge (berechnet als Gesamtstickstoff im Substrat abzüglich der  $\text{NH}_4\text{-N}$  und  $\text{N}_2\text{O-N}$ -Verluste während der Lagerung) als Lachgas entweicht (vgl. IPCC 2007 zitiert in IFEU 2007). Bei diesem Prozess treten außerdem erhebliche Mengen an  $\text{NH}_3$ -Emissionen auf. Während die Datenlage für die Ausbringung der unvergorenen Rindergülle als gut einzuschätzen ist, liegen bei vergorenen NawaRo nur aus den Erfahrungen mit Gülle abgeleitete Schätzwerte vor. Die Berechnung der  $\text{NH}_3$ -Emissionen, die bei der Gärrestausbringung emittiert werden, erfolgt auf Basis von UBA (2002). Verschiedene Quellen betrachten Gärreste aus NawaRo als dickflüssige Gärreste (IFEU 2008b, 94; KTBL 2009, 171). Bezugssystem für die Ammoniakverluste ist in dieser Studie das von UBA (2002) verwendete Referenzsystem bei 15 °C. Für Rindergülle beziehungsweise dickflüssige Gärreste liegen die Ammoniakverluste laut UBA (2002, 71) in diesem Fall bei 50 % des applizierten  $\text{NH}_4\text{-N}$ . Zur Emissionsminderung kommen verschiedene Maßnahmen in Frage. In dieser Arbeit wird von einem Einsatz eines Schleppschlauchs ausgegangen. Laut KTBL (2009) und UBA (2002, 73) reduzieren sich die Emissionen in diesem Fall um 30 %. Die Berechnung der THG-Emissionen aus dem Maschineneinsatz und Dieselverbrauch basieren auf Angaben von KTBL (2006, 109). Bei einer ausgebrachten Gärrestmenge von 15  $\text{m}^3$  / ha, betragen die Arbeitszeit demnach 0,64 AKh / ha und der Dieselverbrauch 7,3 l / ha. Die Bilanzierung erfolgt für einen in ecoinvent vordefinierten Traktor.

Der mikrobielle Abbau der organischen Substanz unter anaeroben Bedingungen, kurz die **Biogas-erzeugung**, erfolgt im Fermenter. Biogas besteht neben geringen Anteilen an Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und anderen Spurengasen zum überwiegenden Teil aus Methan und Kohlendioxid (FNR 2010). Im Rahmen der Anlagenplanung wird auf Schätzwerte der potenziellen Gasausbeute zurückgegriffen, welche aus Batchgärversuchen stammen (KTBL 2010). Analog zur üblichen Vorgehensweise in der Anlagenplanung und -auslegung wird für die Bilanzierung davon ausgegangen, dass sich die Methanausbeute des eingesetzten Substratmix aus den Anteilen der substratspezifischen Methanerträge ergibt (KTBL 2010, 25). Tab. 3.3 führt den Biogasertrag, Methangehalt und den durchschnittlichen Methanertrag für die Substrate auf.

**Tab. 3.3: Biogas- und Methanerträge der eingesetzten Substrate**

Quelle: Berechnung der Werte nach KTBL (2010, 18ff.)

Substrate	Biogasertrag [ $\text{Nm}^3$ / t FM]	Methangehalt [%]	Methanertrag $\text{Nm}^3$ / t FM]
Rindergülle	30	55	17
Maissilage	200	52	104

Die Bauform des Fermenters ist an das jeweilige Vergärungsverfahren gebunden. In dieser Studie wird von einem Nassfermentationsverfahren ausgegangen. Die für dieses Verfahren eingesetzten Reaktoren werden üblicherweise in zylindrischer Form stehend errichtet. In 90 % der Anlagen kommen im Gärbehälter installierte, elektrische Rührwerke zur Durchmischung zum Einsatz (FNR

2010, 52ff.). Weitere Bauteile des Fermenters sind ein Heizsystem sowie ein Austragungssystem für Sedimente und das vergorene Substrat (FNR 2010, 57). Verwendete Baumaterialien für die Behälterwände sind Stahl, Edelstahl oder Stahlbeton. Das Fundament besteht aus Stahlbeton (FNR 2010, 53, 57). Alle Ausführungsformen sind immer gasdicht abgedeckt, wobei die bei Stahl- und Edelstahlf fermentern üblicherweise verwendeten Foliendächer gleichzeitig als Gasspeicher fungieren. Bei den aus Stahlbeton gefertigten Fermentern ist die Decke ebenfalls aus Stahlbeton. In diesem Fall ist ein gesonderter Gasspeicher erforderlich (FNR 2010). In der Bilanzierung wird der in der Datenbank ecoinvent vordefinierte Fermenter mit einem Volumen von 500 m<sup>3</sup> übernommen. Dieser basiert auf einer Studie von Jungbluth et al. (2007). Außerdem wird von einer 20-jährigen Lebensdauer ausgegangen. In allen gasführenden Teilen der Biogasanlage sind diffuse Gasverluste zu erwarten. Diese werden mit 1 % des entstehenden Methans angesetzt. Rechnerisch werden die Methanverluste analog zu IFEU (2008c, 6) rückwirkend berücksichtigt, das heißt in zusätzlich auf Feldebene anzubauende Substratmasse umgerechnet.

Der **Eigenenergiebedarf** in Form von elektrischer oder thermischer Energie ist definiert als die Differenz der erzeugten und der an den Abnehmer transportierten Energie. Er ist somit ein Maß für die Energieeffizienz einer Biogasanlage. In der Fachliteratur wird er üblicherweise als prozentualer Anteil der erzeugten Energiemenge angegeben (Kaltschmitt et al. 2009). Der Eigenstrombedarf der Biogasanlagen liegt einer Betreiberbefragung des DBFZ (2010, 60) zufolge im Mittel aller Leistungsklassen bei 7,8 % der in Biogasanlagen erzeugten Strommenge. Der mittlere Eigenwärmebedarf liegt nach der Betreiberbefragung des DBFZ (2010, 62) bei 26,5 % der im BHKW produzierten Wärmemenge. Der Eigenwärmebedarf wird in der Regel aus der im BHKW produzierten Wärme gedeckt, im Fall ohne Aufbereitung wird ein mit Biogas betriebener Kessel unterstellt.

Für die Aufbereitung des Biogases ist eine Grobentschwefelung erforderlich. Im Fall der Verbrennung des nicht aufbereiteten Biogases im BHKW wird ebenfalls eine Entschwefelung empfohlen, da Korrosion die Laufzeit des Motors beeinträchtigen kann (Bayern Biogas Forum 2013). Wie in Kapitel 2.2.1 beschrieben, gibt es verschiedene Verfahren zur Grobentschwefelung. Die Einbringung von Luft in den Fermenter ist im Fall einer Aufbereitung ungünstig. In dieser Arbeit wird von einer Fällung mit Eisenchlorid ausgegangen, alternativ könnte eine externe Entschwefelung erfolgen. Laut Kronos (2010) wird eine Dosiermenge von 100 bis 220 g Eisen / t Substrat benötigt. In dieser Arbeit wird von einem Input von 170 g Eisen / t Substrat ausgegangen.

### 3.2.2 Verbrennung des Biogases im BHKW

Zur Verstromung wird ein BHKW eingesetzt. Bestehende BHKW reichen von einer installierten Leistung von weniger als 75 kW<sub>el</sub> bis zu einer Leistung von mehreren MW<sub>el</sub>. In dieser Arbeit wurde ein BHKW mit einer Nennleistung von 600 kW<sub>el</sub> bilanziert. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 38 % und der thermische Wirkungsgrad 43 %. Das BHKW wird 8.500 Volllaststunden betrieben. Mit der hierfür erforderlichen Menge Biogas kann eine Aufbereitungsanlage mit 250 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogas mit gleicher Volllaststundenzahl betrieben werden. Die Materialinputs für das BHKW sind von Heck (2007) übernommen. Die Laufzeit des BHKW ist auf 12 Jahre festgelegt. Der Bedarf an Diesel für den Betrieb eines Otto-Motors beträgt nach Jungbluth et al. (2007, 254) 0,05 kg / kg Biogas. Hinzu kommt ein Schmierölbedarf von 0,03 g / MJ (bzw. 0,037 kg / kg Biogas bei einer Dichte von 1,2 kg / Nm<sup>3</sup>) (Jungbluth et al. 2007, 254). Bei der Verbrennung des Biogases im BHKW treten bei fehlendem Oxidationskatalysator aufgrund einer unvollständigen Verbrennung Kohlenwasserstoffemissionen auf. Diese bestehen zum überwiegenden Teil aus Methan (Aschmann et al. 2006, 66). Es wird angenommen, dass die gesamten Kohlenwasserstoffe als Methan auftreten.

**Tab. 3.4: Luftschadstoffemissionen bei der Biogasverbrennung (BHKW)**

Quelle: Eigene Berechnung nach Jungbluth et. al (2007, 255) und Aschermann et al. (2006, 66).

Luftschadstoff	Emissionen [kg / Nm <sup>3</sup> Biogas]
Kohlenstoffdioxid (biogenic)	1,5
Kohlenstoffmonoxid (biogen)	0,0026
Stickoxide	0,001
Schwefeldioxid	0,00063
Methan (biogenic)	0,000052
Kohlenwasserstoffe (Methan)	0,00029

Die Aufwendungen und Emissionen werden zunächst der Stromproduktion zugewiesen. Die Berücksichtigung der genutzten Wärme erfolgt über eine Wärmegutschrift.

### 3.2.3 Biogasaufbereitung

Die Daten für die Beschreibung der Biogasaufbereitungsverfahren stammen aus einer Literaturrecherche sowie einer ergänzenden Herstellerbefragung. Zentrale Literaturquellen sind eine Studie von Urban et al. (2009) „Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank“ sowie der „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“ der FNR (FNR 2014c). Die Herstellerbefragung wurde im Jahr 2014 als Ergänzung durchgeführt, da die in der Literatur verfügbaren Angaben zu einzelnen Verfahren Lücken aufwiesen. Außerdem sollten die verwendeten Daten möglichst vergleichbar sein, da einige Parameter, wie die Zusammensetzung des Substratmix, mit dem die Biogasanlage beschickt wird, das Verfahren der Biogasaufbereitung beeinflussen. Im Rahmen der Herstellerbefragung wurden 30 Unternehmen angeschrieben, von denen zehn die vorgefertigten auf MS Excel basierten Datenblätter ausfüllten. Diese Daten konnten für die Ökobilanzierung verwendet werden.

Zunächst ergab die Herstellerbefragung, dass davon ausgegangen wird, dass Biogasaufbereitungsverfahren 8.300 bis 8.500 Volllaststunden in Betrieb sind. Für die Berechnung wurden 8.500 Volllaststunden unterstellt. Die Volumenströme waren in der Befragung mit 50, 250, 500, 1000 und 2000 Nm<sup>3</sup> / h (Rohbiogas) vorgegeben. Aufgabe der Hersteller war es, Angaben zu Anlagen solcher Größenordnung zu machen, die typischerweise realisiert werden. Zur Größenordnung 50 Nm<sup>3</sup> / h (Rohbiogas) machten die Hersteller keine Angaben. Dies entspricht den Daten zu den Bestandsanlagen in Deutschland (siehe Kapitel 2.3). Die sich aus den Rohbiogas-Volumenströmen ergebenden Produktgas-Ströme betragen im Durchschnitt etwa 136, 273, 546 und 1091 Nm<sup>3</sup> / h (Produktgas). Dies entspricht einem Methangehalt im Rohbiogas von 53,2 % und einem Methangehalt im Produktgas von 98,2 %. Aus Herstellerbefragung und Literaturangaben lässt sich die typische Zusammensetzung von Rohbiogas und Produktgas ableiten. Die Zusammensetzung des Rohbiogases hängt dabei von den eingesetzten Substraten ab (siehe Tab. 3.5).

**Tab. 3.5: Zusammensetzung des Biogases**

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der Herstellerangaben und von FNR (2014c)

Bestandteil	Herstellerangaben	FNR (2014)	
	80 % Mais/20 % Gülle	Biogas aus NawaRo	Biogas aus biogenen Reststoffen
Methan	52 – 57	50 – 55	60 – 70
Kohlenstoffdioxid	42 – 48	40 – 45	30 – 40
Schwefelwasserstoff	0,01 – 0,3	0,01 – 0,15	0,01 – 0,5
Ammoniak	0,0001 – 0,05	< 0,0013	< 0,00026
Wasserstoff	0,005 – 0,5		
Stickstoff	0,1 – 0,5		
Sauerstoff	0 – 0,3	0 – 1	0-1

### 3.2.3.1 Druckwechseladsorption (PSA)

Tab. 3.6 führt die relevanten Inputdaten zu Biogas-, Energie und Material sowie die Daten zu Methanschluß und Methanemissionen für die PSA aus Literaturrecherche und Herstellerbefragung auf. Angegeben sind die in der Ökobilanzierung zunächst verwendeten Rechenwerte, die in der Regel Durchschnittswerte der angegebenen Minimal- und Maximalwerte darstellen. Die Minimal- und Maximalwerte werden anschließend im Rahmen der Sensitivitätsanalyse eingesetzt.

**Tab. 3.6: Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei der Druckwechseladsorption**

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der Herstellerangaben und von Urban et al. (2009), Liebetrau et al. (2011) und FNR (2014c)

	Minimal	Rechenwert	Maximal	Einheit
<b>Input</b>				
Biogas	2,17	2,22	2,31	Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3*</sup>
<i>Energie</i>				
Prozesswärmebedarf	0	0	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Wärmerückgewinnung an den Fermenter	0	0,10	0,20	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Aufbereitung	0,10	0,30	0,46	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf RTO	0	0,03	0,05	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Kompression auf 8 bar	0	0,15	0,30	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
<i>Material</i>				
Imprägnierte Aktivkohle (Feinentschwefelung)	0,46	0,87	1,28	g / Nm <sup>3</sup>
<b>Output</b>				
<i>Methanverluste</i>				
Methanschluß	1,00	1,50	5,30	Vol%
Spezifische Methanemissionen	< 0,05	0,10	0,20	Vol%

\* bezogen auf Nm<sup>3</sup> Produktgas

*Prozesswärme* wird für die PSA nicht benötigt. Eine Wärmerückgewinnung ist prinzipiell aus dem Verfahrensschritt der Verdichtung möglich. Diese Wärme kann beispielsweise zur Unterstützung der Beheizung des Fermenters eingesetzt werden, sofern sich Biogasanlage und Aufbereitungsanlage am gleichen Standort befinden. Für die Bereitstellung des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage, der laut DBFZ-Betreiberbefragung durchschnittlich 26,5 % beträgt (Scheftelowitz 2013), steht in der Regel das biogasbetriebene BHKW vor Ort zur Verfügung. Bei Bestandsanlagen sind die externen Wärmenutzungsgrade ohnehin so gering, dass der Eigenwärmebedarf durch Nutzung der Abwärme ohne Effizienz- und Kosteneinbußen bereitgestellt werden kann. Sobald eine Aufbereitungsanlage das BHKW ersetzt, muss der Eigenwärmebedarf auf andere Art und Weise erbracht werden. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass ein biogasbetriebener Gaskessel zum Einsatz kommt, wodurch sich die einzuspeisende Menge an Biomethan verringert.

Nach der Methananreicherung liegt der *Gasdruck* in der Regel bei 1 bar. Daher wurde eine weitere Verdichtung angenommen, um den angenommenen Leitungsdruck von 8 bar zu erreichen. Die Berechnung des Elektrizitätsbedarfs für die Verdichtung erfolgt auf Grundlage der Kompressoren des Typs QTOGX100WM VV300, QTOGX110WM VV400 und QTOGX125WM VV500 der Firma HAUG Kompressoren AG. Die elektrischen Antriebsleistungen betragen 39, 52 und 60 kW bei Gasvolumenströmen von 120 bis 260, 215 bis 350 und 205 bis 450 Nm<sup>3</sup> / h (HAUG Kompressoren AG). Aus diesen Angaben ergibt sich ein *Elektrizitätsbedarf* von 0,15 bis 0,3 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas abhängig von der Anlagengröße. Möglich sind auch noch höhere Strombedarfe, wenn eine Einspeisung in Höchstdrucknetze erfolgen soll. Bei anderen lokalen Bedingungen ist ein Gasdruck von ein bar ausreichend (Mitteldrucknetze). Daher wurde für die Minimal-Variante auf die Kompression des Gases verzichtet, sodass der Elektrizitätsbedarf für die Kompression hier null ist.

Die Methananreicherung hat einen Elektrizitätsbedarf von 0,10 bis 0,46 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas. Zuletzt ist eine Schwachgasbehandlung erforderlich, da der Methanschluß bei der PSA zwischen ein und fünf Prozent liegt. Hierzu wird typischerweise das RTO-Verfahren eingesetzt, welches mit einem Elektrizitätsbedarf von 0,004 bis 0,05 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas einhergeht. Insgesamt summiert sich der Strombedarf auf 0,10 bis 0,81 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas. Der tatsächliche Strombedarf hängt vor allem von den Standortbedingungen ab. Eine Wärmerückgewinnung aus der RTO ist aufgrund geringer Methangehalte im Abgas nicht oder nur in sehr geringer Menge möglich.

Bei der PSA wird sowohl eine *Grob-* als auch *eine Feinentschwefelung* empfohlen (Urban et al. 2009). Wie bei den anderen Verfahren werden als Standardverfahren zur Grobentschwefelung die Sulfidfällung mit Eisenhydroxid (im Zuge der Fermentation) und als Standardverfahren zur Feinentschwefelung das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle unterstellt. Den Herstellerangaben zufolge liegt der Bedarf an Aktivkohle für die Feinentschwefelung zwischen 0,46 und 1,28 g / Nm<sup>3</sup> Produktgas.

Die erforderliche *Infrastruktur* wird soweit möglich berücksichtigt. Dies betrifft den Gaskessel zur Bereitstellung der Prozesswärme für die Fermenterbeheizung und den Verdichter für die Kompression, es wird jeweils eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen.

*Methanverluste* entstehen bei der PSA unter anderem beim Umschalten der Aktivkohlefilter (Urban et al. 2009). FNR (2014c) zufolge liegt der Methanschluß zwischen ein und drei Prozent. Judex (2009) zufolge lag der im Langzeitbetrieb erreichte Methanverlust zum Zeitpunkt der Veröffentlichung bei etwa 2,6 %. In Liebetrau et al. (2011) wurde zu Zeitpunkten, in denen die Schwachgasbehandlung nicht funktionstüchtig war, jedoch ein Methanverlust von 5,3 % gemessen, sodass die-

ser Wert als Maximalwert angenommen wurde. Zunächst wird davon ausgegangen, dass die Methanemissionen von maximal 0,2 % aufgrund der funktionierenden Schwachgasbehandlung eingehalten werden, nur in die Sensitivitätsanalyse finden die höheren Werte Eingang.

### 3.2.3.2 Absorption / Aminwäsche

Tab. 3.7 führt die relevanten Inputdaten zu Biogas-, Energie und Material sowie die Daten zu Methanschlupf und Methanemissionen für die Aminwäsche aus Literaturrecherche und Herstellerbefragung auf. Angegeben sind die in der Ökobilanzierung zunächst verwendeten Rechenwerte, die in der Regel Durchschnittswerte der angegebenen Minimal- und Maximalwerte darstellen. Die Minimal- und Maximalwerte werden anschließend im Rahmen der Sensitivitätsanalyse eingesetzt.

**Tab. 3.7: Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei der Aminwäsche**

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der Herstellerangaben und von Urban et al. (2009), Dumont et al. (2013), FNR (2014c) und Reinelt et al. (2014)

	Minimal	Rechenwert	Maximal	Einheit
<b>Input</b>				
Biogas	2,23	2,34	2,48	Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3*</sup>
<i>Energie</i>				
Prozesswärmebedarf	1,15	1,28	1,40	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Wärmerückgewinnung an den Fermenter	0	0,53	1,05	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Aufbereitung	0,15	0,22	0,28	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf (Druckerhöhung auf 8 bar)	0	0,15	0,30	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
<i>Material</i>				
Aminwaschlösung (MDEA)	0,30	0,41	0,51	g / Nm <sup>3</sup>
Imprägnierte Aktivkohle (Feinentschwefelung)	0,46	0,87	1,28	g / Nm <sup>3</sup>
<b>Output</b>				
<i>Methanverluste</i>				
Methanschlupf	< 0,05	0,10	0,20	Vol%
Spezifische Methanemissionen	< 0,05	0,10	0,20	Vol%

\* bezogen auf Nm<sup>3</sup> Produktgas

Bei der Aminwäsche wird *Prozesswärme* benötigt, da insbesondere für die Regeneration des Waschmittels hohe Temperaturen erforderlich sind. Die Wärme wird, so die Annahme, mit einem Biogas betriebenen Kessel bereitgestellt. Der gesamte Wärmebedarf für Aufbereitung und Fermenterbeheizung ist daher höher als bei den anderen Verfahren. Zwar ist auch eine Wärmerückgewinnung in größerem Umfang möglich als bei den anderen Verfahren, insgesamt wird bei der Aminwäsche jedoch mehr Biogas und entsprechend mehr Substrat benötigt, um die gleiche Menge an Produktgas bereitzustellen wie bei den anderen Verfahren. Die Nutzung von überschüssiger Prozesswärme ist daher bei der Aminwäsche besonders zu empfehlen. Der Anteil der möglichen Wärmerückgewinnung stammt aus den Herstellerangaben.

Der *Elektrizitätsbedarf* für die Aufbereitung an sich liegt bei 0,15 bis 0,28 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas. Der Gasdruck des Produktgases liegt nach der Aufbereitung bei Atmosphärendruck, weswegen in

der Regel eine Kompression des Gases erforderlich ist, bevor es in das Gasnetz eingespeist werden kann. Der Elektrizitätsbedarf für die Verdichtung beläuft sich auf 0 bis 0,3 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas (zur Berechnung des Elektrizitätsbedarfs siehe Kapitel 3.2.3.1).

Den befragten Herstellern zufolge beträgt der Bedarf an Waschlösung (in der Regel MDEA) 0,3 bis 0,5 g / Nm<sup>3</sup>. Ein Wechsel des Waschmittels ist alle zwei Jahre erforderlich und das gebrauchte Waschmittel wird anschließend entsorgt. Zusätzlich wird in geringer Menge demineralisiertes Wasser zum Ausgleich der Wasserbilanz eingesetzt – in der THG-Bilanz wird dieses nicht berücksichtigt. Bei der Aminwäsche wird sowohl eine *Grob-* als auch *Feinentschwefelung* empfohlen (Urban et al. 2009). Wie bei den anderen Verfahren werden als Standardverfahren zur Grobentschwefelung die Sulfidfällung mit Eisenhydroxid (im Zuge der Fermentation) und als Standardverfahren zur Feinentschwefelung das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle unterstellt. Den Herstellerangaben zufolge liegt der Bedarf an Aktivkohle für die Feinentschwefelung zwischen 0,46 und 1,28 g / Nm<sup>3</sup> Produktgas.

Die erforderliche *Infrastruktur* wird soweit möglich berücksichtigt. Dies betrifft den Gaskessel zur Bereitstellung der Prozesswärme für Aufbereitung und Fermenterbeheizung und den Verdichter für die Kompression, es wird jeweils eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen.

Der *Methanschlupf* ist beim Verfahren der Aminwäsche so gering, dass meist keine Nachbehandlung des Abgases erforderlich ist. Hersteller- und Literaturangaben stimmen hier überein. Messungen an bestehenden Anlagen bestätigen ebenfalls Methanverluste von weniger als 0,2 % (Dumont et al. 2013; Reinelt et al. 2014).

### 3.2.3.3 Absorption / Druckwasserwäsche (DWW)

Tab. 3.8 führt die relevanten Inputdaten zu Biogas-, Energie und Material sowie die Daten zu Methanschlupf und Methanemissionen für die DWW aus Literaturrecherche und Herstellerbefragung auf. Angegeben sind die in der Ökobilanzierung zunächst verwendeten Rechenwerte, die in der Regel Durchschnittswerte der angegebenen Minimal- und Maximalwerte darstellen. Die Minimal- und Maximalwerte werden anschließend im Rahmen der Sensitivitätsanalyse eingesetzt.

Bei der DWW wird keine *Prozesswärme* benötigt. Eine Wärmerückgewinnung ist laut Herstellerangaben prinzipiell möglich. Die Wärme wird zur Fermenterbeheizung eingesetzt (s. Kapitel 3.2.3.1). Das Verfahren weist jedoch einen relativ hohen *Elektrizitätsbedarf* von 0,37 bis 0,43 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas auf, um den hohen Arbeitsdruck von 5 bis 10 bar zu erreichen. Eine Kompression des Produktgases vor der Einspeisung ist nicht zwingend erforderlich, da der Druck nach Aufbereitung teilweise bereits bei etwa 8 bar liegt (FNR 2014c). Einige Hersteller gaben jedoch einen niedrigeren Arbeitsdruck an, sodass zumindest teilweise eine zusätzliche Druckerhöhung erforderlich ist. Entsprechend werden die gleichen Strombedarfe für die Kompression unterstellt wie bei den anderen Verfahren. Zuletzt bedarf es einer Schwachgasbehandlung, da der Methanschlupf bei der DWW bei etwa ein Prozent oder mehr liegt. Hierzu wird typischerweise das RTO-Verfahren eingesetzt, welches mit einem Elektrizitätsbedarf von 0,004 bis 0,05 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas einhergeht. Insgesamt summiert sich der Strombedarf auf 0,37 bis 0,78 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas.

Bei der DWW wird sowohl eine *Grob-* als auch *Feinentschwefelung* empfohlen (Urban et al. 2009). Wie bei den anderen Verfahren werden als Standardverfahren zur Grobentschwefelung die Sulfidfällung mit Eisenhydroxid (im Zuge der Fermentation) und als Standardverfahren zur Fein-

schwefelung das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle unterstellt. Den Herstellerangaben zufolge liegt der Bedarf an Aktivkohle für die Feinentschwefelung zwischen 0,46 und 1,28 g / Nm<sup>3</sup> Produktgas.

**Tab. 3.8: Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei der Druckwasserwäsche**

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der Herstellerangaben und von Urban et al. (2009), (Judex 2009) und FNR (2014c)

	Minimal	Rechenwert	Maximal	Einheit
<b>Input</b>				
Biogas	2,14	2,25	2,32	Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3*</sup>
<i>Energie</i>				
Prozesswärmebedarf	0	0	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Wärmerückgewinnung an den Fermenter	0	0,18	0,35	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Aufbereitung	0,37	0,40	0,43	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf RTO	0	0,03	0,05	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Kompression auf 8 bar	0	0,15	0,30	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
<i>Material</i>				
Brauchwasser	0,20	0,30	0,70	L / Nm <sup>3</sup>
Imprägnierte Aktivkohle (Feinentschwefelung)	0,46	0,87	1,28	g / Nm <sup>3</sup>
<b>Output</b>				
<i>Methanverluste</i>				
Methanschlupf	1,00	2,50	5,50	Vol%
Spezifische Methanemissionen	< 0,05	0,10	0,20	Vol%

\* bezogen auf Nm<sup>3</sup> Produktgas

Die erforderliche *Infrastruktur* wird soweit möglich berücksichtigt. Dies betrifft den Gaskessel zur Bereitstellung der Prozesswärme für die Fermenterbeheizung und den Verdichter für die Kompression, es wird jeweils eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen.

FNR (2014c) zufolge liegt der *Methanschlupf* zwischen 0,8 und 1,8 %. In Liebtrau et al. (2011) wurde bei einer Anlage, die keine Schwachgasbehandlung aufwies, ein Methanverlust von 1,5 % gemessen. In Urban et al. (2009) sind noch höhere Methanverluste von 5,5 % dokumentiert. Diese werden als Maximalwerte unterstellt. Zunächst wird bezüglich der Emissionen davon ausgegangen, dass die Methanemissionen von maximal 0,2 % aufgrund der funktionierenden Schwachgasbehandlung eingehalten werden, nur in die Sensitivitätsanalyse finden die höheren Werte Eingang.

#### 3.2.3.4 Membranverfahren / Gaspermeation

Tab. 3.9 führt die relevanten Inputdaten zu Biogas-, Energie und Material sowie die Daten zu Methanschlupf und Methanemissionen für die Gaspermeation aus Literaturrecherche und Herstellerbefragung auf. Angegeben sind die in der Ökobilanzierung zunächst verwendeten Rechenwerte, die in der Regel Durchschnittswerte der angegebenen Minimal- und Maximalwerte darstellen. Die Minimal- und Maximalwerte werden anschließend im Rahmen der Sensitivitätsanalyse eingesetzt.

**Tab. 3.9: Energie-, Materialbedarf und Methanverlust bei Membrantrennverfahren**

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der Herstellerangaben und von Urban et al. (2009) und FNR (2014c)

	Minimal	Rechenwert	Maximal	Einheit
<b>Input</b>				
<i>Biogas</i>	2,08	2,25	2,30	Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3*</sup>
<i>Energie</i>				
Prozesswärmebedarf	0	0	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Wärmerückgewinnung an den Fermenter	0	0,35	0,69	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Aufbereitung	0,46	0,50	0,54	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf RTO	0	0,03	0,05	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Kompression auf 8 bar	0	0,15	0,30	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
<b>Material</b>				
Imprägnierte Aktivkohle (Feinentschwefelung)	0,46	0,87	1,28	g / Nm <sup>3</sup>
Membranmodule	1,5*10 <sup>(-6)</sup>	3,1*10 <sup>(-6)</sup>	4,8*10 <sup>(-6)</sup>	p / Nm <sup>3</sup>
<b>Output</b>				
<i>Methanverluste</i>				
Methanschlupf	0,10	2,50	5,00	Vol%
Spezifische Methanemissionen	< 0,05	0,10	0,20	Vol%

\* bezogen auf Nm<sup>3</sup> Produktgas

Für das Verfahren der Gaspermeation wird keine Prozesswärme benötigt. Eine Wärmerückgewinnung ist laut Herstellerangaben prinzipiell möglich. Die Wärme wird zur Fermenterbeheizung eingesetzt (s. Kapitel 3.2.3.1).

Der *Elektrizitätsbedarf* für die Methananreicherung hingegen liegt mit 0,46 bis 0,54 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas verhältnismäßig hoch. Hinzu kommt der Elektrizitätsbedarf für die Schwachgasbehandlung mittels RTO. Das Produktgas liegt teilweise bei einem ausreichend hohen Druck für die Einspeisung vor. Einige Hersteller gaben jedoch einen niedrigeren Druck an, sodass zumindest teilweise eine Kompression erforderlich ist. Entsprechend werden für dieses Verfahren die gleichen Strombedarfe für die Kompression unterstellt wie bei den anderen Verfahren. Insgesamt summiert sich der Elektrizitätsbedarf auf 0,47 bis 0,89 kWh<sub>el</sub> / Nm<sup>3</sup>.

Bei der Gaspermeation werden sowohl eine *Grob-* als auch eine *Feinentschwefelung* angenommen. Wie bei den anderen Verfahren werden als Standardverfahren zur Grobentschwefelung die Sulfidfällung mit Eisenhydroxid (im Zuge der Fermentation) und als Standardverfahren zur Feinentschwefelung das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle unterstellt. Den Herstellerangaben zufolge liegt der Bedarf an Aktivkohle für die Feinentschwefelung zwischen 0,46 und 1,28 g / Nm<sup>3</sup> Produktgas.

