



Virtuelles Biogas

Ökologische, ökonomische und
sozialwissenschaftliche
Gesamt Betrachtung von Biogas

VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Energie der Zukunft“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung.....	5
2	Abstract	8
3	Einleitung	11
3.1	Motivation	11
3.2	Überblick der untersuchten Biomethansysteme	13
3.2.1	Biomethan-Erzeugungspfade	13
3.2.2	Biomethan-Nutzungspfade	15
3.3	Gliederung des Endberichts	16
4	Gesamtbewertung und Empfehlungen	17
4.1	Vorbemerkung	17
4.2	Kriterien für die Gesamtbewertung	17
4.3	Methodik	18
4.4	Bewertung der Biomethan-Erzeugungspfade nach Fachdisziplinen.....	21
4.5	Gesamtbewertung der Biomethan-Erzeugungspfade	25
4.6	Gesamtbewertung der Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom	27
4.7	Empfehlungen für Stakeholder	31
4.7.1	Biomethanerzeugung	31
4.7.2	Markteinführung	32
4.7.3	Forschungsbedarf	33
4.7.4	Politik und Verwaltung.....	33
4.7.5	Voraussetzungen für Biomethanproduktion und - einspeisung.....	34
4.7.6	Verbraucherinformation	34
5	Zusammenfassende Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Fachdisziplinen	35
5.1	Biomethanpotenzial zur Einspeisung ins Erdgasnetz.....	35
5.1.1	Zielsetzung, Datenmaterial und Methoden	35
5.1.2	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	36
5.2	Ökologische Bewertung in einer Lebenszyklusanalyse	38
5.2.1	Treibhausgasemissionen	40
5.2.2	Luftschadstoffe	44
5.2.3	Fossiler Primärenergiebedarf	46
5.2.4	Schlussfolgerungen	47
5.3	Betriebswirtschaftliche Analyse	49
5.3.1	Gestehungskosten der Biomethanerzeugungspfade	49

5.3.2	Vollkosten der Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom	56
5.3.3	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	60
5.4	Sozialwissenschaftliche Analyse.....	62
5.5	Analyse der Schnittstellen von Agrar- und Energiepolitik	65
5.5.1	Agrarpolitik	65
5.5.2	Energiepolitik	70
5.6	Marktwirkung der Ergebnisse und Zukunftsperspektiven in der Energiewirtschaft	74
5.6.1	Zielsetzung	74
5.6.2	Bestehende Märkte für Erdgas.....	74
5.6.3	Marktwirkung von Biomethan	79
5.6.4	Schlussfolgerungen	86
5.7	Volkswirtschaftliche Bewertung einer erhöhten Biomethanerzeugung	88
5.7.1	Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung	88
5.7.2	Gesamtökonomische Betrachtung der Biomethanerzeugung	90
5.7.3	Schlussfolgerungen	97
	Abbildungsverzeichnis (inklusive Anhang)	99
	Tabellenverzeichnis (inklusive Anhang).....	101
	Diagrammverzeichnis (inklusive Anhang).....	108
	Literaturverzeichnis.....	111
	Anhang.....	119
1	Festlegung und Datenanforderung der Biomethan-Systeme.....	120
1.1	Übersicht der betrachteten Energiesysteme	120
1.2	Beschreibung der untersuchten Biomethanerzeugungspfade	120
2	Kosten- und Potentialanalyse der Gärrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses	126
2.1	Aufgabenstellung.....	126
2.2	Methodik	126
2.3	Kostenanalyse.....	126
2.3.1	Grunddaten.....	126
2.3.2	Ergebnisse	129
2.4	Potenzialanalyse.....	130
2.4.1	Datenmaterial und Methoden	131
2.4.2	Ergebnisse	132
3	Ökologische Bewertung in einer Lebenszyklusanalyse	135
3.1	Aufgabenstellung.....	135

3.2	Methodik	135
3.2.1	Lebenszyklusanalyse	135
3.2.2	Biomethan-Systeme	137
3.2.3	Modellierung	139
3.2.4	Umweltwirkungen	144
3.3	Grunddaten	145
3.3.1	Bereitstellung und Transport	146
3.3.2	Maschineneinsatz auf der Biogasanlage	148
3.3.3	Biogasanlage.....	148
3.3.4	Entschwefelung	149
3.3.5	Transport Gärrest	149
3.3.6	Prozesswärmebereitstellung	149
3.3.7	Nutzung von Biomethan und Referenzsysteme	151
3.4	Ergebnisse.....	152
3.4.1	Treibhausgasemissionen	152
3.4.2	Versauerung	155
3.4.3	Bodennahe Ozonbildung	158
3.4.4	Staubemissionen	161
3.4.5	Fossiler Primärenergiebedarf	164
4	Betriebswirtschaftliche Analyse und Bewertung	169
4.1	Aufgabenstellung.....	169
4.2	Methodik	169
4.3	Eingangsdaten	170
4.3.1	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	170
4.3.2	Rohstoffe, Transporte und Biogasanlagen	170
4.3.3	Aufbereitungsanlagen.....	170
4.3.4	Netzeinspeisung	173
4.3.5	Energiedienstleistungen.....	174
4.4	Weitere Ergebnisse und Auswertungen.....	179
4.4.1	Biomethanerzeugung bis Einspeisung ins Erdgasnetz.....	179
4.4.2	Rohstoffe, Transporte und Biogasanlage	180
4.4.3	Aufbereitung und Netzeinspeisung	181
4.4.4	Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom.....	181
5	Sozialwissenschaftliche Analyse von Rahmenbedingungen zur Implementierung	185
5.1	Einleitung: Ziele, Methodik und Inhalt der sozialwissenschaftlichen Analyse	185
5.2	Ausgangslage: Zur Situation der Biogas-Nutzung in Österreich	186
5.3	„Virtuelles Biogas“: Ein erstes Mapping der Akteure.....	188
5.4	Motive der Gaswirtschaft	190

5.5	Motive Landwirtschaft	192
5.6	Zusammenspiel Gaswirtschaft - Landwirtschaft	192
5.7	Komplexes Zusammenspiel der Akteure	195
5.8	Orientierung am kommunalen Bereich / Reststoffnutzung.....	196
5.9	Lernprozesse	198
5.10	Ausbaupotentiale / Orientierung der Akteure	198
5.11	Institutionelle Rahmenbedingungen: Regulierung, Förderung.....	201
5.11.1	Fördermaßnahmen.....	201
5.11.2	Einspeiseregulungen	202
5.12	Nachfrageseitige Antriebskräfte und Barrieren.....	204
6	Analyse der Schnittstellen Agrar- und Energiepolitik - Anhang	208
6.1	Überblick über agrarpolitischen Rahmenbedingungen.....	208
6.1.1	Die Agrarpolitik im europäischen Vergleich.....	208
6.1.2	Agrarpolitische Anreize im weiteren Sinn in Österreich und anderen Ländern.....	214
6.1.3	Ausblick der europäischen Agrarpolitik post 2013 und Auswirkungen auf die Biogaserzeugung	216
6.2	Überblick über energiepolitische Rahmenbedingungen	218
6.2.1	Berechnung der Umweltförderung Inland (UFI) für die untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade	218
7	Volkswirtschaftliche Bewertung einer erhöhten Biomethannutzung durch Einspeisung	220
7.1	Modellierungsergebnisse im Detail	220
7.1.1	Nettoeffekte der Biomethanerzeugung	220
7.1.2	Effekte bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“	222
7.1.3	Effekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“	224
7.2	Zugrundeliegendes Bewertungsmodell	225
7.2.1	Das angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodell	225
7.2.2	Modellbeschreibung.....	226

1 Kurzfassung

Biomethan ist ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, welches in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hierdurch eröffnen sich vielfältige Anwendungs- und Substitutionsmöglichkeiten: Sowohl im Verkehrssektor (Stichwort Gastankstellen und -fahrzeuge) als auch für die stationäre Verbrennung kann Biomethan rechnerisch ortsunabhängig als „Virtuelles Biogas“ in vielfältigsten Anwendungen - analog zum Ökostrom - eingesetzt und vermarktet werden, ohne dass auf der Anwendungsseite technischer Anpassungsbedarf besteht.

