

**Deutsches  
BiomasseForschungsZentrum**  
gemeinnützige GmbH

**German Biomass Research Centre**



**Ökologische und ökonomische Bewertung der  
Produktion von Biomethanol für die  
Biodieselherstellung**

Kurzstudie

Stefan Majer

Arne Gröngröft

Mai 2010

**Auftraggeber:** **UFOP Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.**  
*Herr Dieter Bockey*  
Haus der Land- und Ernährungswirtschaft  
Claire-Waldoffstr. 7  
10117 Berlin

**Ansprechpartner:** **Deutsches BiomasseForschungsZentrum  
gemeinnützige GmbH**  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

Tel.: +49-341-2434-112  
Fax: +49-341-2434-133  
E-Mail: [info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

**Stefan Majer**

Tel.: +49-341-2434-411  
Fax: +49-341-2434-133  
E-Mail: [Stefan.Majer@dbfz.de](mailto:Stefan.Majer@dbfz.de)

**Franziska Müller-Langer**

Tel.: +49-341-2434-423  
Fax: +49-341-2434-133  
E-Mail: [franziska.mueller-langer@dbfz.de](mailto:franziska.mueller-langer@dbfz.de)

**Erstelldatum:** 03.05.2010

**Projektnummer DBFZ:** 3514000

Alleingesellschafterin des DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH ist die Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV).  
Vertreter der Alleingesellschafterin: Staatssekretär Gert Lindemann

---

Aufsichtsrat:  
Dr. Rainer Gießübel, BMELV, Vorsitzender  
Reinhard Kaiser, BMU, stellvertr. Vorsitzender  
Anita Domschke, SMUL  
Dr. Bernd Rittmeier, BMVBS  
Karl Wollin, BMBF

Geschäftsführung:  
Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt (wiss.)  
Daniel Mayer (admin.)

Handelsregister: Amtsgericht Leipzig HRB 23991  
Sitz und Gerichtsstand Leipzig  
Steuernummer: 232/124/01072  
Ust.-IdNr. DE 259357620  
Deutsche Kreditbank AG  
Konto-Nr.: 1001210689  
BLZ 120 300 00

## INHALTSVERZEICHNIS

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Hintergrund und Zielstellung .....</b>                                    | <b>4</b>  |
| <b>2</b> | <b>Grundlagen der Methanolproduktion .....</b>                               | <b>4</b>  |
| 2.1      | <i>Methanolproduktion aus Erdgas bzw. Biomethan.....</i>                     | 4         |
| 2.2      | <i>Methanolproduktion aus Bio-Synthesegas .....</i>                          | 6         |
| 2.3      | <i>Charakteristik der betrachteten Konzepte zur Methanolproduktion .....</i> | 6         |
| 2.3.1    | Methanolproduktion auf der Basis von Erdgas.....                             | 6         |
| 2.3.2    | Methanolproduktion auf der Basis von Biomethan aus Biogas.....               | 6         |
| 2.3.3    | Methanolproduktion auf der Basis von Biomethan aus Bio-SNG .....             | 8         |
| 2.3.4    | Methanolproduktion auf der Basis von Synthesegas aus WRH und KUP .....       | 9         |
| <b>3</b> | <b>Ökologische Bewertung der Biomethanolproduktion.....</b>                  | <b>10</b> |
| 3.1      | <i>Methodik.....</i>   | 10        |
| 3.2      | <i>Ergebnisse.....</i>   | 11        |
| 3.2.1    | Treibhausgasemissionen der Biomethanolproduktion.....                        | 11        |
| 3.2.2    | Effekte beim Biomethanoleinsatz für die Biodieselproduktion .....            | 14        |
| <b>4</b> | <b>Ökonomische Bewertung der Biomethanolproduktion .....</b>                 | <b>15</b> |
| 4.1      | <i>Methodik.....</i>   | 15        |
| 4.1.1    | Kapitalgebundene Kosten .....  | 16        |
| 4.1.2    | Verbrauchsgebundene Kosten.....  | 17        |
| 4.2      | <i>Ergebnisse.....</i>   | 18        |
| 4.2.1    | Gestehungskosten für Biomethanol .....                                       | 18        |
| 4.2.2    | Effekte bei Biomethanoleinsatz für die Biodieselproduktion .....             | 19        |
| <b>5</b> | <b>Schlussfolgerungen .....</b>  | <b>20</b> |
| <b>6</b> | <b>Literatur- und Referenzverzeichnis .....</b>                              | <b>21</b> |

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

|         |                           |
|---------|---------------------------|
| Abb.    | Abbildung                 |
| Äq.     | Äquivalent                |
| Bio-SNG | Bio-Synthetic Natural Gas |
| GUE     | Gülle                     |
| KUP     | Kurzumtriebsanlage        |
| MeOH    | Methanol                  |
| NAWARO  | Nachwachsende Rohstoffe   |
| RME     | Rapsölmethylester         |
| THG     | Treibhausgas              |
| WRH     | Waldrestholz              |

## 1 HINTERGRUND UND ZIELSTELLUNG

Durch die gegenwärtigen politischen Rahmenbedingungen auf europäischer und nationaler Ebene sowie die zunehmende öffentliche Debatte um die Nachhaltigkeit einer verstärkten Biokraftstoffnutzung gewinnt die ökologische Beurteilung der Biokraftstoffproduktion und -nutzung zunehmend an Bedeutung. Mit der Verabschiedung der EU Direktive 2009/28/EC (RES-D) und ihrer nationalen Umsetzung im Rahmen der Biokraft-NachV wird zukünftig die Einhaltung bestimmter Einsparziele für Treibhausgasemissionen (THG) für Biokraftstoffe verbindlich [1], [2]. Vor diesem Hintergrund ist es für Biokraftstoffproduzenten daher zukünftig entscheidend, mögliche ökologische Optimierungspotentiale in der Treibhausgasbilanz ihres Kraftstoffes erkennen und nutzen zu können. Neben verschiedenen Ansätzen zur Optimierung der THG-Bilanz durch die Substitution fossiler Energieträger könnte auch der Einsatz von Methanol aus biogenen Rohstoffen, bzw. die ökologische Optimierung der konventionellen Methanolproduktion ein Ansatz zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz von Biodiesel auf Rapsölbasis sein. Um das ökologische und ökonomische Potential dieses Optimierungsansatzes näher bewerten zu können, werden im Rahmen dieser Kurzstudie die Treibhausgasbilanz und die Gestehungskosten von Methanol aus biogenen Rohstoffen mit konventionell produziertem Methanol auf der Basis von Erdgas verglichen und deren Effekt auf die THG-Emissionen und Kosten der Biodieselproduktion abgeschätzt. Dazu werden im ersten Abschnitt der Studie noch einmal die Grundlagen der Methanolproduktion sowie die Charakteristika der betrachteten Produktionslinien in Kurzform skizziert. Die betrachteten Biomethanol-Produktionslinien werden anschließend einer ökologischen und ökonomischen Bewertung unterzogen. Aus den Ergebnissen werden abschließend Schlussfolgerungen für den Einsatz von Biomethanol in der Biodieselproduktion abgeleitet.

## 2 GRUNDLAGEN DER METHANOLPRODUKTION

### 2.1 Methanolproduktion aus Erdgas bzw. Biomethan

Die Produktion von Methanol erfolgt in Deutschland derzeit auf Basis von Synthesegas aus Erdgas und Rückstandsölen der Erdölverarbeitung [3]. Dabei lässt sich der Verfahrensablauf der industriellen Methanolproduktion grundsätzlich in die in Abb. 1 dargestellten Hauptprozessschritte unterteilen.

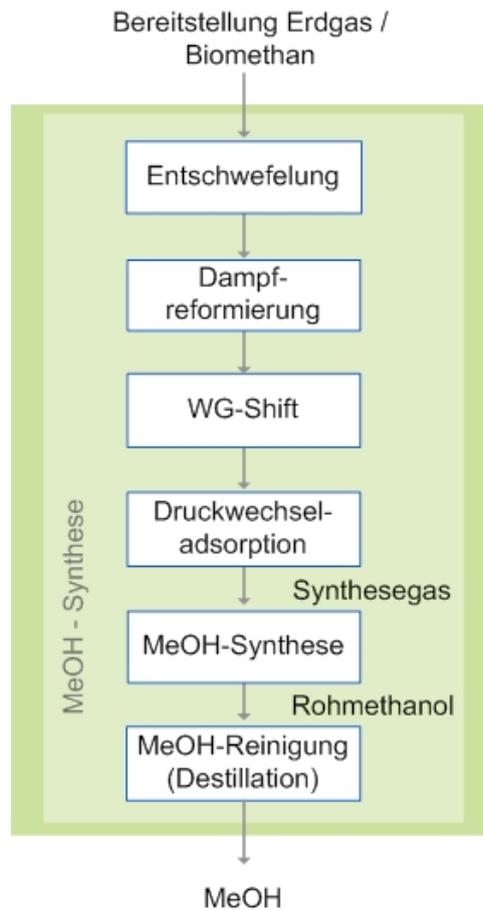
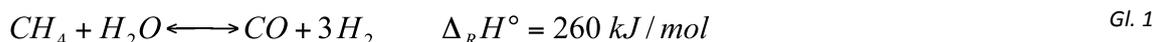


Abb. 1 Vereinfachter Prozessfluss der Methanolproduktion auf Basis von Erdgas bzw. Biomethan

Eine im Regelfall über das Gasnetz erfolgende (Bio-)methanbereitstellung frei Methanolanlage vorausgesetzt, erfolgt im ersten Prozessschritt zunächst eine Gasentschwefelung. Dieser schließt sich eine so genannte katalytische Dampfspaltung (Reformierung) des Ausgangsproduktes (Methan) an. In diesem Prozessschritt wird Methan zunächst mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid umgesetzt (siehe Gl. 1). In der parallel auftretenden exothermen Wasser-Gas-Shift-Reaktion erfolgt die Umsetzung von Kohlenmonoxid und Wasser zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff (siehe Gl. 2). Mittels Druckwechseladsorption wird der für die Methanolsynthese erforderliche Stöchiometriefaktor des Synthesegases (Verhältnis von  $H_2/CO$ ) angepasst. Dabei wird je nach Synthesebedingungen (u. a. abhängig von Reaktortemperatur, Druck und Katalysator) ein  $(H_2-CO_2):(CO+CO_2)$  Verhältnis von 2,1:1 angestrebt. Das auf diese Weise produzierte Synthesegas wird aufgereinigt komprimiert und unter Einsatz von Katalysatoren zu Methanol umgesetzt (siehe Gl. 3). Der Prozess der Methanolsynthese verläuft exotherm. Durch tiefe Temperaturen und hohe Drücke wird das Reaktionsgleichgewicht auf die Seite der Reaktionsprodukte verschoben.