Die erforderliche *Infrastruktur* wird soweit möglich berücksichtigt. Dies betrifft den Gaskessel zur Bereitstellung der Wärme für die Fermenterbeheizung und den Verdichter für die Kompression, es wird jeweils eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Bei der Gaspermeation kommen au-

ßerdem die Membranen selbst hinzu. In der Regel handelt es sich um Polyimid-Hohlfasermembranen. In einer Anlage in der Größenordnung  $250 \text{ Nm}^3$  (Rohbiogas) / h werden Herstellern zufolge 26 Module eingesetzt. Die Lebensdauer wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalyse variiert (5, 7,5 und 15 Jahre). Die Energie- und Materialinputs für die Herstellung der Membranen werden als Annäherung aus Tangsubkul et al. (2006) übernommen.

Der *Methanschlupf* beim Membranverfahren ist verhältnismäßig hoch. Während bei den ersten Anlagen sehr hohe Methanverluste von 5 bis 15 % gemessen wurden (Dachs und Zach 2008), konnten die Verluste in den vergangenen Jahren durch eine mehrstufige Anordnung der Membranen auf 1,5 bis 3 % reduziert werden<sup>6</sup>. In dieser Studie wird konservativ ein Maximalwert von 5 % Methanschlupf unterstellt. Bei funktionierender Schwachgasbehandlung waren bei einer bestehenden Anlage keine Methanemissionen nachweisbar (Dumont et al. 2013). Zunächst wird daher bezüglich der Emissionen davon ausgegangen, dass die Methanemissionen von maximal 0,2 % eingehalten werden, nur in die Sensitivitätsanalyse finden die höheren Werte Eingang.

### 3.2.3.5 Membranverfahren mittels Membrankontaktoren

Tab. 3.10 führt die relevanten Inputdaten zu Biogas-, Energie und Material sowie die Daten zu Methanschlupf und Methanemissionen für das neue Membranverfahren mittels Membrankontaktoren auf. Die Daten stammen aus den Messreihen der Firma Ingenieurbüro Buse GmbH, die während der Projektlaufzeit in den Jahren 2012 bis 2014 durchgeführt wurden. Um das Verfahren mit den vorab beschriebenen Verfahren vergleichen zu können, werden die Annahmen bezüglich Feinentschwefelung, Kompression und Schwachgasbehandlung übernommen.

Angegeben sind die in der Ökobilanzierung zunächst verwendeten Rechenwerte, die in der Regel Durchschnittswerte der angegebenen Minimal- und Maximalwerte darstellen. Die Minimal- und Maximalwerte werden anschließend im Rahmen der Sensitivitätsanalyse eingesetzt.

Das Verfahren benötigt keine Prozesswärme. Der *Elektrizitätsbedarf* für die Methananreicherung liegt zwischen 0,3 und 0,4 kWhel /  $\text{Nm}^3$  Produktgas und damit höher als ursprünglich durch das Unternehmen erwartet. Gründe für den relativ hohen Elektrizitätsbedarf sind überdimensionierte Bauteile, z.B. Pumpen, an der Pilotanlage. Diese würden beim Upscaling optimiert. Hinzu käme beim Upscaling der Elektrizitätsbedarf für die Schwachgasbehandlung mittels RTO und abhängig von den lokalen Bedingungen für die Druckerhöhung zur Einspeisung in das Gasnetz. Entsprechend werden für dieses Verfahren die gleichen Strombedarfe für die Kompression unterstellt wie bei den anderen Verfahren. Insgesamt summiert sich der Elektrizitätsbedarf auf 0,3 bis 0,75 kWhel /  $\text{Nm}^3$ .

Für den Einsatz der Membrankontaktoren wird ebenfalls eine *Grob- und Feinentschwefelung* unterstellt. Wie bei den anderen Verfahren werden als Standardverfahren zur Grobentschwefelung die Sulfidfällung mit Eisenhydroxid (im Zuge der Fermentation) und als Standardverfahren zur Feinentschwefelung das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle angenommen. Den Herstellerangaben zufolge liegt der Bedarf an Aktivkohle für die Feinentschwefelung zwischen 0,46 und 1,28 g /  $\text{Nm}^3$  Produktgas.

---

<sup>6</sup> <http://www.biogasnetzeinspeisung.at/technische-planung/aufbereitung/methananreicherung/gaspermeation.html>.

**Tab. 3.10: Energie-, Materialbedarf und Methanverlust beim Membrankontaktorenverfahren**

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Angaben der Firma Ingenieurbüro Buse GmbH, ergänzt um Angaben von Urban et al. (2009) und FNR (2014c)

	Minimal	Rechenwert	Maximal	Einheit
<b>Input</b>				
<i>Biogas</i>	2,08	2,21	2,30	Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3*</sup>
<i>Energie</i>				
Prozesswärmebedarf	0	0	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Wärmerückgewinnung an den Fermenter	0	0	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Aufbereitung	0,30	0,36	0,40	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf RTO	0	0,03	0,05	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf der Kompression auf 8 bar	0	0,15	0,30	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
<i>Material</i>				
Imprägnierte Aktivkohle (Feinentschwefelung)	0,46	0,87	1,28	g / Nm <sup>3</sup>
Zitronensäure (zur Reinigung d. Membranen)	0,35	0,50	0,65	g / Nm <sup>3</sup>
Membranmodule	4,8*10 <sup>(-6)</sup>	8,3*10 <sup>(-6)</sup>	1,2*10 <sup>(-5)</sup>	Anzahl / Nm <sup>3</sup>
<b>Output</b>				
<i>Methanverluste</i>				
Methanschlupf	0,10	1,00	5,00	Vol%
Spezifische Methanemissionen	< 0,05	0,10	0,20	Vol%

\* bezogen auf Nm<sup>3</sup> Produktgas

Die erforderliche *Infrastruktur* wird soweit möglich berücksichtigt. Dies betrifft den Gaskessel zur Bereitstellung der Wärme für die Fermenterbeheizung und den Verdichter für die Kompression, es wird eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Bei diesem Verfahren kommen ebenfalls die Membranen hinzu. Typische Materialien für Membranen sind Polymere Polysulfon, Polyimid und Polydimethylsiloxan. In einer Anlage in der Größenordnung 250 Nm<sup>3</sup> (Rohbiogas) / h werden dem Ingenieurbüro zufolge 20 Membranmodule eingesetzt. Die Lebensdauer wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalyse variiert (5, 7,5 und 15 Jahre). Die Energie- und Materialinputs für die Herstellung der Membranen werden als Annäherung aus Tangsubkul et al. (2006) übernommen.

Der *Methanschlupf* liegt den Messungen zufolge bei etwa 1 %. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird als konservative Schätzung ein höherer Methanschlupf von 5 % angenommen. An die Pilotanlage ist keine Schwachgasbehandlung angeschlossen, im Falle des Upscalings wird eine Behandlung erfolgen. Zunächst wird bezüglich der Emissionen daher davon ausgegangen, dass die Methanemissionen von maximal 0,2 % aufgrund einer funktionierenden Schwachgasbehandlung eingehalten werden, nur in die Sensitivitätsanalyse finden die höheren Werte Eingang.

### 3.2.3.6 Vergleich der Input- und Outputwerte der Aufbereitungsverfahren

Unterschiede zwischen den Verfahren bestehen vor allem hinsichtlich der Höhe des Elektrizitätsbedarfs. Dieser ist bei der Aminwäsche besonders niedrig und beim Membranverfahren (Gaspermeation) besonders hoch (s. Tab. 3.11). Dafür ist bei der Aminwäsche Prozesswärme erforderlich, die in dem angenommenen Konzept mit einem mit Biogas betriebenen Kessel dazu führt, dass das

Verhältnis Rohbiogas zu Produktgas höher ist als bei den anderen Verfahren. Der Elektrizitätsbedarf für die Kompression wurde bei allen Verfahren gleich angesetzt, abhängig vom Standort und den Druckverhältnissen in der Gasleitung können konkrete Verfahren Vorteile aufweisen, da das Gas nach der Aufbereitung schon mit dem passenden Druck vorliegen kann.

**Tab. 3.11: In- und Outputwerte der Aufbereitungsverfahren**

Quelle: siehe Tab. 3.6, Tab. 3.7, Tab. 3.8, Tab. 3.9, Tab. 3.10

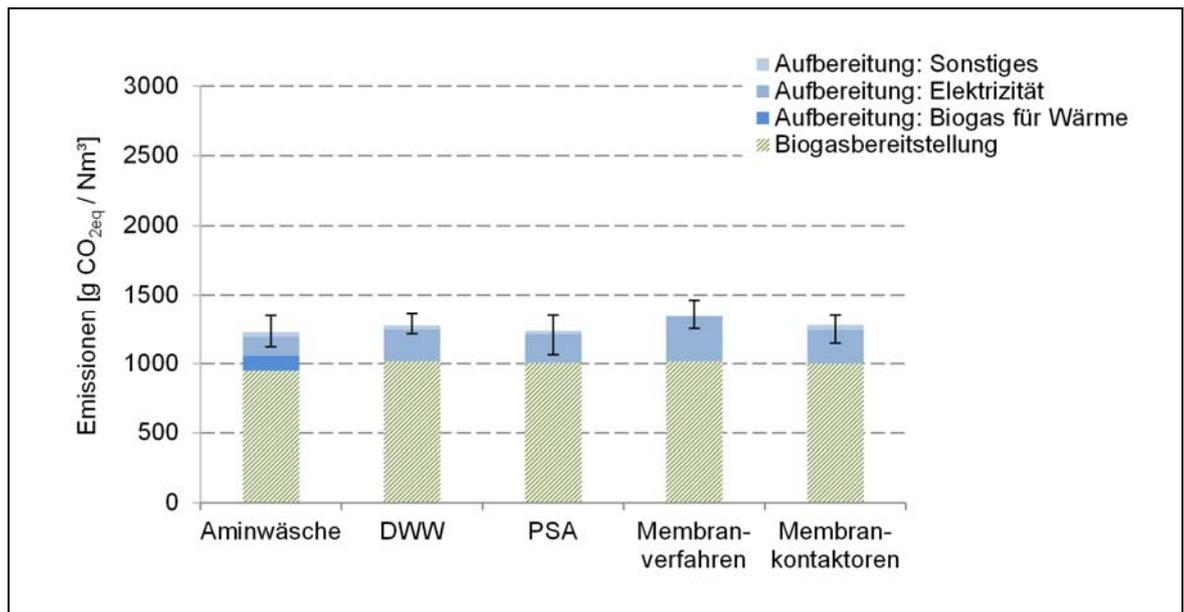
Input	PSA	Aminwäsche	DWW	Membranverfahren		Einheit
				Gaspermeation	Kontakto- ren	
<i>Biogas</i>	2,22	2,34	2,25	2,25	2,21	Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3*</sup>
<i>Energie</i>						
Prozesswärmebedarf	0	1,28	0	0	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Wärmerückgewinnung	0,10	0,53	0,18	0,35	0	kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf Aufbereitung	0,30	0,22	0,40	0,50	0,36	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf RTO	0,03	0	0,03	0,03	0,03	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
Elektrizitätsbedarf Kompression (8 bar)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup>
<b>Output</b>						
Methanschlupf	1,50	0,10	2,50	2,50	1,00	Vol%
Spez. Methanemissionen	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	Vol%

\* bezogen auf Nm<sup>3</sup> Produktgas

Unterschiede bestehen außerdem im Methanschlupf. Dieser ist bei der DWW und dem Membranverfahren (Gaspermeation) verhältnismäßig hoch, bei der Aminwäsche sehr niedrig. Es wird angenommen, dass die spezifischen Methanemissionen von maximal 0,2 % eingehalten werden, bei allen Verfahren abgesehen von der Aminwäsche ist jedoch damit zu rechnen, dass höhere Methanemissionen bei Ausfall der Schwachgasbehandlung auftreten können.

### 3.3 Ergebnisse der ökologischen Bewertung

Als zentrale Wirkungskategorie bei der Ökobilanzierung wird zunächst auf den THG-Effekt eingegangen, denn ein wichtiges Argument für die Förderung der Bioenergie sowie ein zentrales Ziel des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ ist die Reduktion der THG-Emissionen in der Energieerzeugung. Um zunächst die Aufbereitungsverfahren miteinander zu vergleichen, eignet sich die funktionelle Einheit Normkubikmeter Produktgas. Abb. 3.3 zeigt die **THG-Emissionen** in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Normkubikmeter Produktgas für die Aufbereitungsverfahren Aminwäsche, DWW, PSA und die beiden Membranverfahren (Gaspermeation und Membrankontaktoren). Bei der Ergebnisdarstellung werden die Prozessschritte Biogaserzeugung, inklusive Substratbereitstellung



**Abb. 3.3: THG-Emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren**

Erläuterung: Die THG-Emissionen sind bezogen auf einen Normkubikmeter Produktgas. Die Fehlerbalken berücksichtigen die in Kapitel 3.2.3 aufgeführten Minimal- und Maximalwerte für die Input- und Outputdaten der Sachbilanz.

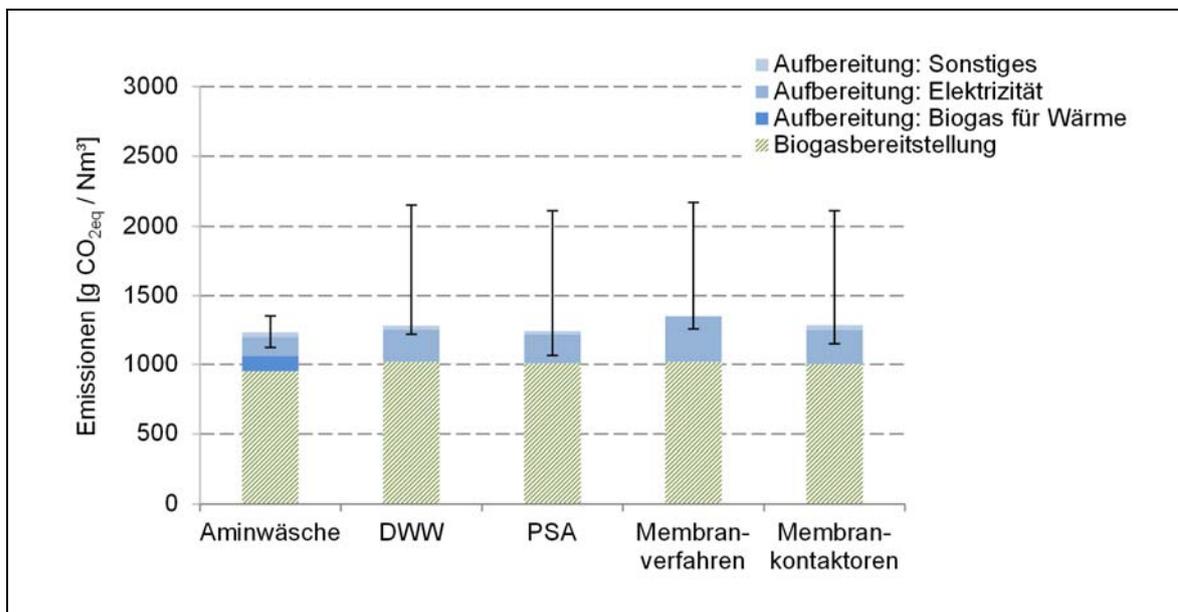
und Fermentation, sowie Biogasaufbereitung differenziert. Für den Prozessschritt Biogasaufbereitung werden die Prozesswärme- und Elektrizitätsbereitstellung sowie Sonstiges separat aufgeführt. Die Prozesswärme wird, sofern für die Aufbereitung erforderlich, mit einem Biogas-Kessel bereitgestellt. Die diesem Schritt zugeordneten Emissionen stammen ebenfalls aus Substratbereitstellung und Fermentation, werden aber der Biogasaufbereitung zugeschrieben, da sie durch diesen Verfahrensschritt zusätzlich anfallen. Die Kategorie Sonstiges beinhaltet den für die Aufbereitung erforderlichen Input an Materialien und Chemikalien sowie die Methanemissionen aus der Aufbereitung. Die Fehlerbalken berücksichtigen die Unsicherheiten in den Input- und Output-Werten.

Die Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich der THG-Emissionen nur wenig. Die Werte liegen zwischen 1230 g CO<sub>2eq</sub> / Nm<sup>3</sup> Produktgas bei der Aminwäsche und 1350 g CO<sub>2eq</sub> / Nm<sup>3</sup> beim Membrantrennverfahren. Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten sind die Unterschiede zwischen den Verfahren nicht signifikant. Die Grafik zeigt außerdem, dass die Emissionen teilweise durch unterschiedliche Prozesse verursacht werden. Bei DWW, PSA und Membranverfahren ist es vor allem die Elektrizitätsbereitstellung, bei der Aminwäsche ist der Elektrizitätsbedarf weniger relevant, dafür kommen Emissionen aus der Prozesswärmebereitstellung hinzu. Steht bei der Biogasanlage bislang ungenutzte Abwärme aus einem BHKW oder anderen Prozessen zur Verfügung, so können bei diesem Verfahren die Emissionen gesenkt werden. Bei den stromintensiven Verfahren ist es hingegen absehbar, dass mit steigendem Anteil erneuerbaren Energien im Strommix zukünftig die mit der Aufbereitung verbundenen THG-Emissionen sinken werden.

Die Berechnung geht bislang davon aus, dass die Methanemissionen in die Atmosphäre von maximal 0,2 % bezogen auf die Menge an Methan im Rohbiogas bei Eintritt in die Aufbereitungsanlage betragen. Abgesehen von dem Verfahren der Aminwäsche bedarf es, um diese Grenzwerte zu erreichen, bei allen Verfahren eine Schwachgasbehandlung. Sobald die Schwachgasbehandlung nicht einwandfrei funktioniert oder ausfällt, treten deutlich höhere Emissionen auf. Die Höhe der Methanemissionen hängt von dem jeweiligen Aufbereitungsverfahren und dem Methanschupf ab.

Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass bei Aminwäschen die von den Herstellern angegebenen Methanemissionen von weniger als 0,2 % eingehalten werden (Dumont et al. 2013; Reinelt et al. 2014). Bei PSA und DWW traten bei den untersuchten Anlagen im Falle nicht funktionstüchtiger oder nicht vorhandener Schwachgasbehandlung Methanemissionen von 5,3 % beziehungsweise 1,5 % auf (Liebetrau et al. 2011). Das durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) geförderte Forschungsprojekt „MONA – Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses“<sup>7</sup> wird weiteren Aufschluss bezüglich der Methanemissionen bei verschiedenen Aufbereitungsverfahren und den jeweiligen installierten Schwachgasbehandlungen geben.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden, um diese Unsicherheit zu berücksichtigen, höhere Methanemissionen sowie die vorab aufgeführten Minimal- und Maximal-Werte für Elektrizität, Prozesswärme und Chemikalien in der Bilanzierung berücksichtigt. Die Daten finden sich in den Tabellen in Kapitel 3.2.3. Für das Verfahren mit Membrankontaktoren werden als konservative Schätzung ebenfalls Methanemissionen von 5 % angenommen (die bisherigen Messungen ergaben einen Methanschlupf von 1 %). Unter diesen Rahmenbedingungen steigen die THG-Emissionen bei allen Verfahren abgesehen von der Aminwäsche auf etwa 2100 g CO<sub>2eq</sub> / Nm<sup>3</sup> an (s. Abb. 3.4).



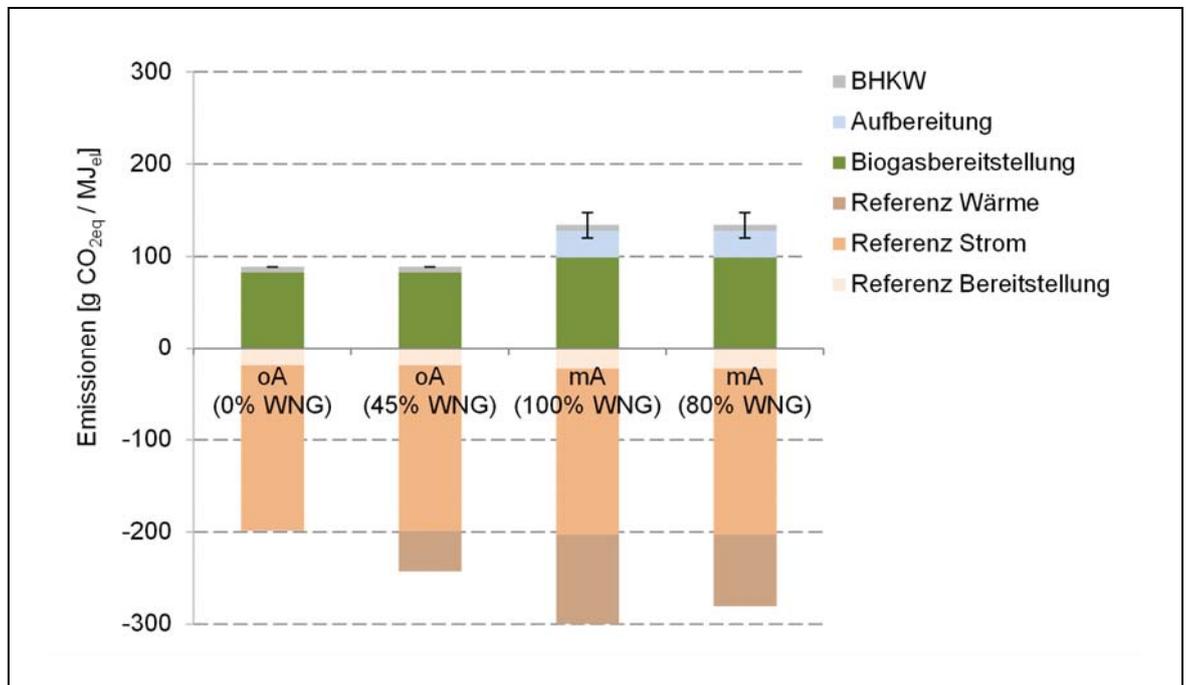
**Abb. 3.4: THG-Emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren bei höheren Methanemissionen**

Erläuterung: Die Emissionen sind bezogen auf einen Normkubikmeter Produktgas. Die Fehlerbalken berücksichtigen die in Kapitel 3.2.3 aufgeführten Minimal- und Maximalwerte für die Input- und Outputdaten der Sachbilanz sowie erhöhte Methanemissionen von 5,5 % bei DWW, 5,3 % bei PSA, 5 % bei Membranverfahren, 5 % beim Einsatz von Membrankontaktoren. Diese können durch Ausfall oder Mängel an der Schwachgasbehandlung verursacht werden.

<sup>7</sup> Das Verbundprojekt wird von den Partnern Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Umsicht), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) und Universität Stuttgart, Lehrstuhl für Bauphysik (USTUTT) durchgeführt.

Der Großteil der durch die Aufbereitung verursachten THG-Emissionen stammt nun aus den Methanemissionen. Beim Vergleich der Verfahren ist die hohe Unsicherheit in den tatsächlichen maximalen Methanemissionen zu beachten. Über ein Betriebsjahr hinweg sind außerdem geringere Emissionen zu erwarten, da die meisten Anlagen über eine Schwachgasbehandlung verfügen und ein Ausfall vermutlich nur kurzzeitig auftreten wird.

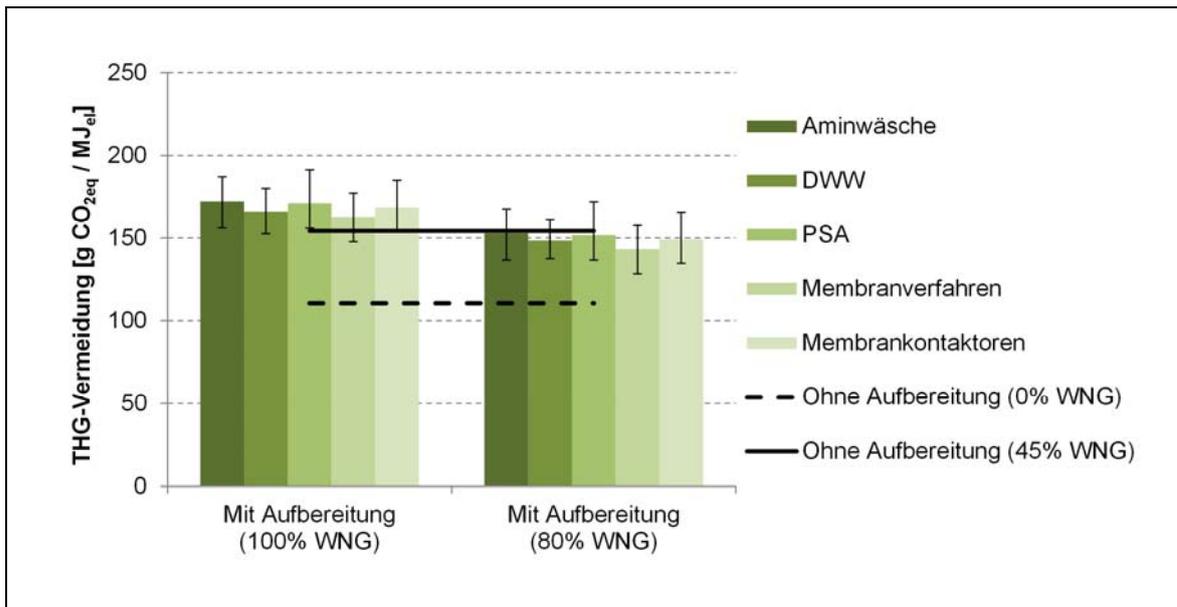
Für die Bewertung der Biogasaufbereitung im Vergleich zur Situation ohne Aufbereitung bedarf es einer Berücksichtigung der substituierten Strom- und Wärmebereitstellung. So lässt sich die Vermeidung an THG-Emissionen durch die energetische Nutzung des Biogases im Vergleich zur substituierten Strom- und Wärmebereitstellung berechnen. Die Ergebnisse werden auf ein Megajoule elektrischer Energie bezogen – sowohl für die Situation ohne Aufbereitung (WNG 0 % und 45 %) als auch für die mit Aufbereitung (WNG 100 % und 80 %) (s. Abb. 3.5). Zur bisherigen Berechnung kommen die Aufwendungen und Emissionen aus der Gas-Kompression und dem BHKW hinzu.



**Abb. 3.5: THG-Emissionen und vermiedene THG-Emissionen durch Substitution der Strom- und Wärmerferenzsysteme (Beispiel DWW)**

Erläuterung: oA = ohne Aufbereitung; mA = mit Aufbereitung; WNG = Wärmenutzungsgrad; die Balken zur Situation mit Aufbereitung beziehen sich beispielhaft auf das Verfahren DWW. Es werden die in Tab. 3.8 aufgeführten Rechenwerte sowie für die Darstellung der Fehlerbalken die Minimal- und Maximalwerte für die Berechnung verwendet.

Durch den höheren WNG werden im Fall der Aufbereitung meist mehr THG-Emissionen vermieden als im Fall ohne Aufbereitung. In der Summe ist daher eine Biogasaufbereitung aus Klimaschutzsicht in der Regel der Situation ohne Aufbereitung vorzuziehen. Voraussetzung ist allerdings, dass nach der Aufbereitung tatsächlich hohe externe WNG erzielt werden und die Aufbereitung in Fällen eingesetzt wird, in denen ansonsten nur geringe WNG realisiert werden (s. Abb. 3.6). Um eine THG-Vermeidung zu erreichen, muss bei den untersuchten Verfahren die Differenz in den externen WNG mit und ohne Aufbereitung mindestens zwischen 35 und 50 % liegen. Werden die Minimal-



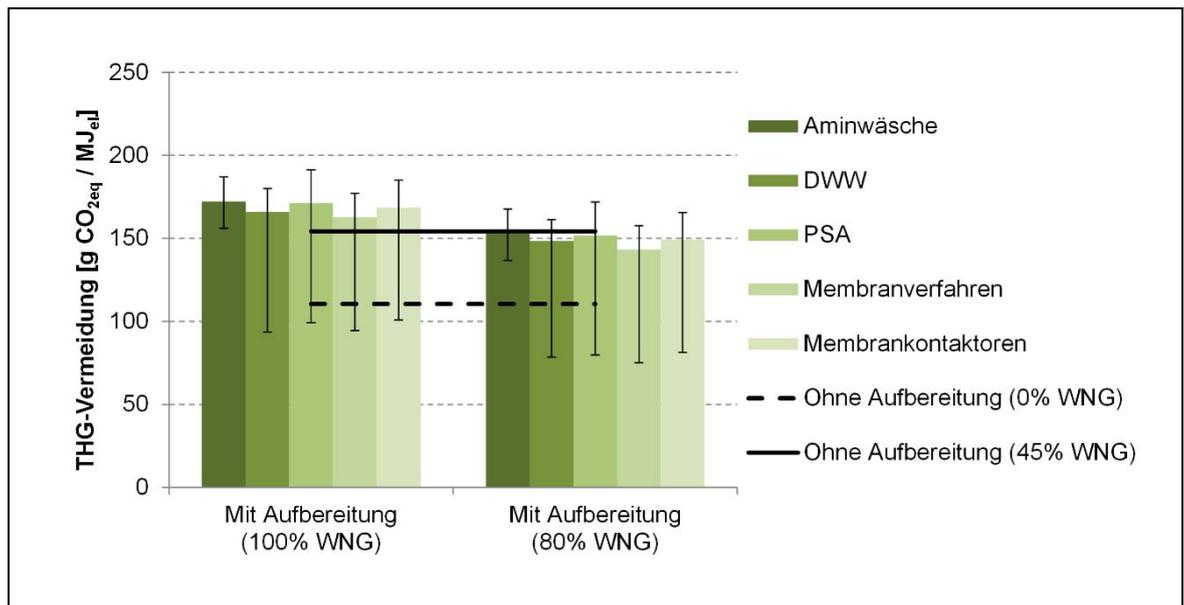
**Abb. 3.6: THG-Vermeidung durch Substitution der Strom- und Wärmereferenzsysteme bei Einsatz verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren sowie ohne Aufbereitung**

Erläuterung: WNG = Wärmenutzungsgrad. Es werden die in Kapitel 3.2.3 aufgeführten Rechenwerte sowie für die Darstellung der Fehlerbalken die Minimal- und Maximalwerte für die Berechnung verwendet.

und Maximalwerte berücksichtigt, so liegen die minimal erforderlichen Differenzen zwischen 20 und 65 %. Bei Berücksichtigung der höheren Methanemissionen bei Ausfall oder Beeinträchtigung der Schwachgasbehandlung fällt die Bewertung anders aus. In diesem Fall liegt die THG-Vermeidung im Vergleich zu den Referenzsystemen (Strom und Wärme) auch bei maximal möglicher Differenz in den WNG mit Aufbereitung niedriger als ohne Aufbereitung (s. Abb. 3.7). Die Aminwäsche ist dabei als robustes Verfahren zu bezeichnen, da eine Schwachgasbehandlung nicht erforderlich ist und mit hoher Sicherheit Methanemissionen von maximal 0,2 % gewährleistet werden können.

Nach den aktuellen Rahmenbedingungen des EEG 2014 erhalten Bioabfallanlagen eine Vergütung, die über die Grundvergütung hinausgeht. Da in den nächsten Jahren daher nahezu ausschließlich Bioabfallvergärungsanlagen zum Biogasanlagenbestand hinzukommen werden, wird als Vergleich die THG-Vermeidung bei einer Bioabfallvergärungsanlage gerechnet. Für den Abfall werden ausschließlich anfallende Aufwendungen und Emissionen aus dem Transport berücksichtigt. In diesem Fall verursacht die Biogasbereitstellung deutlich weniger THG-Emissionen, entsprechend ist die THG-Vermeidung mit etwa 200 g CO<sub>2eq</sub> / MJ<sub>el</sub> deutlich höher als bei NawaRo-Anlagen. Aufgrund des gewählten Konzepts (Biogaskessel für die Fermenterbeheizung) ist außerdem die minimal erforderliche Differenz zwischen der Situation mit und ohne Aufbereitung mit 25 bis 40 % geringer als bei der NawaRo-Anlage.