Diese „**Biogas Gesamtbewertung**“ beantwortet Fragen nach ökologischen, agrarischen, sozialen sowie betriebs- und volkswirtschaftlichen Implikationen von unterschiedlichen Biomethan-Energiesystemen. **Methodisch** erfolgt die Bewertung der sieben Fachdisziplinen entlang österreichtypischer Erzeugungs- (15 Rohstoff- und Anlagenkombinationen), ausgehend von der agrarischen Gärrohstoffherzeugung über die Biogaserzeugung und -aufbereitung, die Gasnetzeinspeisung bis hin zur Endenergienutzung und Bereitstellung der Energiedienstleistungen in den Sektoren Transport, Wärme und Strom. Einen Überblick gibt Abbildung 1.

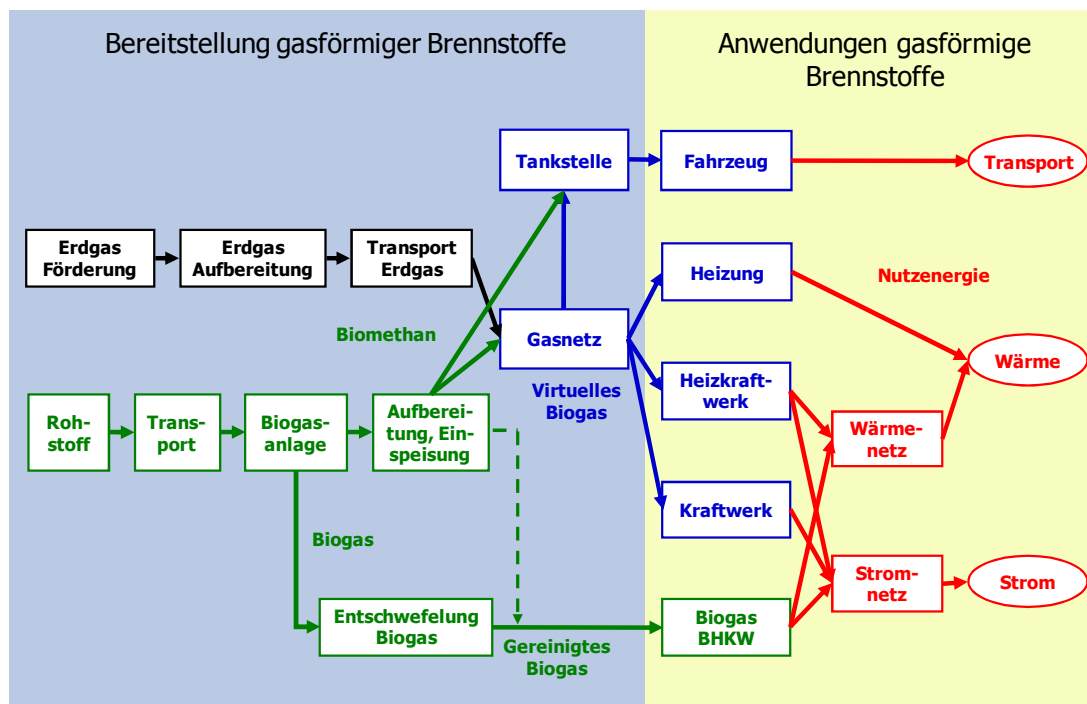


Abbildung 1 – Übersicht Systemkomponenten der Biomethanherzeugung- und Nutzungspfade inklusive Erdgasreferenz

Methodisch und inhaltlich könnten die Ergebnisse auch außerhalb Österreichs von Interesse sein.

Die Ergebnisse aus den sieben Fachdisziplinen werden zu einer Gesamtbewertung zusammengeführt und sind in Tabelle 1 im Überblick dargestellt. Die **Gesamtbewertung** der Erzeugungspfade fällt zwischen den Fachdisziplinen teilweise konträr aus: Es gibt keine Pfade die durchgängig über alle Fachdisziplinen positiv oder negativ bewertet werden. Diese heterogene Bewertung trifft auf das gesamte Spektrum der untersuchten Erzeugungspfade von kleineren bis größeren Anlagen zu.

Alle 15 untersuchten Pfade werden grundsätzlich als ökologisch positiv bewertet, sind aber betriebswirtschaftlich mit erheblichen Mehrkosten verbunden (bezogen auf das Referenzszenario 2008). Die Annahme einer Subventionierung zum Ausgleich der Mehrkosten führt volkswirtschaftlich zu uneinheitlichen Effekten bei den untersuchten Erzeugungspfaden. Beim Bruttoinlandsprodukt und bei den Nettoeffekten auf den öffentlichen Haushalt entstehen mehrheitlich negative Effekte, die Beschäftigungseffekte sind mehrheitlich positiv. Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass eine Zumischverpflichtung von Biomethan zum Erdgas einer Subventionierung vorgezogen werden sollte.

Bei den betriebswirtschaftlich besten Erzeugungspfaden basierend auf Reststoffen bzw. Mais und Rohglycerin liegen die Gesteungskosten um mehr als 50 % über dem Referenzerdgaspreis von 35 €/MWh inklusive Erdgasabgabe. Gleichzeitig haben diese Pfade nur sehr geringe Potentiale.

Insgesamt am positivsten sind die Pfade mit großen Anlagen, den höchsten landwirtschaftlichen Potentialen, guter bis sehr guter ökologischer und volkswirtschaftlicher Bewertung sowie den besten Chancen auf Förderfähigkeit. Allerdings liegen hier die Gesteungskosten ohne die Berücksichtigung von Förderungen um ca. 100 % über dem Referenzerdgaspreis.