Das produzierte Rohmethanol wird abschließend in einer mehrstufigen Destillation aufgereinigt und von leicht- und schwerflüchtigen Nebenprodukten befreit.

## 2.2 Methanolproduktion aus Bio-Synthesegas

Die Produktion von Biomethanol auf der Basis von Synthesegas (aus biogenen, im Regelfall festen holzartigen Rohstoffen) erfolgt nach thermo-chemischer Konversion der Biomasse über Vergasung, mehrstufige Gasreinigung und -konditionierung im Wesentlichen nach dem gleichen Prozessschema wie die Produktion auf der Basis von Erdgas/Biomethan. Nach der Einstellung der gewünschten Synthesegaskomposition erfolgt, analog zum oben beschriebenen Bildungsmechanismus, die Methanolsynthese sowie die anschließende Aufbereitung des produzierten Rohmethanols.

## 2.3 Charakteristik der betrachteten Konzepte zur Methanolproduktion

Im Rahmen dieser Kurzstudie wurde die Produktion von Methanol auf der Grundlage von drei unterschiedlichen Rohstoffen untersucht. Als Referenzkonzept wurde dabei zunächst die Methanolproduktion auf der Basis von Erdgas betrachtet. Diesem Referenzkonzept wurde die Produktion von Methanol auf der Basis von Biomethan bzw. Bio-Synthesegas gegenübergestellt. Für die Bereitstellung von Biomethan wurde dabei ein Konzept zur Produktion auf der Basis von synthetischem Erdgas aus WRH (Bio-SNG) sowie die Biomethanproduktion aus Biogas (zwei Konzepte mit unterschiedlichen Substratzusammensetzungen) betrachtet. Diesen Konzepten der Methanolproduktion auf der Basis von Erdgas, Biomethan aus Bio-SNG bzw. Biogas wurde abschließend eine Betrachtung der Methanolproduktion auf der Basis von Synthesegas aus Waldrestholz bzw. aus KUP gegenüber gestellt.

### 2.3.1 Methanolproduktion auf der Basis von Erdgas

Die für die Bewertung erforderlichen Stoff- und Energieströme für die Bilanzierung von Methanol aus Erdgas basieren auf einer Veröffentlichung von Althaus et al. [4]. Diese Veröffentlichung bildet die Grundlage eines entsprechenden Datensatzes in der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent 2.0. Der Datensatz wurde für die ökobilanzielle und ökonomische Bewertung an die Bedingungen einer Methanolproduktion in Deutschland angepasst. Hierzu wurden regional bezogene Daten des Originaldatensatzes durch deutsche Regionaldaten (z. B. Strommix) ersetzt. Der verwendete Datensatz enthält in aggregierter Form alle Input- und Outputströme zur Methanolproduktion aus Erdgas. Das in dem verwendeten Datensatz eingesetzte Erdgas stammt Schwerpunktmäßig aus russischer Produktion und zu einem geringen Teil aus Nordeuropa.

### 2.3.2 Methanolproduktion auf der Basis von Biomethan aus Biogas

Neben dem betrachteten Referenzpfad wurde im Rahmen dieser Kurzstudie die Methanolerzeugung aus Biomethan auf der Basis von Biogas untersucht. Da sich die ökonomische und ökologische Bewertung unterschiedlicher Biogaspfade in Abhängigkeit verschiedener Einflussparameter (z. B. eingesetztes Substrat, verwendete Prozesstechnik zur Biogasaufbereitung, etc.) teilweise stark unterscheidet und der verwendete Rohstoff auch in der Bewertung des Produktes Methanol von großer Bedeutung ist, werden im Rahmen dieser Studie zwei unterschiedliche Konzepte zur Produktion von Biomethan aus Biogas betrachtet. Diese Konzepte entsprechen dem gegenwärtigen Stand der Technik und orientieren sich am Bestand von Biogasanlagen in Deutschland. Die Grundzüge dieser Konzepte sind in den folgenden Abb. 2 und Abb. 3 dargestellt [5]. Beide Konzepte zur Biomethanproduktion auf Basis von Biogas sind zunächst grob in die Abschnitte Rohbiogasgestehung und Biogasaufbereitung unterteilt. Die Rohbiogasgestehung umfasst die Vorbehandlung (inklusive Silierung, Lagerung und Substrataufbereitung), die Fermentation (Nassfermenter mit Nachgärer), den Gasspeicher, einen Brennwärtekessel zur Fermenterbeheizung und die Gärrestaufbereitung. Die Aufbereitung des Biogases beinhaltet die Trocknung, die Entschwefelung, die Methananreicherung

und die Druckanpassung. Der Substratinput beider Anlagenkonzepte setzt sich jeweils aus unterschiedlichen Mengen Gülle, Nawaro und Reststoffen zusammen. Gülle steht dabei für Rindergülle, die eingesetzten Nawaro setzen sich aus einem gängigen Mix aus Maissilage, Ganzpflanzensilage und Getreidekorn zusammen.

Beide Konzepte spiegeln den derzeitigen Stand der Biomethanproduktion wieder und produzieren stündlich 250 m<sup>3</sup>N Biomethan. Sie unterscheiden sich in der Art des Gärsubstrates und im Verfahren der Methananreicherung. So kommen im ersten Konzept, wie in Abb. 2 zu sehen, häftig Gülle und nachwachsende Rohstoffe (Substratmix aus Mais, Getreidekorn und Getreideganzpflanzensilage) zum Einsatz. Die Methananreicherung erfolgt in diesem Konzept mit einer Druckwechseladsorption, ein Verfahren, das bisher am häufigsten in Deutschland realisiert wurde.

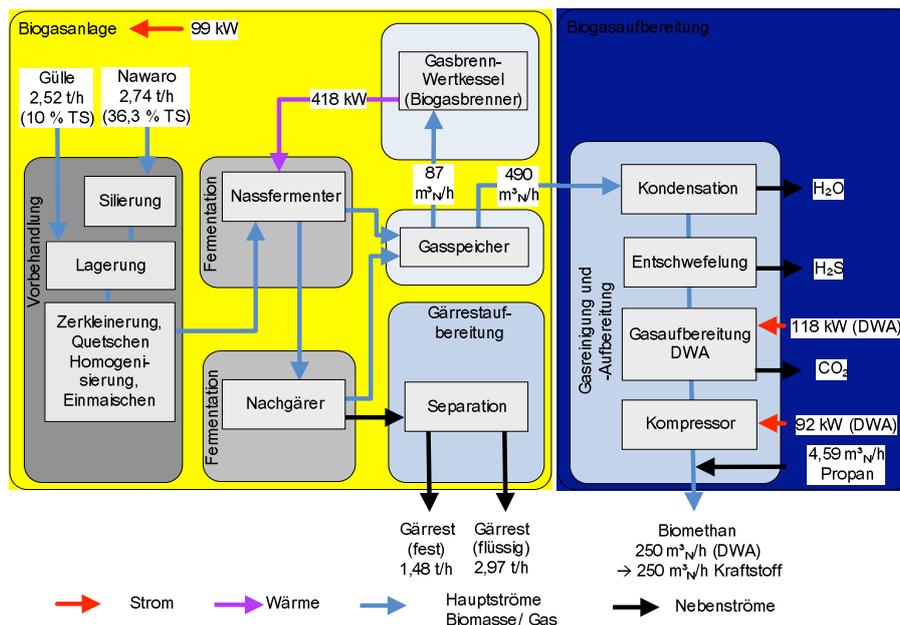


Abb. 2 erstes Konzept zur Methanerzeugung aus Biogas für die Produktion von Methanol [5]

Als zweites Konzept zur Produktion von Biomethan wurde eine typische Nawaro-Anlage wie sie in den letzten Jahren sehr häufig errichtet wurde (vgl. Abb. 3) untersucht. Beschickt wird die Anlage zu 90% mit Nawaro (Nawaro Mix aus Maissilage, Getreidekorn und Getreideganzpflanzensilage) und 10% Rindergülle. Dieses Szenario ist nach der Novellierung des EEG im Jahr 2004 besonders typisch für neu errichtete Biogasanlagen. Aufgrund der veränderten Substratzusammensetzung ergibt sich für dieses Konzept (im Vergleich zum ersten betrachteten Konzept zur Produktion von Biomethan aus Biogas) durch die aufwändigere Beschickung ein höherer spezifischer Strombedarf (bezogen auf die Substratinputmenge). Auf der anderen Seite sinkt durch die höhere Energiedichte der Nawaro allerdings der Bedarf an thermischer Energie zur Vorerwärmung der Substrate. Eine Erwärmung der Substrate ist notwendig, damit das empfindliche Fermentermilieu nicht gestört wird (37 °C). Als Methananreicherungsverfahren wurde für dieses Konzept statt der Druckwechseladsorption eine Druckwasserwäsche verwendet. Diese Technologie ist seit vielen Jahren in Europa im Einsatz und findet vor allem in großen Neuanlagen Verwendung.