Derzeit wird – auch mit Bezug auf die THG-Bilanz – diskutiert, wie der positive Beitrag von Biogasanlagen auf das Energiesystem durch eine mögliche flexible Bereitstellung von Elektrizität erfasst werden kann. Dabei geht es darum, dass insbesondere aufbereitetes Biogas zeitlich flexibel eingesetzt werden kann und durch Bereitstellung von Regelenergie eine gute Ergänzung zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien darstellt. Für die THG-Vermeidung ist es entscheidend, welche Energieträger im Elektrizitätsmix substituiert werden. Für die Bereitstellung von Regelenergie dienen aktuell vor allem Gas- und in geringerem Umfang Steinkohlekraftwerke. Das in dieser Studie



**Abb. 3.7: THG-Vermeidung durch Substitution der Strom- und Wärmereferenzsysteme bei Einsatz verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren bei höheren Methanemissionen**

Erläuterung: WNG = Wärmenutzungsgrad. Die Fehlerbalken berücksichtigen die in Kapitel 3.2.3 aufgeführten Minimal- und Maximalwerte für die Input- und Outputdaten der Sachbilanz sowie erhöhte Methanemissionen von 5,5 % bei DWW, 5,3 % bei PSA, 5 % bei Membranverfahren und 5 % beim Einsatz von Membrankontaktoren. Diese können durch Ausfall oder Mangel an der Schwachgasbehandlung verursacht werden.

angenommene Stromreferenzsystem (50 % Erdgas, 50 % Steinkohle) würde sich bei stärkerem Einsatz von Biogas zur Bereitstellung von Regelenergie hin zu einem höheren Erdgasanteil verschieben. Da der CO<sub>2eq</sub>-Emissionsfaktor von Erdgas geringer ist als der von Kohle, ergäbe sich eine geringere Vermeidung an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten als in der dargestellten Berechnung. Bei einem derartigen methodischen Vorgehen wirkt sich demnach eine vermehrte Nutzung von Biogas zur Bereitstellung von Regelenergie nicht positiv auf die THG-Vermeidung aus. In einem Energiesystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien, in dem auch Erdgas weitgehend substituiert wird, ist es entscheidend, wie die THG-Bilanz anderer Technologien ausfällt, die zur Regelenergiebereitstellung fähig sind. Positive Effekte sind außerdem auf volkswirtschaftlicher Ebene durch eine höhere Energiesicherheit, Importunabhängigkeit und Wertschöpfung in Deutschland zu erwarten.

Als weitere ökologische Wirkungskategorien werden **Versauerung und Eutrophierung** betrachtet. Biogaserzeugung und -nutzung führen bei den angenommenen Substraten und Rahmenbedingungen zu einer schlechteren Bilanz als die fossile Elektrizitäts- und Wärmeherzeugung – unabhängig davon, ob eine Aufbereitung erfolgt oder nicht. Die Aufbereitung hat dabei kaum einen Einfluss auf das Versauerungspotenzial. Das Eutrophierungspotenzial fällt jedoch durch den höheren Biogasbedarf und den zusätzlichen Elektrizitätsbedarf im Fall der Aufbereitung etwas höher aus.

Wie bei der Wirkungskategorie THG-Effekt stammt der Großteil der Emissionen aus dem Prozessschritt der Biogasbereitstellung. Insbesondere der Einsatz der inputintensiven Energiepflanze Mais geht mit hohen THG-Emissionen einher. Ein erhöhtes Risiko für Eutrophierung und Erosion ist ebenfalls mit dem Maisanbau verbunden. Entsprechend sollte der Einsatz von inputintensiven NaWaRos wie Mais in der Biogaserzeugung reduziert werden, um die Umweltbelastung möglichst ge-

ring ausfallen zu lassen. Der Einsatz von Blütenmischungen, diversen landwirtschaftlichen Reststoffen sowie von Bioabfall geht jedoch mit deutlich geringeren Emissionen einher. Die EEG-Novellierung ist bezüglich der Streichung der Einsatzstoffklasse I (u.a. Mais) daher aus ökologischer Perspektive zu begrüßen. Die pauschale Streichung der übrigen Einsatzstoffklassen ohne alternative Anreize zu setzen, vergibt jedoch die Chance durch vermehrten Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe sowie alternativer Einsatzstoffe die Biogaserzeugung nachhaltiger zu gestalten.

### 3.4 Schlussfolgerungen aus der ökologischen Bewertung

Aus den Analysen zur ökologischen Wirkung der Biogasaufbereitung lassen sich folgende **Schlussfolgerungen** ziehen:

- Im Vergleich zu den fossilen Referenzsystemen bringt sowohl die energetische Nutzung von Rohbiogas als auch die von aufbereitetem Biogas eine Vermeidung an THG-Emissionen – Effekte möglicher indirekter Landnutzungsänderungen wurden dabei nicht berücksichtigt. Die Biogasaufbereitung ist aus **Klimaschutzsicht** aufgrund höherer erzielbarer externer WNG der Situation ohne Aufbereitung meist vorzuziehen. Voraussetzung ist dabei, dass durch die Aufbereitung höhere WNG erzielt werden. Um eine höhere THG-Vermeidung zu erreichen, muss bei den untersuchten Verfahren die Differenz in den WNG mit und ohne Aufbereitung mindestens zwischen 35 und 50 % liegen. Werden standortabhängige Unterschiede und Spannweiten in den Aufwendungen und Emissionen berücksichtigt, so liegen die minimal erforderlichen Differenzen zwischen 20 und 65 % (bei Methanemissionen von maximal 0,2 %).
- Den **größten Einfluss** auf die **THG-Bilanz** haben die **Methanemissionen**. Hohe Methanemissionen bei Ausfall oder technischen Mängeln an der Schwachgasbehandlung verschlechtern die THG-Bilanz deutlich und können zu einem schlechteren Abschneiden im Vergleich zur Situation ohne Aufbereitung führen, selbst wenn die Differenzen in den externen WNG mit und ohne Aufbereitung maximal sind. In der Praxis ist es daher wichtig, bei allen Verfahren eine funktionierende Schwachgasbehandlung durch regelmäßiges Monitoring zu gewährleisten und einen Notfallplan für Situationen vorzuhalten, in den die Schwachgasbehandlung ausfällt. Die Aminwäsche stellt dabei eine Ausnahme dar, da Methanemissionen von maximal 0,2 % auch ohne Schwachgasbehandlung eingehalten werden. Die **Aminwäsche** ist demnach unter den betrachteten Verfahren als **wenig anfällig für höhere Methanemissionen** hervorzuheben.
- Insgesamt haben die **lokalen Rahmenbedingungen** einen großen Einfluss auf die THG-Bilanz. Bei der Aminwäsche trägt der Prozesswärmebedarf zu einem hohen Anteil der Emissionen bei. Sofern fossile Energieträger für die Wärmebereitstellung verwendet werden, sind höhere THG-Emissionen zu erwarten als in der vorliegenden Studie dargestellt. Hingegen fällt die Bilanz bei Nutzung von Abwärme günstiger aus. Es sind für dieses Verfahren daher Standorte zu bevorzugen, bei denen Abwärme genutzt werden kann. Abhängig von den lokalen Rahmenbedingungen ist eine Kompression des Gases vor Einspeisung in das Gasnetz erforderlich. Abhängig vom Verfahren kann durch Wegfall der Kompression der Strombedarf um 20 bis 40 % gesenkt werden, was sich in positiv in der THG-Bilanz widerspiegelt.
- Bei den **elektrizitätsintensiven Verfahren DWW, PSA und Membranverfahren** werden die **THG-Emissionen zukünftig abnehmen**, da der durchschnittliche Emissionsfaktor des Strommix durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien sinken wird. Eine zunehmende Nutzung von Biogas und Biomethan zur flexiblen Bereitstellung von Strom zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Regelenergiebereitstellung), wirkt sich zunächst nicht positiv auf die THG-Bilanz aus, da vermehrt Erdgas anstatt Kohle substituiert wird. Erst wenn auch

Erdgas im Energiesystem vermehrt substituiert werden soll, kann es im Vergleich zu anderen Technologien zur Regelenergiebereitstellung zu einer THG-Vermeidung kommen.

- Die THG-Emissionen, die durch **das neue Membrankontakoren-Verfahren** verursacht werden, liegen im gleichen Bereich wie die anderen Verfahren. Einige Bauteile wie Pumpen sind in der Pilotanlage überdimensioniert. Durch ein Upscaling kann daher voraussichtlich der Elektrizitätsbedarf reduziert werden, was eine Reduktion der THG-Emissionen zur Folge haben wird.
- Mit **Bioabfall-Biogasanlagen** und anschließender Aufbereitung kann insgesamt eine höhere THG-Vermeidung im Vergleich zum fossilen Referenzsystem erreicht werden (ca. 200 g CO<sub>2eq</sub> / MJ<sub>el</sub> versus ca. 170 g CO<sub>2eq</sub> / MJ<sub>el</sub> bei jeweils einem WNG von 100 %). Aufgrund des Heizkonzepts (Biogaskessel für die Fermenterbeheizung) ist außerdem die minimal erforderliche Differenz zwischen der Situation mit und ohne Aufbereitung mit 25 bis 40 % geringer als bei der NawaRo-Anlage.
- Bei den untersuchten ökologischen Wirkungskategorien **Versauerung** und **Eutrophierung** schneidet die Biogaserzeugung und -nutzung schlechter ab als die fossilen Referenzsysteme. Dies ist vor allem auf den Einsatz von Maissilage in der Biogaserzeugung zurückzuführen. Die Aufbereitung hat dabei kaum einen Einfluss auf das Versauerungspotenzial. Das Eutrophierungspotenzial fällt jedoch im Fall der Aufbereitung etwas höher aus.
- Ein Großteil der Emissionen stammt aus dem Prozessschritt der **Substratbereitstellung**. Vor allem der Anbau der inputintensiven Energiepflanze Mais geht mit hohen THG-Emissionen sowie einem erhöhten Risiko für Eutrophierung und Erosion einher. Die EEG-Novellierung ist bezüglich der Streichung der Einsatzstoffklasse I (u.a. Mais) daher aus ökologischer Perspektive zu begrüßen. Die pauschale Streichung der übrigen Einsatzstoffklassen ohne alternative Anreize zu setzen, vergibt jedoch die Chance durch den Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe und alternativer Einsatzstoffe die Biogaserzeugung nachhaltiger zu gestalten.

## 4 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung umfasst zum einen die auf betriebswirtschaftlicher Ebene relevante Wirtschaftlichkeit der Biogasaufbereitung. Eine positive Wirtschaftlichkeit mit einer Mindestrendite ist eine zentrale Voraussetzung für den Betrieb der Anlagen durch privatwirtschaftliche Akteure. Unterschiedliche Renditen der verschiedenen Aufbereitungsverfahren können daher ihre bisherige sowie die zukünftig erwartete Verbreitung erklären. Die Biomethan-Gestehungskosten bilden außerdem die Grundlage für einen Vergleich mit den Verbraucherpreisen von Erdgas. Darüber hinaus umfassen die Arbeiten eine Analyse verschiedener Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit.

Als weitere Analyseebene werden zum anderen die regionalwirtschaftlichen Effekte der Biogasaufbereitung in Form von Wertschöpfung und Beschäftigung quantifiziert. Auf dieser Ebene wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bereits unterstellt. Die Kennzahlen der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte sind für eine ökonomische Bewertung relevant, da die Nutzung heimischer Rohstoffe zur Energiebereitstellung mit einer Verlagerung der Wertschöpfung in die Region einhergehen kann. So können Strategien zur Bioenergienutzung die Stärkung der regionalen Wirtschaft unterstützen. Mit der Wertschöpfungsanalyse wird allerdings keine gesamtwirtschaftliche Beurteilung vorgenommen, da beispielsweise Verdrängungseffekte nicht berücksichtigt werden.

### 4.1 Wirtschaftlichkeit

Die am Markt verfügbaren Biogasaufbereitungsverfahren greifen teilweise auf entwickelte Technologien zurück, weisen aber auch innovative und für den Rohstoff Biogas spezifische Aspekte auf. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung verschiedener Aufbereitungstechnologien kann die Analyse der Wirtschaftlichkeit nur eine Momentaufnahme darstellen. Zudem hat der rechtliche Rahmen der Förderung der Biogasnutzung einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. In den vergangenen Jahren hat sich die Förderung von Biogaserzeugung und -aufbereitung immer wieder deutlich geändert. Im Jahr 2014 sind mit der EEG-Novelle weitreichende Veränderungen in der Förderlandschaft eingetreten. In der vorliegenden Arbeit werden sowohl die Rahmenbedingungen unter dem EEG 2012 als auch unter dem EEG 2014 betrachtet, um die Folgen der Novellierung aufzuzeigen. In der Analyse werden die bereits am Markt befindlichen Verfahren und das neue Membrankontaktoren-Verfahren der Firma Ingenieurbüro Buse GmbH analysiert.

#### 4.1.1 Annuitätenmethode

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Aufbereitungsverfahren wird die Annuitätenmethode herangezogen, wie sie in der Richtlinie 2067 des Vereins Deutscher Ingenieure e.V. beschrieben ist (VDI 2000). Mit Anwendung dieser Berechnungsmethode zur Wirtschaftlichkeitsbewertung wird der Empfehlung des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ gefolgt (Thran und Pfeiffer 2013, 72ff.). Um die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit eines Anlagenkonzepts zu bewerten, werden sämtliche damit verbundene Ein- und Auszahlungen gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt. Dabei werden ein Kalkulationszinssatz und eine Inflationsrate für zukünftige Zahlungsströme berücksichtigt. Für verschiedene Kostenarten wird mit einem Kalkulationszinssatz und einer Inflationsrate für zukünftige Zahlungen jeweils die Annuität ermittelt. Die Differenz zwischen der Summe der Annuitäten aller Auszahlungen und der Summe der Annuitäten aller Einzahlungen ergibt als Gesamtannuität den Gewinn beziehungsweise bei negativer Ausprägung den Verlust. Folgende Kostenarten werden in der Annuitätenmethode getrennt voneinander abgebildet:

- kapitalgebundene Kosten,
- betriebsgebundene Kosten,
- verbrauchsgebundene Kosten und
- sonstige Kosten.

In den folgenden Unterkapiteln wird kurz auf die einzelnen Kostenpunkte eingegangen. Die Formeln zur Berechnung können im Anhang in Kapitel 7.1 nachgelesen werden.

#### 4.1.1.1 Kapitalgebundene Kosten

Ein großer Teil der für die Biogasaufbereitung anfallenden Kosten entfällt auf die Investition der Anlage selbst und auf die damit verbundenen Investitionsnebenkosten wie die Anlagenplanung und -installation. Diese Kosten fallen zu Beginn des Betrachtungszeitraums an und werden als jährliche kalkulatorische Kosten in Form von Abschreibungen über die Lebensdauer der Anlage abgebildet. Indirekt mit den Investitionskosten verbunden sind die Zinsen auf das aufgenommene Fremdkapital und die kalkulatorischen Zinsen auf das eingesetzte Eigenkapital. Die beiden Größen werden in einem gewichteten kalkulatorischen Zinssatz zusammengefasst, der auf alle Positionen angewandt wird. Aufgrund der Abdiskontierung der über die Anlagenlebensdauer anfallenden Zahlungen ist auch der Betrachtungszeitraum von Bedeutung. Für Anlagenkomponenten, deren Lebensdauer kleiner ist als der Betrachtungszeitraum, sind Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen. Ist die Lebensdauer größer als der Betrachtungszeitraum, ist der Restwert der jeweiligen Anlagenkomponenten zu ermitteln und als Gutschrift für die Gesamtrechnung zu behandeln.

#### 4.1.1.2 Betriebsgebundene Kosten

Betriebsgebundene Kosten fallen vor allem für das Personal zur Anlagenbedienung an sowie für die jährlichen Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von der Produktionsmenge zu den betriebsgebundenen Kosten gezählt werden. Weiterhin ist der Biogasaufbereitung die Rohgasbereitstellung vorgeschaltet. Die Kosten für die Rohgasbereitstellung werden ebenfalls berücksichtigt, das heißt es werden beispielsweise die Kosten für Laboranalysen im Rahmen der Rohgasbereitstellung angerechnet.

#### 4.1.1.3 Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten umfassen die Betriebsmittel sowie den Primärinput an Biogassubstraten zur Rohbiogasbereitstellung. Jedes Aufbereitungsverfahren hat einen, wenn auch unterschiedlich intensiven, Elektrizitätsbedarf. Weitere Betriebsmittel sind abhängig vom jeweiligen Aufbereitungsverfahren. Einige Verfahren wie das DWW-Verfahren sowie das Membrankontaktoren-Verfahren benötigen Wasser als Aufnahmemedium für das abzuscheidende Kohlenstoffdioxid. Für die Feinentschwefelung wird Aktivkohle als Betriebsmittel hinzugerechnet.

#### 4.1.1.4 Sonstige Kosten und Erlöse

Die sonstigen Kosten enthalten bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Biogasaufbereitung lediglich die Kosten für die Maschinen- und Haftpflichtversicherung. Entsprechend der VDI-Norm

2067 (2000, 18) werden die Erlöse als Einzahlungen ebenfalls mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor bewertet.<sup>8</sup> Dabei wird nicht nach verschiedenen Zahlungsarten differenziert.

## 4.1.2 Darstellung der Datengrundlage

### 4.1.2.1 Rohgasbereitstellung

Die Rohgasbereitstellung ist als Teilkomponente des technischen Systems zur Biomethan-Produktion allen Aufbereitungsverfahren vorgeschaltet. Dabei wird eine Nassfermentation unterstellt, mit der sowohl NawaRo als auch Wirtschaftsdünger vergärt werden. Die grundlegenden Kostendaten der Biogasanlage zur Rohbiogasbereitstellung werden KTBL (2012) entnommen. Auf Basis weiterer Quellen werden Datenlücken geschlossen und Verfeinerungen vorgenommen. Die Kostenangaben werden auf den benötigten Rohbiogas-Volumenstrom der Biogasaufbereitung, die der vorliegenden Untersuchung unterliegen, umskaliert.

Weiterhin wird der Eigenbedarf an Wärme für die Rohbiogasbereitstellung sowie für das nachgeschaltete Aufbereitungsverfahren berücksichtigt, um die Rohbiogasbereitstellung zu dimensionieren. Dabei wird von der Wärmebereitstellung eines Biogas-BHKW am Fermenterstandort abgesehen, da aufbereitetes Biogas in der Regel in das Gasnetz eingespeist oder direkt an Biogastankstellen geliefert wird. Stattdessen wird ein mit Biogas betriebener Kessel für die Wärmeversorgung berücksichtigt, dessen thermische Leistung auf den Wärmebedarf der Biogasanlage und der Aufbereitungsanlage angepasst wird. Tab. 4.1 führt die jeweils notwendige Dimension der vorgeschalteten Biogasanlage für die verschiedenen Aufbereitungsverfahren und Anlagengrößen auf.

**Tab. 4.1: Dimensionierung der Aufbereitungsanlagen und der Rohgasbereitstellung**

Aufbereitungsverfahren	Größe Aufbereitungsanlage (Nm <sup>3</sup> / h)	Bereitzustellendes Rohgasvolumen (Nm <sup>3</sup> / h)
DWW, PSA, Mem-Trenn, Mem-Kont	250	291
	500	583
	1.000	1.166
AW	250	311
	500	621
	1.000	1.243

Lediglich das Verfahren der Aminwäsche hat einen höheren Wärmebedarf aufgrund der benötigten Prozesswärme für die Aufbereitung. Die anderen Verfahren weisen keine spezifischen Wärmebedarfe auf, sodass sich durch den jeweils gleichen Wärmebedarf der Rohbiogasbereitstellung das gleiche bereitzustellende Rohbiogasvolumen ergibt.

<sup>8</sup> Für den preisdynamischen Annuitätenfaktor der Einzahlungen s.Tab. 7.2 auf Seite 106 im Anhang.

Im Folgenden werden die Investitions- und Betriebskosten beispielhaft für eine Biogasanlage mit einer Biogaserzeugung von 291 Nm<sup>3</sup> / h vorgestellt. Die prozentualen Anteile der in Tab. 4.2 aufgeführten Investitionsnebenkosten bleiben bei den anderen Anlagengrößen bestehen. Die zumeist von den Produktionsmengen beziehungsweise der Anlagengröße abhängigen Betriebskosten werden bei den anderen Anlagengrößen ebenso spezifisch ermittelt.

**Tab. 4.2: Investitions- und Investitionsnebenkosten für eine Biogasanlage mit 291 Nm<sup>3</sup> / h Rohgasproduktionskapazität**

Quelle: Anlagenproduktion: KTBL (2012, 46ff.), weitere Angaben nach eigener Zusammenstellung (für Details s. Quellenangaben im Text).

<b>Kostenposition</b>	<b>Euro</b>
<u>Anlagenproduktion</u>	1.308.261
- Bauliche Anlagen	752.250
- Technische Anlagen	556.011
<u>Planung und Installation</u>	451.623
- Planung	113.326
- Genehmigung	28.331
- Grundstückskauf	108.311
- Erschließung Grundstück	70.829
- Installation	130.826
<b><u>Summe Investitionskosten</u></b>	<b><u>1.759.884</u></b>

Die Kosten für die Anlagenproduktion beinhalten nur Anlagenteile ohne Grundstücks- und weitere Baunebenkosten. Die Aufteilung auf bauliche und technische Anlagen ist relevant für die Ermittlung von Ersatzinvestitionen und wird in Anlehnung an die Kostenaufteilung in KTBL (2013, 272ff.) mit 57,5 % beziehungsweise 42,5 % angesetzt. Detailangaben zum Grundstückskauf werden aus Wirth (2014) entnommen. Der größenabhängige Flächenbedarf der Biogasanlage wird mit Kosten von 10 € / m<sup>2</sup> bewertet. Die Kostenpositionen der Planung und Genehmigung ergeben sich aus einem Zuschlag von 10 % auf die Anlageninvestition (KTBL 2012, 46ff.). Dieser Zuschlag teilt sich wiederum nach eigener Annahme zu 80 % auf Planungstätigkeiten und zu 20 % auf Genehmigungsgebühren auf. Die Kosten für die Erschließung des Grundstücks werden mit einem Zuschlag von 5 % auf die Anlageninvestition abgebildet (KTBL 2013, 281f.). Für die Anlageninstallation inklusive der Inbetriebnahme als letzte Position der Investitionsnebenkosten wird ein Zuschlag auf die Anlageninvestition in Höhe von 10 % angesetzt (eigene Berechnung nach KTBL (2013, 281ff.)).

Die Betriebskosten der Rohbiogasbereitstellung werden einzeln ermittelt und sind in Tab. 4.3 aufgeführt. Die Substratkosten ergeben sich aus einem angenommenen Substratmix von 80 % Mais-silage und 20 % Rindergülle bezogen auf den Energiegehalt. Dabei werden bei der Maissilage 12 % Lagerungsverluste berücksichtigt, da der Einkaufspreis für die Frischmasse (32 € / t) angesetzt wird (KTBL 2013, 280). Rindergülle als Kosubstrat wird annahmegemäß kostenlos bezogen. Die Transportkosten für den Mais als Erntegut werden mit 2,47 € / tFm angesetzt, wobei dieser

Wert spezifisch für diese Anlagengröße gilt, da größere Anlagen ein größeres Einzugsgebiet für den Substratbezug aufweisen. Für eine größere Anlage mit  $1.050 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  Rohbiogas-Volumenstrom werden Transportkosten in Höhe von  $2,96 \text{ €} / \text{tFM}$  angesetzt.

**Tab. 4.3: Betriebskosten für eine Anlage mit  $291 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  Rohgasproduktionskapazität**

Quelle: eigene Zusammenstellung (für Details s. Quellenangaben im Text).

Kostenposition	Euro
Substrate	362.369
Elektrizität	28.940
Laboranalysen	300
Transportkosten Erntegut	27.970
Personal	32.952
Wartung und Instandhaltung	17.599
Versicherung	8.799
<b><u>Summe Betriebskosten</u></b>	<b><u>570.936</u></b>

Die Kosten für den Elektrizitätsbezug errechnen sich durch einen spezifischen Strombedarf von  $0,09 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{Nm}^3$  Rohbiogasproduktion, einer jährlichen Anlagenlaufzeit von  $8.500 \text{ h}$  und einem Strompreis für Gewerbetreibende in Höhe von  $0,15 \text{ €} / \text{kWh}_{\text{el}}$ <sup>9</sup> Laboranalysen werden mit  $150 \text{ €}$  pro Analyse bewertet. Nach KTBL (2013, 281) sind auch bei optimaler Fahrweise pro Jahr mindestens zwei Laboranalysen anzusetzen. Die Personalkosten für die Anlagenbetreuung ergeben sich aus einem größenspezifischen Betreuungsbedarf von ca.  $7,6 \text{ h} / (\text{Nm}^3 / \text{h})$  und einem Lohnansatz von  $35 \text{ €} / \text{h}$  (vgl. KTBL (2012, 46ff.) und Thrän et al. (2011, 130)). Mit einem Anteil von ca.  $11 \%$  haben die Personalkosten nach den Substratkosten die größte Bedeutung im Anlagenbetrieb.

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung ergeben sich als Anteil der Anlageninvestition. Hier wird nach KTBL (2013, 281) ein Wert von  $2 \%$  / a angesetzt, der nur für den Anlagenteil der Rohbiogasbereitstellung einer Biogasanlage gilt. Ebenso können die Versicherungskosten als Anteil der gesamten Investitionskosten bestimmt werden, da sie sich zumeist auf den Wert der zu versichernenden Sache beziehen. Hier wird ein Wert von  $0,5 \%$  angesetzt. Dieser Wert wird auf die gesamten Investitionskosten bezogen, weil im Schadensfall die Betriebserlaubnis in der Regel erlischt und gegebenenfalls eine Neuanschaffung inkl. Planungs- und Installationstätigkeiten notwendig ist (vgl. KTBL (2012, 46ff.) und (2013, 282)).

Um die gesamten Kosten der Biomethan-Bereitstellung bewerten zu können, werden die hier aufgeführten Kosten der Rohbiogasbereitstellung um die Kosten des jeweiligen Aufbereitungsverfahrens in der jeweiligen Anlagengröße ergänzt. Dabei werden die jeweils gleichen Kostenarten wie

<sup>9</sup> Die Volllaststunden werden eigens für diese Berechnung festgelegt. Der Strompreis und der Strombedarf sind KTBL (2012, 46ff.) entnommen.

beispielsweise Planungs- oder Personalkosten bei der Zusammenstellung der Gesamtkosten adiert. Kostenpositionen, die klar voneinander zu unterscheiden sind, wie beispielsweise die Investitionskosten der verschiedenen Anlagenkomponenten, werden auch bei der Verrechnung der Kostenarten der Annuitätenmethode getrennt aufgeführt.

#### 4.1.2.2 Biogasaufbereitung

Bei den Kosten der Aufbereitungsanlagen wird nach den verschiedenen technischen Verfahren der Druckwasserwäsche (DWW), Aminwäsche (AW), Druckwechsel-Adsorption (PSA), Membrantrennverfahren und Membrankontaktoren sowie nach den Anlagengrößen 250, 500 und 1.000 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogas-Volumenstrom unterschieden. Die Grundlage für die wesentlichen Kostendaten bildet die KTBL-Schrift 495 (2012, 46ff.). Das Schließen von Datenlücken und detailliertere Berechnungen werden mit Hilfe anderer Literatur-Quellen vorgenommen. Zur Ergänzung der Datenlage erfolgte eine Befragung von Herstellern von Biogasaufbereitungsanlagen nach Kostendaten. In dieser Herstellerbefragung wurden 30 Unternehmen angeschrieben, von denen sich sechs bereit erklärten, Angaben zu machen. Die Angaben umfassen die Verfahren DWW, AW, PSA und das Membrantrennverfahren. Über die Repräsentativität der in der Befragung gewonnen Kennzahlen kann keine Aussage gemacht werden, da die Marktanteile der Unternehmen in Deutschland nicht bekannt sind. Sofern Kennzahlen aus der Befragung genutzt werden, wird darauf hingewiesen. Die Zusammenstellung der Investitions- und Betriebskosten wird anhand des DWW-Verfahrens näher erläutert (s. Tab. 4.4).

**Tab. 4.4: Investitions- und Investitionsnebenkosten für Druckwasserwäsche-Aufbereitungsanlagen**

Quelle: Anlageninvestition: KTBL (2012, 46ff.), weitere Angaben nach eigener Zusammenstellung (für Details s. Quellenangaben im Text).

Kostenposition/ Anlagengröße (Nm <sup>3</sup> / h)	250	500	1000
<u>Anlageninvestition</u>	<u>1.125.167</u>	<u>1.647.637</u>	<u>2.412.716</u>
- Aufbereitung	953.532	1.396.303	2.044.675
- Abgasbehandlung	171.636	251.335	368.041
<u>Investitionsnebenkosten</u>	<u>162.517</u>	<u>214.764</u>	<u>291.272</u>
- Planung	40.000	40.000	40.000
- Genehmigung	10.000	10.000	10.000
- Transport	22.503	32.953	48.254
- Installation	90.013	131.811	193.017
- Netzanschlusskosten	469.589	469.589	469.589
<b><u>Summe Investitionskosten</u></b>	<b><u>1.757.273</u></b>	<b><u>2.331.990</u></b>	<b><u>3.173.576</u></b>

Die sich bei den jeweiligen Verfahren und Anlagengrößen unterscheidenden technischen Kennzahlen, vor allem für die Betriebskosten, werden in Tab. 4.6 vorgestellt, sodass die Ergebnistabellen für die anderen Aufbereitungsverfahren nachvollziehbar sind.

Die Kosten für die reine Anlageninvestition als Grundlage und größter Anteil der gesamten Investitionskosten werden der KTBL-Schrift 495 (2012, 46ff.) entnommen. Darin enthalten ist bereits ein Aufschlag von 5 % für die Investitionsnebenkosten. Dieser wird zur Ermittlung der reinen Anlagenkosten herausgerechnet. Die Aufteilung auf die Anlagenkomponenten der Aufbereitung und der Abgasbehandlung wird vorgenommen, um den Anteil der aufgrund des Methanschlupfs in der Aufbereitung notwendigen Abgasbehandlung offen zu legen. Der Anteil von 18 % an der gesamten Anlageninvestition für die Abgasbehandlung stammt aus den Rückläufen aus der Herstellerbefragung. Hierbei ist zu beachten, dass die Angaben zwischen 13 % und 25 % schwanken und teilweise verschiedene Varianten der Abgasverbrennung zum Einsatz kommen können.

Für die Kosten der Anlagenplanung kann aus der Herstellerbefragung unabhängig vom jeweiligen Aufbereitungsverfahren ein mittlerer Wert von 40.000 € festgelegt werden. Dieser Wert ergibt sich aus der Angabe von Planungs- und Genehmigungskosten in Höhe von 50.000 € abzüglich der Genehmigungsgebühren, deren Höhe einheitlich mit 10.000 € angegeben wird. Die Planungskosten können variieren, je nachdem, ob die Biogasanlage zur Rohbiogasbereitstellung bereits vorhanden ist und welche Verwendungsrichtung für das Biomethan geplant ist. Weiterhin können Unterschiede zwischen einzelnen Planungsbüros bestehen. Teilweise übernehmen Anlagenhersteller die notwendigen Planungstätigkeiten, woraus sich kostensenkende Synergien ergeben können.