Tabelle 1 – Gesamtbewertung Biomethanherzeugung (versus Referenz Erdgas)

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfad [Leistung Biomethan, Beschreibung Rohstoffmix]	Rohstoffe u. Vergärungsprozess	Betriebswirtschaft	Ökologie (gesamt)	Volkswirtschaft (gesamt)	Marktwirkung gesamt	Energiepolitik	Sozialwissenschaft
		Landwirtschaftliches Potenzial	Vollkosten d. Gesteung	THG + Subst. Fossile + Staub ...	BIP + Beschäftigung + Nettoeffekt	THG-Reduktionskosten	Förderfähigkeit	Flächenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	++	-	+	+	0	++	-
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	+	-	++	+	0	+	-
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	++	-	+	0	0	+	-
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	--	+	0	++	0	++	+
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	--	+	+	++	0	++	+
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	--	0	+	++	0	++	+
5	250 Nm ³ /h Mais	+	--	+	-	0	-	-
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	--	+	++	++	+	++	-
7a	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	0	--	+	-	0	-	-
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	-	--	++	--	-	--	-
8a	27 Nm ³ /h Wiesen gras	--	--	++	--	--	--	+
8b	22 Nm ³ /h Wiesen gras	--	--	++	--	--	--	+
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-	--	++	--	+	-	+
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-	--	++	--	+	--	+
10	7 Nm ³ /h Hühnermist&Schweinegülle	--	--	++	--	--	--	+

Für das im Projekt „Virtuelles Biogas“ [vgl. Energiepark Bruck an der Leitha, 2010] angenommene Ziel einer Einspeisung von 500 Mio. m³/Jahr (entspricht ca. 5% des österreichischen Erdgasverbrauchs) ist ausreichend landwirtschaftliches Potential vorhanden, ohne dadurch eine starke Flächenkonkurrenz zwischen „Tank und Teller“ befürchten zu müssen. Das hier ermittelte Gesamtpotential von 1.200

Mio. m³/Jahr liegt sogar deutlich darüber und entspräche etwa dem Bedarf von 450.000 erdgasbetriebenen PKWs.

Die Untersuchung der Biomethan-Nutzungspfade zeigt, dass vor allem die **Energiedienstleistungen** im Sektor Transport am nächsten zum wirtschaftlichen Break Even sind. Beispielsweise die Vollkosten für die Anwendung in einem Mittelklasse-PKW liegen nur ca. 5 bis 15 % über der Erdgas-Referenz bzw. 0 bis 10 % über der Diesel- bzw. Benzin-Referenz unter Berücksichtigung der gegenwärtig gültigen Befreiung von der Erdgasabgabe für Biomethan. Im Vergleich dazu sind Energiedienstleistungen für Wärme und Strom auf Basis Biomethan mit erheblichen Mehrkosten verbunden.

Auch eine Biomethanbeimischung zu Erdgas ist eine bereits mehrfach praktizierte Möglichkeit, um die höheren Gesteungskosten des Biomethans in einem Gasgemischprodukt mit nur anteilig höherem Preis zu vermarkten.

Die **Treibhausgasvermeidungskosten** durch Biomethan zwischen 105 und 400 €/t CO₂-Äq. sind im Vergleich zu derzeitigen EU Emissionshandel Börsenpreisen für CO₂-Emissionszertifikate von unter 20 €/t CO₂ sehr hoch. Möglicherweise stellen sich die Vergleichskosten zu alternativen „heimischen“ CO₂-Vermeidungsoptionen deutlich günstiger dar, wozu allerdings keine methodisch vergleichbaren Zahlen vorliegen.

Im Rahmen der **sozialwissenschaftlichen Analyse** wurden vor allem die Erfahrungen und Erwartungen unterschiedlicher Stakeholder der Gaswirtschaft, von Betreibern, Landwirten und anderen Akteuren in Bezug auf das Potential und die Hemmnisse einer verstärkten Biomethan-Netzeinspeisung untersucht. Verbesserungsbedarf wird noch auf vielen Ebenen gesehen, seien es unzureichende Förderstrukturen (vor allem im Vergleich zum deutschen Erneuerbare Energien Gesetz), voraussehbare und transparente Verfahren bei der Genehmigung der Einspeisung, oder seien es verbesserte Organisations- und Geschäftsmodelle für die Zusammenarbeit von Anlagenbetreibern, Rohstofflieferanten und Netzbetreibern. Allerdings ist auch die Entwicklung von Strukturen auf der Nachfrageseite von großer Bedeutung, etwa im Rahmen der Wohnbauförderung, verstärkter Biomethannutzung im öffentlichen Verkehr und in privaten Fuhrparks etc. Solche Maßnahmen schaffen erste Marktnischen für eine Biomethan-Netzeinspeisung und ermöglichen Erfahrungen und Lernprozesse, die ein späteres reibungsloseres ‚Up-scaling‘ der Biogasnutzung ermöglichen.

Weitere Einflussgrößen mit vermutlich positiven volkswirtschaftlichen Effekten betreffen unter anderem die Pflege landwirtschaftlichen Kulturrums, den Tourismus, eine Stärkung des ländlichen Raums und weitere, insbesondere regionale Werte, auch wenn sie hier nicht näher untersucht wurden.

2 Abstract

Biomethane is a form of biogas that is upgraded to natural gas quality and is suitable for injection into the natural gas grid. This opens up a wide range of use and substitution options not feasible with unrefined biogas. Through the grid, biomethane can be sold as a renewable energy carrier – just like renewable electricity, it is separate for accounting purposes but uses the same distribution infrastructure and does not require any reengineering of the end-users' equipment. This gives biogas access to both the transport (gas filling stations and vehicles) and the stationary combustion sectors.

The **On-grid Biogas Overall Assessment** answers questions about environmental, agricultural as well as social, business and political economics impacts of different biomethane energy systems. The study takes the **methodological approach** of an assessment under seven subject areas of following the main variants of production (15 combinations of raw material and production plant types) and use that are prevalent in Austria. It considers the agricultural origins of the raw material for fermentation, the production and upgrading of biogas, as well as the injection into the natural gas grid, and the end energy uses in the sectors transport, heating and electricity generation. The following figure presents an overview.

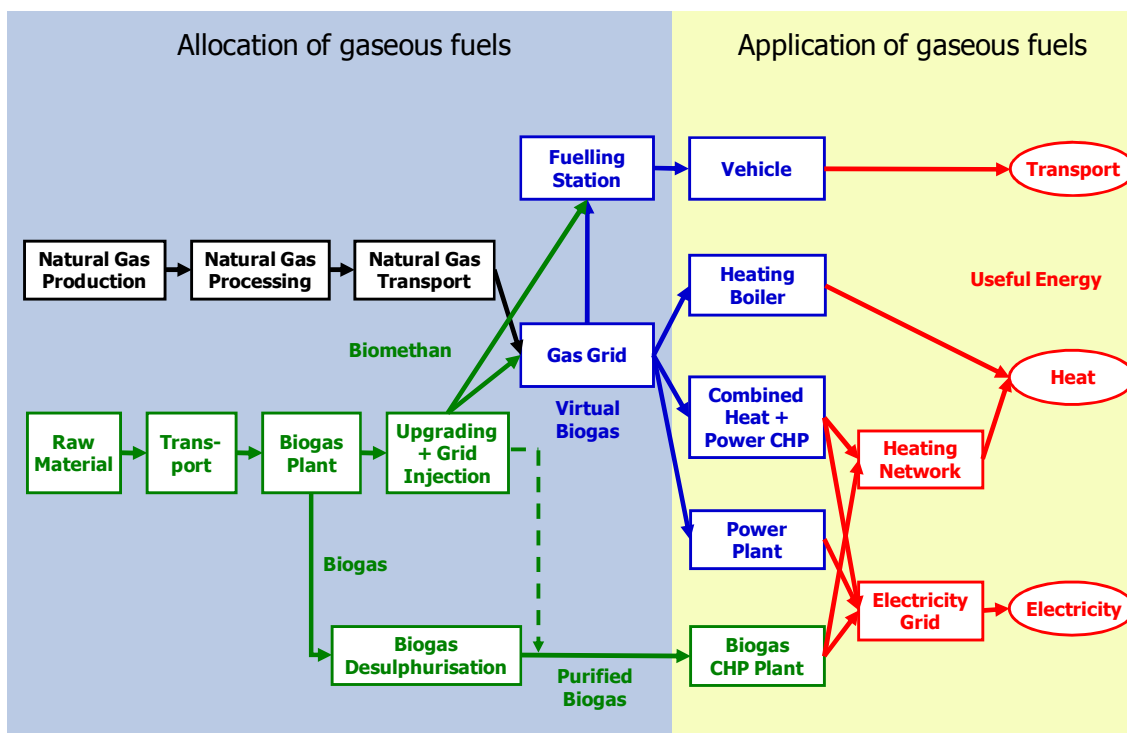


Abbildung 2 – Overview of systems and processes in production and use of biomethane (including the natural gas system for comparison)

The methods and contents of the study will likely be of interest both in Austria and beyond.