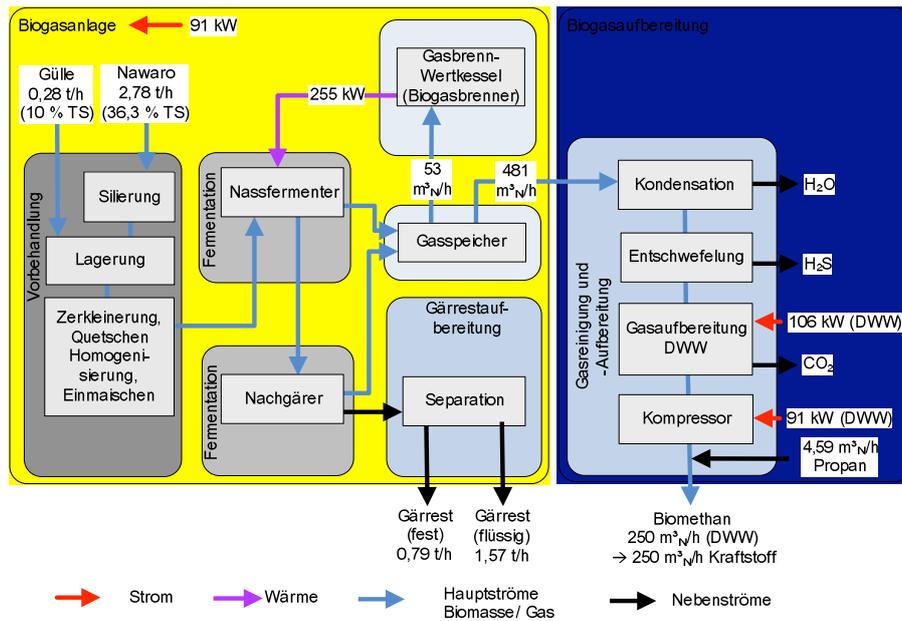


Abb. 3 Stand 2005: BG-2005-NAWARO/GUE-2,5 MW

Das auf diese Weise produzierte und auf Erdgasqualität aufgereinigte Biomethan wird in das Erdgasnetz eingespeist und analog zur Methanolproduktion aus Erdgas nach dem in Abb. 1 dargestellten Prozess zur Erzeugung von Methanol eingesetzt. Die Bilanzierung der zur ökonomischen und ökologischen Bewertung erforderlichen Stoffströme erfolgte ebenfalls auf der Basis von Althaus et al. [4].

### 2.3.3 Methanolproduktion auf der Basis von Biomethan aus Bio-SNG

Neben dem Referenzpfad zur Methanolerzeugung aus Erdgas und dem beschriebenen Konzept zur Methanolproduktion auf der Basis von Biomethan aus Biogas wurde im Rahmen dieser Kurzstudie auch die Methanolerzeugung aus Biomethan auf der Basis von synthetischem Erdgas aus WRH (Bio-SNG) als eine mögliche zukünftige Option untersucht. Als Grundlage für die Bewertung dieser Option wurde ein Bio-SNG Konzept für den Zeithorizont 2010 aus der Veröffentlichung „Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem“ [5] verwendet. Dieses Konzept entspricht in Bezug auf seine technischen Komponenten im Wesentlichen dem am Standort Güssing (Österreich) errichteten Demonstrationsprozess zur thermo-chemischen Erzeugung von Biomethan. Mit Bezug auf die einzuspeisenden vergleichsweise größeren Biomethanmengen erfolgt im Rahmen dieses Bio-SNG Konzeptes die Einspeisung bei einem Netzdruck von 16 bar. Die Grundzüge und Prozessflüsse des betrachteten Bio-SNG Konzeptes sind in der Abb. 4 dargestellt.

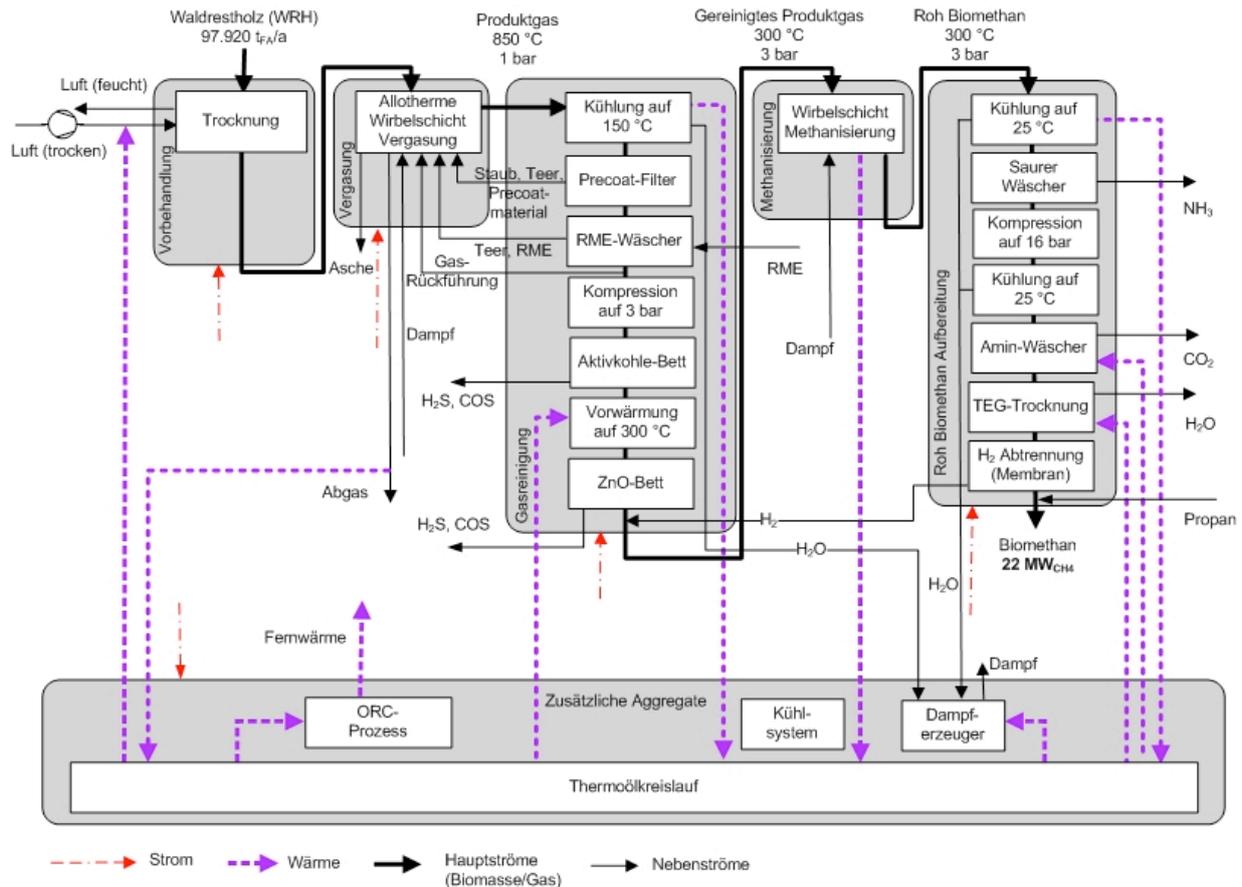


Abb. 4 Konzept zur Bio-SNG Erzeugung für die Produktion von Methanol [5]

Charakteristisch für den dargestellten Bio-SNG Prozess sind die allotherme Zweibett-Wirbelschichtvergasung, die Entschwefelung des Produktgases mit Hilfe eines Aktivkohle- und ZnO-Bettes sowie die Wirbelschichtmethanisierung. Da parallel zur Methanbildung ebenfalls die CO-Shift-Reaktion, bei der Kohlendioxid gebildet wird, im Wirbelschichtreaktor abläuft, ist eine Kohlendioxidabscheidung nach der Methanisierung erforderlich. Diese wird mit Hilfe einer Aminwäsche realisiert. Während der Methanisierung nicht umgesetzter Wasserstoff wird durch eine Membran vom Roh-Biomethan abgetrennt. Um den Wassergehalt des Biomethans auf ein Minimum zu reduzieren (je nach Nutzungspfad notwendig), wird das Gas zusätzlich zur Kondensationstrocknung mit Triethylenglykol (TEG) getrocknet [5].

Das produzierte Biomethan wird in das Erdgasnetz eingespeist und analog zur Methanolproduktion aus Erdgas und Biomethan aus Biogas nach dem in Abb. 1 dargestellten Prozess zur Erzeugung von Methanol eingesetzt. Die Bilanzierung der zur ökonomischen und ökologischen Bewertung erforderlichen Stoffströme erfolgte auf der Basis von Althaus et al. [4].

### 2.3.4 Methanolproduktion auf der Basis von Synthesegas aus WRH und KUP

Neben den bereits genannten Konzepten zur Produktion von Methanol aus unterschiedlichen Rohstoffen wird abschließend die Erzeugung von Methanol aus Bio-Synthesegas betrachtet. Die Modellierungen und Berechnungen für diese Betrachtungen basieren auf Stoff- und Energieströmen aus einer Veröffentlichung von Jungbluth et al. [6]. Diese Veröffentlichung ist ebenfalls Grundlage eines entsprechenden Datensatzes in der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent 2.0. Der Datensatz wurde

analog zum Datensatz für Methanol aus Erdgas entsprechend an die regionalen deutschen Spezifika (z. B. Strommix) angepasst.