Weiterhin fallen Kosten für den Transport der Anlage oder von Anlagenteilen sowie für Installation und Inbetriebnahme vor Ort an. Diese Kosten werden in der Literatur und auch in den Angaben der Hersteller zumeist als zusammengefasster Kostenblock aufgeführt. Für die weitere Ermittlung von Wertschöpfungseffekten ist allerdings die Unterscheidung von Transport- und Montageleistungen von Bedeutung. Daher werden auch in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Transportkosten nach den Angaben eines befragten Herstellers mit ca. 2 % an der Anlageninvestition unabhängig von der Anlagengröße bewertet. Dieser Wert ist selbstverständlich vom Anlagenstandort und von der Entfernung des Standortes von der Produktionsstätte abhängig und kann demnach variieren.

Für die Installationskosten der Anlage konnte aus den Angaben der befragten Hersteller ein durchschnittlicher Wert von 8 % an der Anlageninvestition angesetzt werden. Dieser Wert kann für die verschiedenen Verfahren unterschiedlich hoch ausfallen. Mangels geeigneter Daten ist dieser Durchschnitt verwendet worden. Letztlich decken sich die Werte für den Transport und die Installation mit der Angabe aus KTBL (2012, 46ff.). Hier sind für die Gesamtleistung der Installation inklusive Transport Kosten in Höhe von 10 % der Anlageninvestition aufgeführt.

Die Kosten für den Netzanschluss sind für den Biomethanproduzenten als Anschlussnehmer nach §33 GasNZV auf 25 % begrenzt. Bei einer Länge der Anschlussleitung von unter einem Kilometer wird die Beteiligung des Anschlussnehmers außerdem auf 250.000 € begrenzt. Nach Angaben der Bundesnetzagentur war in den Jahren 2012 und 2013 bei einem Drittel beziehungsweise knapp der Hälfte der neu hinzugebauten Anlagen die Anschlussleitung länger als ein Kilometer. Die über den ersten Kilometer hinausgehenden Kosten für den Netzanschluss sind wiederum zu 25 % vom Anschlussnehmer zu tragen, sodass sich aus den Angaben der Jahre 2012 und 2013 ein Mittelwert der vom Anschlussnehmer zu tragenden Netzanschlusskosten von 469.589 € ergibt. Zwischen den Aufbereitungsverfahren und den Anlagengrößen werden diese Kosten nicht differenziert. Die ge-

samten Netzanschlusskosten pro Aufbereitungsanlage betragen im Jahr 2013 3,14 Mio. € (Bundesnetzagentur 2014). In der Wertschöpfungsberechnung werden diese Kosten berücksichtigt, um die gesamten Wertschöpfungseffekte bis zur Netzeinspeisung zu erfassen.

Weiterhin werden die Betriebskosten für die Aufbereitung mittels DWW betrachtet (s. Tab. 4.5). Der Bedarf an Betriebsmitteln wird spezifisch für das jeweilige Aufbereitungsverfahren angesetzt. Für die DWW wird ein Elektrizitätsbedarf von  $0,21 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{Nm}^3$  (Rohbiogas) mit einem Strompreis von  $0,15 \text{ €} / \text{kWh}_{\text{el}}$  und der Jahresauslastung von 8.500 h verrechnet. Zudem wird Wasser in einer Menge von  $0,13 \text{ Liter} / \text{Nm}^3$  berücksichtigt und mit einem Einkaufspreis von  $4,60 \text{ €} / \text{m}^3$  bewertet.<sup>10</sup>

**Tab. 4.5: Betriebskosten für Druckwasserwäsche-Aufbereitungsanlagen**

Quelle: Anlageninvestition: KTBL (2012, 46ff.), weitere Angaben nach eigener Zusammenstellung (für Details s. Quellenangaben im Text).

Kostenposition / Anlagengröße (Nm <sup>3</sup> / h)	250	500	1000
<u>Betriebsmittel</u>	<u>67.772</u>	<u>135.110</u>	<u>270.219</u>
- Elektrizität	66.249	132.497	264.994
- Wasser	1.524	2.612	5.225
Personal	2.738	2.738	2.738
Wartung und Instandhaltung	21.250	42.500	85.000
Versicherung	8.786	11.660	15.868
<b><u>Summe Betriebskosten</u></b>	<b><u>193.410</u></b>	<b><u>318.607</u></b>	<b><u>552.503</u></b>

Wie bei der Rohbiogasbereitstellung gibt es auch bei den Aufbereitungsanlagen einen Betreuungsbedarf. Die Personalkosten ermitteln sich aus einem Betreuungsaufwand von 0,5 h / Tag und dem Lohnkostenansatz von 35 € / h. Die Kosten für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen ergeben sich aus den Kosten für einen Vollwartungsvertrag, die spezifisch nach der Produktionsmenge an Biomethan mit einem Satz von  $0,04 \text{ €} / \text{Nm}^3$  ermittelt werden (KTBL 2012, 47ff.). Die Versicherungskosten wiederum ergeben sich, wie bei der Biogasanlage, als Anteil von 0,5 % an den gesamten Investitionskosten.

Tab. 4.6 gibt die für die Berechnung der Betriebskosten der unterschiedlichen Aufbereitungsverfahren angesetzten, wichtigsten Bedarfskennzahlen sowie den Kostensatz für den Vollwartungsvertrag an. Die oben für die DWW vorgestellten Kostenpositionen errechnen sich für die anderen Aufbereitungsverfahren nach dem gleichen Rechenweg unter Berücksichtigung der Kennzahlen.

<sup>10</sup> Die Bedarfe an Betriebsstoffen sind mit den Berechnungen der ökologischen Bewertung abgeglichen und aus dessen Datenbasis entnommen.

**Tab. 4.6: Betriebsmittel- und Personalbedarf und Wartungskosten nach Aufbereitungsverfahren**

Quelle: KTBL (2012, 46ff.), Herstellerangaben sowie Abgleich mit der ökologischen Bewertung;  
Bezugsgröße: Nm<sup>3</sup> Rohbiogasinput.

Bedarf o. Kosten / Aufbereitungsverfahren	DWW	AW	PSA	MEM	MEM-KONT
Strom (kWh <sub>el</sub> / Nm <sup>3</sup> )	0,21	0,11	0,16	0,26	0,19
Wärme (kWh <sub>th</sub> / Nm <sup>3</sup> )	-	0,40	-	-	-
Personal (h / Tag)	0,50	0,50	0,50	0,43	0,58
Wartung (€ / Nm <sup>3</sup> )	nach Anlagengröße: 250 Nm <sup>3</sup> : 0,04 / 500 Nm <sup>3</sup> : 0,02 / 1.000 Nm <sup>3</sup> : 0,006			0,02 / 0,009 / 0,005	3.500 € / a

Einen Wärmebedarf für den eigentlichen Aufbereitungsprozess weist nur die Aminwäsche auf. Dies schlägt sich in einem höheren Bedarf an Rohbiogas nieder. Der Personalbedarf für das Membrantrennverfahren wird aus der Herstellerbefragung entnommen. Für das Membrankontaktoren-Verfahren hat die Firma Ingenieurbüro Buse GmbH konkrete Angaben gemacht. Die Wartungskosten ergeben sich für die DWW, die Aminwäsche und die PSA aus einem größenabhängigen durchschnittlichen Kostensatz pro Rohgasmenge nach KTBL (2012, 46ff.). Für das Membrantrennverfahren werden größenabhängige Werte aus der Betreiberbefragung gewonnen. Die Firma Ingenieurbüro Buse GmbH setzt die Kosten für alle Anlagengrößen mit 3.500 € pro Jahr an.

### 4.1.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung vorgestellt. Zunächst werden wiederum die Ergebnisse des Verfahrens der DWW präsentiert, bevor die Ergebnisse für alle Verfahren verglichen werden.<sup>11</sup> Dabei werden die Kosten nach den für die Annuitätenmethode benötigten Kostenarten unterschieden (s. Tab. 4.7). Die Annuitäten der kapitalgebundenen Kosten ermitteln sich über den Annuitätenfaktor. Bei den Ersatzinvestitionen kommt bereits der spezifische preisdynamische Annuitätenfaktor zum Einsatz. Die gegebenenfalls vorhandenen Restwerte der Ersatzinvestitionen werden mit einem negativen Vorzeichen dargestellt, da sie als Gutschrift in die Kostenermittlung einfließen. Bei den betriebs- und den verbrauchsgebundenen Kosten sowie bei den sonstigen Kosten werden ebenfalls die im Anhang vorgestellten spezifischen preisdynamischen Annuitätenfaktoren verwendet (s. Kapitel 7.1).

<sup>11</sup> Die detaillierten Ergebnistabellen für die anderen Aufbereitungsverfahren finden sich im Anhang im Kapitel 7.2.

**Tab. 4.7: Kosten und Annuitäten für das Druckwasserwäscheverfahren**

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage der in den Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 vorgestellten Methoden und Datengrundlagen.

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<b><u>Kapitalgebundene Kosten</u></b>	<b><u>4.063.132</u></b>	<b><u>331.194</u></b>	<b><u>6.534.291</u></b>	<b><u>532.622</u></b>	<b><u>10.536.360</u></b>	<b><u>858.839</u></b>
Bauliche Anlagen BGA	752.250	61.317	1.407.800	114.752	2.508.217	204.449
Technische Anlagen BGA	567.612	46.267	1.062.037	86.569	1.895.168	154.479
Aufbereitung	953.532	77.724	1.396.303	113.815	2.044.675	166.665
Abgasbehandlung	171.636	13.990	251.335	20.487	368.041	30.000
Planung	153.326	12.498	252.084	20.548	417.860	34.061
Genehmigung	38.331	3.124	63.021	5.137	104.465	8.515
Grundstückskauf	108.311	8.829	202.698	16.522	361.139	29.437
Erschließung des Grundstücks	70.829	5.773	132.552	10.805	236.163	19.250
Transport	22.503	1.834	32.953	2.686	48.254	3.933
Installation	220.840	18.001	376.646	30.701	629.229	51.290
Netzanschlusskosten	469.589	38.277	469.589	38.277	469.589	38.277
<b>Ersatzinvestitionen</b>	<b>534.375</b>	<b>43.558</b>	<b>887.275</b>	<b>72.323</b>	<b>1.453.560</b>	<b>118.482</b>
Technische Anlagen BGA	331.272	27.003	619.831	50.524	1.106.067	90.158
Restwert Technische Anlagen BGA	-73.689	-6.007	-137.878	-11.239	-246.038	-20.055

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)
Aufbereitung	486.410	39.648	712.274	58.059	1.043.017	85.018
Restwert Aufbereitung	-251.840	-20.528	-368.782	-30.060	-540.025	-44.018
Abgasbehandlung	87.554	7.137	128.209	10.451	187.743	15.303
Restwert Abgasbehandlung	-45.331	-3.695	-66.381	-5.411	-97.204	-7.923
<b><u>Betriebsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>74.838</u></b>	<b><u>84.897</u></b>	<b><u>134.534</u></b>	<b><u>152.617</u></b>	<b><u>240.373</u></b>	<b><u>272.681</u></b>
Wartung	38.849	44.071	75.435	85.575	143.680	162.992
Personal	35.689	40.486	58.799	66.702	96.393	109.350
Laboranalysen	300	340	300	340	300	340
<b><u>Verbrauchsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>491.504</u></b>	<b><u>703.011</u></b>	<b><u>982.688</u></b>	<b><u>1.418.618</u></b>	<b><u>1.987.345</u></b>	<b><u>2.868.143</u></b>
Substrateinsatz	362.369	528.159	724.739	1.056.317	1.449.477	2.112.634
Substrattransport	27.970	32.878	55.941	78.702	133.850	188.312
Elektrizität	99.641	140.183	199.396	280.528	398.793	561.055
Wasser	1.524	1.791	2.612	3.071	5.225	6.142
<b><u>Sonstige Kosten</u></b>	<b><u>17.586</u></b>	<b><u>20.671</u></b>	<b><u>28.128</u></b>	<b><u>33.063</u></b>	<b><u>45.208</u></b>	<b><u>53.140</u></b>
Versicherung	17.586	20.671	28.128	33.063	45.208	53.140
<b><u>Kosten gesamt</u></b>	<b><u>4.647.060</u></b>	<b><u>1.139.773</u></b>	<b><u>7.679.641</u></b>	<b><u>2.136.920</u></b>	<b><u>12.809.286</u></b>	<b><u>4.052.803</u></b>

Für einen Vergleich der Biomethan-Gestehungskosten zwischen den verschiedenen Aufbereitungsverfahren werden die Gesamtkosten eines Verfahrens auf die jeweilige Biomethan-Produktionsmenge umgelegt. Diese ergibt sich aus dem Rohbiogas-Volumenstrom, der jährlichen Anlagenlaufzeit, dem Methangehalt im Rohbiogas und im Produktgas sowie dem Methanschluß im Aufbereitungsprozess. Der Bedarf an Rohbiogas zur Wärmeversorgung wird bereits bei der Dimensionierung der Biogasanlage berücksichtigt, sodass der Rohbiogas-Input für den Aufbereitungsprozess bei jedem Verfahren gleich ist. Für die Ermittlung der verfahrensspezifischen Produktgasmengen werden auch verfahrensunabhängige Kennzahlen verwendet. Der Methangehalt im Produktgas wird daher als Ergebnis der Herstellerbefragung als Mittelwert über alle Aufbereitungsverfahren und Größenklassen auf 98,2 % festgelegt, der Methangehalt im Rohbiogas auf 52,3 %. Es wird eine jährliche Anlagenlaufzeit unter Vollast von 8.500 h unterstellt. Die verfahrensspezifischen Werte für den Methanschluß im Aufbereitungsprozess finden sich in Tab. 3.11. Die Aminwäsche weist den niedrigsten Wert auf, DWW und Membrantrennverfahren den höchsten.

Mit den vorgestellten Kennzahlen werden nun die produzierten und zur Generierung von Umsatzerlösen ins Gasnetz einzuspeisenden Produktgasmengen ermittelt. Bei gleicher Anlagengröße ergeben sich die Unterschiede durch den verfahrensspezifischen Methanschluß. Entsprechend ist die Produktgasmenge bei der Aminwäsche am höchsten (s. Kapitel 7.2 im Anhang).

#### 4.1.3.1 Biomethan-Gestehungskosten

Wird die Summe der Annuitäten der Kostenarten eines Verfahrens auf die Produktgasmenge umgeschlagen, so ergeben sich die spezifischen **Gasgestehungskosten**. Unter Berücksichtigung des Brennwertes von Biomethan von 10 kWh / Nm<sup>3</sup> und dem Methangehalt im Produktgas von 98,2 % können die Gestehungskosten wiederum auf den Brennwert des Produktgases bezogen werden. Dieses Vorgehen erlaubt im späteren Verlauf den Abgleich mit den Erlösen, die zumeist auf den Brennwert bezogen sind. Tab. 4.8 gibt die Biomethangestehungskosten bezogen auf den Brennwert für die verschiedenen Aufbereitungsverfahren und Anlagengrößen wieder.

**Tab. 4.8: Produktgasgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße**  
Quelle: eigene Berechnungen

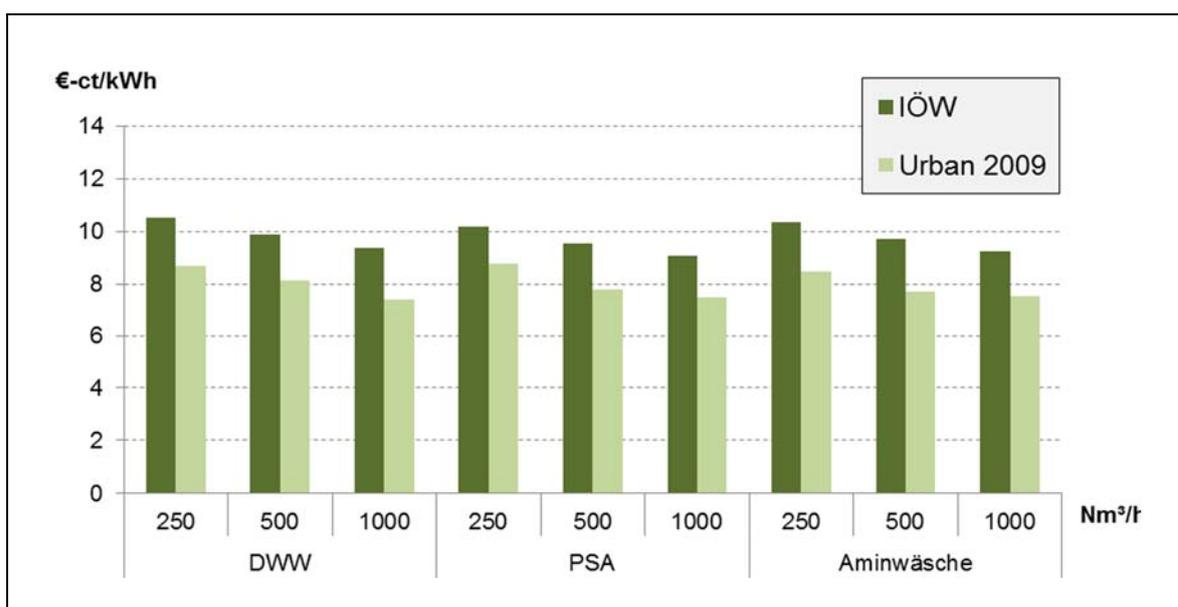
Erläuterung: Die in Klammern angegebenen Werte berücksichtigen die Minimum- und Maximumwerte für Strombedarf und Methanschluß (s. Kapitel 3.2.3) sowie beim Verfahren Aminwäsche das Vorhandensein einer kostenlosen Wärmequelle am Standort der Aufbereitungsanlage.

Verfahren / Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh]	500 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh]	1.000 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh]
Druckwasserwäsche	10,5 (10,3; 11,0)	9,9 (9,7; 10,3)	9,4 (9,2; 9,8)
Aminwäsche	10,3 (9,7; 10,5)	9,7 (9,1; 9,9)	9,3 (8,6; 9,4)
Druckwechseladsorption	10,2 (9,7; 10,9)	9,6 (9,1; 10,3)	9,1 (8,6; 9,8)
Mem-Trenn	10,2 (9,9; 10,6)	9,6 (9,3; 9,9)	9,1 (8,8; 9,4)
Mem-Kont	9,5 (9,3; 10,0)	9,0 (8,8; 9,4)	8,8 (8,6; 9,2)

Die Ergebnisse zeigen, dass das neue Membrankontaktoren-Verfahren konkurrenzfähige Biemethan-Gestehungskosten in den betrachteten Anlagengrößen aufweist. In der kleinsten Anlagenklasse ist der Vorsprung zu den nächstteureren Verfahren (PSA, Aminwäsche und Membrantrennverfahren) am größten. Der Vorteil in der kleinsten Anlagenklasse ergibt sich für das Membrankontaktoren-Verfahren durch die relativ geringen Investitions- und Wartungskosten. Dabei ist zu beachten, dass das Membrankontaktoren-Verfahren einen geringeren Methanreinheitsgrad erzielt (stabil 95 %) als andere Verfahren. Eine weitere Verfahrensentwicklung kann demnach auch zu einer Teuerung führen. Die DWW weist in allen drei Größenklassen die höchsten Gestehungskosten auf. Der Abstand zu den nächstgünstigen Verfahren ist jedoch teilweise sehr gering und der Abstand zu allen übrigen Verfahren verringert sich mit steigender Anlagengröße. Dieser Effekt ist teilweise durch eine größere Kostendegression und einem geringeren Anteil der Substratkosten an den Gesamtkosten in der größten Anlagenklasse zu erklären. So liegen die Gestehungskosten der DWW in der größten Anlagenklasse um nur ca. 1 % über den Kosten der Aminwäsche.

Bei der Interpretation der Produktgasgestehungskosten ist zu beachten, dass die Werte insbesondere bei der mittleren und größten Anlagengröße sehr nah beieinander liegen. Außerdem überlappen sich die Bandbreiten der Gestehungskosten, die sich bei Berücksichtigung der Unsicherheit in den Strombedarfen und im Methanschlupf ergeben. Daraus lässt sich schließen, dass vielfach die Standortbedingungen darüber entscheiden, welches Verfahren die geringsten Gestehungskosten aufweist. Ist beispielsweise eine günstige oder kostenlose Abwärmequelle am Standort der Aufbereitungsanlage vorhanden, die die erforderliche Prozesswärme bereitstellt, so fallen die Produktgasgestehungskosten für die Aminwäsche deutlich geringer aus. Insbesondere in der größten betrachteten Anlagengrößenklasse sind die Unterschiede zwischen den Verfahren gering, sodass hier vor allem die Standortbedingungen entscheidend für die ökonomische Vorteilhaftigkeit sind.

Ein Vergleich mit den in anderen Publikationen erarbeiteten Produktgasgestehungskosten zeigt, dass die Ergebnisse für die Verfahren DWW, PSA und Aminwäsche größtenteils mit bisherigen Publikationen vergleichbar sind (s. Abb. 4.1). Dabei ist zu beachten, dass die Berechnungen auf unterschiedlichen Datengrundlagen und Annahmen zu den Annuitätsfaktoren basieren. Mangels



**Abb. 4.1: Vergleich der Produktgasgestehungskosten**

Quelle: eigene Berechnungen; Urban et al. (2009)

detaillierter Kenntnisse über die verwendeten Kennzahlen in Urban et al. (2009) ist eine Bewertung der Unterschiede nur begrenzt möglich.

Das Verhältnis der Ergebnisse des IÖW zu denen der vergleichbaren Publikation beträgt ca. 127 %. Dieser über alle Größenklassen und Aufbereitungsverfahren gleichbleibende Wert spricht für einen grundlegenden Unterschied in den Berechnungen. Hier kommen die Investitionskosten für die Aufbereitungsanlage in Frage. Gegenüber Urban et al. (2009) sind in der vorliegenden Berechnung um etwa 10 % höhere Investitionskosten zugrunde gelegt worden. Dieser Aufschlag verteilt sich zu etwa gleichen Teilen auf die Aufbereitungsanlage und die Rohgasbereitstellung. Der größere Unterschied der zugrunde gelegten Kostenpositionen im Vergleich zu Urban et al. (2009) besteht bei dem Posten Wartung und Instandhaltung. Für die Rohgasbereitstellung wurde die gleiche Annahme wie bei Urban et al. (2009) getroffen, nach der die Wartungs- und Instandhaltungskosten sich auf 2 % der Anlageninvestition belaufen. Für die Aufbereitungsanlage wurde jedoch aufgrund der Informationslage ein von der Produktionsmenge abhängiger Betrag für einen Vollwartungsvertrag verwendet, der die gesamten Wartungskosten auf mehr als das Doppelte im Vergleich zu Urban et al. (2009) anhebt. Diese Differenz in den Wartungskosten ist bei allen Anlagenklassen nahezu gleich groß. Weiterhin ermitteln Urban et al. (2009) die Betriebskosten nicht preisdynamisch, sondern unabhängig von Teuerungsraten über die Anlagenlaufzeit. Allein dieser methodische Unterschied kann über die Hälfte der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten erklären. Die Verwendung des preisdynamischen Annuitätenfaktors für die in den Betriebsjahren anfallenden Kosten wird allerdings von der VDI-Norm 2067 dringend empfohlen.

Werden diese methodischen Unterschiede und die in der kleinsten Anlagengrößenklasse vergleichsweise hohen Wartungskosten herausgerechnet, so ergeben sich Produktgasgestehungskosten auf gleichem Niveau. Die Unterschiede der hier ermittelten Produktgasgestehungskosten können somit aufgrund der Unterschiede in der Datengrundlage und der methodischen Herangehensweise erklärt werden.

#### 4.1.3.2 Gewinne, Verluste und die Rentabilität verschiedener Aufbereitungsverfahren

Zur Ermittlung der Gewinnsituation der Aufbereitungsverfahren werden zunächst die Erlöse festgelegt. Dabei wird zwischen zwei Vermarktungsrichtungen unterschieden, die beide die Einspeisung des Biomethans ins Gasnetz voraussetzen. Biomethan kann im Wärmemarkt für Haushaltskunden abgesetzt werden. Da Biomethan im Durchschnitt um etwa 100 % teurer bereitgestellt wird als Erdgas, ist die teilweise höhere Zahlungsbereitschaft der Haushaltskunden für eine erneuerbare Gasversorgung trotzdem nicht ausreichend für eine vollständige Biomethanversorgung einzelner Kunden. Vielmehr findet Biomethan als Beimischprodukt mit einem Mengenanteil von bis zu 10 % Verwendung. Entsprechend fallen auch die höheren Bereitstellungskosten nicht vollständig ins Gewicht. Laut FNR (2014c, 128f.) liegt der durchschnittliche Preis, der vom Endkunden im Wärmemarkt für Biomethan gezahlt wird, bei ca. 0,126 € / kWh. Unter Abzug von Steuern und Netznutzungsentgelten sowie unter Anrechnung vermiedener Netzentgelte wird somit ein Erlös für den Biomethanproduzenten in Höhe von 0,088 € / kWh ermittelt.

Eine alternative Vermarktungsrichtung besteht mit dem Absatz von Biomethan an Erdgas-BHKW-Betreiber, die den Brennstoff aus dem Gasnetz beziehen. Diese Vermarktungsrichtung wird als KWK-Nutzung bezeichnet. Dabei spielen vor allem die Anlagenkonfiguration und die Erlösmöglichkeiten der BHKW eine wichtige Rolle für die Höhe der Erlösmöglichkeiten der Biomethan-Lieferanten. Zunächst wird auf die Situation vor der letzten EEG-Novellierung eingegangen. Nach FNR (2014c, 126f.) lassen sich für verschiedene Leistungsgrößen der BHKW und für die Einsatzstoffklassen I und II nach EEG 2012 7,9 bis 9,8 €ct pro kWh Produktgas erzielen (Einsatzstoffklasse I:

NawaRo; Einsatzstoffklassen II: u.a. Gülle). Die unterschiedlichen Erlösmöglichkeiten der Einsatzstoffklassen werden zur Bestimmung eines Durchschnittserlöses nach dem energiebezogenen Substratmix gewichtet. Bezüglich der Leistungsgröße der BHKW werden nur die Erlöse bei Anlagengruppen über 500 kW elektrischer Leistung berücksichtigt. Begründet wird diese Annahme vor dem Hintergrund der deutlich geringeren Erlösmöglichkeiten für Biomethan-Produzenten bei kleineren BHKW, die meist nicht kostendeckend sind. Vor dem Hintergrund des hohen Anteils an Biomethan, der über Händler vertrieben wird (Bundesnetzagentur 2014, 28f)<sup>12</sup>, wird davon ausgegangen, dass eine größenabhängige Differenzierung nicht notwendig und ein durchschnittlicher Erlös für die Biomethan-Produzenten realitätsnah ist. Unter diesen Annahmen ergibt sich ein mittlerer Erlös von 0,084 € / kWh Produktgas.

Weiterhin wird angenommen, dass den Biomethanproduzenten für den Absatz an einen Händler nochmals Kosten für dessen Marge in Höhe von 0,0035 € / kWh Produktgas entstehen (FNR 2014c, 118). Unter Berücksichtigung des preisdynamischen Annuitätenfaktors der Einzahlungen ergibt sich die Einzahlungsannuität. Unter Abzug der einzelnen Kostenannuitäten resultiert die Gesamtannuität. Bei positiver Ausprägung liegt eine positive Wirtschaftlichkeit, also ein Gewinn, vor, bei negativer Ausprägung ein Verlust. Da bei allen Aufbereitungsverfahren die gleichen Erlöse angenommen werden, weisen diejenigen Verfahren mit den niedrigsten Gestehungskosten die höchste Gesamtannuität auf. Insgesamt gilt ebenso wie bei den Produktgasgestehungskosten, dass einige Betriebsparameter wie der Strombedarf und der Methanschluß die Annuitäten stark beeinflussen. Eine generelle Aussage, welches Verfahren am wirtschaftlichsten ist, ist daher nicht möglich – Anlagenauslegung und Standortbedingungen entscheiden über die ökonomische Vorteilhaftigkeit.

Dennoch sind in der Tendenz einige Schlussfolgerungen möglich. Tab. 4.9 und Abb. 4.2 zeigen auf, dass die Erlöse der Vermarktungsrichtung „Wärmemarkt Haushalte“ in der kleinsten Anlagengruppe bei der Aminwäsche sowie den beiden Membranverfahren in der Regel kostendeckend sind. Das Verfahren der PSA kann bei günstigen Bedingungen kostendeckend sein, während das Verfahren DWW bei solch kleinen Anlagen in der Regel nicht kostendeckend ist. Die etwas niedrigeren Erlöse der Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ sind dagegen nur bei günstigen Rahmenbedingungen kostendeckend. Das Membrankontaktoren-Verfahren weist hier Kostenvorteile auf.

**Tab. 4.9: Gesamtannuitäten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße (EEG 2012)**

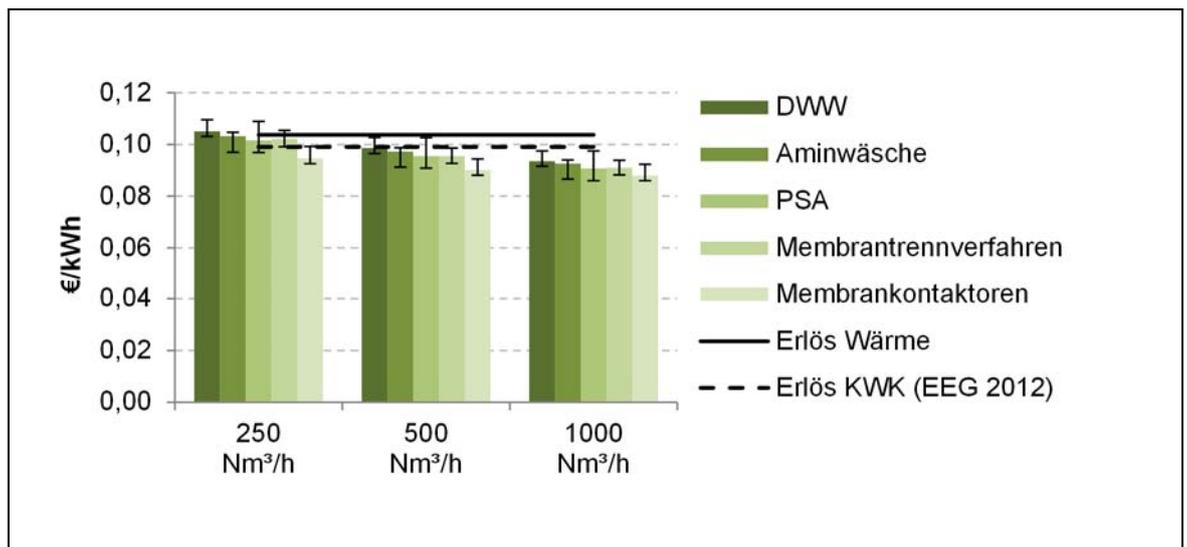
Quelle: eigene Berechnungen

Erläuterung: Die in den Zellen angegebenen Werte berücksichtigen die Minimum- und Maximumwerte für Strombedarf und Methanschluß (s. Kapitel 3.2.3) sowie beim Verfahren Aminwäsche das Vorhandensein einer kostenlosen Wärmequelle am Standort der Aufbereitungsanlage.

Verfahren / Anlagengröße	Vermarktungsrichtung	250 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh Produktgas]	500 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh Produktgas]	1.000 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh Produktgas]
DWW	Wärme	-0,6 – 0,1	0,1 – 0,7	0,6 – 1,2
	KWK	-1,1 – -0,4	-0,4 – 0,3	0,2 – 0,8

<sup>12</sup> Im Jahr 2013 betrug der an Händler abgesetzte Anteil ca. 60 % mit steigender Tendenz seit 2011.