The results from the seven subject areas have been combined to arrive at an **overall assessment**, which is shown in outline in the next table (Tabelle 2). The assessment of the production methods ended up partly opposed across the different

subjects areas: There are no biomethane energy systems with entire positive and negative scores across the different subjects. These heterogeneous results apply to all biomethane energy systems investigated, from the smallest to the largest plants.

All 15 production variants studied were found to be environmentally beneficial, but their commercial costs were found to be substantially higher than natural gas market prices in the reference scenario based on the year 2008. Assuming the provision of subsidies to cover this cost gap, the production variants differed in their effects on the public economy: most of them had negative effects on the gross domestic product (GDP) and the public budget, but positive effects on employment. The results show moreover that an admixture of biomethane to natural gas should be preferred in comparison to a direct subsidization.

The commercially most efficient production methods were those based on organic waste as well as corn and crude glycerol, with production costs around 50% higher than the reference natural gas price of 35 €/MWh. At the same time, these production methods have very limited agricultural potential.

The most positive overall results were found for the systems with large processing plants, the highest agricultural potential, good or very good environmental and economic scores and the best fit to the subsidy regime. However, these systems involve production costs (without subsidies) of 100 % more than the reference natural gas price.

Tabelle 2 – Overall assessment of biomethane production (relative to natural gas)

No.	Name of Biomethane Production Method [Capacity Biomethane, Description Raw Material Mix]	Raw Materials and Fermentation Process	Business Economics	Environment (in total)	Political Economics (in total)	Market Impact (in total)	Energy Policy	Social Economics
		Agricultural Potential	Vollkosten d. Gesteuerung	GHG + Fossil Fuels + Dust ...	GDP + Employment + Public Budget	GHG-Reduction-Cost	Applicability of Subsidies	Competition of Agricultural Land to Food Production
1a	800 Nm ³ /h Energy Crops	++	-	+	+	0	++	-
1b	600 Nm ³ /h Energy Crops	+	-	++	+	0	+	-
2	800 Nm ³ /h Integrated Crop Rotation	++	-	+	0	0	+	-
3a	500 Nm ³ /h Organic Waste	--	+	0	++	0	++	+
3b	400 Nm ³ /h Organic Waste	--	+	+	++	0	++	+
4	400 Nm ³ /h Intertillages&Straw	--	0	+	++	0	++	+
5	250 Nm ³ /h Corn	+	--	+	-	0	-	-
6	300 Nm ³ /h Corn&CrudeGlycerol	--	+	++	++	+	++	-
7a	250 Nm ³ /h Integrated Crop Rot.&Straw	0	--	+	-	0	-	-
7b	130 Nm ³ /h Integrated Crop Rot.&Straw	-	--	++	--	-	--	-
8a	27 Nm ³ /h Grass	--	--	++	--	--	--	+
8b	22 Nm ³ /h Grass	--	--	++	--	--	--	+
9a	27 Nm ³ /h Manure Cattles&Pigs	-	--	++	--	+	-	+
9b	20 Nm ³ /h Manure Cattles&Pigs	-	--	++	--	+	--	+
10	7 Nm ³ /h Manure Chicken&Pigs	--	--	++	--	--	--	+

Sufficient agricultural capacity is available to achieve the target of a grid injection of around 500 million m³/year in Austria without causing serious competition for

agricultural land between food and fuel. This volume was proposed in the project "Virtual Biogas" [see: Energiepark Bruck an der Leitha, 2010] and would correspond to about 5 % of current national natural gas consumption. At 1,200 million m³/year, the total capacity estimated in the study is significantly higher and would amount to the fuel for around 450,000 natural gas-driven cars.

The investigation of the biomethane utilisation variants showed that the **energy service** in the transport sector was closest to the commercial break-even point. For example, the total costs of running a mid-range car on biomethane would be only 5–15 % higher than natural gas and 0–10 % higher than diesel or petrol, assuming that biomethane remains exempt from the natural gas tax. By comparison, both energy services heating and electricity generation would be significantly more costly with biomethane.

An admixture of biomethane to natural gas is one way of mitigating the effects of the higher production costs by marketing a mixed gas product at an only moderately raised price, and is already being practiced.

The **cost of reducing greenhouse gas emissions** (GHG) by using biomethane, calculated at around 105 and 400 €/t CO₂, are very high compared to the current price of CO₂ emission certificates of less than 20 €/t CO₂ on the EU emission trading system. Other CO₂ reduction options available in Austria might be considerably cheaper, but exact values are not available in a methodologically consistent manner.

The **social impact analysis** considered firstly the experiences and expectations of a variety of stakeholders from the gas market, farmers, plant operators and others with reference to the potential and obstacles of increasing the rate of biomethane grid injection. They perceived the need of improvements in many areas: The current subsidy regime was seen as inadequate (especially compared to the Renewable Energy Act in Germany), the procedures for licensing grid injection were criticized as not sufficiently predictable and transparent and interviewees wished for better organizational and business models for the interactions of plant operators, raw material suppliers and grid operators. However, the importance of demand-side development was also emphasized. For example, use of incentives in the housing subsidies system as well as increased use of biomethane in public transport and private vehicle fleets were mentioned. The stakeholders believed, measures like these were good for creating initial market niches for biomethane and also for gaining experience so that systems could be scaled up smoothly at a later stage.

Additional benefits of biomethane could arise in connection with issues such as the preservation of traditional agricultural landscapes, tourism, structural support for rural areas and factors specific to particular regions, but they were not evaluated in this study.

3 Einleitung

3.1 Motivation

Biomethan ist ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, welches in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hierdurch eröffnen sich vielfältige Anwendungs- und Substitutionsmöglichkeiten: Sowohl im Verkehrssektor (Stichwort Gastankstellen und -fahrzeuge) als auch für die stationäre Verbrennung kann Biomethan rechnerisch ortsunabhängig als „Virtuelles Biogas“ in vielfältigsten Anwendungen - analog zum Ökostrom - eingesetzt und vermarktet werden, ohne dass auf der Anwendungsseite technischer Anpassungsbedarf besteht.

Mit dem Konzept „Virtuelles Biogas“ soll ein erneuerbarer Energieträger quasi ortsunabhängig im gesamten Bereich des Erdgasverteilnetzes verfügbar gemacht und – durch ein entsprechendes Zertifizierungssystem - auch bei der Entnahme als Biomethan deklariert und vermarktet werden.