Der Prozess der Holzvergasung basiert dabei auf dem in der Abb. 5 dargestellten Prozessfließbild zur Methanolerzeugung aus Synthesegas. Wie im Abschnitt 2.2 beschrieben erfolgt im Anschluss an die Synthesegasproduktion die Methanolerzeugung analog zur Methanolproduktion aus Erdgas.

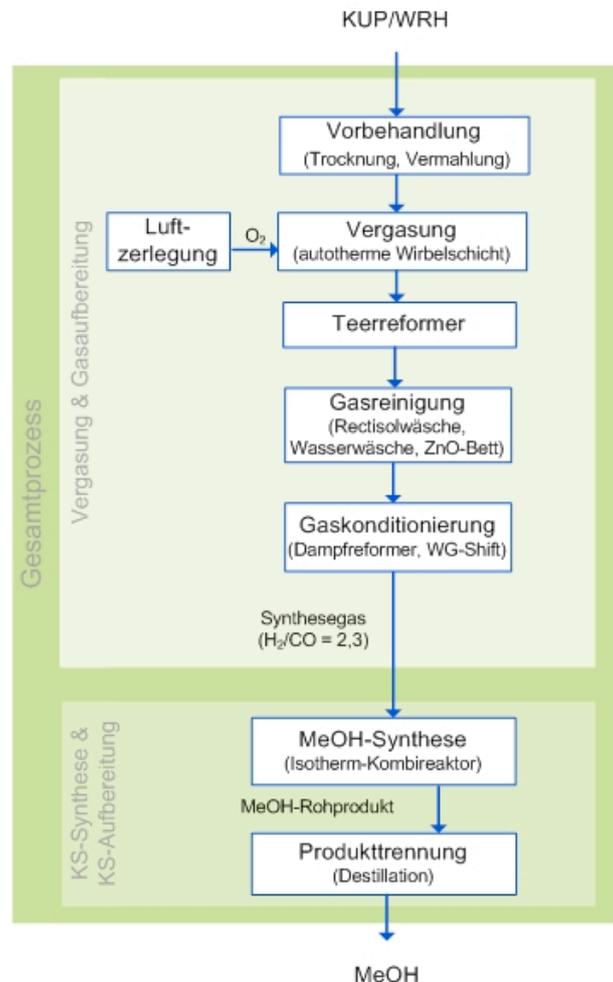


Abb. 5 Konzept zur Erzeugung Methanol auf der Basis von Bio-Synthesegas

### 3 ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG DER BIOMETHANOLPRODUKTION

#### 3.1 Methodik

Für die betrachteten Konzepte zur Methanolproduktion wurden die spezifischen THG-Emissionen pro Kilogramm produziertem Methanol berechnet. Diese Berechnung erfolgte auf Grundlage der in der RES-D definierten Berechnungsmethodik [1]. Die Wahl dieser Berechnungsmethodik zur Bestimmung der THG-Emissionen der betrachteten Methanolkonzepte ergibt sich aus den weiterführenden Betrachtungen zur ökologischen Vorteilhaftigkeit des Biomethanoleinsatzes bei der Biodieselproduktion. Um eine mögliche Verbesserung der THG-Bilanz von Biodiesel durch den Einsatz von Biomethanol zu berechnen, ist es zunächst erforderlich die mit dem Einsatz der unterschiedlichen Methanolkonzepte verbundenen THG-Emissionen nach der gleichen Methodik zu bestimmen.

Die Berechnungsmethodik der RES-D orientiert sich im Wesentlichen am Aufbau der klassischen Ökobilanzierung nach ISO 14040 & ISO 14044 [7], [8], schränkt allerdings die Freiheitsgrade der Bilanzierung stark ein und konzentriert sich mit der Ermittlung von THG-Emissionen lediglich auf eine Kategorie der Wirkungsabschätzung. Weiterhin gibt die verwandte Berechnungsmethodik klare Vorgaben zu den Systemgrenzen der Bilanzierung, zum Umgang mit Koppelprodukten und den zu verwendenden CO<sub>2</sub>-Konversionsfaktoren für die Wirkungsabschätzung. Im Fall der durchgeführten Berechnungen umfasst der Bilanzraum den gesamten Produktlebensweg bis zum fertigen Produkt Methanol. Nebenprodukte werden über eine Allokation nach unterem Heizwert betrachtet. Die Wirkungsabschätzung der Emissionen erfolgt nach Konversionsfaktoren des IPCC von 2001. Infrastrukturelle Aufwendungen sind nach den Vorgaben der RES-D von den Betrachtungen ausgeschlossen.

Die für die Bilanzierung gültige funktionelle Einheit wird als 1 kg Methanol definiert. Alle Berechnungen und Ergebnisse werden auf diese Größe bezogen.

### 3.2 Ergebnisse

#### 3.2.1 Treibhausgasemissionen der Biomethanolproduktion

Die Ergebnisse der THG-Emissionen der untersuchten Methanolkonzepte werden wesentlich von den Emissionen der Produktion und Bereitstellung ihrer verwendeten spezifischen Rohstoffe (Erdgas, Biomethan aus Biogas und Bio-SNG, Synthesegas aus WRH und KUP) dominiert (vgl. Abb. 7) beeinflusst. Aus diesem Grund werden zunächst die Ergebnisse aus der Bilanzierung dieser Rohstoffe detailliert dargestellt. Um den Einfluss dieser Rohstoffe in der THG-Bilanz der untersuchten Methanolfpade besser nachzuvollziehen und sie aufgrund Ihrer unterschiedlichen Energiedichten (Biomethan: 36 MJ/kg, Syngas: 5,3 MJ/kg, [5], [6]) vergleichbar darzustellen, sind die Ergebnisse jeweils pro MJ Biomethan bzw. Syngas dargestellt.

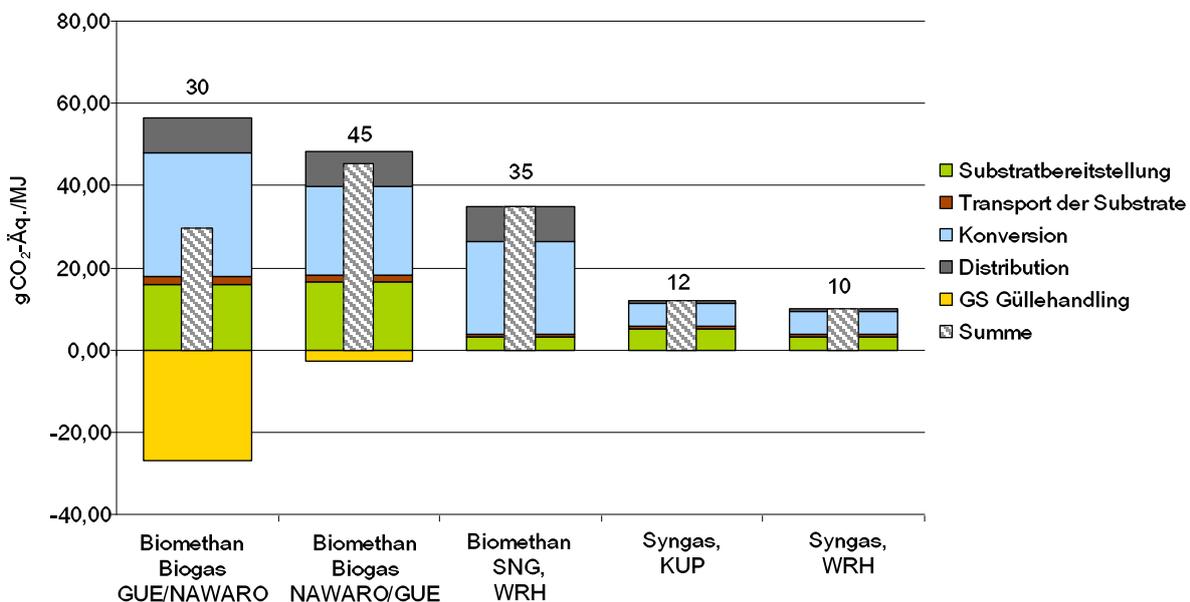


Abb. 6 Treibhausgasemissionen unterschiedlicher Rohstoffbereitstellungspfade für die Methanolproduktion basierend auf [5], [6]

Die dargestellten Werte für die Bereitstellung verschiedener Rohstoffe zur Methanolproduktion weisen eine Bandbreite von 10 g/MJ Syngas (für das Konzept der Syngasproduktion aus WRH) bis

45 g/MJ Biomethan (für das Konzept Biogas Nawaro/Gue) auf. Eine detaillierte Darstellung des Ergebnisses zeigt die Abb. 6. Hauptursache für den deutlichen Ergebnisunterschied zwischen den Konzepten zur Erzeugung von Biomethan und Synthesegas sind die energieintensive Aufbereitung des erzeugten Biomethans auf Erdgasqualität (enthalten in den Emissionen der Konversion) sowie die Emissionen aus der Bereitstellung von nachwachsenden Rohstoffen (Maissilage, Getreidekorn und Getreideganzpflanzensilage) als Biogassubstrat (Substratbereitstellung). Da im Rahmen der Konzepte auf Basis von Bio-Synthesegas aus KUP sowie aus WRH kein aufbereitetes Biomethan sondern Synthesegas mit einem deutlich geringerem Energieinhalt bereitgestellt wird, entfallen die Aufwendungen und Emissionen für die Methanisierung und Aufbereitung. Durch den Einsatz von KUP und WRH stellen sich in den Pfaden der synthetischen Biomassevergasung die Emissionen aus der Substratbereitstellung deutlich geringer dar als in den Konzepten in denen nachwachsende Rohstoffe als Substrat eingesetzt werden (Biomethan, Biogas). Diese Emissionen sind in erster Linie vom Düngemiteleinsetz geprägt. Der Einsatz von Düngemitteln entfällt bei der Bereitstellung von WRH und KUP weitestgehend. Dementsprechend fallen aufgrund des Einsatzes von WRH und KUP die klimarelevanten Emissionen der Rohstoffbereitstellung für die thermo-chemischen Umwandlungsprozesse deutlich geringer aus, als die der Substratbereitstellung der bio-chemischen Biogasprozesse [5].