Verfahren / Anlagengröße	Vermarktungsrichtung	250 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh Produktgas]	500 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh Produktgas]	1.000 Nm <sup>3</sup> / h [€ct / kWh Produktgas]
Aminwäsche	Wärme	-0,1 – 0,7	0,5 – 1,3	1,0 – 1,7
	KWK	-0,6 – 0,2	0,0 – 0,8	0,5 – 1,3
PSA	Wärme	-0,5 – 0,7	0,1 – 1,3	0,6 – 1,8
	KWK	-1,0 – 0,2	-0,4 – 0,8	0,2 – 1,3
Mem-Trenn	Wärme	-0,2 – 0,5	0,5 – 1,1	1,0 – 1,6
	KWK	-0,6 – 0,0	0,0 – 0,6	0,5 – 1,1
Mem-Kont	Wärme	0,5 – 1,1	0,9 – 1,6	1,2 – 1,8
	KWK	-0,0 – 0,7	0,5 – 1,1	0,7 – 1,3



**Abb. 4.2: Produktgasgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße und Erlöse nach Vermarktungsrichtung (nach EEG 2012)**

Quelle: Eigene Darstellung, eigene Berechnungen, \*jeweils basierend auf Angaben einzelner Unternehmen

Erläuterung: Die Fehlerbalken berücksichtigen die Minimum- und Maximum-Werte für Strombedarf und Methanschluß (s. Kapitel 3.2.3) sowie beim Verfahren Aminwäsche das Vorhandensein einer kostenlosen Wärmequelle am Standort der Aufbereitungsanlage.

In der mittleren Anlagenklasse sind die Erlöse beider Vermarktungsrichtungen bereits bei fast allen Verfahren kostendeckend; ausschließlich PSA und DWW weisen im Rahmen des untersuchten Parametersets teilweise negative Gesamtannuitäten auf. In dieser Größenklasse zeigt sich ebenfalls der Vorsprung der Gestehungskosten des Membrankontaktoren-Verfahrens. Bei allen Verfah-

ren kann eine Änderung bestimmter Parameter das Ergebnis beeinträchtigen, sodass die Gesamtannuität negativ ausfällt (z.B. der Preis für Mais, s. Sensitivitätsanalyse im nächsten Abschnitt). Die mittlere Anlagenklasse kann daher unter den gegebenen Parametern und Rahmenbedingungen als Mindestgröße für einen wirtschaftlichen Betrieb angesehen werden. Diese Erkenntnis wird durch die Entwicklung des Anlagenbestandes bestätigt, der ab dem Jahr 2009 eine deutliche Tendenz zu mittleren und großen Anlagen aufweist.

In der größten Anlagenklasse zeigen sich die Erlöse beider Vermarktungsrichtungen bei allen Verfahren als kostendeckend. Der Abstand der Gesamtannuitäten der PSA und des Membrantrenn-Verfahrens zum Membrankontakorenverfahren verringert sich mit steigender Anlagengröße. Hier kommen eine höhere Kostendegression beider Verfahren und der teilweise geringere Strombedarf der PSA zum Tragen. Für die DWW liegt in der Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ nur in der größten Anlagenklasse ein stabil positives Ergebnis vor. Mit den höchsten Gestehungskosten ist eine positive Gesamtannuität für dieses Verfahren generell nur unter günstigen Kosten-Voraussetzungen oder bei höheren Erlösmöglichkeiten stabil gegeben.

Die Ergebnisse sind aber auch vor dem Hintergrund der unterstellten Datengrundlagen und Annahmen zu verstehen. Günstigere Ausprägungen bestimmter Kosten oder technischer Parameter können das Ergebnis verändern. Die im folgenden Kapitel dargestellte Sensitivitätsanalyse untersucht den Einfluss verschiedener Parameter.

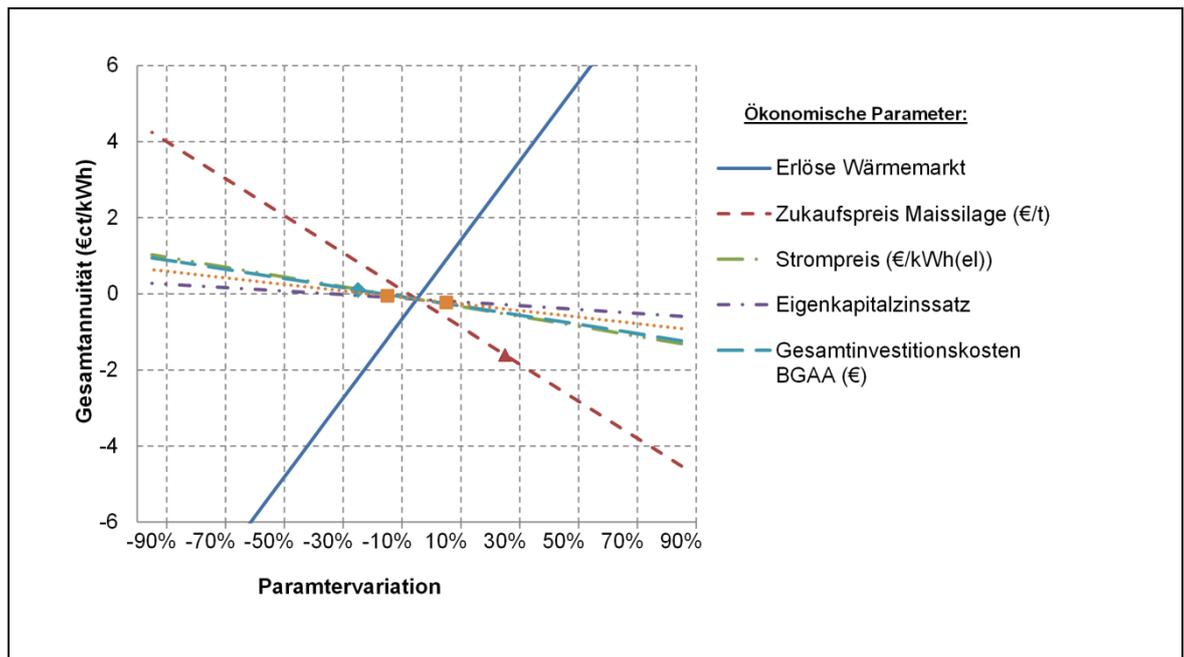
#### 4.1.3.3 Sensitivitätsanalysen

Eine Vielzahl von Parametern ist bei der Berechnung der Gesamtannuitäten der Aufbereitungsverfahren zu berücksichtigen. Da aufgrund der Datenlage für viele der Parameter Durchschnittswerte genutzt werden und einige Parameter bei den Anlagen mit hoher Unsicherheit behaftet sind, beziehungsweise die Parameter (z.B. Elektrizitätsbedarf) eine größere Bandbreite an Werten annehmen können, wird in diesem Abschnitt eine Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Kennzahlen vorgestellt. Beispielhaft werden in Abb. 4.3 die Ergebnisse der DWW für die mittlere Anlagengröße mit einem Volumenstrom von 250 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogas und der Vermarktungsrichtung „Wärmemarkt Haushaltskunden“ vorgestellt. Dabei wurden die Parameter jeweils in Schritten von 10 % im Bereich von -90 % bis +90 % variiert, um die Auswirkungen auf die Gesamtannuität zu bestimmen. Die Variation eines einzelnen Parameters wurde unter Beibehaltung der Ursprungswerte der jeweils anderen Parameter vorgenommen. Je stärker ein Parameter variiert wird, desto stärker kann sich sein Einfluss auf das Gesamtergebnis ändern, sodass sich die Steigung der Geraden der anderen Parameter gegenüber ihren ursprünglichen Werten ändern kann.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass vor allem die Erlöse im Wärmemarkt sowie der Zukaufspreis für Silomais als Biogassubstrat einen signifikanten Einfluss auf die Gesamtannuität haben. Mit der durchschnittlichen Parameterkonstellation weist die Anlage eine knapp positive Gesamtannuität auf. Allerdings kann bereits eine Steigerung der Erlöse im Wärmemarkt um ca. 5 % die Gesamtannuität in den positiven und stabilen Gewinnbereich verschieben. Angesichts insgesamt steigender Energiepreise ist zukünftig eher mit einem Anstieg der Erlöse zu rechnen, sodass mit einer Stärkung der positiven Gesamtannuität gerechnet werden kann.<sup>13</sup> Dieser Zusammenhang ist auch

---

<sup>13</sup> Nach BMWi (2014b) ist in den letzten Jahren ein mittel- bis langfristiger Trend steigender Preise für sämtliche Energieformen, sowohl für Haushalte als auch für die Industrie zu verzeichnen.



**Abb. 4.3: Sensitivitätsanalyse für das Verfahren Druckwasserwäsche bei 500 Nm<sup>3</sup> / h**

Quelle: Eigene Darstellung, eigene Berechnungen

übertragbar auf die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“, da hier die gleichen Kostenstrukturen vorliegen und lediglich die Erlöse ein anderes Ausgangsniveau haben. Dabei ist allerdings zu beachten, dass das Ausgangsniveau der KWK-Erlöse niedriger ist und somit systematisch ein größerer Anstieg der Erlöse notwendig ist, um eine positive Gesamtnnuität zu erreichen.

Der Zukaufspreis der Maissilage ist vor dem Hintergrund der intensiv geführten Diskussionen um Nutzungskonkurrenzen mit den Futter- und Nahrungsmittelmärkten, aber auch vor dem Hintergrund der kritischen ökologischen Bewertung des Einsatzes von Mais zur Energieerzeugung, von großem Interesse. Da dieser Parameter eine Kostenposition in der Wirtschaftlichkeitsrechnung darstellt, weist die Gerade der Sensitivitätsanalyse eine negative Steigung auf. Allerdings ist der Einfluss nicht so groß, wie der Einfluss der Erlöse am Wärmemarkt. Angesichts der jährlichen Preissteigerung von Silomais als Biogassubstrat in den letzten Jahren von durchschnittlich 4,5 % kann für diese Größenklasse des DWW-Verfahrens unter den angenommenen Parametern keine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Preissenkungen des Maissubstrates erwartet werden. Dies erlaubt den Rückschluss, dass alternative Substrate zur Biogasbereitstellung, die keiner oder einer abgeschwächten Konkurrenz zu anderen Märkten unterliegen, eine Verbesserung oder zumindest eine Stabilisierung der wirtschaftlichen Situation der Biogasaufbereitung fördern können, sofern die zu erwartende Preisentwicklung geringer ausfällt als bei Silomais.

Erkennbar an den geringen Steigungen der Geraden der anderen variierten Parameter, kann diesen kein großer Einfluss auf die Gesamtnnuität bescheinigt werden. Sowohl die Gesamtinvestitionskosten als auch der unterstellte Eigenkapitalzinssatz und die Stromkosten weisen einen ähnlichen Einfluss auf niedrigem Niveau auf, der erst ab einer Absenkung um mindestens 30 bis 50 % ein signifikant besseres Ergebnis erzeugen würde. Durch die in Tab. 3.11 angegebene Bandbreite an Input-Werten (z.B. Strombedarf) kann sich die Reihenfolge in der Höhe der Produktgastehungskosten und Gesamtnnuitäten ändern. Das heißt die Standortbedingungen und die konkrete Ausführung der Anlagen beeinflusst, ob ein bestimmtes Verfahren aus wirtschaftlichen Gründen

einem anderen gegenüber zu bevorzugen ist. Die aufgeführten Zahlen zeigen entsprechend Tendenzen auf, die Reihenfolge der Verfahren muss nicht in jeder Situation die gleiche sein.

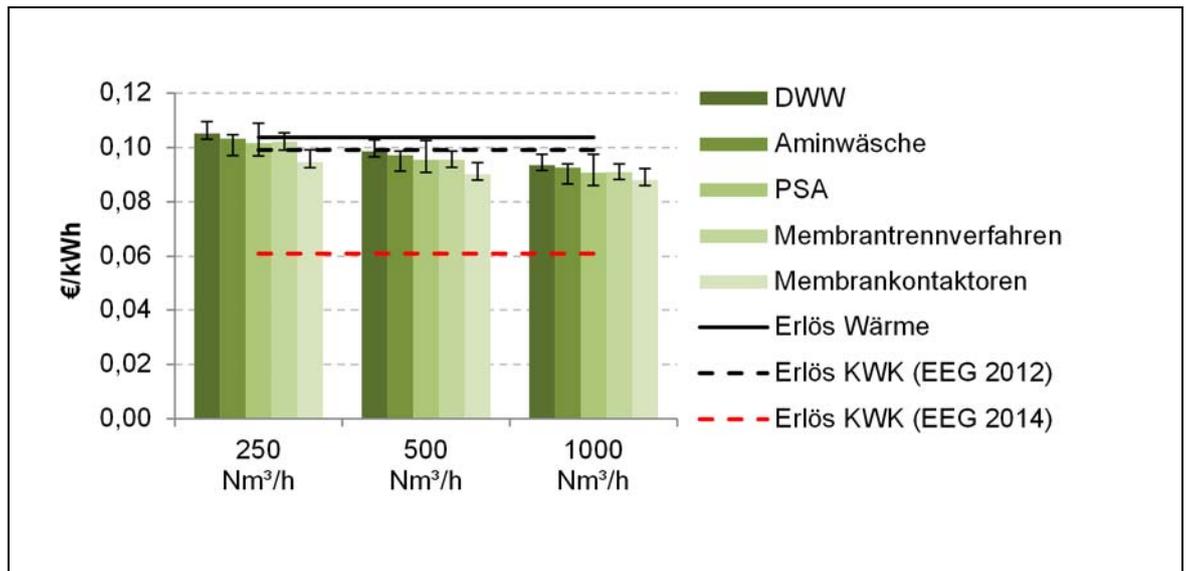
Die erreichbare Eigenkapitalrentabilität lässt sich ebenfalls mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse bewerten. So wird mit dem Mischkalkulationszins eine angestrebte Eigenkapitalverzinsung von 10 % unterstellt. Da die Gesamtannuität nahe Null liegt, wird die Eigenkapitalverzinsung nur knapp erreicht. Eine höhere Rendite erzeugt unter Beibehaltung der anderen Parameter eine negative Gesamtannuität. Da die unterstellte Eigenkapitalrendite von 10 % in der Branche als Zielwert anzusehen ist, kann bei diesem speziellen Fall bereits eine leichte Abweichung eines der Parameter die Investitionsentscheidung beeinflussen (vgl. Kapitel 7.1).

Für die Parameter Gesamtinvestitionskosten, Strombedarf und Zukaufspreis für Maissilage sind spezifische Grenzwerte der Gesamtannuität markiert worden, die sich aus den Extremwerten des jeweiligen Parameters ergeben. So gibt die Literatur für den Strombedarf gewisse Bandbreiten an. Für die Maissilage ist eine steigende Entwicklung des Zukaufspreises festgestellt worden, sodass hier ein oberer Grenzwert eingetragen wurde, der eine deutlich negative Gesamtannuität bewirken würde (FNR 2014d). Die Kosten für die Anlageninvestitionen sind aufgrund der abweichenden Anlagen-Größenklassen in den Datenquellen extrapoliert worden. Hier wurde angenommen, dass die Spannbreite der spezifischen Investitionskosten von den Werten der beiden Größenklassen bestimmt wird, zwischen denen sich die jeweils abgebildete Größenklasse befindet. Die Klasse mit einem Rohbiogasdurchsatz von  $500 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  beispielsweise liegt zwischen den literaturbasierten Größenklassen von  $400$  und  $700 \text{ Nm}^3 / \text{h}$ . Die spezifischen Investitionskosten dieser Ober- und Untergrenzen werden ebenfalls als Extremwerte eingetragen. Es wird deutlich, dass die Spannbreite des Strombedarfs für sich genommen kaum eine Möglichkeit für eine positive Gesamtannuität bietet. Sollten neben einem minimalen Strombedarf auch geringere Investitionskosten erreichbar sein, so könnte die Gesamtannuität gegebenenfalls leicht positiv werden.

Die Sensitivitätsanalysen der anderen Aufbereitungsverfahren und Größenklassen zeigen auf, dass diejenigen Fallbeispiele mit positiver Gesamtannuität in erheblichem Ausmaße von der steigenden Preisentwicklung für Maissilage gefährdet werden. Alle Aufbereitungsverfahren weisen in der mittleren und großen Anlagenklasse eine negative Gesamtannuität auf, wenn der Zukaufspreis für Maissilage auf den oberen Extremwert angehoben wird. Weiterhin ist erkennbar, dass die Aufbereitungsverfahren und Größenklassen mit negativer Gesamtannuität auch mit einer Absenkung der Eigenkapitalverzinsung unter das Niveau der Fremdkapitalzinsen nicht kostendeckend werden. Bei einigen Verfahren und Größenklassen mit positiver Gesamtannuität können allerdings bis zu 19 % Eigenkapitalverzinsung erreicht werden, bevor die Gesamtannuität negativ wird.

#### 4.1.3.1 Auswirkungen der EEG-Novelle 2014

Die Veränderungen der gesetzlichen Grundlagen haben für die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung aller Aufbereitungsverfahren und bei allen Anlagengrößen (s. Abb. 4.4). Aufgrund der sinkenden Erlöse wird die unter den gegebenen Annahmen ermittelte Gesamtannuität in allen Fällen gegenüber der Situation unter dem EEG 2012 gesenkt. Die bereits unter der alten Fassung des EEG 2012 größtenteils als unwirtschaftlich bewerteten Kleinanlagen weisen eine noch niedrigere Gesamtannuität auf (s. Tab. 4.10). Die teilweise nur sehr knapp unwirtschaftlichen Anlagen mittlerer Größe weisen unter der Fassung des EEG 2014 eine deutlich negative Gesamtannuität auf. Am deutlichsten sind die Auswirkungen bei den großen Anlagen mit  $1.000 \text{ Nm}^3 / \text{h}$ . Die unter der Annahme des EEG 2012 wirtschaftlichen Aufbereitungsverfahren dieser Größenklasse, sind sich unter den Bedingungen des EEG 2014 ohne Ausnahme unwirtschaftlich.



**Abb. 4.4: Produktgasgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße und Erlöse nach Vermarktungsrichtung (KWK-Erlöse nach EEG-Regime)**

Quelle: Eigene Berechnungen, \*jeweils basierend auf Angaben einzelner Unternehmen Erläuterung: Die Fehlerbalken berücksichtigen die in angegebenen Minimum- und Maximum-Werte für Strombedarf und Methanschluß sowie beim Verfahren Aminwäsche das Vorhandensein einer kostenlosen Wärmequelle am Standort der Aufbereitungsanlage.

**Tab. 4.10: Gesamtannuitäten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengröße (EEG 2014)**

Quelle: eigene Berechnungen

Verfahren / Anlagengröße	EEG-Fassung	250 Nm³ / h [€ct / kWh Produktgas]	500 Nm³ / h [€ct / kWh Produktgas]	1.000 Nm³ / h [€ct / kWh Produktgas]
Alle Verfahren	EEG 2014	-3 bis -5	-3 bis -4	-3

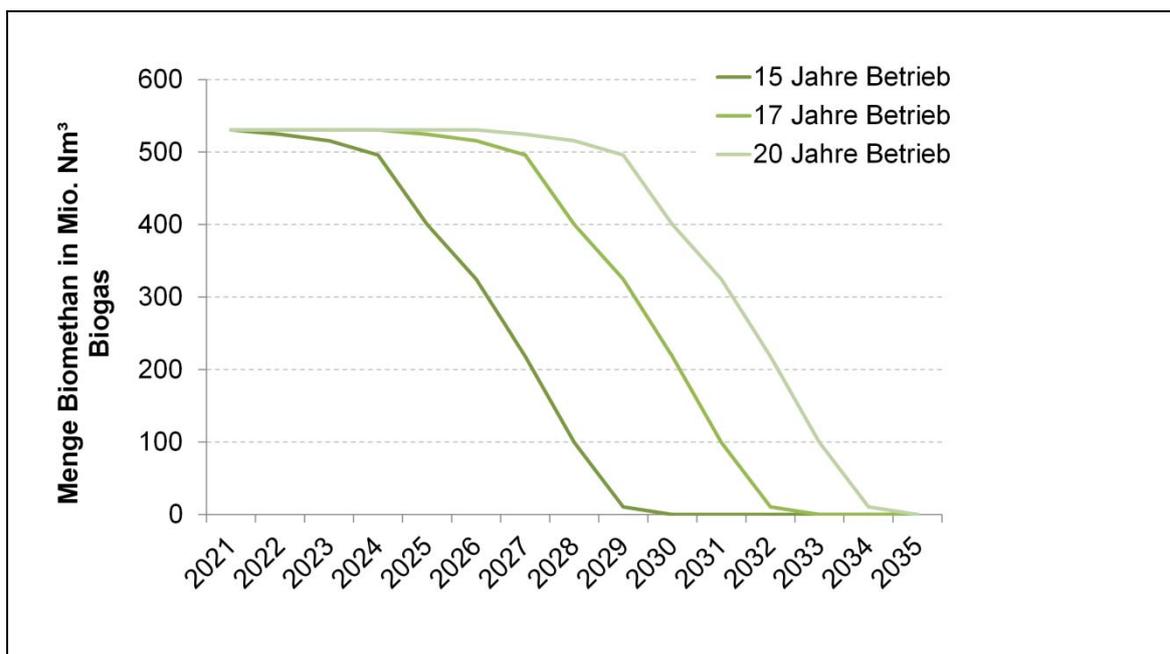
Demnach ist die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ für zukünftige Neuanlagen unter den hier unterstellten Voraussetzungen und Annahmen nicht mehr attraktiv. Diese Aussage gilt unabhängig von den in den vorherigen Kapiteln berücksichtigten Bandbreiten für die Parameter wie Strombedarf, Wärmebedarf und Methanschluß.

Noch im Jahr 2012 wurde etwa 80 % der in Deutschland gehandelten Menge an Biomethan zur Nutzung in BHKW oder in Gaskraftwerken verwendet. Dementsprechend bricht die für den Biomethanmarkt bedeutendste Vermarktungsoption weg. Aufgrund der Regelung für den geltenden Inbetriebnahme-Zeitpunkt zur Festlegung der Vergütung für Biomethan-BHKW gelten diese Ergebnisse auch für BHKW, die bereits unter der Geltung älterer EEG-Fassungen in Betrieb waren und nach dem 1. August 2014 auf Biomethan umstellen. Ob die Wärmenutzung oder andere Vermarktungsoptionen wie die Kraftstoffnutzung diesen Marktverlust kompensieren können, hängt von der Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen ab und wird in Kapitel 4.2.3 näher beleuchtet.

Die nach §45 EEG 2014 geltenden Vergütungssätze für Bioabfälle stellen für die hier betrachteten Biogasanlagen im Rahmen der landwirtschaftlichen Nutzung keine Alternative für die weggefallenen Boni dar. Das EEG 2014 sieht für Bioabfälle einen minimalen Masseanteil von 90 % vor, sodass vor allem Abfallentsorgungsunternehmen als Betreiber in Frage kommen. Weiterhin ist für die Vergärung von Bioabfällen eine andere Vergärungstechnologie, die Trockenfermentation, notwendig, die andere Kostenstrukturen aufweist als die hier abgebildete Nassfermentation.

Allerdings war es bereits unter dem EEG 2012 für Betreiber von Bioabfallvergärungsanlage schwierig, für Biomethan einen Preis zu erzielen, der mit der Direktverstromung vor Ort konkurrenzfähig war. Das Monitoring der Bundesnetzagentur verzeichnete in den vergangenen Jahren fallende Preise für Biomethan aus Bioabfällen. Aus Sicht des Witzenhausen-Instituts<sup>14</sup> ist eine Aufbereitung von Biogas aus Abfällen unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur dann überlegenswert, wenn die Verwertung außerhalb des EEG erfolgt – beispielsweise in einem Konzept, wie es die Berliner Stadtreinigung umgesetzt hat (hier wird das Biomethan als Kraftstoff in der eigenen Müllfahrzeugflotte eingesetzt) – oder wenn die gesamte Verwertungskette bis zum Endkunden in einer Hand liegt und beim Endkunden sehr gute Wärmesenken vorliegen.

Insgesamt ist zu erwarten, dass aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren deutlich weniger Biogasaufbereitungsanlagen zugebaut werden als zuvor. Dies hat zur Folge,



**Abb. 4.5: Mögliche Entwicklung der jährlichen Biomethaneinspeisung**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Darstellung basiert auf einer Fortschreibung der Einspeisemengen der bestehenden Aufbereitungsanlagen (dena 2014a); Stand: 25.06.2014. Vereinfacht wurde angenommen, dass in 2015 nur die bereits geplanten und danach keine neuen Anlagen zugebaut werden.

<sup>14</sup> Mitteilung per E-Mail von Thomas Raussen, 1.12.2014.

dass die jährlich eingespeiste Menge an Biomethan bis 2020 etwa gleich bleiben beziehungsweise nur geringfügig zunehmen wird. Danach ist mit einem Rückgang zu rechnen, da bei einer Laufzeit von 15 bis 20 Jahren zwischen 2020 und 2025 die ersten Anlagen wieder aus dem Betrieb gehen werden (siehe Abb. 4.5). Diese vereinfachte Prognose weist auf die deutliche Diskrepanz zwischen der Rolle des Biomethans in den in Kapitel 2.1 vorgestellten Energieszenarien und den aktuellen politischen Rahmenbedingungen hin.

#### 4.1.4 Schlussfolgerungen aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die noch relativ junge Technologie der Biogasaufbereitung war bereits vielfach Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen, die nicht nur technischer Natur waren, sondern auch ökonomische Aspekte berücksichtigt haben. Dabei sind die meisten Publikationen vor mehreren Jahren erarbeitet worden (vgl. Ramesohl et al. 2005; Urban et al. 2009; Thrän et al. 2011) Aufgrund der Kostenentwicklung einzelner Aufbereitungsverfahren, aber auch aufgrund der Marktdynamik im Bereich der Energiewirtschaft erscheint daher eine erneute Bewertung angebracht und liefert – insbesondere vor dem Hintergrund der EEG-Novellierung im vergangenen Jahr – neue Erkenntnisse.

Zunächst ist die Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeitsbewertungen der verschiedenen Aufbereitungsverfahren von Interesse. Die am Markt verfügbaren Aufbereitungsverfahren sind nach den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsbewertung in der Lage kostendeckend zu arbeiten. Dabei zeigen sich die Aminwäsche und die PSA mit zunehmender Anlagegröße vergleichsweise profitabler, da hier die Größenvorteile stärker ins Gewicht fallen und die Technologien einen relativ geringen Strombedarf im Betrieb aufweisen. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass das neue Membrankontaktoren-Verfahren im Vergleich zu den bereits etablierten Aufbereitungsverfahren wettbewerbsfähig ist und vor allem im Bereich kleiner bis mittlerer Anlagengrößen Kostenvorteile aufweisen kann. Gerade im Bereich der Anlagengröße von 350 bis 700 Nm<sup>3</sup> / h ist in den letzten Jahren der größte Zubau zu verzeichnen, sodass hier ein Potenzial für das neue Verfahren gegeben ist.

Die generell hohen Gestehungskosten bei Kleinanlagen können in der Realität fallweise geringer ausfallen als hier angenommen, je nach Anlagendimensionierung, -ausgestaltung und -fahrweise. Somit können bei diesen Anlagen die Erlöse unter Umständen ebenfalls kostendeckend sein. Auch die Erlöse in den beiden Vermarktungsrichtungen sind Durchschnittswerte, die je nach Situation in der Realität höher liegen und damit die Kosten decken können. Darauf weist auch die Sensitivitätsanalyse hin.

Zu erkennen ist trotz der vielfach wirtschaftlich darstellbaren Situation der unterschiedlichen Aufbereitungsverfahren, dass die Erlösmöglichkeiten oftmals ausschlaggebend sind. Gerade für die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ besteht aufgrund der Regulierung der Vergütung für die Verstromung von Biogas beziehungsweise -methan eine hohe Abhängigkeit von den Förderbedingungen. Der tiefe Einschnitt der Förderbedingungen im Rahmen der EEG-Novellierung gefährdet den bisher größten Absatzmarkt für Biomethan aus Aufbereitungsanlagen. In keiner der Anlagenvariationen kann für die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ eine wirtschaftliche Situation ermittelt werden. Da die Überlebensfähigkeit der Biogasaufbereitungstechnologien nun von den anderen Vermarktungsrichtungen der Wärmeerzeugung und des Kraftstoffeinsatzes abhängen, sind die Entwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen auf diesen Absatzmärkten in Zukunft von besonderer Bedeutung.

## 4.2 Wertschöpfung und Beschäftigung

Regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Einsatz erneuerbarer Energien (EE) spielen seit einigen Jahren sowohl bei der Förderung von EE als auch bei regionalen Akteuren, wie Kommunalvertretern, Anlagenplanern und Investoren eine immer wichtigere Rolle. Heimische Energieträger können den Import von fossilen Energieträgern ersetzen und so einen bisher abfließenden Teil der Wertschöpfung in die eigene Region verlagern. Durch den kleinteiligen und dezentralen Charakter der meisten EE-Anlagen wird im Gegensatz zum konventionellen, eher zentral geprägten System eine hohe Anzahl an Akteuren beteiligt, die auch an den finanziellen und den Arbeitsplatz-Effekten teilhaben. Die Energiewende birgt daher für viele Regionen die Chance ihre wirtschaftliche Entwicklung zu stärken und am Transformationsprozess des Energiesystems teilzuhaben (vgl. bspw. IZES & Partner 2007; Hoffmann 2007; Offermann et al. 2010; Seidenberger und Offermann 2010; Hoppenbrock und Albrecht 2010; Stablo und Ruppert-Winkel 2012).

Diese Aspekte lassen die Frage nach der Höhe und der Verteilung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte aufkommen – nicht nur, um die Förderwürdigkeit der EE-Technologien zu beurteilen, sondern auch, um in der öffentlich geführten Kosten-Nutzen-Debatte der politisch forcierten Energiewende einen Beitrag zu leisten. Mit den vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) seit dem Jahr 2006 herausgegebenen Studien zu den Beschäftigungseffekten durch EE ist ein Teilaspekt der Wertschöpfung bereits mehrfach ausführlich behandelt worden. Allerdings lassen diese Untersuchungen auf nationaler Ebene die regionalwirtschaftliche Perspektive außer Acht und geben keinen Aufschluss über die detaillierten monetären Wirkungen der EE-Nutzung, da lediglich Arbeitsplatz-Effekte ausgewiesen werden (vgl. bspw. Staiß et al. 2006; Lehr et al. 2011; Ulrich et al. 2012).

Mit der Studie „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ aus dem Jahr 2010 hat das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE e.V.) erstmals mit einer eigens entwickelten Berechnungsmethodik und einem detaillierten Modell Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für 16 ausgewählte EE-Technologien und -Größenklassen präsentiert (Hirschl et al. 2010). Das sogenannte WEBEE-Modell ist seitdem vielfach in Regionalstudien angewandt worden. Zudem wurde die Methodik weiterentwickelt und das Modell um zusätzliche EE-Technologien ergänzt (s. z.B. Hirschl et al. 2014).

### 4.2.1 WEBEE – Das IÖW-Modell zur Wertschöpfungsermittlung

Der Begriff der Wertschöpfung kann in betriebs-, in regional- und volkswirtschaftlicher Perspektive definiert werden. Eine allen Perspektiven übergeordnete Definition existiert ebenfalls. Demnach werden mit der Wertschöpfung diejenigen monetären Werte erfasst, die von einzelnen oder mehreren Unternehmen oder anderen Wirtschaftseinheiten durch ihre Produktionstätigkeiten erschaffen werden (vgl. Haller 1997, 32; Bender et al. 2002, 56; Statistisches Bundesamt 2003, 203). In der betriebswirtschaftlichen Perspektive spielen nur die durch das Unternehmen selbst geschaffenen Mehrwerte eine Rolle. In der volkswirtschaftlichen Perspektive wird die Gesamtheit aller Wirtschaftseinheiten einer Volkswirtschaft betrachtet, sodass teilweise ganze Wertschöpfungsketten mit mehreren, aufeinander folgenden Produktionsprozessen von Interesse sind.