„Virtuelles Biogas“ ist technisch gesehen Biomethan, welches nicht physisch zum Endverbraucher durch geleitet, sondern – analog zum Ökostrom – rein rechnerisch bezogen wird.

Dahinter stehen unter anderem folgende politische Zielsetzung:

- die EU-Biokraftstoff-Richtlinie bzw. die EU-Richtlinie über erneuerbare Energien definieren als übergeordnetes Ziel einen Anteil von 20% erneuerbarer Energien an Strom-, Wärme- und Verkehrssektor und auch ein Subziel für den Verkehrssektor von 10% erneuerbarer Energieträger bis 2020; und
- die österreichischen Klimastrategie 2002 bzw. 2007, mit den Zielen einen Anteil von 20% alternativer Kraftstoffe bis 2020 im Verkehrssektor zu erreichen und eine Methan-Kraftstoffsorte mit mindestens 20% Biomethan-Anteil bis 2010 zu etablieren [vgl. Umweltbundesamt, 2009].

Dies soll unter anderem mit der Verteilung des Biomethans über das bestehende Erdgasnetz mit einer flächendeckenden Methan-Tankstelleninfrastruktur sowie kostengünstigen und CO₂-neutralen Gasfahrzeugen erreicht werden.

Ein mittelfristiges Ziel des ebenfalls vom österreichischen KLIEN geförderten Leitprojekts „**Virtuelles Biogas**“ ist die Einspeisung von 500 Mio. m³/a Biomethan in das Erdgasnetz wodurch CO₂-Emissionen im Umfang von 1 Mio. t/a eingespart werden sollen [vgl. Energiepark Bruck an der Leitha, 2010].

Das Projekt „**Biogas Gesamtbewertung**“ stellt ein Arbeitspaket des vorgenannten Leitprojektes dar. Das Projekt beantwortet die Fragen nach der ökologischen, agrarischen, sozialen und nicht zuletzt betriebs- und volkswirtschaftlichen Verträglichkeit und Implikation des skizzierten Biomethan-Energiesystems. Es folgt der Empfehlung der „Energie der Zukunft“ Jury nach einer „ökologischen und ökonomischen Gesamtbetrachtung“ des erneuerbaren Energieträgers Biomethan im Rahmen des Leitprojektes.

Diese „**Biogas Gesamtbewertung**“ beantwortet Fragen nach den ökologischen, agrarischen, sozialen sowie betriebs- und volkswirtschaftlichen Implikationen von unterschiedlichen Biomethan-Energiesystemen. **Methodisch** erfolgt die Bewertung

der sieben Fachdisziplinen entlang österreichtypischer Erzeugungs- (gesamt 15 Rohstoff- und Anlagenkombinationen) und Nutzungspfaden ausgehend von der agrarischen Gärrohstoffherzeugung über die Biogaserzeugung und –aufbereitung, über die Gasnetzeinspeisung bis hin zur Endenergienutzung und Bereitstellung der Energiedienstleistungen in den Sektoren Transport, Wärme und Strom. (Abbildung 3)

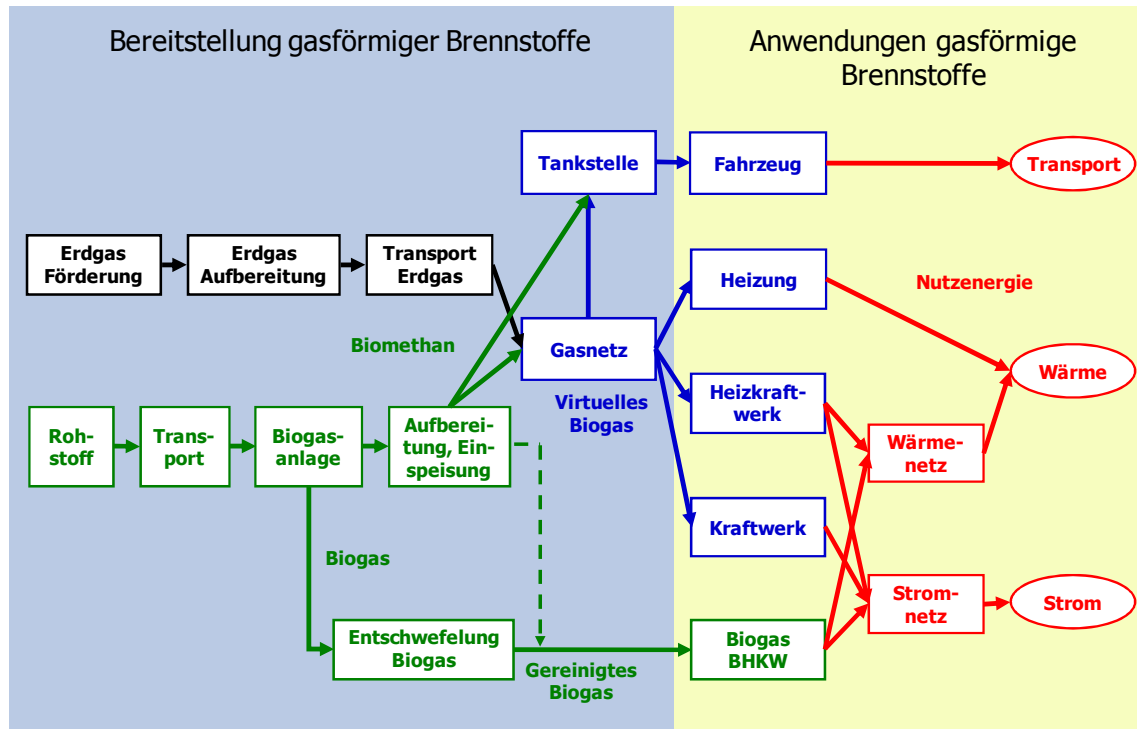


Abbildung 3 – Übersicht Systemkomponenten der Biomethanherzeugung- und Biomethannutzungspfaden inklusive Erdgasreferenz

Im Rahmen des Projektes wurden die Biomethansysteme in folgenden Fachdisziplinen untersucht:

1. **Potentialanalyse** der Gärrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses
2. **Ökologische Bewertung** in einer Lebenszyklusanalyse (LCA)
3. **Betriebswirtschaftliche Analyse** und Bewertung
4. **Sozialwissenschaftliche Analyse** der Rahmenbedingungen zur Implementierung
5. Analyse der Schnittstellen zur **Agrar- und Energiepolitik**
6. **Marktwirkung** der Ergebnisse und Zukunftsperspektiven in der Energiewirtschaft
7. **Volkswirtschaftliche Bewertung** der Beschäftigung, fiskalischen Wirkung und Außenhandelsbilanz der Biomethan-Erzeugung

Aus den Ergebnissen aller sieben Fachdisziplinen wurden eine interdisziplinäre Gesamtbewertung generiert und Empfehlungen für relevante Stakeholder erarbeitet.

3.2 Überblick der untersuchten Biomethansysteme

3.2.1 Biomethan-Erzeugungspfade

Für die Untersuchung wurden 15 verschiedene und „österreichtypische“ Biomethan-Erzeugungspfade (von der Rohstoffbereitstellung, Biogaserzeugung, Biogasaufbereitung bis zur Einspeisung in Erdgasnetz) sowie ein Erdgasreferenzsystem definiert. Tabelle 3 und Tabelle 4 geben einen Überblick über die Biomethan-Erzeugungspfade inklusive der Aufbereitung auf Erdgasqualität.