Während sich für Biomethan aus Bio-SNG der Prozess Konversion/Biomethanproduktion als entscheidender Parameter darstellt, haben bei der Erzeugung von Biomethan aus Biogas sowohl Konversion als auch Rohstoffbereitstellung einen gleichermaßen großen Einfluss auf die Höhe der THG-Emissionen. Für die Modellierung der Biogasprozesse zur Biomethanbereitstellung wurde angenommen, dass erzeugte Gärreste als organischer Dünger für den Anbau der Biogassubstrate zurückgeführt werden. Auf diese Weise lässt sich bei der Substratproduktion der Einsatz industriell gefertigter Düngemittel reduzieren. Die entsprechende Substitutionswirkung der erzeugten Gärreste wurde mit Hilfe des Biogasgülle Rechners der TLL [9] ermittelt und entsprechend berücksichtigt.

Bei der Berechnung der Biomethanproduktion aus Biogas wurden beim Einsatz von Gülle als Substrat Gutschriften für das vermiedene herkömmliche Güllehandlung (in der Abb.6 gelb dargestellt) vergeben. Bei diesen Gutschriften für das vermiedene Güllehandlung handelt es sich um die vermiedenen Methanemissionen aus einer konventionellen Güllelagerung und -ausbringung. Dementsprechend stellt sich der Biomethanpfad auf Basis von 50% Gülle in diesem Bereich am günstigsten dar.

Basierend auf den dargestellten Ergebnissen ergeben sich die spezifischen Emissionen aus der Rohstoffversorgung für die jeweiligen Konzepte zur Erzeugung von Methanol (vgl. Abb. 6). Für die durchgeführten Berechnungen wurde ein Rohstoffeinsatz von ca. 37 MJ<sup>1</sup> (ca. 34 MJ als Rohstoffinput, ca. 3 MJ als Brennstoff für die Prozessenergieversorgung) pro kg produziertem MeOH ausgegangen [4], [6].

Die Gesamtergebnisse der THG-Bilanzierung für die betrachteten Pfade zur Methanolproduktion sind in Abb. 7 dargestellt.

---

<sup>1</sup> Dieser Wert entspricht einem konservativen Mittel aus verfügbaren Literaturwerten (vgl. bspw. [10], [6], und [11]).

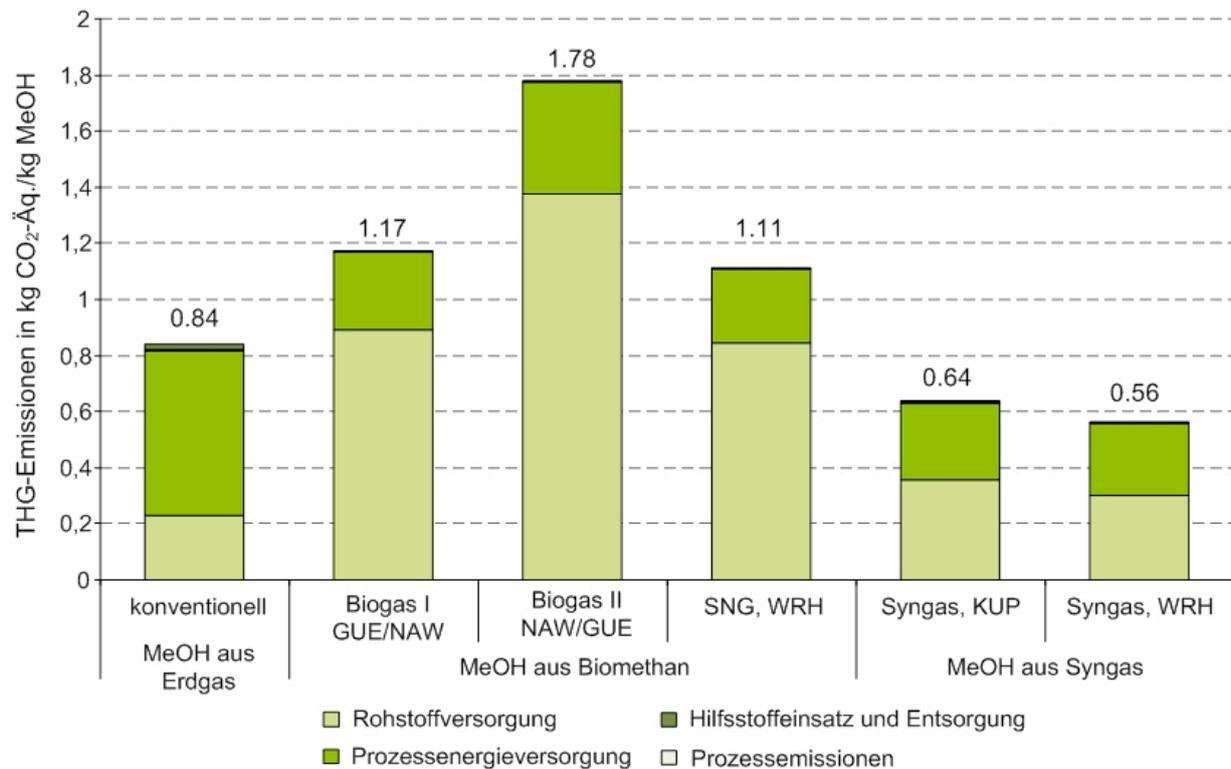


Abb. 7 Treibhausgasemissionen unterschiedlicher Bereitstellungspfade von Methanol in kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg MeOH

Für den Referenzpfad der Methanolproduktion aus Erdgas ergeben sich Treibhausgasemissionen von 0,82 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg Methanol. Dabei stellen die Bereitstellung des Rohstoffes Erdgas mit ca. 0,23 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg sowie die Prozessenergieversorgung durch Elektrizität und Verbrennung eines Erdgasteilstromes mit ca. 0,58 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg die wesentlichen Emissionsquellen dar. Im Vergleich zu diesem Ergebnis weist die Methanolproduktion aus Biomethan deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen aus. Hauptursache der höheren Emissionen im Vergleich zum Referenzpfad ist die Bereitstellung des Rohstoffes Bio-SNG. Die Emissionen aus der Biomethanbereitstellung betragen ca. 0,84 kg/CO<sub>2</sub>-Äq./kg. Die energieaufwendige Aufbereitung des Rohstoffes auf Erdgasqualität als Voraussetzung zur Einspeisung in das Erdgasnetz hat dabei einen deutlichen Anteil an den Emissionen der Biomethanbereitstellung. Die Emissionen aus der Prozessenergieversorgung sind in diesem Pfad deutlich geringer (ca. 0,26 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg) als im Referenzpfad. Ursache dafür ist der Einsatz des erneuerbaren Energieträgers Biomethan von dem ein Teilstrom verbrannt wird und so zusammen mit Strom aus dem deutschen Strommix die Prozessenergieversorgung abdeckt.

Die geringsten THG-Emissionen unter den betrachteten Methanolfaden weisen die beiden Pfade auf der Basis von Bio-Synthesegas aus KUP und WRH aus (0,64 bzw. 0,56 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg MeOH). Auch bei diesen Pfaden ist der Hauptunterschied im Ergebnisvergleich zum Referenzpfad auf die Emissionen aus der Vorkette der Rohstoffbereitstellung (Synthesegas) zurückzuführen. Im Rahmen dieser beiden Konzepte wurde davon ausgegangen, dass das produzierte Synthesegas nicht auf Erdgasqualität aufbereitet, sondern direkt in der Methanolanlage verarbeitet wird. Die geringen Unterschiede zwischen beiden Pfaden lassen sich durch die leicht unterschiedlichen Aufwendungen zur Bereitstellung der Synthesegasrohstoffe WRH und KUP erklären. Auch bei diesen Konzepten wird ein Teilstrom des eingesetzten Bio-Synthesegases verbrannt und deckt zusammen mit Strom aus dem deutschen Strommix den erforderlichen Prozessenergiebedarf. Der Einsatz des Bio-Synthesegases als Prozessenergeträger führt dabei im Vergleich zur Prozessenergieversorgung aus Erdgas zu einer deutlichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

Das Ergebnis der Methanolproduktion aus Bio-Synthesegas stellt sich auch im Vergleich zur Methanolproduktion aus Bio-SNG als günstiger dar. Der Hauptgrund für die höheren Emissionen im Biomethanpfad auf der Basis von Bio-SNG sind erneut die vergleichsweise höheren Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung (Bio-SNG Produktion im Vergleich zur Bio-Synthesegasproduktion) die in erster Linie aus den Aufwendungen zur Aufreinigung des Biomethans zur Einspeisung in das Erdgasnetz resultieren.

Die vergleichsweise höchsten Emissionen pro kg produziertem Methanol ergeben sich in den beiden Konzepten auf Basis von Biomethan aus Biogas. Die hohen Emissionen sind dabei im Schwerpunkt auf die Rohstoffproduktion (und dabei auf die Produktion der Biogassubstrate und die Aufwendungen zur Biogasaufbereitung) zurückzuführen (vgl. Abb. 6).