Die regionalwirtschaftliche Perspektive legt einen Fokus auf den regionalen Verbleib der mit den Produktionstätigkeiten verbundenen Wertschöpfungseffekte beziehungsweise auf die regionale Verortung einzelner Abschnitte bestimmter Wertschöpfungsketten. Denn allein der Standort einer

EE-Anlage begründet nicht den regionalen Anteil der mit dieser Anlage anfallenden Wertschöpfung. Ist der steuerrechtliche Sitz der Betreibergesellschaft sowie der Investoren außerhalb der Region und hat auch das Betriebspersonal seinen Wohnsitz außerhalb der kommunalen Grenzen, so fließen Betreibergewinne und Beschäftigeneinkommen sowie ein Großteil der damit verbundenen Steuern aus der Region ab. Für den regionalen Verbleib der Wertschöpfung ist daher die Beteiligung regionaler Akteure an der gesamten Wertschöpfungskette von großer Bedeutung.

Aus dieser Perspektive heraus sind die einzelnen EE-Technologien im WEBEE-Modell als Wertschöpfungsketten abgebildet, welche jeweils den gesamten Lebenszyklus abbilden. Jede Wertschöpfungskette wird in **vier Wertschöpfungsstufen** unterteilt:

- Anlagenproduktion,
- Anlagenplanung- und Installation,
- Anlagenbetrieb und –Wartung und
- Betreibergewinne.

Die Grundlage für die Wertschöpfungsketten bilden die jeweiligen technologiespezifischen Kostenstrukturen. Für die Stufen der Anlagenproduktion und der Planung und Installation sind die Investitions- und Investitionsnebenkosten relevant. Diese fallen im Lebenszyklus der Anlagen einmalig zu Beginn an. Anlagenbetrieb und Wartung werden hingegen mit Hilfe der Betriebskosten abgebildet. Die Betreibergewinne stellen eine eigene Wertschöpfungsstufe dar. Sie ergeben sich aus einer Rentabilitätsbetrachtung, die auf den Investitions- und Betriebskosten und den Erlösmöglichkeiten der Betreiber basieren. Die letzten beiden Wertschöpfungsstufen umfassen jährliche Zahlungsströme, die wiederholt über die ganze Anlagenlebensdauer anfallen.

Jede der vier Wertschöpfungsstufen kann wiederum in **technologiespezifische Wertschöpfungsschritte** unterteilt werden. So finden sich in der Anlagenproduktion einzelne Anlagenkomponenten. Im Anlagenbetrieb sind Wartungsarbeiten, Betriebspersonal, Fremdkapitalfinanzierung, Versicherungsbeiträge und andere Positionen der Betriebskosten subsummiert. Bis auf die Geschäftsführung und das Betriebspersonal werden die Wertschöpfungsschritte also mit einzelnen Kostenpositionen abgebildet, die als **Vorleistungen des Anlagenbetreibers** und damit als Umsatz der Lieferanten gelten. Damit erfasst die Wertschöpfungsketten-Systematik des WEBEE-Modells nicht nur die direkten, mit der Anlage verbundenen Wertschöpfungseffekte (betriebswirtschaftliche Perspektive), sondern auch indirekte Erstrundeneffekte bei Zulieferunternehmen. Da diese Zulieferer-Tätigkeiten noch direkt mit der EE-Anlage verbunden sind, können die direkten Effekte und die indirekten Erstrundeneffekte als Hauptwertschöpfungskette zusammengefasst werden. Die Abbildung von Zweit- und Mehrrundeneffekten, also durch den eigenen Vorleistungsbezug dieser Zulieferunternehmen, ist aufgrund des Detailgrades der Kostenstrukturen nicht möglich.

Den einzelnen Wertschöpfungsschritten können typische Wirtschaftszweige zugeordnet werden, zu denen die Zulieferunternehmen gehören. Diese Zuordnung ist die Grundlage für die weitere Ermittlung der einzelnen Wertschöpfungsbestandteile aus den zugrunde gelegten Kostenstrukturen. Die einzelnen Kostenpositionen werden demnach zuerst als Umsätze der Zulieferunternehmen in den jeweiligen Wirtschaftszweigen interpretiert.

Aufbauend auf den nach Wirtschaftszweigen aufgeteilten Umsätzen der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden die folgenden **drei monetären Bestandteile der Wertschöpfung** und die **Beschäftigungseffekte** in Form von Vollzeit Arbeitsplätzen ermittelt:

- (Netto-) Beschäftigteneinkommen,
- Unternehmensgewinne nach Steuern und
- Steuereinnahmen aus der Einkommen- und Gewinnbesteuerung.

Diese Unterscheidung der Wertschöpfungsbestandteile orientiert sich an der **Additionsmethode der Wertschöpfungsermittlung**, die zur gleichen Wertschöpfungsgröße kommt wie die in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung angewandte Subtraktionsmethode (vgl. Haller 1997).

Die Unternehmensgewinne vor Steuern werden unter Anwendung einer wirtschaftszweigspezifischen Umsatzrendite ermittelt, die aus den Publikationen von Kennzahlen aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen der Deutschen Bundesbank stammen (Deutsche Bundesbank 2012). Der so gewonnenen Größe werden nun Steuern abgezogen, die auf der Ebene der Unternehmen und nachgelagert auf der Ebene der Eigenkapitalgeber dieser Unternehmen für die ausgezahlten Gewinne zu entrichten sind. Daraus resultieren die **Unternehmensgewinne nach Steuern** als eine der drei Wertschöpfungsbestandteile. Die Gewinne der Anlagenbetreiber werden durch die Ermittlung des steuerlichen Ergebnisses dargestellt. Hierzu werden aus den Kostenstrukturen und Nebenrechnungen zu Kreditzinsen und Tilgungen sowie der Abschreibungen sämtliche Aufwendungen ermittelt. Die Erträge ergeben sich aus den Erlösmöglichkeiten für den Absatz der erzeugten Energiemengen und etwaiger Nebenprodukte.

Der zweite direkt von den Umsätzen der Zuliefererunternehmen abgeleitete Wertschöpfungsbestandteil sind die Einkommen der Beschäftigten. Hierzu werden zuerst die Beschäftigungseffekte in Form von **Vollzeitarbeitsplätzen** ermittelt. Als wirtschaftszweigspezifischer Indikator wird die Größe der Beschäftigten pro Euro Umsatz ermittelt. Als Datengrundlage dienen Beschäftigtenzahlen aus Veröffentlichungen der Bundesagentur für Arbeit und Umsatzkennzahlen vom Statistischen Bundesamt (Bundesagentur für Arbeit 2012; Statistisches Bundesamt 2012a). Aus den Umsätzen der Zuliefererunternehmen ergeben sich die damit verbundenen Beschäftigten. Verrechnet mit den wirtschaftszweigspezifischen durchschnittlichen Brutto-Jahreseinkommen werden die Einkommensbezüge dieser Beschäftigten ermittelt. Werden nun Einkommensteuern von den Einkommen abgezogen, ergeben sich **Netto-Beschäftigteneinkommen** als weiterer Wertschöpfungsbestandteil. In der Wertschöpfungsstufe der Betreibergewinne werden per Definition keine Beschäftigungseffekte erfasst. Die Geschäftsführung und das Betriebspersonal sowie eine etwaige Verwaltung werden in der Stufe des Anlagenbetriebs abgebildet.

Die von den Unternehmensgewinnen und Beschäftigteneinkommen abgezogenen **Steuerzahlungen** stellen den dritten Wertschöpfungsbestandteil dar. Je nach Steuerart kann die Summe den Kommunen, den Bundesländern oder dem Bund zugeordnet werden. Die Kommunen beispielsweise erhalten bis auf eine geringe Umlage den größten Teil der Gewerbesteuerzahlungen und einen Teil der Einkommen- (15 %) und der Abgeltungsteuer (12 %). Bei einer eng begrenzten regionalen Wertschöpfungsermittlung sind dies die wichtigsten Einnahmen der Kommunen in Verbindung mit der EE-Nutzung (neben eventuellen Einnahmen durch die Verpachtung von kommunalen Landflächen). Die Steuerzahlungen werden je nach Verteilung im jeweiligen Wirtschaftszweig getrennt für verschiedene Gesellschaftsformen (Personenunternehmen, Kapitalgesellschaften) ermittelt (Statistisches Bundesamt 2012b). In der Wertschöpfungsstufe der Betreibergewinne kann diese Unterscheidung ebenfalls vorgenommen werden.

Bereits die Kostenstrukturen der Wertschöpfungsketten und damit auch die ermittelten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte werden leistungsspezifisch dargestellt. Im Falle der Biogasaufbe-

reitung werden diese in Euro pro  $\text{Nm}^3 / \text{h}$  (Rohbiogas) Anlagenkapazität ausgewiesen. Dies ermöglicht zum einen eine Hochrechnung der Effekte auf einen beliebigen Anlagenbestand und zum anderen auch einen direkten Vergleich der Ergebnisse verschiedener Anlagentechnologien, wie beispielsweise unterschiedlicher Biogasaufbereitungsverfahren.

Die Ergebnisse können für jede Wertschöpfungskette nach den vier Wertschöpfungsstufen, den drei Wertschöpfungsbestandteilen und jeweils aufsummiert ausgegeben werden. Eine detaillierte Darstellung kann Lücken in den regionalen Wertschöpfungsketten aufzeigen und beispielsweise ein aktives Clustermanagement unterstützen. Weiterhin ermöglichen die Ergebnisse eine Beurteilung der monetären Profiteure der EE-Nutzung. So können besonders intensiv beteiligte Wirtschaftszweige identifiziert werden. Auch die Gewinnmöglichkeiten der Betreibergesellschaft bieten interessante Informationen für eine Vielzahl von Investorengruppen. Für eine ausführliche Darstellung der Methodik wird auf die Basisstudie von Hirschl et al. (2010) und auf den Abschlussbericht des Forschungsprojektes „Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien - Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene“ (Hirschl et al. 2014) verwiesen.

## 4.2.2 Ergebnisse zu Wertschöpfung und Beschäftigung

Die Berechnungen von Wertschöpfung und Beschäftigung beruhen auf den im Kapitel 4.1.2 vorgestellten Datenquellen zu den Kostenstrukturen. Im Zuge der Berechnung sind sowohl Umrechnungen vorgenommen als auch, soweit notwendig, Annahmen getroffen worden, die das Ergebnis beeinflussen können. Die Annahmen sind bei ungenügender Datensicherheit auf ein konservatives Berechnungsergebnis hin festgelegt worden. Tab. 4.11 zeigt die Modellergebnisse für die DWW bei einem Volumenstrom von  $250 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  Rohbiogas auf. Die Wertschöpfungskette umfasst sowohl die Rohbiogas-Bereitstellung als auch die Biogasaufbereitung.

**Tab. 4.11: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die Biogasaufbereitung mit dem Verfahren der Druckwasserwäsche**

Quelle: eigene Berechnungen.

Erläuterung: Die Werte beziehen sich auf eine Anlagenkapazität von  $250 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  Rohbiogas. Angegeben sind die Ergebnisse in € pro  $\text{Nm}^3$  Anlagenkapazität.

Wertschöpfungs-schritt	Nach-Steuer-Ge-winne	Netto-Einkom-men	Kommunal-steuern gesamt	Wert-schöpfung kommunal	Beschäftigungs-effekte [VZÄ / ( $\text{Nm}^3 / \text{h}$ )]
Anlagenproduktion	354,83	1.525,79	128,27	2.008,89	0,06
Anlagenplanung und -Installation	1.342,08	1.983,06	253,75	3.578,90	0,06
Anlagenbetrieb und Wartung	30,40	134,06	10,41	174,86	0,01
Betreibergewinne (Wärmemarkt)	642,02	0,00	105,30	747,32	0,00
Betreibergewinne (KWK-Nutzung)	512,79	0,00	83,79	596,59	0,00

Wertschöpfungsschritte, die im Rahmen der Rohbiogas-Bereitstellung sowie bei der Biogasaufbereitung anfallen, wie beispielsweise die Anlagenplanung oder die Anlagenwartung, werden hier zusammengefasst. Anlagenproduktion, -planung und -installation umfassen einmalige Effekte, die zu Beginn der Anlagenlebensdauer einmalig anfallen. Sowohl die monetären Effekte als auch die Arbeitsplatzeffekte gelten daher nur für das Installationsjahr. Die Stufen des Anlagenbetriebs und der Betreibergesellschaft dagegen umfassen Effekte, die jährlich über die gesamte Anlagenlebensdauer auftreten. Sie können daher über die Lebensdauer der Anlage aufsummiert werden, um zusammen mit den einmaligen Effekten zu Beginn der Lebensdauer die kumulierten und vollständigen Effekte abzubilden.<sup>15</sup> Eine detaillierte Aufschlüsselung der Wertschöpfungsschritte findet sich im Anhang in Kapitel 7.3.

Die höchsten mengenspezifischen Wertschöpfungseffekte fallen in der Wertschöpfungsstufe der Anlagenproduktion an. Dabei fallen vor allem die Aufbereitungsanlage und die baulichen Anlagenteile der Rohgasbereitstellung ins Gewicht. Dies ist durch die hohen Anfangsinvestitionen begründet. Allerdings treten diese Effekte nur einmalig vor Inbetriebnahme der Anlage auf. Die Umsätze dieser Wertschöpfungsstufe sind auch nicht immer regional relevant, da Anlagenhersteller in der Regel nicht in jeder Kommune ansässig sind.

Über die Anlagenlaufzeit hinweg übertreffen die Betreibergewinne beider Vermarktungsalternativen die Umsätze der Wertschöpfungsstufe „Anlagenbetrieb und Wartung“. Dabei ist zu beachten, dass die relativ hohen Umsätze der Substratbereitstellung nicht in die weitere Berechnung der Wertschöpfungseffekte einbezogen werden, da angenommen wird, dass keine zusätzlichen landwirtschaftlichen Flächen aktiviert werden. Die Nutzung von landwirtschaftlicher Fläche zur Bereitstellung von Energiepflanzen generiert ähnlich hohe Erlöse wie der Anbau von Nahrungs- oder Futtermitteln, sodass hier bereits von ausgeglichenen Netto-Effekten ausgegangen und somit von der Betrachtung reiner Brutto-Effekte abgewichen wird. Den höchsten Anteil an der Wertschöpfungsstufe „Anlagenbetrieb und Wartung“ hat der Wertschöpfungsschritt Betriebspersonal. Diese Position gehört zu den direkten Effekten der Wertschöpfungskette. Die zweitgrößte Position wird vom Personalanteil der Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten eingenommen. Hier, aber vor allem auch beim Materialkostenanteil, stellt sich die Frage, ob die Umsätze regional relevant sind oder außerhalb anfallen und die Wertschöpfung somit abfließt.

Eine ähnliche Verteilung ergibt sich bei den Beschäftigungseffekten. Die relativ beschäftigungsintensive Anlagenproduktion weist auch hier die höchsten Effekte auf. Hierbei ist besonders zu beachten, dass diese Effekte wiederum nur einmalig, im Jahr der Anlagenherstellung, anfallen. Die geringer ausfallenden Effekte in der Wertschöpfungsstufe „Anlagenbetrieb und Wartung“ dagegen sind jährliche Effekte, die eine Beschäftigung über die Anlagenlaufzeit hinweg sicherstellen. In der Stufe der Betreibergewinne fallen per Definition keine Beschäftigungseffekte an.

Aufgrund der ähnlichen Kostenstrukturen der anderen Aufbereitungsverfahren gleichen sich die Ergebnisse der Wertschöpfungsermittlung. Aus diesem Grund wird auf eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse für die übrigen Verfahren verzichtet. Allerdings sollen die Ergebnisse vergleichend nebeneinander dargestellt werden. Hierzu werden die größenspezifischen Ergebnisse in der Anla-

---

<sup>15</sup> Hierzu muss auch eine Diskontierung der jährlichen Effekte über die Anlagenlaufzeit zur Inflationsbereinigung vorgenommen werden.

genklasse mit 1.000 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogas-Volumenstrom hochgerechnet. Dieser Hochrechnung unterliegen sämtliche technischen und ökonomischen Annahmen, wie sie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben werden. Tab. 4.12 zeigt die Ergebnisse der Hochrechnung für die Aufbereitungsverfahren auf. Die Unterschiede zwischen den Verfahren bleiben in einem sehr engen Bereich. So weist die Aminwäsche aufgrund der höchsten Investitionskosten auch die höchsten Wertschöpfungseffekte in der Wertschöpfungsstufe der Anlagenproduktion auf. In den Wertschöpfungsstufen der Anlageplanung und dem Anlagenbetrieb liegen die Verfahren nah beieinander. Die geringeren Betriebskosten der Aminwäsche aufgrund des geringeren Strombedarfs zeigen sich in den niedrigen Wertschöpfungseffekten in der Wertschöpfungsstufe des Anlagenbetriebs.

**Tab. 4.12: Wertschöpfungseffekte nach Aufbereitungsverfahren und nach Wertschöpfungsstufen für die Anlagengröße 1.000 Nm<sup>3</sup> / h (in Euro)**

Quelle: eigene Berechnungen

Wertschöpfungsstufe	AW	DWW	PSA	Mem-Trenn	Mem-Kont
Anlagenproduktion	1.471.144	1.372.059	1.396.119	1.255.524	1.277.495
Anlagenplanung	1.351.522	1.316.336	1.318.233	1.297.576	1.273.885
Anlagenbetrieb	138.607	143.113	139.156	129.004	123.871
Betreibergewinne (Wärmemarkt)	1.026.562	983.178	1.067.064	979.455	1.086.211
Betreibergewinne (KWK-Nutzung)	875.827	835.973	918.408	832.249	936.819

Die im Kapitel 4.1.3 ermittelten Gesamtannuitäten der verschiedenen Aufbereitungsverfahren lassen bezüglich der Gewinnsituation teilweise andere Rückschlüsse zu als die hier aufgeführten Betreibergewinne. So werden für die Aminwäsche deutlich höhere Gewinne ermittelt als für das Membrantrennverfahren. Diese Reihenfolge ist bei den Gesamtannuitäten umgekehrt. Ursächlich hierfür sind die verschiedenen Herangehensweisen in der Gewinnermittlung. Während die Annuitätenmethode als dynamische Erfolgsrechnung auch Preissteigerungen bestimmter Kostenpositionen berücksichtigt, sind die Betreibergewinne im Rahmen der Wertschöpfungsermittlung statisch für ein festgelegtes Betrachtungsjahr ermittelt worden. So können beispielsweise der geringere Strombedarf und der geringere Methanschlupf der Aminwäsche hier deutlicher in Form geringerer Kosten auftreten. In der Annuitätenberechnung dagegen sind gerade der Strom und die Substrate mit hohen Preissteigerungsraten berücksichtigt worden, sodass diese Kostenpositionen dort einen vergleichsweise höheren und kostentreibenden Einfluss haben.

Da in der größten Anlageklasse sämtliche Aufbereitungsverfahren als wirtschaftlich bewertet werden, sollten aus den Ergebnissen der Wertschöpfungsberechnung keine Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit gezogen werden. Niedrigere Wertschöpfungseffekte können aufgrund niedrigerer Investitions- und Betriebskosten entstehen, die wiederum die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen. Die Wahl des Aufbereitungsverfahrens sollte daher vor allem auf Basis der Wirtschaftlichkeit, aber auch der Umweltauswirkungen und auf die gegebenen technischen und örtlichen Rahmenbedingungen vorgenommen werden.

Tab. 4.13 führt die Beschäftigungseffekte der Aufbereitungsverfahren in den verschiedenen Wertschöpfungsstufen auf. Für die Stufe der Betreibergewinne werden keine Beschäftigungseffekte ausgewiesen. Nach dem Wertschöpfungsverständnis des WEBEE-Modells werden in dieser Stufe nur die Gewinne der Anlagenbetreiber betrachtet, die als Unternehmensgewinne beziehungsweise als Gewinne aus der Kapitalbeteiligung für die Investoren nicht mit Beschäftigungseffekten oder Beschäftigteneinkommen zu verwechseln sind.

**Tab. 4.13: Beschäftigungseffekte nach Aufbereitungsverfahren und nach Wertschöpfungsstufen für die Anlagengröße 1.000 Nm<sup>3</sup> / h (Vollzeitarbeitsplätze)**

Quelle: eigene Berechnungen

Wertschöpfungsstufe	AW	DWW	PSA	Mem-Trenn	Mem-Kont
Anlagenproduktion	42	40	40	37	37
Anlagenplanung	20	20	20	20	19
Anlagenbetrieb	5	5	5	4	4

Die Anlagenproduktion bringt als beschäftigungsintensivste Tätigkeit entlang der gesamten Wertschöpfungskette die höchsten Beschäftigungseffekte mit sich. Die ermittelten Vollzeitarbeitsplätze fallen allerdings nur im Jahr der Anlagenherstellung an. Gleiches gilt für die Anlagenplanung. Die relativ günstigen Membrantrenn- und Membrankontakto-Verfahren weisen in der Stufe der Anlagenproduktion entsprechend niedrigere Beschäftigungseffekte auf. Der Zusammenhang ist proportional zum Verhältnis der Investitionskosten, da in allen Verfahren der gleiche Wirtschaftszweig (Maschinenbau) für die Anlagenherstellung unterstellt wurde. Die Unterschiede in der Wertschöpfungsstufe des Anlagenbetriebs zwischen den Verfahren sind gering. Die Effekte selbst ergeben sich zu über 50 % aus dem Bedarf an Anlagenpersonal.

### 4.2.3 Schlussfolgerungen aus der Berechnung von Wertschöpfung und Beschäftigung

Insgesamt lässt sich für die Wertschöpfung festhalten, dass aus der regionalen Perspektive die Betreibergewinne und die Wertschöpfungseffekte in den Wertschöpfungsstufen der Anlagenproduktion und der Anlagenplanung und -installation die größte Rolle spielen. Das gleiche gilt für die Beschäftigungseffekte. Allerdings ist gerade die Anlagenproduktion aufgrund der eher zentral zu verortenden Produktionsstätten von Anlagenherstellern nicht immer regional relevant. Dasselbe gilt für die Anlageninstallation, sofern diese vom Hersteller übernommen wird.

Die Anlagenplanung, die Wartung, der Betrieb und die Finanzierung der Anlage können allerdings von regionalen Akteuren übernommen werden, sodass ein signifikantes Potenzial für die Generierung regionaler Wertschöpfung besteht, wenn vormals importierte Energiemengen nun mittels Biomethanproduktion aus heimischen Energieträgern gewonnen werden.

## 5 Fazit und Schlussfolgerungen

Biomethan kann wichtige Funktionen im Energiesystem übernehmen, zum Beispiel Regelenergie im Stromnetz bereitstellen oder als Kraftstoffalternative eingesetzt werden. Gegenüber Biogas weist es den Vorteil auf, dass es ins vorhandene Gasnetz eingespeist, dort gespeichert und zu geeigneten Nutzern transportiert werden kann.

Die aktuelle Menge an Biomethan, die ins Gasnetz eingespeist wird, liegt mit etwa 520 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan deutlich unter dem in der ehemaligen Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) formulierten Ziel für das Jahr 2020 (6 Mrd. Nm<sup>3</sup>) und auch deutlich unter den in verschiedenen Energieszenarien angenommenen Mengen für das Jahr 2050. Nachdem in den vergangenen Jahren stetig Aufbereitungsanlagen zugebaut wurden, ist im Jahr 2014 als Folge der EEG-Novellierung der Zubau gestoppt. Das Ziel der GasNZV für 2020 hätte demnach nicht mehr erreicht werden können. Die Zielformulierung wurde daher in der Überarbeitung der GasNZV in 2014 gestrichen. Biomethan ist jedoch – so die Aussage verschiedener Studien – in Energieszenarien mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen, die auch eine vermehrte Substitution von Erdgas vorsehen, erforderlich.

Ziele dieser Arbeit waren es, erstens, verschiedene Biogasaufbereitungsverfahren sowie Nutzungsmöglichkeiten für Biomethan aus Sicht des Klimaschutzes, der Wirtschaftlichkeit und der regional-ökonomischen Effekte zu vergleichen und zweitens die Entwicklung eines neuen Membranverfahrens wissenschaftlich zu begleiten. Die durch die EEG-Novellierung geänderten Rahmenbedingungen wurden im Rahmen der ökonomischen Analyse berücksichtigt.

Für die ökologische und ökonomische Bewertung wurden die in Deutschland zahlenmäßig relevantesten Aufbereitungsverfahren ausgewählt. Dies sind die Verfahren Aminwäsche, DWW und PSA sowie – in den letzten Jahren neu hinzugekommen – das Membrantrennverfahren. Zudem wurde das neue Verfahren, welches durch den Einsatz von Membrankontakoren funktioniert, betrachtet. Die untersuchten Aufbereitungsverfahren zeichnen sich durch Unterschiede in den Investitionskosten, Energie- und Materialaufwendungen und in verfahrenstechnischen Eigenschaften wie dem Methanschluß aus. Aus den Ergebnissen der ökologischen und ökonomischen Bewertung lassen sich Hinweise ableiten, unter welchen Rahmen- und Standortbedingungen welche Verfahren vorteilhaft sind.

Im Vergleich zur fossilen Energieerzeugung bringt sowohl die energetische Nutzung von Rohbiogas als auch die von aufbereitetem Biogas eine Vermeidung an THG-Emissionen. Die Biogasaufbereitung ist aus **Klimaschutzsicht** aufgrund höherer erzielbarer externer Wärmenutzungsgrade der Situation ohne Aufbereitung meist vorzuziehen. Um eine höhere THG-Vermeidung im Fall der Aufbereitung zu erreichen, muss die Differenz in den Wärmenutzungsgraden mit und ohne Aufbereitung je nach Verfahren mindestens zwischen 35 und 50 % liegen. Wichtig ist dabei, dass die geforderten maximalen Methanemissionen von 0,2 % eingehalten werden.

Die THG-Bilanz der untersuchten Verfahren fällt sehr ähnlich aus. Ein signifikanter Unterschied ist nicht feststellbar, insbesondere wenn die Bandbreite an Energie- und Materialaufwendungen aus Literaturrecherche und Herstellerbefragung berücksichtigt wird. Die THG-Emissionen resultieren bei den Verfahren teilweise aus unterschiedlichen Prozessschritten, sodass sich zur Minderung der Emissionen unterschiedliche Maßnahmen anbieten.

Ein Großteil der THG-Emissionen stammt aus der **Biogasbereitstellung**. Im Anlagenkonzept wurde der Einsatz eines Substratmixes aus Maissilage und Rindergülle unterstellt, wie es für Bestands-Biogasanlagen typisch ist. Der Einsatz von landwirtschaftlichen Reststoffen, Gülle und Bioabfall kann die Emissionen, die durch die Biogasbereitstellung entstehen, deutlich senken.

Ein nennenswerter Teil der Emissionen stammt bei den meisten Aufbereitungsverfahren aus dem **Elektrizitätsbedarf** für den Verfahrensbetrieb. Der Elektrizitätsbedarf entsteht durch die Aufbereitung selbst – z.B. durch den Aufbau von Druck beim Membrantrennverfahren, die Wasserkühlung beim Verfahren mit Membrankontakoren – durch die Schwachgasbehandlung und durch die Kompression des Produktgases zur Einspeisung ins Erdgasnetz. Bei der Aminwäsche ist der Elektrizitätsbedarf insgesamt gering, da das Verfahren selbst wenig Strom benötigt und keine Schwachgasbehandlung erforderlich ist. DWW und Membrantrennverfahren können im Hinblick auf den Strombedarf ebenfalls Vorteile aufweisen, da das Produktgas einen höheren Druck aufweist. Abhängig von den Standortbedingungen ist keine oder nur eine geringere Kompression für die Einspeisung erforderlich. Bei den elektrizitätsintensiven Verfahren DWW, PSA und Membranverfahren werden die THG-Emissionen zukünftig abnehmen, da der durchschnittliche Emissionsfaktor des Strommix durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien sinken wird.

Ebenfalls ein großer Teil der THG-Emissionen kann aus den **Methanemissionen** resultieren, die während der Aufbereitung freigesetzt werden. Die Aminwäsche sticht insofern hervor, als die Methanemissionen auch ohne Schwachgasbehandlung unter 0,2 % liegen. Dadurch ist die Aminwäsche robuster gegenüber unerwarteten Methanemissionen als die übrigen Verfahren. Bei den anderen Verfahren ist eine Schwachgasbehandlung erforderlich. Bei einem technischen Ausfall können Emissionen in Höhe des Methanschlupfs des jeweiligen Verfahrens auftreten. Derartig hohe Methanemissionen verschlechtern die THG-Bilanz deutlich und können zu einem schlechteren Abschneiden im Vergleich zur Situation ohne Aufbereitung führen.

Einzig bei der Aminwäsche kommen jedoch THG-Emissionen aus der **Prozesswärmebereitstellung** hinzu. In dieser Arbeit wurde unterstellt, dass die Prozesswärme mit einem Biogasbrenner bereitgestellt wird, sodass bei diesem Verfahren mehr Biogas benötigt wird, um die gleiche Menge Biogas aufzubereiten zu können wie bei den übrigen Verfahren. Ist vor Ort eine Abwärmequelle vorhanden, so kann dies die THG-Bilanz der Aminwäsche verbessern.

Bei den untersuchten ökologischen Wirkungskategorien **Versauerung und Eutrophierung** schneidet die Biogaserzeugung und -nutzung schlechter ab als die fossilen Referenzsysteme. Dies ist vor allem auf den Einsatz von Maissilage in der Biogaserzeugung zurückzuführen. Die Aufbereitung hat dabei kaum einen Einfluss auf das Versauerungspotenzial. Das Eutrophierungspotenzial fällt jedoch im Fall der Aufbereitung etwas höher aus.

Ein Großteil der Emissionen stammt aus dem Prozessschritt der Substratbereitstellung. Vor allem der Anbau der inputintensiven Energiepflanze Mais geht mit hohen THG-Emissionen sowie einem erhöhten Risiko für Eutrophierung und Erosion einher. Die EEG-Novellierung ist bezüglich der Streichung der Einsatzstoffklasse I (u.a. Mais) daher aus ökologischer Perspektive zu begrüßen. Die pauschale Streichung der übrigen Einsatzstoffklassen ohne alternative Anreize zu setzen, vergibt jedoch die Chance durch den Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe und alternativer Einsatzstoffe die Biogaserzeugung nachhaltiger zu gestalten.

Die **spezifischen Gaskostengestehungskosten** erlauben eine Abschätzung, welches Aufbereitungsverfahren in welcher Größenklasse aus ökonomischen Gründen zu empfehlen ist. Neben den Kosten (Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten) beeinflusst der Methanschupf das Ergebnis, da sich

die Kosten bei einem geringeren Methanschluß auf mehr Kilowattstunden verteilen. Die spezifischen Gasgestehungskosten sinken bei allen Verfahren mit zunehmender Anlagengröße. Das neue Verfahren mit Membrankontaktoren weist insbesondere bei kleinen und mittleren Anlagengrößen  $< 250 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  und  $< 500 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  Rohbiogasvolumenströmen Vorteile auf. Bei den größeren Anlagen sind die Unterschiede in den Gasgestehungskosten zwischen den Verfahren gering. Diese Tendenz spiegelt sich auch in den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsberechnung (**Gesamtannuitäten**) wider. Die Gesamtannuität ist abhängig von den Gasgestehungskosten sowie wiederum vom Methanschluß, da die Erlöse umso höher sind, je niedriger der Methanschluß ist.