Die untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade unterscheiden sich in:

- **Anlagengröße:** Die Anlagengröße variiert zwischen 11 bis 1.500 Nm³/h Biogaserzeugungskapazität.
- **Rohstoff:** Verschiedene Kombinationen von Energiepflanzen, integrierter Fruchtfolge, Zwischenfrüchten, Wiesengras, Stroh, Reststoffe und Gülle werden untersucht.
- **Deckung des Eigenenergiebedarfs:** Bei 10 Biomethanerzeugungspfaden wird feste Biomasse (Hackgut oder Pellets) für die Prozesswärmebereitstellung eingesetzt. Strom wird bei diesen Biomethanerzeugungspfaden aus dem öffentlichen Netz bezogen. Diese Erzeugungspfade sind der Nummerierung mit „a“ gekennzeichnet oder ohne Kennzeichnung. Bei 5 Biomethanerzeugungspfaden die benötigte Prozessenergie mit einem BHKW bereitgestellt. Diese Erzeugungspfade sind mit „b“ gekennzeichnet.
- **Aufbereitungstechnologie:** Für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan wurden Druckwasserwäsche, Gaspermeation, Aminwäsche und Druckwechseladsorption (PSA) berücksichtigt.
- **Biomethankapazität:** In Abhängigkeit von der erzeugten Biogasmenge, der Aufbereitungstechnologie und der Deckung des Eigenenergiebedarfs schwankt die Biomethankapazität der untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade zwischen 7 bis 800 Nm³/h.

Tabelle 3 – Übersicht der Biomethan-Erzeugungspfade (Rohstoffe und Biogaserzeugung)

Pfad	Bezeichnung [Leistung Einspeisung, Rohstoffe]	Substrate	Volllast- stunden [h/a]	Biogas-produktion brutto		Biogas (entschwefelt) H _s [kWh/Nm ³]
				[Nm ³ /h]	[Nm ³ /a]	
1a	800 m ³ /h Energiefruchtfolge	Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	8.300	1.500	12.450.000	5,6
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	8.300	1.500	12.450.000	5,6
2	800 m ³ /h Integrierte Fruchtfolge	Mais, Wickroggen, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	8.300	1.500	12.450.000	5,6
3a	500 m ³ /h Reststoffe	Überlagerte Lebensmittel, Lecithin, Fettabscheider, ZR-Schnittzelsilage, Gemüseabfälle, Küchen- und Kantinenabfälle	7.900	800	6.320.000	6,9
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	Überlagerte Lebensmittel, Lecithin, Fettabscheider, ZR-Schnittzelsilage, Gemüseabfälle, Küchen- und Kantinenabfälle	7.900	800	6.320.000	6,9
4	400 m ³ /h Zwischen- früchte&Stroh	Luzerne, Zwischenfrüchte (z.B. Sudangras), Stroh	8.300	800	6.640.000	5,6
5	250 m ³ /h Mais	Maissilage, CCM, Schweinegülle	8.300	450	3.735.000	6,0
6	300 m ³ /h Mais&Rohglycerin	Maissilage, CCM, Rohglycerin, Schweinegülle	8.300	450	3.735.000	7,2
7a	250 m ³ /h Integrierte FF&Stroh	Maisstroh, Sonnenblumenstroh, Kleegrassilage, Maissilage, Grünroggensilage, Schweinegülle	8.300	450	3.735.000	6,0
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	Maisstroh, Sonnenblumenstroh, Kleegrassilage, Maissilage, Grünroggensilage, Schweinegülle	8.300	450	3.735.000	6,0
8a	27 m ³ /h Wiesengras	Wiesengras, Rindergülle	8.300	45	373.500	6,6
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	Wiesengras, Rindergülle	8.300	45	373.500	6,6
9a	27 m ³ /h Wirtschaftsdünger	Rinder- und Schweinegülle	8.300	45	373.500	6,6
9b	20 Nm ³ /h Rinder/Schweinegülle	Rinder- und Schweinegülle	8.300	45	373.500	6,6
10	7 m ³ /h Wirtschaftsdünger	Hühnermist und Schweinegülle	8.300	11	91.300	7,2

H_s: Oberer Heizwert (lat. superior)

FF: Fruchtfolge

ZR-Schnittzelsilage: Zuckerrübenschnittzelsilage

CCM: Corn-Cob-Mix

Tabelle 4 – Übersicht der Biomethan-Erzeugungspfade (Wärmebereitstellung, Aufbereitungsverfahren, Einspeiseleistung)

Pfad	Bezeichnung [Leistung Einspeisung, Rohstoffe]	Wärme- bereitstellung Offgas + ...	Aufbereitungs- verfahren	Biomethan H _s [kWh/Nm ³]	Biomethaneinspeisung	
					[Nm ³ /h]	[Nm ³ /a]
1a	800 m ³ /h Energiefruchtfolge	Biomasse- heizkessel	Druckwasser- wäsche	10,7	781	6.482.048
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	BHKW, Schwachgasb.	Druckwasser- wäsche	10,7	600	4.981.218
2	800 m ³ /h Integrierte Fruchtfolge	Biomasse- heizkessel	Druckwasser- wäsche	10,7	781	6.482.048
3a	500 m ³ /h Reststoffe	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Gaspermeation	10,7	460	3.635.661
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	BHKW, Schwachgasb.	Gaspermeation	10,7	401	3.167.928
4	400 m ³ /h Zwischen- früchte&Stroh	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Gaspermeation	10,7	379	3.142.811
5	250 m ³ /h Mais	Biomasse- heizkessel	Aminwäsche	10,7	251	2.079.770
6	300 m ³ /h Mais&Rohglycerin	Biomasse- heizkessel	Aminwäsche	10,7	302	2.503.326
7a	250 m ³ /h Integrierte FF&Stroh	Biomasse- heizkessel	Aminwäsche	10,7	251	2.079.770
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	BHKW, Schwachgasb.	Aminwäsche	10,7	126	1.042.959
8a	27 m ³ /h Wiesengras	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechsel- adsorption (PSA)	10,7	27	226.349
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	BHKW, Schwachgasb.	Druckwechsel- adsorption (PSA)	10,7	22	186.379
9a	27 m ³ /h Wirtschaftsdünger	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechsel- adsorption (PSA)	10,7	27	226.349
9b	20 Nm ³ /h Rinder/Schweinegül	BHKW, Schwachgasb.	Druckwechsel- adsorption (PSA)	10,7	19	160.850
10	7 m ³ /h Wirtschaftsdünger	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechsel- adsorption (PSA)	10,7	7	59.950

Schwachgasb.: Schwachgasbrenner

Biomasse-HK: Biomasseheizkessel

FF: Fruchtfolge

3.2.2 Biomethan-Nutzungspfade

Die Analyse und Bewertung der Nutzung des erzeugten Biomethans erfolgt anhand unterschiedlicher Energiedienstleistungen aus den Sektoren Transport, Wärme und Strom. Hierzu werden zusätzlich zum Referenz-Energiesystem Erdgas jeweils weitere typische Energieträger (z.B. Diesel, Benzin, Heizöl, Pellets, Strom) zum Vergleich herangezogen.