### 3.2.2 Effekte beim Biomethanoleinsatz für die Biodieselproduktion

Methanol wird im Rahmen der Biodieselproduktion zur Umesterung von Pflanzenölen zu Biodiesel eingesetzt. Dabei haben die Emissionen aus der Herstellung und Nutzung dieses Additivs auch einen erkennbaren Einfluss auf die gesamte THG-Bilanz der Biodieselproduktion.

Um die Möglichkeiten einer Verbesserung der THG-Bilanz von Biodiesel durch den Einsatz von Biomethanol abzuschätzen, wurden auf Basis der Hintergrunddaten zu den Default Werten der deutschen Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung (Entwurfassung aus dem Jahr 2007) [12] Neuberechnungen für den Default Wert von Biodiesel aus Raps durchgeführt. Dabei wurden dem ursprünglichen Wert, bei dem für den Prozess der Umesterung der Einsatz konventionellen Methanols auf Erdgasbasis unterstellt wurde, neu errechnete Werte für die Umesterung auf der Basis von Biomethanol aus Biomethan auf der Basis von Biogas (Wert für Biogas 1 GUE/NAWARO) und Synthesegas aus KUP und WRH gegenübergestellt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abb. 8 dargestellt.

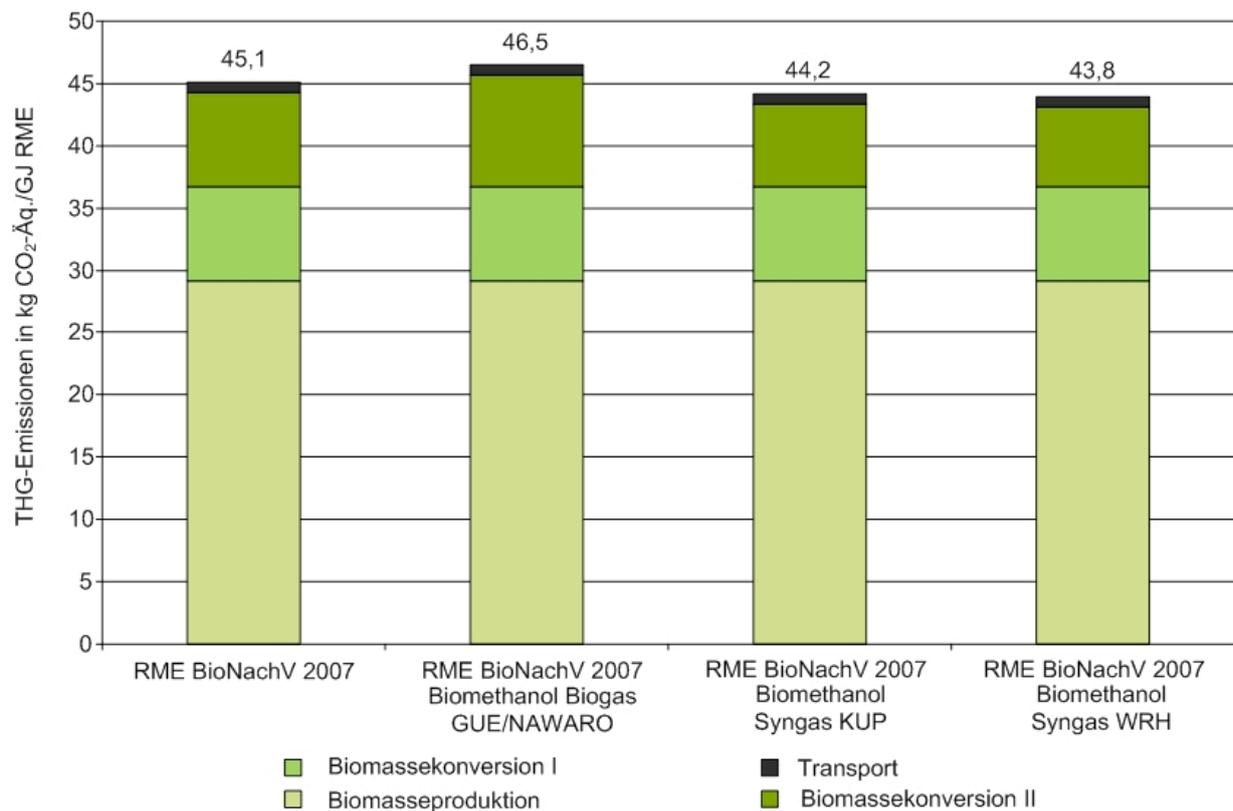


Abb. 8 *Veränderung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps durch den Einsatz von Biomethanol aus Synthesegas, basierend auf [12] und eigenen Berechnungen*

Das Ergebnis der durchgeführten Berechnungen zeigt ein THG-Einsparpotential von 2% (Biomethanol aus Bio-Synthesegas basierend auf KUP) bzw. 3% (Biomethanol aus Bio-Synthesegas basierend auf WRH) für die gesamte Produktionskette zur Biodieselproduktion. Diese relativ geringen THG-Einsparungen durch den Einsatz von Bio-Methanol bzw. die ebenfalls denkbare leichte Ergebnisverschlechterung (durch höhere Emissionen aus der Vorkette der Methanolerzeugung, hier dargestellt für den Pfad Biomethanol aus Biomethan auf der Basis von Biogas) sind u. a. auch auf die Vorgaben zur Berechnung der THG-Emissionen für Biokraftstoffe aus der RES-D und der Biokraft-NachV zurückzuführen [1], [2]. Das hier dargestellte Berechnungsverfahren gibt vor, die Emissionen aus der Verbrennung biogener Kraftstoffe in deren THG-Bilanz auf null zu setzen. Dies gilt zunächst unabhängig von evtl. fossilen Anteilen durch den Einsatz von konventionell produziertem Methanol aus Erdgas. Betrachtet man THG-Bilanzen von fossilen Kraftstoffen und Biokraftstoffen (siehe z. B. [13]) wird deutlich, dass der Großteil der THG-Emissionen in der Bilanz fossiler Kraftstoffe erst bei deren Verbrennung freigesetzt wird. Demzufolge ergibt sich erst nach dem Schritt der Nutzung ein evtl. „ökologischer Vorteil“ von Biokraftstoffen. Bei Biokraftstoffen wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die während der Produktion der eingesetzten biogenen Rohstoffe gebundene Menge an CO<sub>2</sub> der Menge an CO<sub>2</sub> entspricht die bei der Nutzung dieser Kraftstoffe wieder emittiert wird.

Das dargestellte Ergebnis ist also nur für die Nutzung der untersuchten Methanolfpade als Additiv zur Biodieselproduktion gültig. Bei einer Nutzung von Biomethanol als Kraftstoff würde sich das in der Abb. 7 dargestellte Ergebnis deutlich zu Gunsten der „biogenen“ Methanolkonzepte verschieben, da dem links dargestellten Wert der konventionellen Methanolerzeugung zusätzlich fossile THG-Emissionen aus dem Verbrennungsprozess zuzurechnen wären.

## 4 ÖKONOMISCHE BEWERTUNG DER BIOMETHANOLPRODUKTION

### 4.1 Methodik

Für die vorgestellten alternativen Konzepte zur Produktion von Biomethanol wurden zusätzlich zur ökologischen Bewertung die Gestehungskosten berechnet. Die Berechnung wurde in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 6025 „Betriebswirtschaftliche Berechnungen für industrielle Investitionsgüter und Anlagen“ durchgeführt. Entsprechend dem Schema in Abb. 9 fallen für den Bau der Konversationsanlage Investitionskosten an. Den zweiten großen Posten bei den Gestehungskosten bilden die verbrauchsgebundenen Kosten, die maßgeblich durch die Rohstoffkosten gekennzeichnet sind. Bei der ökonomischen Betrachtung wurde davon ausgegangen, dass je nach Rohstoffeinsatz zwei unterschiedliche Methanolanlagen eingesetzt werden können. Der wesentliche Unterschied dieser Anlagenkonzepte liegt in der zusätzlichen Vergasereinheit, die für den Einsatz von Hackschnitzeln (WRH oder KUP) benötigt wird (siehe Abb. 9). Aufbereitetes Biomethan (SNG oder Biogas) kann mit herkömmlicher Methanoltechnik verarbeitet werden. Die Kosten der Rohstoffe für die Methanolanlagen wurden aus vorangegangenen Studien zum Thema Biomethanproduktion übernommen [5].

Zusätzlich zur Berechnung der Gestehungskosten von Biomethanol wurde untersucht, welche Effekte die Weiterverarbeitung von Biomethanol in der Biodieselproduktion auf die Gestehungskosten von Biodiesel hat.

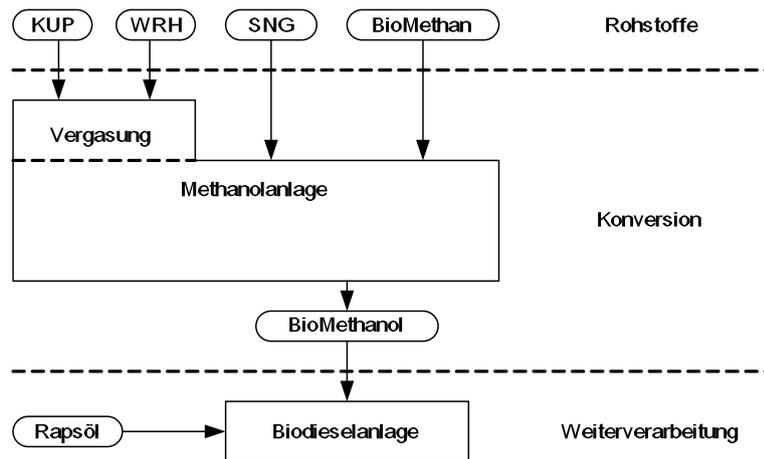


Abb. 9 Aufteilung der Kosten bei der ökologischen Betrachtung der Biomethanolfade.