Ein **Einsatz des neuen Verfahrens** ist vor allem in der Größenklasse 151 bis 500  $\text{kW}_{\text{el}}$  sinnvoll. Insbesondere bei kleinen Biogasanlagen ist eine Aufbereitung und Einspeisung empfehlenswert, da im ländlichen Raum vielfach geeignete Wärmeabnehmer vor Ort fehlen. In der genannten Größenordnung sind derzeit etwa 4.300 Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung installiert. Bei Annahme einer durchschnittlichen Anlagengröße von 300  $\text{kW}_{\text{el}}$  und einer Volllaststundenzahl von 7.800 Stunden, könnten theoretisch etwa 2,6 Mrd.  $\text{Nm}^3$  Biomethan aufbereitet werden.

**Standortspezifische Gegebenheiten** beeinflussen die Eignung der jeweiligen Verfahren. Einige relevante Standortfaktoren sind das Vorhandensein einer Abwärmequelle, der erforderliche Druck an der entsprechenden Einspeisestelle ins Gasnetz, die Verfügbarkeit von geschultem Personal und die geplante Größe der Anlagen (bei neuen Biogasanlagen daher auch die Substratverfügbarkeit und Logistik). Die Entscheidung für ein bestimmtes Verfahren muss daher fallspezifisch auf Grundlage der lokalen Gegebenheiten erfolgen.

Die **Änderungen im EEG 2014** führen dazu, dass unabhängig von der Anlagengröße ein wirtschaftlicher Betrieb von neuen Biomethan-KWK-Anlagen nicht länger möglich ist. Verantwortlich hierfür sind vor allem die Streichung der Einsatzstoffklassen sowie die Streichung des Gasaufbereitungsbonus. KWK-Anlagen, die Biomethan beziehen, werden dementsprechend unter den aktuellen Rahmenbedingungen kaum mehr zugebaut werden. Erst die nächste EEG-Novelle oder die anstehende Novelle des KWKG können wieder mehr Dynamik in den Markt bringen. Allerdings sieht es aktuell nicht danach aus, als würde Biomethan in das KWKG integriert werden. Im Wärme- markt für Haushaltskunden ist weiterhin ein wirtschaftlicher Betrieb von Aufbereitungsanlagen ab etwa 500  $\text{Nm}^3 / \text{h}$  Rohbiogas möglich. Die zukünftige Entwicklung des Marktes hängt vor allem von der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher/innen ab, da die Kunden deutlich höhere Preise als für Erdgas zahlen müssen. Inwiefern zuletzt der Kraftstoffmarkt nach Umstellung auf die Treibhausgas-minderungsquote an Relevanz gewinnt, bleibt abzuwarten.

Insgesamt ist für die kommenden Jahre zu erwarten, dass deutlich weniger Biogasaufbereitungsanlagen zugebaut werden als in den vergangenen Jahren. Dies hat zur Folge, dass die jährlich eingespeiste Menge an Biomethan bis 2020 etwa gleich bleiben beziehungsweise nur geringfügig zunehmen wird. Danach ist mit einem Rückgang zu rechnen, da bei einer Laufzeit von 15 bis 20 Jahren zwischen 2020 und 2025 die ersten Anlagen wieder aus dem Betrieb gehen werden. Diese vereinfachte Prognose weist auf die deutliche Diskrepanz zwischen der Rolle von Biomethan in den Energieszenarien und den aktuellen politischen Rahmenbedingungen hin.

Kommunen können durch erneuerbare Energien-Anlagen vor Ort über die Generierung von regionaler **Wertschöpfung und Beschäftigung** profitieren. Denn insbesondere die konventionelle Stromerzeugung findet an vergleichsweise wenigen Orten in Deutschland statt. Zudem muss ein Großteil der fossilen Energieträger wie Kohle, Erdgas und Öl importiert werden. Für eine konkrete Region bedeutet dies in der Regel, dass ein Mittelabfluss für den Import der fossilen Energieträger

oder der Endenergie stattfindet. Der dezentrale Charakter der meisten erneuerbare Energien-Technologien macht es möglich, dass wesentliche Schritte der Wertschöpfungskette in der Region angesiedelt werden können. Werden erneuerbare Energien-Anlagen beispielsweise von Unternehmen in der Region geplant, errichtet und gewartet und/oder sind die Betreiber der Anlagen in der Kommune ansässig, dann generiert dies Wertschöpfung in der Kommune. Diese besteht zu einem Teil aus kommunalen Steuereinnahmen, die direkt in die kommunale Haushaltskasse fließen. Die Einkommen der bei Unternehmen Beschäftigten tragen darüber hinaus zu einer Erhöhung der Kaufkraft der Bürger/innen in der Kommune bei. Hinzu kommen die Unternehmensgewinne, die an die Gesellschafter ausgeschüttet oder für Neuinvestitionen genutzt werden können.

Bei der Biogaserzeugung und -aufbereitung beläuft sich die **regionale Wertschöpfung** durch eine Anlage der Größe 1.000 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogas auf 4,5 bis 5 Mio. Euro im Jahr der Installation, wenn das Biomethan auf dem Wärmemarkt für Haushaltskunden abgesetzt wird. In den folgenden Jahren fallen durch den Anlagenbetrieb und die Betreibergewinne jährlich 1,2 bis 1,4 Mio. Euro an. Die Unterschiede zwischen den Verfahren fallen gering aus. Das heißt die Entscheidung, welches Verfahren für die Aufbereitung eingesetzt wird, spielt für die Höhe von regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung kaum eine Rolle. Allerdings ist entscheidend, dass die Wertschöpfungsketten möglichst mit regionalen Akteuren besetzt sind, damit die generierte Wertschöpfung in der Region gehalten werden kann. Vor allem die Gewinne der Anlagenbetreiber machen über die gesamte Laufzeit betrachtet den höchsten Anteil an der insgesamt generierten Wertschöpfung aus. Die Beteiligung regionaler Investoren trägt am meisten zu einem regionalen Mehrwert bei. Aber auch die Beteiligung weiterer regionaler Akteure an wichtigen Wertschöpfungsschritten kann die bestehende Wirtschaftsstruktur stärken. Ähnlich hoch wie beim Absatz auf dem Wärmemarkt ist die Wertschöpfung bei KWK-Nutzung – da in diesem Bereich kein Zubau zu erwarten ist, können Kommunen diese Potenziale zur Wertschöpfungsgenerierung jedoch nicht ausschöpfen.

Ein Grundproblem von Biogas und Biomethan ist der **relativ hohe Preis pro Kilowattstunde** im Vergleich zu Erdgas. Auch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien sind die Stromgestehungskosten hoch. Dies war neben Akzeptanz- und Nachhaltigkeitsproblemen aufgrund der dominierenden Stellung von Mais im Substratmix einer der Hauptgründe für die auf Biogas bezogenen Änderungen im EEG. Die Einführung des Maisdeckels im EEG 2012 zielte bereits darauf ab, den Maisanteil im Substratmix zu reduzieren, sodass das letztgenannte Problem bereits adressiert wurde. Eine signifikante Kostendegression ist bei Biogasanlagen jedoch nicht zu erwarten (Fraunhofer ISE 2013a). Trotz möglicher Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen beispielsweise durch eine Erhöhung der Methanausbeute oder eine Optimierung der Betriebsführung wird Strom aus Biomethan im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien teuer bleiben. Der Blick auf die Stromgestehungskosten greift jedoch zu kurz, da der Einsatz von Biomethan Regelenergie bereitstellen und Biomethan Erdgas substituieren kann. Die Kosten und THG-Emissionen müssen daher auch mit anderen regelenergiebereitstellenden Technologien verglichen werden. Biomethan ist außerdem – so die Aussage vieler Studien – in Energieszenarien mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen erforderlich. Zudem trägt es zu Importunabhängigkeit, Energiesicherheit und regionaler Wertschöpfung bei. Dies sind Vorteile, die sich nicht in den Kosten pro Kilowattstunde widerspiegeln.

## 6 Literaturverzeichnis

- Aschmann, V., R. Kissel und H. Stanzel (2006): Emissions- und Leistungsverhalten von Biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit von der Motorwartung. Augsburg: Bayrisches Landesamt für Umwelt. [http://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/20024/lin-kurl\\_0\\_1.pdf](http://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/20024/lin-kurl_0_1.pdf) (Zugegriffen 12. September 2012).
- ASUE [Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.] (2011): Bio-Erdgas – Regenerative Energie mit Zukunft. <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bioerdgas/asue-bioerdgas-regenerative-energie.pdf> (Zugegriffen 12. März 2013).
- Augsten, Eva (2012): Kleine Regelkunde. In *Sonne, Wind & Wärme* 6/2012: 10–12.
- Bayern Biogas Forum (2013): Entschwefelung von Biogas in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Freising.
- BDEW [BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2013): Bilder und Grafiken zum Energieverbrauch. <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/energieverbrauch-de> (Zugegriffen 24. November 2014).
- Bender, Dieter, Hartmut Berg, Dieter Cassel, Günter Gabisch, Heinz Grosseketler, Karl-Hans Hartwig, Lothar Hübl, et al. (2002): *Vah-lens Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik - Band 1*. München: Franz Vahlen.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2002): Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft) vom 24. Juli 2002.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiepolitik,did=405004.html> (Zugegriffen 7. August 2014).
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014a): Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Berlin.
- BMWi (2014b): Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiepreise-und-energiekosten1-entwicklung-energiepreise-preisindizes,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls> (Zugegriffen 8. Januar 2015).
- Bundesagentur für Arbeit (2012): Arbeitsmarkt in Zahlen, Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen (WZ 2008). Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit - Statistik, Februar.
- Bundesnetzagentur (2014): Biogas-Monitoringbericht 2014. Bonn.
- Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm. [http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket\\_aug2007.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.pdf) (Zugegriffen 6. März 2013).
- Dachs, Gregor und Christoph Zach (2008): Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz – ein Praxisvergleich.
- DBFZ und TLL [Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)] (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Leipzig.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2010): Biomethan im KWK- und Wärmemarkt. Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2013): Branchenbarometer Biomethan. Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung.
- dena, Hrsg. [Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)] (2014a): Biogaseinspeisung in Deutschland - Übersicht. <http://www.biogas-partner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html> (Zugegriffen 25. Juni 2014).
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2014b): Branchenbarometer Biomethan. Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung.
- Deutsche Bundesbank (2012): Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2011. Frankfurt am Main: Deutsche Bundesbank.
- Deutscher Bundestag (2014): Deutscher Bundestag - Zustimmung für neue Treibhausgasquoten. [http://www.bundestag.de/presse/hib/2014\\_10/-/333534](http://www.bundestag.de/presse/hib/2014_10/-/333534) (Zugegriffen 27. November 2014).
- DIN EN ISO 14040 (2009): Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. Deutsches Institut für Normung e.V.
- Dumont, Mathieu, Luchien Luning, Ismail Yildiz und Klaas Koop (2013): Methane emissions in biogas production. In *The biogas handbook*, S. 512. Woodhead Publishing Limited.

- Dunkelberg, Elisa und Astrid Aretz (2013): Ökobilanzen technischer Optionen zur Bioenergiebereitstellung und -nutzung. Schriftenreihe des IÖW 2013/13.
- DÜV [Düngeverordnung] (2007): Düngeverordnung 2007: Bekanntmachung der Neufassung der Düngeverordnung. BGBl Teil I, Nr. 7, 5. März 2007.
- DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.] (2013): Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas). Bonn.
- EEG [Erneuerbare-Energien-Gesetz] (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Stand 2012. [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2009/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf) (Zugegriffen 5. April 2013).
- EWI, GWS und Prognos [EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturfor-schung mbH (GWS), Prognos AG] (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose.
- Fachverband Biogas e.V. (2014): Stellungnahme des Fachverbandes Biogas e.V. zur Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014). [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Homepage/\\$file/14-08-01\\_FvB\\_Abschließende\\_Bewertungs-synopse.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Homepage/$file/14-08-01_FvB_Abschließende_Bewertungs-synopse.pdf) (Zugegriffen 27. Oktober 2014).
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.] (2010): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Gülzow.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.] (2014a): Entwicklung Biogasanlagen.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.] (2014b): Technische Primärpotenziale für Biogas. <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/technische-primarpotenziale-fur-biogas-balkendiagramm.html> (Zugegriffen 27. November 2014).
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.] (2014c): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung.
- FNR [Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V.] (2014d): Preise Biogassubstrate [€/t FM]. In FNR Mediathek. <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/preise-und-kosten/preise-biogassubstrate-interaktiv.html> (Zugegriffen 8. Oktober 2014).
- Fraunhofer ISE [Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE] (2013a): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.
- Fraunhofer ISE [Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE] (2013b): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien.
- FVEE [ForschungsVerbund Erneuerbare Energien] (2010): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien.
- GasNZV (2010): Gasnetz Zugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002) geändert worden ist. [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv\\_2010/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv_2010/gesamt.pdf) (Zugegriffen 6. März 2013).
- Haller, Axel (1997): Wertschöpfungsrechnung: Ein Instrument zur Steigerung der Aussagefähigkeit von Unternehmensabschlüssen im internationalen Kontext. Stuttgart.
- HAUG Kompressoren AG HAUG Kompressoren in der Biogas-Aufbereitung und der Biomethan-Einspeisung ins Erdgasnetz. [http://www.haug.ch/media/files/1347029805\\_Tech-Prospekt\\_Biogas\\_DE.pdf](http://www.haug.ch/media/files/1347029805_Tech-Prospekt_Biogas_DE.pdf) (Zugegriffen 13. Dezember 2013).
- Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Andreas Prah, Timo Böther, Katharina Heinbach, Daniel Pick und Simon Funcke (2010): Kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien. Schriftenreihe des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (Hrsg.). Nr. 196/10. Berlin.
- Hirschl, Bernd, Katharina Heinbach, Andreas Prah, Steven Salecki und André Schröder (2014): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene. Im Erscheinen. Berlin.
- Hoffmann, Dunja (2007): Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener Bioenergiepotenziale als strategischer Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung. <http://scidok.sulb.uni-saarland.de/volltexte/2007/1156/pdf/DissDunjaHoffmann.pdf> (Zugegriffen 24. April 2012).
- Hofmann, Frank, André Plättner, Stefan Klinski, Klaus Diesel, Wolfgang Urban und Frank Burmeister (2006): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. <http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Einspeisestudie.pdf> (Zugegriffen 28. September 2012).

- Hoppenbrock, Cord und Anne-Kathrin Albrecht (2010): Diskussionspapier zur Erfassung regionaler Wertschöpfung in 100%-Kommunen. [http://www.100-ee.de/index.php?id=schriftenreihe&no\\_cache=1&eID=dam\\_frontend\\_push&docID=171](http://www.100-ee.de/index.php?id=schriftenreihe&no_cache=1&eID=dam_frontend_push&docID=171) (Zugegriffen 24. April 2012).
- IFEU [Institut für Energie- und Umweltforschung] (2007): Biomasse und Effizienz. Vorschläge zur Erhöhung der Energieeffizienz von §8 und §7-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz. [http://www.ifeu.de/energie/pdf/Arbeitspapier1\\_%20Biomasse%20und%20Effizienzvorschlaege.pdf](http://www.ifeu.de/energie/pdf/Arbeitspapier1_%20Biomasse%20und%20Effizienzvorschlaege.pdf) (Zugegriffen 7. April 2010).
- IFEU [Institut für Energie- und Umweltforschung] (2008a): Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. [http://www.ifeu.de/oekobilanzen/pdf/THG\\_Bilanzen\\_Bio\\_Erdgas.pdf](http://www.ifeu.de/oekobilanzen/pdf/THG_Bilanzen_Bio_Erdgas.pdf) (Zugegriffen 10. November 2011).
- IFEU [Institut für Energie- und Umweltforschung] (2008b): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Endbericht mit Materialband. <http://www.ifeu.org/landwirtschaft/pdf/BMU-Biogasprojekt%202008-Gesamtband.pdf> (Zugegriffen 10. November 2011).
- IFEU [Institut für Energie- und Umweltforschung] (2008c): Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. [http://www.ifeu.de/oekobilanzen/pdf/THG\\_Bilanzen\\_Bio\\_Erdgas.pdf](http://www.ifeu.de/oekobilanzen/pdf/THG_Bilanzen_Bio_Erdgas.pdf) (Zugegriffen 7. April 2010).
- IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change] (2006): Guidelines for national greenhouse gas inventories, Volume 4, Agriculture, forestry and other land use. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html> (Zugegriffen 19. August 2010).
- IZES & Partner (2007): Strategien zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse in ausgewählten Modellregionen. [http://www.bioregio.info/cms/upload/pdf/BioRegio\\_ENDBERICHT.pdf](http://www.bioregio.info/cms/upload/pdf/BioRegio_ENDBERICHT.pdf) (Zugegriffen 24. April 2012).
- Judex, J. (2009): Biogas-Aufbereitung. Methanverlust von 1 %: technisch möglich. In GWA 10: 803–809.
- Jungbluth, N., M.F. Emmenegger, F. Dinkel, C. Stettler, G. Doka, M. Chudacoff, A. Dauriat, et al. (2007): Life Cycle Inventories of Bioenergy. Final report ecoinvent data v2.0 No 17. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- juris GmbH (2010): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV). juris GmbH, 9. März. [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv\\_2010/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv_2010/gesamt.pdf) (Zugegriffen 5. Februar 2014).
- Kaltschmitt, H., H. Hartmann und H. Hofbauer (2009): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Klinski, Stefan [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.] (2009): Studie – Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. [http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf\\_211-studie\\_einspeisung\\_von\\_biogas\\_4aufl\\_2009.pdf](http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_211-studie_einspeisung_von_biogas_4aufl_2009.pdf) (Zugegriffen 11. Juni 2012).
- Kost, Christoph, Johannes Mayer, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel, Simon Philipps, Sebastian Nold, Simon Lude und Thomas Schlegl (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.
- Kronos (2010): Schwefelwasserstoffelimination aus Biogas. Leverkusen. [www.kronosecochem.com](http://www.kronosecochem.com) (Zugegriffen 26. August 2014).
- KTBL [Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.] (2006): Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. Darmstadt.
- KTBL [Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.] (2009): Faustzahlen Biogas. 2. Aufl. Darmstadt.
- KTBL [Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.] (2010): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. 2. Aufl. KTBL Heft 88. Darmstadt.
- KTBL [Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.] (2012): Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft. KTBL-Schrift 495. Darmstadt.
- KTBL [Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.] (2013): Faustzahlen Biogas. 3. Aufl. Darmstadt.
- Lehr, Dr. Ulrike, Dr. Christian Lutz, Dr. Dietmar Edler, Marlene O'Sullivan, Kristina Nienhaus, Dr. Joachim Nitsch, Barbara Breitschopf, Peter Bickel und Marion Otmüller (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_arbeitsmarkt\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_arbeitsmarkt_bf.pdf) (Zugegriffen 24. April 2012).
- LFLUG [Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie] (2010): Unkrautbekämpfung im Mais - Pflanzenschutzversuchsbericht 2009. Dresden. [http://www.smul.sachsen.de/landwirtschaft/download/Mais\\_Herb09.pdf](http://www.smul.sachsen.de/landwirtschaft/download/Mais_Herb09.pdf) (Zugegriffen 8. September 2011).

- Liebetrau, Jan, Jaqueline Daniel-Gromke, Katja Oehmichen, Peter Weiland, Jörg Friehe, Joachim Clemens und Carsten Hafermann (2011): Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft (FKZ: 22023606). Leipzig.
- Mühlenhoff, Jörg (2013): Reststoffe für Bioenergie nutzen. Potenziale, Mobilisierung und Umweltbilanz. *Renews Spezial*, Ausgabe 64. Berlin: AEE, Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Nemecek, T., T. Kägi und S. Blaser (2007): Life Cycle Inventories of Agricultural Production Systems. Final report ecoinvent v2.0 No 15. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Nitsch, Joachim, Norman Gerhardt und Bernd Wenzel (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Obermaier, Stefan (2006): Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz aus Sicht des Gasvertriebes: ASUE-Fachtagung 16. Mai, Augsburg. [http://asue.de/cms/upload/inhalte/bioerdgas/vortraege/obermaier\\_mai\\_2006.pdf](http://asue.de/cms/upload/inhalte/bioerdgas/vortraege/obermaier_mai_2006.pdf) (Zugegriffen 12. März 2013).
- Offermann, Ruth, Walter Stinner, Frank Baur, Bernhard Wern, Uwe Fritsche und Katja Hünecke [Unveröffentlichtes Methodenpapier] (2010): Wertschöpfung durch die energetische Biomassennutzung.
- Ohle, Andrea (2009): CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Gasströmen durch Absorption in Poly(methyldiglykol)amin. Dresden: Technische Universität Dresden.
- Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050.
- Öko-Institut und prognos (2009): Modell Deutschland 2050. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. prognos/ Öko-Institut.
- Postel, Jan, Uwe Jung, Erik Fischer und Frank Scholwin (2009): Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen - Bestandsaufnahme 2008. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3873.pdf> (Zugegriffen 26. September 2012).
- Ramesohl, S., K. Arnold, M. Kaltschmitt, F. Scholwin, F. Hofmann, A. Plättner, M. Kalies, et al. (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Endbericht: Band 2 Biomassepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade. [http://www.biogaseinspeisung.de/download/Endbericht-Band2\\_IEL.pdf](http://www.biogaseinspeisung.de/download/Endbericht-Band2_IEL.pdf) (Zugegriffen 27. Oktober 2014).
- Reinelt, Thorsten, Tanja Westerkamp und Jan Liebetrau (2014): Klimarelevante Emissionen aus Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. VDI Berichte 2214 Emissionsminderung 2014 Stand - Konzepte - Fortschritte. Düsseldorf: VDI Wissensforum GmbH. VDI-Verlag GmbH.
- Reinhold, G. (2005): Masse- und Trockensubstanzbilanz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Langfassung der Veröffentlichung „Genau bilanzieren“ in *Neue Landwirtschaft* Heft 12/2005, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. Jena. <http://www.tll.de/ainfo/pdf/biog1205.pdf> (Zugegriffen 16. September 2011).
- Reinhold, G. (2011): Restgaspotenzial in Biogasanlagen – Bedeutung verfahrenstechnischer Parameter, Präsentation der Biogas. Fachtagung Thüringen 1/ 2011 am 17. März 2011 in Bösleben, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. Jena. <http://www.tll.de/ainfo/bbio0206/pdf/tbi20311.pdf> (Zugegriffen 11. Oktober 2011).
- Scheffelowitz, Mattes (2013): Stromerzeugung aus Biomasse. 03MAP250. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- Scheffelowitz, Mattes (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Leipzig: DBFZ, Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- Seidenberger, Thilo und Ruth Offermann (2010): Bundeswettbewerb Bioenergie-Regionen - Bericht aus der technisch-ökonomischen Begleitforschung Gotha. [http://www.bioenergie-regionen.de/fileadmin/bioenergie-regionen/dateien/Veranstaltungen/5\\_Workshop/03\\_Seidenberger\\_Begleitforschung\\_BioenergieRegionen.pdf](http://www.bioenergie-regionen.de/fileadmin/bioenergie-regionen/dateien/Veranstaltungen/5_Workshop/03_Seidenberger_Begleitforschung_BioenergieRegionen.pdf) (Zugegriffen 19. Juni 2012).
- Specht, Michael, Mareike Jentsch und Stephan Rieke (2012): Erneuerbares Methan aus Ökostrom. April. [http://www.etogas.com/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/1204PowerToGas\\_Broschuere\\_WEB.pdf](http://www.etogas.com/fileadmin/user_upload/Publikationen/1204PowerToGas_Broschuere_WEB.pdf) (Zugegriffen 24. Januar 2014).
- Stablo, Järmo und Chantal Ruppert-Winkel (2012): The Integration of Energy Conservation into the Political Goal of Renewable Energy Self-Sufficiency. In *Sustainability* 4, Nr. 5: 888–916.
- Staiß, Frithjof, Marlene Kratzat, Joachim Nitsch, Ulrike Lehr, Dietmar Edler und Christian Lutz (2006): Erneuerbare Energien: Studie Arbeitsplatzeffekte - Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/arbeitsmarkt\\_ee\\_lang.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/arbeitsmarkt_ee_lang.pdf).

- Statistisches Bundesamt (2003): Verordnung (EG) Nr. 2223/96 des Rates vom 25. Juni 1996 zum Europäischen System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnungen auf nationaler und regionaler Ebene in der Europäischen Gemeinschaft.
- Statistisches Bundesamt (2012a): Statistisches Jahrbuch 2012, Deutschland und Internationales. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Statistisches Bundesamt (2012b): Finanzen und Steuern - Umsatzsteuerstatistik (Vorankündigungen) 2010, Fachserie 14 Reihe 8.1. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Statistisches Bundesamt (2014a): Daten zur Energiepreisentwicklung. <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung> (Zugegriffen 8. Oktober 2014).
- Statistisches Bundesamt (2014b): Verdienste und Arbeitskosten - Reallohnindex und Nominallohnindex. [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VerdiensteArbeitskosten/ReallohnNetto/ReallohnindexXLS\\_5623209.xls?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VerdiensteArbeitskosten/ReallohnNetto/ReallohnindexXLS_5623209.xls?__blob=publicationFile) (Zugegriffen 8. Oktober 2014).
- Statistisches Bundesamt (2014c): Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte August 2014. [https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseXLS/Erzeugerpreise2170200141085.xls?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseXLS/Erzeugerpreise2170200141085.xls?__blob=publicationFile) (Zugegriffen 8. Oktober 2014).
- Sterner, Michael und Michael Specht (2010): Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In *Solarzeitalter* 1: 51–58.
- Tangsubkul, N., K. Parameshwaran, S. Lundie, A.G. Fane und T.D. Waite (2006): Environmental life cycle assessment of the microfiltration process. In *Journal of Membrane Science* 284: 214–226.
- Thrän, Daniela, Stefan Majer, Marek Gawor, Katja Runzel, Jaqueline Daniel-Gromke, Christoph Weber, Klaas Bauermann, et al. (2011): Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan. [http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Studien/EEG\\_2012\\_Studie\\_Biogasrat.e.V.\\_Download.pdf](http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Studien/EEG_2012_Studie_Biogasrat.e.V._Download.pdf) (Zugegriffen 21. Oktober 2014).
- Thrän, Daniela und Diana Pfeiffer [Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms "Energetische Biomassennutzung" - Band 4] (2013): Methodenhandbuch - Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte.
- UBA [Umweltbundesamt] (1999): Bewertung in Ökobilanzen. Methode des Umweltbundesamtes zur Normierung von Wirkungsindikatoren, Ordnung (Rangbildung) von Wirkungskategorien und zur Auswertung nach ISO 14042 und 14043. <http://www.umwelt-daten.de/publikationen/fpdf-l/3619.pdf> (Zugegriffen 20. September 2012).
- UBA [Umweltbundesamt] (2002): BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahre 2010. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2071.pdf> (Zugegriffen 7. April 2010).
- UBA [Umweltbundesamt] (2007): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2005. Climate Change. Dessau.
- Ulrich, Philip, Martin Distelkamp, Ulrike Lehr, Peter Bickel und Andreas Püttner (2012): Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern! Bericht zur daten- und modellgestützten Abschätzung der aktuellen Bruttobeschäftigung in den Bundesländern. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Osnabrück, Stuttgart.
- Urban, Wolfgang, Heiko Lohmann, Kai Girod, Gregor Dachs und Christoph Zach (2009): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und -einspeisung in das Erdgasnetz. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank.
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, VDI 2067.
- Wirth, Bernd [KTBL] (2014): Informationen bezüglich der Angaben in der Schriftenreihe 495. 6. Februar.
- Witt, Janet, Daniela Thrän, Nadja Rensberg, Christiane Hennig, Karin Naumann, Eric Billig, Philipp Sauter, et al. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. [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) (Zugegriffen 11. März 2013).
- Wunderlich, Clemens (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Erkenntnisse aus Akzeptanz und Partizipationsforschung. *Renews Spezial*.

## 7 Anhang

### 7.1 Annuitätenmethode

Ein großer Teil der für die Biogasaufbereitung anfallenden Kosten entfällt auf die **Investition** der Anlage selbst und auf damit verbundenen **Investitionsnebenkosten**, wie die Anlagenplanung und –Installation. Diese Kosten fallen zu Beginn des Betrachtungszeitraums an und werden als jährliche kalkulatorische Kosten in Form von Abschreibungen über die Lebensdauer der Anlage abgebildet. Indirekt mit den Investitionskosten verbunden, sind die Zinsen auf das aufgenommene Fremdkapital und kalkulatorische Zinsen auf das eingesetzte Eigenkapital zu berücksichtigen. Die beiden Größen werden in einem gewichteten kalkulatorischen Zinssatz zusammengefasst, der auf alle Positionen angewandt wird. Aufgrund der Abdiskontierung der über die Anlagenlebensdauer anfallenden Zahlungen ist auch der Betrachtungszeitraum von Bedeutung. Für Anlagenkomponenten, deren Lebensdauer kleiner ist als der Betrachtungszeitraum sind Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen. Ist die Lebensdauer größer als der Betrachtungszeitraum ist der Restwert der jeweiligen Anlagenkomponenten zu ermitteln und als Gutschrift für die Gesamtrechnung zu behandeln. Formel (7.1) gibt die Annuität  $A_{N,K}$  der kapitalgebundenen Kosten an.

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_N - R_W) \cdot a \quad (7.1)$$

mit

$A_{N,K}$	Annuität der kapitalgebundenen Zahlungen in €/Jahr
$A_0$	Investitionsbetrag in €
$A_1, A_2, \dots, A_n$	Barwert der ersten, zweiten bis $n$ -ten Ersatzbeschaffung
$R_W$	Restwert aller Anlagenkomponenten
$a$	Annuitätsfaktor

Der Annuitätenfaktor  $a$  ergibt sich aus Formel (7.2)

$$a = \frac{q^T \cdot (q - 1)}{q^T - 1} \quad (7.2)$$

mit

$q$	Zinsfaktor (1 + Marktzins)
$T$	Betrachtungsdauer

Die Ersatzbeschaffungen, die im Laufe des Betrachtungszeitraums anfallen, müssen für einen Vergleich der Kostenbelastung auf den Barwert zum Investitionszeitpunkt abdiskontiert werden. Hier kommen eine Inflationsrate für die Preisänderung der Ersatzinvestition sowie ein Mischkalkulationszinssatz zum Einsatz. Formel (7.3) gibt den Barwert  $A_n$  einer Ersatzbeschaffung an.

$$A_n = A_0 \cdot \frac{r^{(n-T_N)}}{q^{(n-T_N)}} \quad (7.3)$$

mit

$r$	Preisänderungsfaktor (1 + Inflationsrate)
$T_N$	Nutzungsdauer der jeweiligen Anlagenkomponente

Die Anlageninvestition wird nach Formel (7.4) bis zum Ende der Nutzungsdauer linear abgeschrieben. Im Falle einer Ersatzinvestition wird diese anstelle der Anfangsinvestition abgeschrieben. Der sich gegebenenfalls ergebende Restwert  $R_W$  wird auf den Zeitpunkt der Anfangsinvestition abdiskontiert (Formel (7.4)). Die sich so ergebende Annuität des Restwertes wird mit einem negativen Vorzeichen den kapitalgebundenen Kosten hinzugerechnet und somit als Gutschrift behandelt.

$$R_W = A \cdot r^{(n \cdot T_N)} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \quad (7.4)$$

Ersatzinvestitionen wurden bei verschiedenen Anlagenteilen betrachtet. Die Lebensdauer der Bauteile wurde wie folgt gesetzt:

- Bauliche Anlagen BGA: 20 Jahre
- Technische Anlagen BGA: 12 Jahre
- Aufbereitung: 15 Jahre
- Abgasbehandlung: 15 Jahre

Instandsetzungszahlungen unter Anwendung eines preisdynamischen Annuitätenfaktors als Teil der kapitalgebundenen Kosten werden hier nicht berücksichtigt. Da der Wartungs- und Instandsetzungsaufwand abhängig von der Produktionsmenge ist, werden die dafür anfallenden Kosten unter den betriebsgebundenen Kosten aufgeführt und dort mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor bewertet. Dieses Vorgehen hat keinen Einfluss auf das Ergebnis, da die Annuitäten der einzelnen Kostenarten zu den Gesamtkosten aufaddiert werden.