Tabelle 5 gibt eine Übersicht über die untersuchten Energiedienstleistungen. Nicht alle dargestellten Biomethannutzungsmöglichkeiten wurden in allen Fachdisziplinen untersucht. Die Fachdisziplinen Landwirtschaft, Sozialwissenschaft und Volkswirtschaft haben keine Analysen auf Ebene der Energiedienstleistungen durchgeführt.

Tabelle 5 – Übersicht Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom

	Leistung und Energie		Anwendung
Energiedienstleistung Transport			
Personenkraftwagen	75 - 80 kW	15.000 km/a	Private Nutzung
Lastkraftwagen	205 - 235 kW	75.000 km/a	Gewerbliche Nutzung im Werkszulieferverkehr
Erdgas/Biomethan-Tankstelle	210 Nm ³ /h maximal		Öffentliche Tankstelle am Erdgasnetz
Referenzen: Erdgas, Diesel, Benzin (nicht bei LKW)			
Energiedienstleistung Wärme			
Gas-Brennwertkessel	300 kWth	344 MWh/a	Dienstleistungsgebäude
Referenzen: Erdgas, Heizöl, Pellets			
Energiedienstleistungen Strom und Wärme			
KWK - Gas und Dampf Kombikraftwerk	832 MweI	5 GWheI/a	Stromproduktion mit Wärmenutzung für Fernwärme
KWK - Mikro-Gasturbine	65 kWel	414 MWhel/a	Nutzung von 100% Strom 100% Wärme Dienstleistungsgebäude
KWK - Gasmotor	7,5 kWel	65 MWhel/a	Nutzung von 100% Strom 100% Wärme Dienstleistungsgebäude
Referenz: Erdgas			
Energiedienstleistungen Strom und Wärme aus Biogas ohne Aufbereitung			
KWK - Gasmotor	2.200, 1.200, 26 kWel		Nutzung 100% Strom und 100% Wärme
KWK - Gasmotor	2.200, 1.200, 26 kWel		Gesamtwirkungsgrad 60%
Referenzen: Strom, Erdgas			

3.3 Gliederung des Endberichts

Das Projekt „Biogas Gesamtbewertung“ wurde im Zeitraum von August 2008 bis März 2011 bearbeitet. Die Ergebnisse in dieser Veröffentlichung stellen somit die Endergebnisse dar.

Der Endbericht enthält in seinem Hauptteil die zusammenführende Biomethan-Gesamtbewertung aller sieben Fachdisziplinen gegliedert nach der Biomethan-Erzeugung und -Einspeisung (Biomethan-Erzeugungspfade) sowie dessen Nutzung für unterschiedliche Energiedienstleistungen (Biomethan-Nutzungspfade). Daraus abgeleitet folgen Empfehlungen für unterschiedliche Stakeholdergruppen. Kapitel 5 gibt Zusammenfassungen der Ergebnisse und Schlussfolgerungen aller einzelnen Fachdisziplinen (respektive Arbeitspakete) wieder. Im Anhang werden die Detailergebnisse, die Aufgabenstellung, die Methodik und die Eingangsdaten der jeweiligen Fachdisziplinen ausführlich dargestellt.

Der zweite, separate Teil des Endberichts ist ein interner Tätigkeitsbericht, welcher die organisatorische Abwicklung des Projektes beinhaltet und in der Vorlage der FFG Forschungsförderungs-Gesellschaft erstellt wurde.

Das Projektteam bedankt sich beim österreichischen Fördergeber KLIEN Klima- und Energiefonds, der FFG, den Leitprojektpartnern „Virtuelles Biogas“, insbesondere Herrn Kurt Pollak sowie allen weiteren externen Projektpartnern für die inhaltliche Unterstützung und kritische Begleitung der „Biogas Gesamtbewertung“.

Diese Publikation soll als Grundlage zur weiteren Diskussion einer Umsetzungsstrategie des Energieträgers Biomethan im Erdgasnetz dienen. Anregungen und Anmerkungen können direkt an die Projektleitung der Grazer Energieagentur gerichtet werden, zH Herrn DDI Jan W. Bleyl-Androschin bleyl@grazer-ea.at, Herrn DI (FH) Daniel Schinnerl schinnerl@grazer-ea.at oder an die Projektpartner, welche mit Kontaktdaten auf der Seite 2 angeführt sind.

4 Gesamtbewertung und Empfehlungen

4.1 Vorbemerkung

Aufgabe dieses Kapitels ist die Zusammenführung und Analyse der Ergebnisse aus den beteiligten Fachdisziplinen mit dem Ziel einer interdisziplinären Gesamtbewertung von Biomethan im Erdgasnetz.

Im Ergebnis soll dabei nicht die Erstellung einer absoluten Reihung der Erzeugungspfade stehen, sondern vielmehr eine differenzierte Gesamtbewertung aus Sicht aller Fachdisziplinen nach unterschiedlichen Erzeugungspfaden.

Nach der Vorstellung der Kriterien für die Gesamtbewertung wird das methodische Vorgehen kurz erläutert. Die Analyse ist in drei Unterkapiteln gegliedert: 1. Bewertung der **Biomethan-Erzeugungspfade nach Fachdisziplinen**, 2. **Gesamtbewertung der Biomethan-Erzeugungspfade** sowie eine 3. **Gesamtbewertung der Energiedienstleistungen** Wärme, Strom und Transport. Diese basieren jeweils auf unterschiedlichen Auswertungen der Ergebnisse aus den Fachdisziplinen. Das Kapitel schließt mit Empfehlungen gegliedert nach unterschiedlichen Stakeholdern im Bereich Biomethan.

Hinsichtlich der detaillierten Ergebnisse aus den einzelnen Fachdisziplinen und deren Interpretation wird auf die ausführliche Darstellung in den jeweiligen Kapiteln verwiesen.

4.2 Kriterien für die Gesamtbewertung

Die sieben Fachdisziplinen sind mit folgenden Einzelkriterien bzw. Indikatoren in der Gesamtbewertung vertreten:

- Rohstoffherzeugung, Vergärungsprozess: Landwirtschaftliches **Biomethanpotential** in [Mio. Nm³/a]
- **Betriebswirtschaft (BWL)**: Vollkosten der Gesteherung der Biomethanherzeugungspfade im Vergleich zu Erdgas in [%]¹
- **Ökologie**: Änderung im Vergleich zu Erdgas gemessen in [%] von
 - Treibhausgasemissionen,
 - Versauerung,
 - bodennahe Ozonbildung,
 - Staub und
 - fossilem Energiebedarf

¹ Für einzelne Fachkriterien wie beispielsweise die aggregierten Vollkosten der Biomethangesteherung liegen außerdem auch Teilsummen für die Subsysteme „Rohstoffe und Transport“, „Biogasanlage“ sowie „Aufbereitung und Netzeinspeisung“ vor (vgl. Kapitel 5.3.1).