#### 4.1.1 Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten wurden über Annuitäten anhand der Investitionen für die Methanolanlage, einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und einem Zinssatz von 7% errechnet. Eine Übersicht über die angenommenen Investitionskosten für die Biomethanolproduktion aus Bio-Synthesegas sowie die Biomethanolproduktion aus Bio-SNG ist in Tab. 1 gegeben. Die angegebenen Werte basieren auf einer Studie von Hamelinck et al. [14]. Dabei wird danach unterschieden, ob eine Vergasung der Biomasse vor Ort stattfindet oder ob die Methanolproduktion auf dem Einsatz von Biomethan beruht, welches über das Erdgasnetz bereitgestellt wird. Bei der zweiten Option entfallen die Kosten für die Vergasungstechnik, wodurch die Investitionskosten erheblich gesenkt werden können.

Tab. 1 Investitionskosten für Biomethanolanlagen in Mio. EUR. [14]

| Anlagenteil               | Komponente                        | Investition in Mio. EUR |             |
|---------------------------|-----------------------------------|-------------------------|-------------|
|                           |                                   | SNG MeOH                | Syngas MeOH |
| Rohstoffvorbehandlung     |                                   |                         | 53,1        |
| Vergasung                 | IGT                               |                         | 101,4       |
|                           | Sauerstoffbereitstellung          |                         | 60,7        |
| Gasaufbereitung           | Zyklone                           |                         | 1,7         |
|                           | Wärmetauscher                     |                         | 18,9        |
|                           | Heißgasreinigung                  |                         | 4,2         |
| Synthesegasbereitstellung | Reformer                          | 34,0                    | 34,0        |
|                           | Shift-Reaktoren                   | 6,9                     | 6,9         |
|                           | Selexol-/CO <sub>2</sub> -Wäscher | 24,2                    | 24,2        |
| Methanolsynthese          | Kompressor                        | 15,8                    | 15,8        |
|                           | Synthesereaktor                   | 12,6                    | 12,6        |
|                           | Recycle-Kompressor                | 9,0                     | 9,0         |
| Aufbereitung              |                                   | 24,7                    | 24,7        |
| Summe                     |                                   | 127,2                   | 367,2       |

#### 4.1.2 Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten sind in erster Linie die Rohstoffkosten. Diese wurden für die unterschiedlichen Substrate zur Biomethanolherstellung berechnet. Des Weiteren gehen in die verbrauchsgebundenen Kosten die Aufwendungen für den Verbrauch von Hilfsenergien und -stoffen wie Strom und Wasser ein.

Für die wirtschaftliche Betrachtung wurden gemäß Abb. 9 Biomethan und Holzhackschnitzel als Rohstoffe betrachtet. Biomethan kann dabei aus Bio-SNG und Biogas zur Verfügung gestellt werden. Dieser Ansatz basiert auf der Annahme, dass das Biomethan über das Erdgasnetz an die Methanolanlage transportiert wird. Die Berechnungen für die Methanolproduktion aus Holzhackschnitzeln setzen bei der holzartigen Biomasse als Rohstoff der Produktion eines Bio-Synthesegases an. Hier wurde von einer Synthesegasproduktion in unmittelbarer Nähe zur Methanolproduktion ausgegangen.

Die Rohstoffkosten für die alternativen Methanolproduktionspfade wurden aus Berechnungen des DBFZ im Rahmen eines Projektes für die FNR übernommen (vgl. [5]). Eine Übersicht über die einzelnen Rohstoffkosten und die Kosten für weitere Einsatzstoffe ist in Tab. 2 gegeben.

Tab. 2 *Kosten für Rohstoffe und weitere Einsatzstoffe der Methanolproduktion*

| Einsatzstoff                                | Kosten | Einheit            |
|---|--------|--------------------|
| Biomethan aus Bio-SNG                       | 0,11   | EUR/kWh            |
| Biomethan aus Biogas                        | 0,13   | EUR/kWh            |
| Holz hackschnitzel aus Waldrestholz         | 111,50 | EUR/t_atro         |
| Holz hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantage | 71,20  | EUR/t_atro         |
| Strom                                       | 0,13   | EUR/kWh            |
| Wasser                                      | 0,50   | EUR/m <sup>3</sup> |

Die Kosten für die Verwendung von Biomethan beinhalten die gesamte Produktionskette von der Biomasseproduktion, über die Bereitstellung an die Biomethan-Anlage, bis zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Eine etwaige Netznutzungsgebühr ist in den hier angegebenen Kosten nicht enthalten. Die Berechnung der Biomethangestehungskosten für die Produktion aus Biogas erfolgte mit konservativen Annahmen bezüglich der eingesetzten Rohstoffpreise. Hier könnten in Abhängigkeit vom aktuellen Rohstoffpreis evtl. auch niedrigere Kosten für die Biomethanproduktion anfallen.

In den Kosten für die eingesetzten Holz hackschnitzel sind alle Aufwendungen zur Holzbereitstellung bis an das Werktor berücksichtigt. Die Berechnung der Kosten für die Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen geht von einem optimierten Anbauszenario aus, welches auf einem großflächigen Anbau und optimierte Erntetechnik basiert. Ein derartiger Anbau von Holz in Kurzumtriebsplantagen ist perspektivisch denkbar, wird jedoch derzeit noch nicht realisiert.

Den berechneten Gestehungskosten der Biomethanolproduktion wurde ein gegenwärtiger Methanolpreis von 223 EUR/t nach Methanex [15] gegenübergestellt.

## 4.2 Ergebnisse

### 4.2.1 Gestehungskosten für Biomethanol

Die Gestehungskosten von Biomethanol sind stark durch die verbrauchsgebundenen Kosten gekennzeichnet, welche maßgeblich durch die Rohstoffkosten dominiert werden.

Die hohen Gestehungskosten von ca. 1.290 EUR/t für die Produktion von Methanol aus Bio-SNG sind mit dem insgesamt hohen apparativen Aufwand dieses Produktionsverfahrens zu erklären. Der apparative Aufwand schlägt sich in dieser Berechnung in den hohen verbrauchsgebundenen Kosten nieder, da mit Bio-SNG ein teurer Rohstoff genutzt wird. Die Verwendung von Biomethan aus Biogas ist mit noch höheren Gestehungskosten von ca. 1.510 EUR/t verbunden. Dabei ist zu bedenken, dass die Biomethankosten mit einem konservativen Ansatz für die landwirtschaftlichen Rohstoffpreise berechnet wurden. Obwohl bei der Methanolproduktion auf der Basis von Biomethan die Investitionskosten für die Methanolanlage niedriger sind, da keine Vergasung benötigt wird, ergeben sich aufgrund der hohen Produktionskosten für Biomethan insgesamt die höchsten Gestehungskosten für Methanol.

Die insgesamt günstigste Variante stellt die Produktion von Biomethanol über die Vergasung von Holz hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen dar. Vorausgesetzt eine entsprechende Rohstoffkette

kann aufgebaut werden, ließe sich demnach Biomethanol zu Kosten von ca. 530 EUR/t produzieren. Wenn stattdessen Hackschnitzel aus Waldrestholz eingesetzt werden, ergeben sich Gesteungskosten von etwa 670 EUR pro Tonne Methanol. Die Gesteungskosten der unterschiedlichen Biomethanolfade sind in der Abb. 10 zusammengestellt.

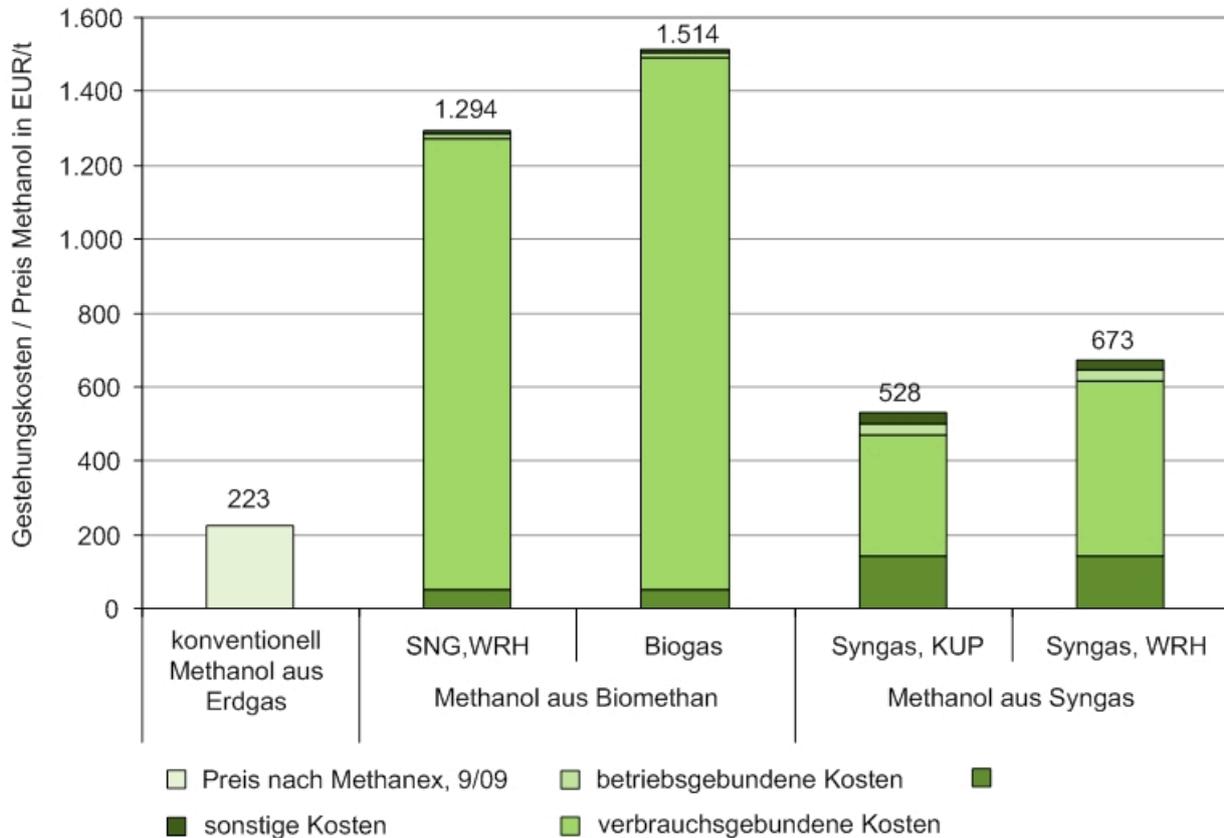


Abb. 10 Gegenüberstellung der Gesteungskosten der Biomethanolproduktion mit aktuellen Methanolpreisen. (Quelle für den Methanolpreis:[15])