Die **betriebsgebundenen Kosten** unterliegen als jährliche Zahlungsströme Preisschwankungen, die daher mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor  $ba_b$  abgebildet werden. Dieser ergibt sich aus der Multiplikation des Barwertfaktors  $b_b$  mit dem Annuitätenfaktor  $a$  (Formel (7.5)) und verteilt die Zahlungsströme gleichmäßig über den Betrachtungszeitraum.

$$ba_b = b_b \cdot a = \frac{1 - \left(\frac{r_b}{q}\right)^T}{q - r_b} \cdot a \quad (7.5)$$

mit

$ba_b$	Annuitätenfaktor für betriebsgebundene Kosten
$b_b$	Barwertfaktor für betriebsgebundene Kosten
$r_b$	Preisänderungsfaktor für betriebsgebundene Kosten

Die **verbrauchsgebundenen Kosten** unterliegen als jährliche Zahlungsströme ebenfalls Preisschwankungen. Sie werden daher wie die betriebsgebundenen Kosten mit einem preisdynami-

schen Annuitätenfaktor  $ba_v$  bewertet (Formel (7.6)). Dabei ist zu beachten, dass der Preisänderungsfaktor der verbrauchsgebundenen Kosten  $r_v$  sich vom Preisänderungsfaktor der betriebsgebundenen Kosten  $r_b$  unterscheiden kann. Damit ergäben sich auch unterschiedliche preisdynamische Annuitätenfaktoren.

$$ba_v = b_v \cdot a = \frac{1 - \left(\frac{r_v}{q}\right)^T}{q - r_v} \cdot a \quad (7.6)$$

mit

$ba_v$	Annuitätenfaktor für verbrauchsgebundene Kosten
$b_v$	Barwertfaktor für verbrauchsgebundene Kosten
$r_v$	Preisänderungsfaktor für verbrauchsgebundene Kosten

Die **sonstigen Kosten**, vor allem Versicherungskosten, unterliegen ebenfalls Preisschwankungen im Laufe des Betrachtungszeitraumes, sodass auch hier ein preisdynamischer Annuitätenfaktor  $ba_s$  nach Formel (7.7) angesetzt wird.

$$ba_s = b_s \cdot a = \frac{1 - \left(\frac{r_s}{q}\right)^T}{q - r_s} \cdot a \quad (7.7)$$

mit

$ba_s$	Annuitätenfaktor für sonstige Kosten
$b_s$	Barwertfaktor für sonstige Kosten
$r_s$	Preisänderungsfaktor für sonstige Kosten

Entsprechend der VDI-Norm 2067 (2000, 18) werden die Erlöse als **Einzahlungen** ebenfalls mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor bewertet. Dabei wird nicht nach verschiedenen Zahlungsarten differenziert. Der preisdynamische Annuitätenfaktor  $ba_E$  der Einzahlungen ermittelt sich nach Formel (7.8), wobei  $r_E$  den Preisänderungsfaktor der Einzahlungen darstellt.

$$ba_E = b_E \cdot a = \frac{1 - \left(\frac{r_E}{q}\right)^T}{q - r_E} \cdot a \quad (7.8)$$

mit

$ba_E$	Annuitätenfaktor für Einzahlungen
$b_E$	Barwertfaktor für Einzahlungen
$r_E$	Preisänderungsfaktor für Einzahlungen

Wie aus den vorgehenden Abschnitten erkenntlich wird, müssen für die Bestimmung des **Annuitätenfaktors** einige grundlegende Kennzahlen festgelegt werden. Diese Kennzahlen sind teilweise technischer und teilweise ökonomischer Natur. Die Kennzahlen werden je nach Aufbereitungsverfahren spezifisch festgelegt und im jeweiligen Abschnitt zu den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsrechnung angeführt.

Die erste festzulegende Kennzahl ist der **Betrachtungszeitraum**. Formel 7.2 zeigt auf, dass ein längerer Betrachtungszeitraum den Annuitätenfaktor reduziert und dass damit die Annuität der kapitalgebundenen Kosten sinkt. Demgegenüber steigt der Barwertfaktor der von der zukünftigen Preisänderung abhängigen betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten, sodass der preisdynamische Annuitätenfaktor steigt. Diese Wirkungsrichtung hängt stark von dem Verhältnis der angesetzten Preisänderungs- und Zinsfaktoren ab. Aus Sicht des Investors ist eine möglichst lange Anlagenlebensdauer anzustreben, da den einmaligen Investitionsauszahlungen regelmäßige, jährliche Einzahlungen des Anlagenbetriebs entgegenstehen. Allerdings ist die Abnutzung der Anlagenteile über den Nutzungszeitraum zu berücksichtigen. Mit den Ersatzinvestitionen einiger Anlagenkomponenten, deren Lebensdauer kürzer ist als der Betrachtungszeitraum wird diesem Umstand bereits Rechnung getragen. In Anlehnung an die Anlagenlaufzeit von Anlagen zur Biogasverstromung wird der Betrachtungszeitraum aller Aufbereitungsverfahren auf **20 Jahre** festgelegt.

Die **Inflationsrate** fließt über den Preisänderungsfaktor in den Barwert der Ersatzinvestitionen und in den preisdynamischen Annuitätenfaktor ein. Dabei hat ein höherer Preisänderungsfaktor zwei gleichgerichtete Auswirkungen. Der Barwert der Ersatzinvestitionen und der preisdynamische Annuitätenfaktor für die betriebs- und verbrauchsbedingten Kosten steigen. Bei einer höheren Inflationsrate ergeben sich also höhere Biomethangestehungskosten. Für die verschiedenen Betriebsstoffe, für die Löhne der arbeitsintensiven Kostenpositionen des Anlagenpersonals und der Wartung sowie für die Investitionsgüter können unterschiedliche Preisänderungsraten angenommen werden. In dieser Arbeit werden auf Basis von Datenreihen und Informationen des Statistischen Bundesamts die folgenden Preisänderungsraten angesetzt (s. Tab. 7.1).

**Tab. 7.1: Preisänderungsraten der Wirtschaftlichkeitsbewertung**

Term in Formel	Bezeichnung
Investitionsgüter (Ersatzinvestitionen)	0,6 %
Löhne (Betriebspersonal und Wartung)	1,6 %
Biogassubstrate (Silomais)	4,5 %
Elektrizität	4,1 %
weitere verbrauchsgebundene Kosten	2,0 %
sonstige Kosten (Versicherung)	2,0 %
Biomethan-Erlöse	2,0 %

Vor allem die Entwicklung der gewerblichen Strompreise liegt mit einer durchschnittlichen jährlichen Änderungsrate von ca. 4,1 % weit über der anzunehmenden durchschnittlichen Inflationsrate für Verbraucherpreise von 2 % (vgl. Statistisches Bundesamt 2014a). Demgegenüber zeigt sich bei

den Nominallöhnen eine durchschnittliche, jährliche Änderungsrate von ca. 1,6 % (vgl. Statistisches Bundesamt 2014b) und für Investitionsgüter von ca. 0,6 % (vgl. Statistisches Bundesamt 2014c). Für die in den Modellanlagen berücksichtigten Biogassubstrate ist lediglich der Preis für Maissilage relevant, da Gülle annahmegemäß kostenlos bezogen wird. Der FNR (2014d) zufolge ist der durchschnittliche Preis für Silomais in den Jahren 2012 bis 2014 um 1,4 % pro Jahr gestiegen. Eine Differenzierung der Preisänderungsraten für die unterschiedlichen Kostenpositionen ist aufgrund teilweise großer Unterschiede angebracht. Die jeweiligen Werte werden aus historischen Daten abgeleitet und können in der Zukunft eine andere Entwicklung aufweisen.

Eine weitere wichtige Größe ist der **Mischkalkulationszinssatz**, mit dem die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital bewertet wird. Diese Größe fließt auch direkt in die Berechnung des Annuitätenfaktors der Investition und des preisdynamischen Annuitätenfaktors für die Ersatzinvestition und die Betriebskosten ein. Ein höherer Zinssatz lässt den Annuitätenfaktor ansteigen, den preisdynamischen Annuitätenfaktor dagegen sinken. Der Saldo dieser gegeneinander gerichteten Wirkungen hängt maßgeblich vom Verhältnis zwischen dem Mischkalkulationszinssatz und der angesetzten Preisänderungsraten ab. Unter den oben festgelegten Rahmendaten für die Preisänderungsraten ergibt sich bei einem steigenden Mischkalkulationszinssatz ein höherer Gewinn beziehungsweise geringerer Verlust bei allen Aufbereitungsverfahren. Die relevante Literatur zur ökonomischen Bewertung von Biogasaufbereitungsanlagen gibt für den Mischkalkulationszinssatz der Annuitätenfaktoren Werte zwischen 6 % und 8 % an (vgl. Thrän und Pfeiffer (2013, 78), Thrän et al. (2011, 125), FNR (2014c, 103) und Klinksi (2009, 128)). In dieser Arbeit wird mit einem Eigenkapitalzins von 10 % (vgl. Kost et al. 2013, 11), einem Eigenkapitalanteil von 25 % und einem Fremdkapitalzins von 4 % gerechnet. Daraus ergibt sich ein Mischkalkulationszinssatz von 6,25 %.

Aus diesen zentralen Kennzahlen und den kostenspezifischen Preisänderungsraten ergeben sich die Werte des Annuitätsfaktors und der preisdynamischen Annuitätenfaktoren (s. Tab. 7.2).

**Tab. 7.2: Annuitätenfaktor und kostenspezifische preisdynamische Annuitätenfaktoren**

Annuitätenfaktor	0,08
<u>Preisdynamischer Annuitätenfaktor für...</u>	
Investitionsgüter (Ersatzinvestitionen)	1,046
Löhne (Betriebspersonal und Wartung)	1,134
Biogassubstrate (Silomais)	1,458
Elektrizität	1,407
weitere verbrauchsgebundene Kosten	1,175
sonstige Kosten (Versicherung)	1,175
Biomethan-Erlöse	1,175

## 7.2 Annuitäten der Aufbereitungsverfahren

**Tab. 7.3: Kosten und Annuitäten für das Aminwäscheverfahren**

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage der in den Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 vorgestellten Methoden und Datengrundlagen.

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<b><u>Kapitalgebundene Kosten</u></b>	<b><u>4.161.011</u></b>	<b><u>339.172</u></b>	<b><u>6.831.030</u></b>	<b><u>556.810</u></b>	<b><u>11.261.780</u></b>	<b><u>917.969</u></b>
Bauliche Anlagen BGA	801.064	65.296	1.483.851	120.951	2.645.488	215.639
Technische Anlagen BGA	608.636	49.611	1.128.138	91.957	2.016.407	164.361
Aufbereitung	1.095.536	89.299	1.706.279	139.082	2.657.499	216.618
<b><u>Summe Investitionen für Baugruppen</u></b>	<b><u>2.505.237</u></b>	<b><u>204.207</u></b>	<b><u>4.318.268</u></b>	<b><u>351.990</u></b>	<b><u>7.319.395</u></b>	<b><u>596.618</u></b>
Planung	160.680	13.097	263.541	21.482	438.540	35.746
Genehmigung	40.170	3.274	65.885	5.370	109.635	8.937
Grundstückskauf	115.339	9.402	213.648	17.415	380.903	31.048
Erschließung des Grundstücks	75.425	6.148	139.713	11.388	249.088	20.304
Transport	21.911	1.786	34.126	2.782	53.150	4.332
Installation	226.958	18.500	394.563	32.162	672.685	54.832
Netzanschlusskosten	469.589	38.277	469.589	38.277	469.589	38.277
<b>Gesamtinvestition</b>	<b>3.615.308</b>	<b>294.691</b>	<b>5.899.333</b>	<b>480.866</b>	<b>9.692.985</b>	<b>790.093</b>
<b>Ersatzinvestitionen</b>	<b>545.703</b>	<b>44.481</b>	<b>931.697</b>	<b>75.944</b>	<b>1.568.796</b>	<b>127.876</b>
Technische Anlagen BGA	355.215	28.954	658.410	53.668	1.176.826	95.925
Restwert Technische Anlagen BGA	-79.015	-6.441	-146.459	-11.938	-261.778	-21.338
Aufbereitung	558.848	45.553	870.397	70.948	1.355.628	110.500

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
Restwert Aufbereitung	-289.345	-23.585	-450.650	-36.733	-701.880	-57.212
<b><u>Betriebsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>75.980</u></b>	<b><u>86.193</u></b>	<b><u>136.313</u></b>	<b><u>154.635</u></b>	<b><u>243.584</u></b>	<b><u>276.325</u></b>
Wartung	39.991	45.366	77.215	87.593	146.891	166.635
Personal	35.689	40.486	58.799	66.702	96.393	109.350
Laboranalysen	300	340	300	340	300	340
<b><u>Verbrauchsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>488.382</u></b>	<b><u>699.759</u></b>	<b><u>976.650</u></b>	<b><u>1.413.162</u></b>	<b><u>1.976.841</u></b>	<b><u>2.859.442</u></b>
Substrateinsatz	386.407	563.194	772.814	1.126.388	1.545.628	2.252.776
Substrattransport	29.826	35.059	59.652	83.923	142.729	200.803
Elektrizität	72.150	101.506	144.184	202.851	288.484	405.863
<b><u>Sonstige Kosten</u></b>	<b><u>17.994</u></b>	<b><u>21.151</u></b>	<b><u>29.340</u></b>	<b><u>34.488</u></b>	<b><u>48.160</u></b>	<b><u>56.610</u></b>
Versicherung	17.994	21.151	29.340	34.488	48.160	56.610
<b><u>Kosten gesamt</u></b>	<b><u>4.743.368</u></b>	<b><u>1.146.275</u></b>	<b><u>7.973.333</u></b>	<b><u>2.159.095</u></b>	<b><u>13.530.365</u></b>	<b><u>4.110.345</u></b>

**Tab. 7.4: Kosten und Annuitäten für das Druckwechseladsorptionsverfahren**

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage der in den Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 vorgestellten Methoden und Datengrundlagen.

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<b><u>Kapitalgebundene Kosten</u></b>	<b><u>4.035.435</u></b>	<b><u>328.936</u></b>	<b><u>6.569.636</u></b>	<b><u>535.503</u></b>	<b><u>10.703.141</u></b>	<b><u>872.433</u></b>
Bauliche Anlagen BGA	752.250	61.317	1.407.800	114.752	2.508.217	204.449
Technische Anlagen BGA	567.612	46.267	1.062.037	86.569	1.895.168	154.479
Aufbereitung	936.093	76.303	1.418.556	115.629	2.149.682	175.225
Abgasbehandlung	168.497	13.734	255.340	20.813	386.943	31.540

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<u>Summe Investitionen für Baugruppen</u>	<u>2.424.451</u>	<u>197.622</u>	<u>4.143.734</u>	<u>337.764</u>	<u>6.940.010</u>	<u>565.693</u>
Planung	153.326	12.498	252.084	20.548	417.860	34.061
Genehmigung	38.331	3.124	63.021	5.137	104.465	8.515
Grundstückskauf	108.311	8.829	202.698	16.522	361.139	29.437
Erschließung des Grundstücks	70.829	5.773	132.552	10.805	236.163	19.250
Transport	22.092	1.801	33.478	2.729	50.732	4.135
Installation	219.193	17.867	378.746	30.872	639.142	52.098
Netzanschlusskosten	469.589	38.277	469.589	38.277	469.589	38.277
<b>Gesamtinvestition</b>	<b>3.506.122</b>	<b>285.791</b>	<b>5.675.902</b>	<b>462.653</b>	<b>9.219.099</b>	<b>751.466</b>
<b>Ersatzinvestitionen</b>	<b>529.313</b>	<b>43.145</b>	<b>893.734</b>	<b>72.850</b>	<b>1.484.042</b>	<b>120.967</b>
Technische Anlagen BGA	331.272	27.003	619.831	50.524	1.106.067	90.158
Restwert Technische Anlagen BGA	-73.689	-6.007	-137.878	-11.239	-246.038	-20.055
Aufbereitung	477.514	38.923	723.625	58.984	1.096.583	89.385
Restwert Aufbereitung	-247.234	-20.153	-374.659	-30.539	-567.759	-46.279
Abgasbehandlung	85.953	7.006	130.253	10.617	197.385	16.089
Restwert Abgasbehandlung	-44.502	-3.627	-67.439	-5.497	-102.197	-8.330
<b><u>Betriebsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>74.838</u></b>	<b><u>84.897</u></b>	<b><u>134.534</u></b>	<b><u>152.617</u></b>	<b><u>240.373</u></b>	<b><u>272.681</u></b>
Wartung	38.849	44.071	75.435	85.575	143.680	162.992
Personal	35.689	40.486	58.799	66.702	96.393	109.350
Laboranalysen	300	340	300	340	300	340

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<b><u>Verbrauchsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>473.908</u></b>	<b><u>678.607</u></b>	<b><u>947.930</u></b>	<b><u>1.370.322</u></b>	<b><u>1.917.830</u></b>	<b><u>2.771.552</u></b>
Substrateinsatz	362.369	528.159	724.739	1.056.317	1.449.477	2.112.634
Substrattransport	27.970	32.878	55.941	78.702	133.850	188.312
Elektrizität	83.568	117.571	167.251	235.303	334.502	470.606
<b><u>Sonstige Kosten</u></b>	<b><u>17.473</u></b>	<b><u>20.538</u></b>	<b><u>28.272</u></b>	<b><u>33.233</u></b>	<b><u>45.889</u></b>	<b><u>53.941</u></b>
Versicherung	17.473	20.538	28.272	33.233	45.889	53.941
<b><u>Kosten gesamt</u></b>	<b><u>4.601.653</u></b>	<b><u>1.112.979</u></b>	<b><u>7.680.373</u></b>	<b><u>2.091.675</u></b>	<b><u>12.907.233</u></b>	<b><u>3.970.607</u></b>

**Tab. 7.5: Kosten und Annuitäten für das Membrantrennverfahren**

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage der in den Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 vorgestellten Methoden und Datengrundlagen.

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<b><u>Kapitalgebundene Kosten</u></b>	<b><u>3.781.480</u></b>	<b><u>308.236</u></b>	<b><u>5.967.967</u></b>	<b><u>486.460</u></b>	<b><u>9.644.956</u></b>	<b><u>786.178</u></b>
Bauliche Anlagen BGA	742.443	60.518	1.387.651	113.110	2.472.318	201.523
Technische Anlagen BGA	559.126	45.575	1.044.672	85.153	1.863.689	151.913
Aufbereitung	766.370	62.468	1.071.498	87.340	1.615.012	131.643
Abgasbehandlung	175.500	14.305	209.950	17.113	259.200	21.128
<b><u>Summe Investitionen für Baugruppen</u></b>	<b><u>2.243.439</u></b>	<b><u>182.867</u></b>	<b><u>3.713.771</u></b>	<b><u>302.716</u></b>	<b><u>6.210.220</u></b>	<b><u>506.207</u></b>
Planung	151.848	12.377	249.048	20.300	412.452	33.620
Genehmigung	37.962	3.094	62.262	5.075	103.113	8.405
Grundstückskauf	106.899	8.714	199.797	16.286	355.970	29.016
Erschließung des Grundstücks	69.905	5.698	130.655	10.650	232.783	18.975

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
Transport	18.837	1.535	25.629	2.089	37.484	3.055
Installation	243.870	19.878	374.209	30.502	562.846	45.879
Netzanschluss- kosten	423.285	34.503	423.285	34.503	423.285	34.503
<b>Gesamtinvesti- tion</b>	<b>3.296.046</b>	<b>268.667</b>	<b>5.178.656</b>	<b>422.122</b>	<b>8.338.153</b>	<b>679.659</b>
<b>Ersatzinvestitio- nen</b>	<b>485.433</b>	<b>39.569</b>	<b>789.311</b>	<b>64.338</b>	<b>1.306.803</b>	<b>106.520</b>
Technische Anla- gen BGA	326.320	26.599	609.697	49.698	1.087.695	88.660
Restwert Technische Anla- gen BGA	-72.588	-5.917	-135.623	-11.055	-241.951	-19.722
Aufbereitung	390.936	31.866	546.586	44.553	823.840	67.153
Restwert Aufbereitung	-202.408	-16.499	-282.996	-23.068	-426.545	-34.769
Abgasbehand- lung	89.525	7.297	107.098	8.730	132.222	10.778
Restwert Abgasbehand- lung	-46.352	-3.778	-55.450	-4.520	-68.458	-5.580
<b><u>Betriebsgebun- dene Kosten</u></b>	<b><u>52.968</u></b>	<b><u>60.087</u></b>	<b><u>91.172</u></b>	<b><u>103.426</u></b>	<b><u>154.142</u></b>	<b><u>174.860</u></b>
Wartung	17.369	19.704	32.464	36.827	57.840	65.614
Personal	35.298	40.043	58.408	66.258	96.002	108.906
Laboranalysen	300	340	300	340	300	340
<b><u>Verbrauchsge- bundene Kosten</u></b>	<b><u>503.558</u></b>	<b><u>719.158</u></b>	<b><u>1.007.000</u></b>	<b><u>1.450.885</u></b>	<b><u>2.035.605</u></b>	<b><u>2.932.167</u></b>
Substrateinsatz	356.360	519.400	712.720	1.038.799	1.425.439	2.077.599
Substrattransport	27.507	32.333	55.013	77.397	131.630	185.189
Elektrizität	115.516	162.518	230.918	324.875	461.836	649.750
Sonstige Betriebsmittel	4.175	4.908	8.349	9.814	16.699	19.629

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)
<b><u>Sonstige Kosten</u></b>	<b><u>16.428</u></b>	<b><u>19.311</u></b>	<b><u>25.798</u></b>	<b><u>30.325</u></b>	<b><u>41.509</u></b>	<b><u>48.792</u></b>
Versicherung	16.428	19.311	25.798	30.325	41.509	48.792
<b><u>Kosten gesamt</u></b>	<b><u>4.354.434</u></b>	<b><u>1.106.792</u></b>	<b><u>7.091.937</u></b>	<b><u>2.071.097</u></b>	<b><u>11.876.212</u></b>	<b><u>3.941.998</u></b>

**Tab. 7.6: Kosten und Annuitäten für das Membrankontaktoren-Verfahren**

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage der in den Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 vorgestellten Methoden und Datengrundlagen.

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)	Kosten (€/a)	Annuität (€/a)
<b><u>Kapitalgebundene Kosten</u></b>	<b><u>3.221.942</u></b>	<b><u>262.627</u></b>	<b><u>5.338.896</u></b>	<b><u>435.183</u></b>	<b><u>9.719.798</u></b>	<b><u>792.279</u></b>
Bauliche Anlagen BGA	752.250	61.317	1.407.800	114.752	2.508.217	204.449
Technische Anlagen BGA	567.612	46.267	1.062.037	86.569	1.895.168	154.479
Aufbereitung	464.084	37.828	695.722	56.710	1.631.961	133.024
Abgasbehandlung	83.535	6.809	125.230	10.208	293.753	23.944
<b><u>Summe Investitionen für Baugruppen</u></b>	<b><u>1.867.481</u></b>	<b><u>152.222</u></b>	<b><u>3.290.790</u></b>	<b><u>268.238</u></b>	<b><u>6.329.099</u></b>	<b><u>515.897</u></b>
Planung	132.491	10.800	243.594	19.856	430.093	35.058
Genehmigung	24.166	1.970	36.510	2.976	57.233	4.665
Grundstückskauf	108.311	8.829	202.698	16.522	361.139	29.437
Erschließung des Grundstücks	70.829	5.773	132.552	10.805	236.163	19.250
Transport	10.952	893	16.419	1.338	38.514	3.139
Installation	145.826	11.887	262.835	21.424	464.212	37.839
Netzanschlusskosten	469.589	38.277	469.589	38.277	469.589	38.277
<b><u>Gesamtinvestition</u></b>	<b><u>2.829.644</u></b>	<b><u>230.650</u></b>	<b><u>4.654.987</u></b>	<b><u>379.437</u></b>	<b><u>8.386.041</u></b>	<b><u>683.562</u></b>

Anlagengröße	250 Nm <sup>3</sup> / h		500 Nm <sup>3</sup> / h		1.000 Nm <sup>3</sup> / h	
	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)	Kosten (€/ a)	Annuität (€/ a)
<b>Ersatzinvestitionen</b>	<b>392.298</b>	<b>31.977</b>	<b>683.909</b>	<b>55.747</b>	<b>1.333.757</b>	<b>108.717</b>
Technische Anlagen BGA	331.272	27.003	619.831	50.524	1.106.067	90.158
Restwert Technische Anlagen BGA	-73.689	-6.007	-137.878	-11.239	-246.038	-20.055
Aufbereitung	236.736	19.297	354.898	28.928	832.486	67.858
Restwert Aufbereitung	-122.571	-9.991	-183.749	-14.978	-431.022	-35.133
Abgasbehandlung	42.612	3.473	63.882	5.207	149.848	12.214
Restwert Abgasbehandlung	-22.063	-1.798	-33.075	-2.696	-77.584	-6.324
<b><u>Betriebsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>54.026</u></b>	<b><u>61.288</u></b>	<b><u>92.472</u></b>	<b><u>104.902</u></b>	<b><u>155.811</u></b>	<b><u>176.754</u></b>
Wartung	17.599	19.964	32.935	37.362	58.680	66.567
Personal	36.127	40.983	59.237	67.199	96.832	109.847
Laboranalysen	300	340	300	340	300	340
<b><u>Verbrauchsgebundene Kosten</u></b>	<b><u>491.266</u></b>	<b><u>701.403</u></b>	<b><u>981.847</u></b>	<b><u>1.414.972</u></b>	<b><u>1.981.163</u></b>	<b><u>2.855.563</u></b>
Substrateinsatz	362.369	528.159	724.739	1.056.317	1.449.477	2.112.634
Substrattransport	27.970	32.878	55.941	78.702	133.850	188.312
Elektrizität	93.901	132.108	187.918	264.378	375.835	528.757
Wasser	500	588	1.000	1.175	1.500	1.763
Sonstige Betriebsmittel	6.525	7.670	12.250	14.399	20.500	24.097
<b><u>Sonstige Kosten</u></b>	<b><u>14.090</u></b>	<b><u>16.563</u></b>	<b><u>23.167</u></b>	<b><u>27.233</u></b>	<b><u>41.724</u></b>	<b><u>49.045</u></b>
Versicherung	14.090	16.563	23.167	27.233	41.724	49.045
<b><u>Kosten gesamt</u></b>	<b><u>3.781.325</u></b>	<b><u>1.041.880</u></b>	<b><u>6.436.383</u></b>	<b><u>1.982.290</u></b>	<b><u>11.898.496</u></b>	<b><u>3.873.640</u></b>

**Tab. 7.7: Produktgasmengen nach Aufbereitungsverfahren und Anlagengrößen**  
Quelle: eigene Berechnungen

Verfahren	Rohbiogas-Volumenstrom (Nm <sup>3</sup> / h)	Nm <sup>3</sup> Produktgas
Druckwasserwäsche	250	1.103.453
	500	2.206.906
	1.000	4.413.811
Aminwäsche	250	1.130.615
	500	2.261.229
	1.000	4.522.459
Druckwechseladsorption	250	1.114.770
	500	2.229.540
	1.000	4.459.081
Membrantrennverfahren	250	1.103.453
	500	2.206.906
	1.000	4.413.811
Membrankontaktoren	250	1.120.429
	500	2.240.858
	1.000	4.481.716

## 7.3 Wertschöpfung und Beschäftigung

**Tab. 7.8: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die Biogasaufbereitung mit dem Verfahren der Druckwasserwäsche (detailliert)**

Quelle: eigene Berechnungen

Erläuterung: Die Angaben beziehen sich auf eine Anlagenkapazität von 250 Nm<sup>3</sup> / h Rohbiogas. Die Werte sind in der Einheit € pro Nm<sup>3</sup> Anlagenkapazität aufgeführt.

Wertschöpfungsschritt	Nach-Steuer-Gewinne	Netto-Einkommen	Kommunalsteuern gesamt	Wertschöpfung kommunal	Beschäftigungseffekte [VZÄ / (Nm <sup>3</sup> / h)]
Anlagenproduktion	354,83	1.525,79	128,27	2.008,89	0,06
Bauliche Anlagen BGA	117,85	679,39	44,88	842,12	0,03

Wertschöpfungs-schritt	Nach-Steuer-Gewinne	Netto-Einkommen	Kommunalsteuern gesamt	Wertschöpfung kommunal	Beschäftigungseffekte [VZÄ / (Nm <sup>3</sup> / h)]
Technische Anlagen BGA	58,34	223,64	21,04	303,02	0,01
Aufbereitung	175,98	613,49	61,43	850,90	0,02
Abgasbehandlung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Heizkessel	2,66	9,27	0,93	12,85	0,00
<b>Anlagenplanung und -Installation</b>	<b>1.342,08</b>	<b>1.983,06</b>	<b>253,75</b>	<b>3.578,90</b>	<b>0,06</b>
Planung	37,23	149,05	13,68	199,96	0,00
Grundstückskauf	439,85	0,00	0,00	439,85	0,00
Erschließung des Grundstücks	17,57	35,42	4,78	57,77	0,00
Transport	2,46	13,09	1,06	16,61	0,00
Installation	52,85	106,54	14,38	173,77	0,00
Netzanschlusskosten	669,37	1.349,46	182,12	2.200,96	0,04
<i>davon Produktion des Materials</i>	122,75	329,50	37,72	489,98	0,01
<b>Anlagenbetrieb und Wartung</b>	<b>30,40</b>	<b>134,06</b>	<b>10,41</b>	<b>174,86</b>	<b>0,01</b>
Betriebsmittel	9,58	6,04	2,11	17,73	0,00
- Elektrizität	9,58	6,04	2,11	17,73	0,00
- Wasser	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Laboranalysen	0,07	0,09	0,02	0,17	0,00
Fremdkapitalfinanzierung (Banken)	5,64	21,81	2,35	29,80	0,00
Wartung und Instandhaltung	13,68	27,57	3,72	44,97	0,00
<i>davon Produktion des Materials</i>	6,61	15,71	1,93	24,25	0,00
Versicherung	1,44	1,92	0,44	3,80	0,00
Betriebspersonal	0,00	76,62	1,77	78,39	0,00

<b>Wertschöpfungsschritt</b>	<b>Nach-Steuer-Gewinne</b>	<b>Netto-Einkommen</b>	<b>Kommunalsteuern gesamt</b>	<b>Wertschöpfung kommunal</b>	<b>Beschäftigungseffekte [VZÄ / (Nm<sup>3</sup> / h)]</b>
<b>Betreibergewinne (Wärmemarkt)</b>	<b>642,02</b>	<b>0,00</b>	<b>105,30</b>	<b>747,32</b>	<b>0,00</b>
<b>Betreibergewinne (KWK-Nutzung)</b>	<b>512,79</b>	<b>0,00</b>	<b>83,79</b>	<b>596,59</b>	<b>0,00</b>



GESCHÄFTSSTELLE BERLIN  
MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG  
HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0

Fax: + 49 – 6221 – 270 60

[mailbox@ioew.de](mailto:mailbox@ioew.de)

[www.ioew.de](http://www.ioew.de)