Ein Vergleich der Gesteungskosten von Biomethanol mit dem aktuellen Marktpreis von Methanol (auf der Basis von Erdgas) in Höhe von ca. 230 EUR/t Methanol [11] macht deutlich, dass sich die Biomethanolproduktion im Rahmen der untersuchten Konzepte unter den getroffenen Annahmen nicht wettbewerbsfähig darstellen lässt. Erhebliche Kostenersparnisse sind zu erwarten, wenn die Produktion in einem Raffineriestandort stattfindet und Synergieeffekte aus der Nutzung von vorhandener Infrastruktur gezogen werden können. Solche stark szenarienabhängigen Effekte wurden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

#### 4.2.2 Effekte bei Biomethanoleinsatz für die Biodieselproduktion

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben zur Einsparung von Klimagasemissionen bei der Produktion von Biokraftstoffen kann der Einsatz von Biomethanol zur Biodieselproduktion aus ökologischer Sicht sinnvoll sein. Für eine herkömmliche Biodieselproduktion in einer Anlage mit einer Kapazität von 100.000 t/a und Pflanzenölpreisen von ca. 700 EUR/t ergeben sich Gesteungskosten von ca. 0,82 EUR/l Biodiesel. Von den Gesteungskosten entfallen etwa 2,5 % auf Kosten für den Hilfsstoff Methanol (bei einem Preis von 223 EUR/t). Bei einem Einsatz der untersuchten Biomethanolfade zur Biodieselproduktion ergeben sich Biodiesलगesteungskosten im Bereich von 0,84 EUR/l Biodiesel bei Einsatz von Biomethanol auf der Basis von Syngas aus KUP bis 0,94 EUR/l Biodiesel bei Einsatz von

Biomethanol auf der Basis von Biomethan aus Biogas. Eine Abhängigkeit der Biodiesलगestehungskosten von den Methanolkosten ist in Abb. 11 dargestellt.

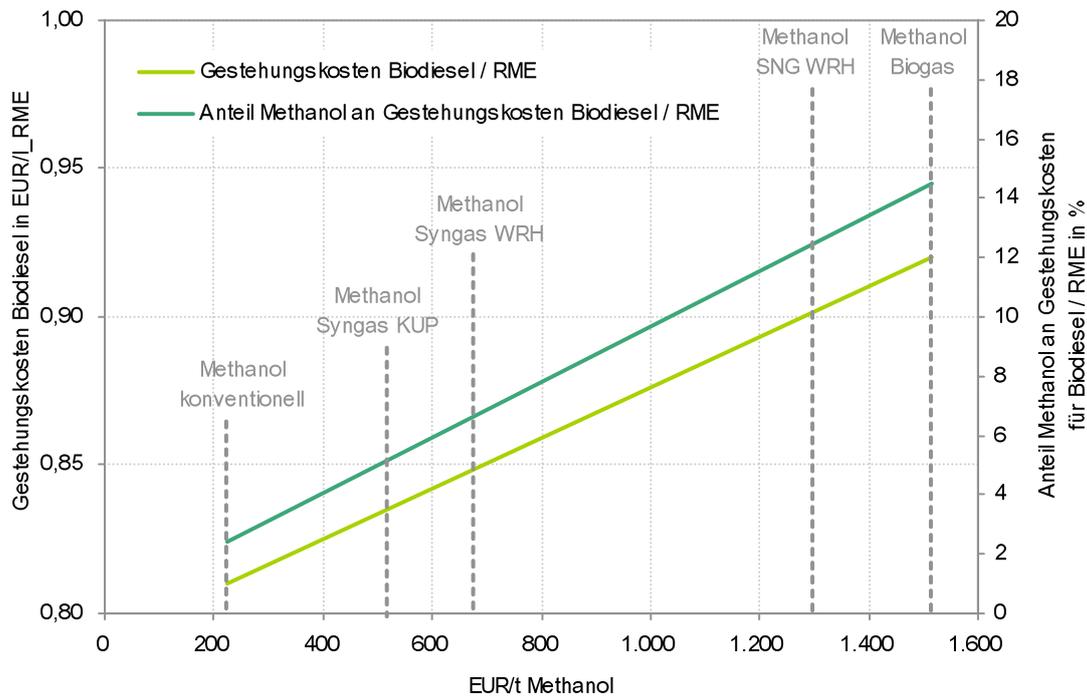


Abb. 11 Entwicklung der Gestehungskosten und des Kostenbeitrags von Methanol bei der Biodiesलगestehung (RME) in Abhängigkeit der Methanolkosten.

## 5 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die durchgeführten Berechnungen lassen den Einsatz von Biomethanol zur Verbesserung der THG-Bilanz von Biodiesel/RME nur unter bestimmten Umständen sinnvoll erscheinen. Zwar verspricht der Einsatz von Biomethanol aus Bio-Synthesegas eine Einsparung von ca. 2 bis 3% der THG-Emissionen der gesamten Biodiesel-/RME-Produktionskette, jedoch ist dieser Ansatz aufgrund des höheren Methanolpreises mit einer Steigerung der Biodiesलगestehungskosten von 6% bis 7% verbunden. Unter diesen Umständen erscheint der Einsatz von Biomethanol erst dann sinnvoll, wenn aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen die kraftstoffspezifischen THG-Emissionen den Biokraftstoffpreis stärker beeinflussen bzw. an jenen gekoppelt sind. Grundsätzlich ist die Aufbereitung und Methanisierung des Rohstoffes Biomethan zur Biomethanolproduktion technisch nicht notwendig. Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass diese Aufbereitungsstufe einen deutlichen Einfluss auf die Gestehungskosten und THG-Emissionen der entsprechenden Konzepte hat. Entsprechend lassen sich bei einer direkten Verarbeitung von Bio-Synthesegas zur Methanolproduktion die besten ökonomischen und ökologischen Ergebnisse innerhalb der betrachteten Konzepte erzielen.

## 6 LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

- /1/ Directive 2009/28/EC of the Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, Brussels, 23 April 2009
- /2/ Entwurf der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von Biomasse zur Verwendung als Biokraftstoff (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV), Stand 08.April 2009
- /3/ PEHNT, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik, Dissertation, VDI Fortschritt-Berichte Reihe 6, Nr. 476, 2002
- /4/ ALTHAUS, H.-J., CHUDACOFF, M., HIRSCHIER, R., JUNGBLUTH, N., OSSES, M. and PRIMAS, A.: Life Cycle Inventories of Chemicals. Ecoinvent report No. 8, v2.0. EMPA Dübendorf, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2007
- /5/ MÜLLER-LANGER, F., RÖNSCH, S., WEITHÄUSER, M., OEHMICHEN, K., SEIFFERT, M., MAJER, S., SCHOLWIN, F. UND THRÄN, D.: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem. Endbericht, (<http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22031005.pdf>), Deutsches Biomasse-Forschungszentrum (DBFZ): Leipzig, 2009
- /6/ JUNGBLUTH, N., CHUDACOFF, M., DAURIAT, A., DINKEL, F., DOKA, G., FAIST EMMENEGGER, M., GNANSOUNOU, E., KLJUN, N., SCHLEISS, K., SPIELMANN, M., STETTLER, C., SUTTER, J.: Life Cycle Inventories of Bioenergy. Ecoinvent report No. 17, v2.0. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2007
- /7/ ISO 14040 Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen, 2006
- /8/ ISO 14044 Umweltmanagement - Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen. 2006
- /9/ TLL Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft: Rechner Biogasgülle, Februar 2009
- /10/FRISCH S.: Revamp of ENIP Methanol Plant in Algeria. Krupp Uhde GmbH. IMTOF 99 Paper 600W/029/0/IMTOF. Syntex (ICI Group), Cleveland (UK). 2000
- /11/LE BLANC, J. R., SCHNEIDER, R. V., ILL and STRAIT, R.B.: Production of Methanol. Methanol Production and Use, Vol. 1, pp. 51-132. Marcell Dekker Inc, New York, 1994
- /12/Entwurf einer Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von zu Biokraftstoffen verwendeter Biomasse (BiomasseNachhaltigkeitsverordnung - BioNachV) Endfassung vom 05.12.2007
- /13/Edwards, R., Griesemann, J., Larivé, J., & Mahieu, V.: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Version 2c. WTW. Ispra, Italy: EUCAR, CONCAWE, & JRC. 2007
- /14/HAMELINCK, C.N. und FAAIJ, A.: Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass. Final Report, Copernicus Institute, Utrecht University: Utrecht, 2001
- /15/METHANEX - Methanol Price. (Zugegriffen 12. Oktober 2009 auf: <http://www.methanex.com/products/methanolprice.html>)