- **Volkswirtschaft (VWL):** Änderung folgender volkswirtschaftlicher Effekte für ein Durchschnittsjahr der Periode 2011 bis 2020, bei stetig steigender Produktionskapazität auf angenommene 500 Mio. m³ im Jahr 2020:
 - Bruttoinlandsprodukt (BIP), gemessen in [Mio. €/a],
 - Beschäftigung, gemessen in [Jahresbeschäftigungsverhältnissen (JBV)] und
 - Nettoeffekte auf den öffentlichen Haushalt, gemessen in [Mio. €/a]
- **Marktwirkung:** Treibhausgasreduktionskosten (THG-Reduktionskosten) im Transportsektor im Vergleich zu Erdgas, gemessen in [€/t CO₂-Äq.]
- **Agrar- und Energiepolitik:** Förderfähigkeit von Biomethanproduktions- und Gasnetzeinspeise-Anlagen¹
- **Sozialwissenschaft:** Flächenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion²

In Summe wurden 13 Einzelkriterien für die Gesamtbewertung ausgewählt. Diese wurden in Folge zu sieben Fachkriterien, d.h. entsprechend einem je Fachdisziplin aggregiert. Auf eine Gesamttaggregation aller sieben Fachkriterien wurde nicht zuletzt aus methodischen Gründen verzichtet.

4.3 Methodik

Die Auswahl der vorgenannten Einzelkriterien erfolgte durch eine expertenbasierte Bewertung in den einzelnen Fachdisziplinen. Dies gilt ebenso für die Festlegung der Gewichtung von Einzelkriterien bei der Aggregation zu fachdisziplinspezifischen Kriterien bei der Ökologie und der Volkswirtschaft (vgl. Tabelle 6).

In Summe ergeben sich für die 15 untersuchten Erzeugungspfade mit jeweils 7 Fachkriterien 105 quantitative Merkmalsausprägungen für die Gesamtbewertung. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 und Tabelle 9 zusammengefasst und dienen als Grundlage für die Bewertung der Biomethan-Erzeugungspfade nach Fachdisziplinen insbesondere in Kapitel 4.4.

Für die weitere Analyse wurden die vorgenannten Ergebnistabellen (vgl. Tabelle 8 und Tabelle 9) nach folgender Systematik transformiert: Lineare Punkteverteilung auf einer kardinalen Skala von 0 bis 10 zwischen den Minimal- und Maximalwerten jedes Fachkriteriums. Für einzelne Kriterien wurden dabei zusätzlich Grenzwerte festgelegt, um eine Verzerrung bzw. Verminderung der Aussagekraft durch Extremwerte zu vermeiden.

¹ Die Förderfähigkeit wurde hier überwiegend durch das Wirtschaftlichkeitskriterium der Umweltförderung im Inland gemäß den derzeit geltenden Richtlinien wie folgt bewertet: Grundsätzlich waren keine Anlagen förderfähig. Durch das Modell „Biomethan-Beimischung Oberösterreich“ (vgl. Kapitel 6.2.1) werden manche Anlagen gewinnbringend ohne Förderung (Bewertung „++“), manche werden durch die Förderung gewinnbringend (Bewertung „+“), manche trotz Förderung nicht gewinnbringend (Bewertung „-“) und manche bleiben nicht förderfähig (Bewertung „--“).

² Aus der sozialwissenschaftlichen Erhebung wurde nur das Kriterium Flächenkonkurrenz mit Nahrungsmittelerzeugung zur Bewertung der Pfade herangezogen. Die Pfade wurden danach kategorisiert, ob sie in wahrnehmbarer Weise mit Nahrungsmittelproduktion in Konkurrenz stehen können oder nicht (wie bei Reststoffen oder Zwischenfrüchten) - entsprechend wurde den Pfaden ein „-“ bei Bestehen von Flächenkonkurrenz zugewiesen, bei Nicht-Bestehen ein „+“.

Beispielsweise in der BWL wurde ein Grenzwert mit 150 % Mehrkosten gegenüber Erdgas festgelegt – alle Ergebnisse über 150 % erhalten demnach 0 Punkte. Die für die Gesamtbewertung verwendeten Minimal- und Maximalwerte sind in der nachfolgenden Tabelle dokumentiert.

Tabelle 6– Methodik: Minimal- und Maximalwerte aller Fachkriterien sowie Gewichtung von Einzelkriterien

	LW-Potential	BWL	Ökologie				
	[Mio m ³ /a]	[% Abweich v. Erdgas]	Treibhaus-effekt	Versauerung	Ozonbildung	Staub	Substitution Foss. Energie
max. Punkte	675	0%	-100%	-1209%	-134%	-65%	-100%
min. Punkte	0	+ 150%	0%	2075%	106%	548%	0%
Gewichtung			50%	5%	5%	10%	30%

	VWL			Marktwirkung	Energiepolitik	Sozial-wissenschaft
	BIP [Mio €]	Beschäftigung [JBV]	Nettoeffekt [Mio €]	THG Reduktionskosten [€/tCO ₂ -Äq]	Förderfähigkeit Anlagen	Flächen-konkurrenz
max. Punkte	43	2000	14,6	0	++ :Ja Modell ÖÖ, + :Ja UFI	+ : Ja
min. Punkte	-100	-2333	-100	400	- : Ja aber nicht rentabel - - : Nein	- : Nein
Gewichtung	33%	33%	33%			

Für eine weitere Vereinfachung und graphische Darstellung wurde die Punktebewertung gemäß der nachfolgenden Tabelle kategorisiert:

Tabelle 7 – Methodik: Kategorisierung der Punktebewertung

++	sehr positiv	8 bis 10 Punkte (entsprechend 80-100% des Kriteriums)
+	positiv	6 bis < 8 Punkte
0	neutral	4 bis < 6 Punkte
-	negativ	2 bis < 4 Punkte
--	sehr negativ	0 bis < 2 Punkte

Wiederum am Beispiel der BWL: Pfad 1a fällt mit 91 % Mehrkosten gegenüber Erdgas in die Kategorie „-“, der beste Pfad 3b mit 57 % Mehrkosten erreicht die Kategorie „+“ auf Basis der in Tabelle 6 dargestellten Minimal- und Maximalwerte. Entsprechend bleibt die Kategorie „++“ in der Betriebswirtschaft unerreichbar.

Im Ergebnis steht eine kategorisierte und stark vereinfachte Bewertung der Erzeugungspfade durch die Fachdisziplinen, unterschieden nach sehr positiv (++), positiv (+), neutral (0), negativ (-) und sehr negativ (--) in Tabelle 10, welche als Grundlage für die Analyse insbesondere in Kapitel 4.5 dient.

Im letzten Schritt der Gesamtbewertung wird auf der Ebene der **Energiedienstleistungen** jeweils ein konkreter Anwendungsfall aus den Bereichen Transport, Wärme und Strom untersucht. Zusätzlich zum Vergleich mit dem Referenzpfad Erd-

gas werden diese auch mit derzeit marktgängigen Alternativsystemen verglichen (z.B. Dieselfahrzeuge für Transportdienstleistungen, Pelletsheizungen für Wärmedienstleistungen oder direkte Nutzung des Biogases in einem BHKW in räumlicher Nähe der Biogasanlage).

Alle Energiedienstleistungen werden mit drei ausgewählten Biomethanerzeugungspfaden bewertet. Hierfür wurden der Pfad 1a mit dem größten landwirtschaftlichen Potential, der Pfad 3b mit den geringsten Vollkosten und der besten VWL-Bewertung sowie der Pfad 9b mit den besten ökologischen und Marktwirkungswerten ausgewählt. Diese Auswahl ermöglicht – im Gegensatz zur Verwendung von Mittelwerten über das Spektrum der Erzeugungspfade – das Aufzeigen der Bandbreite möglicher Ergebnisse, je nachdem welches Kriterium als Leitgröße verwendet wird.

Für die Gesamtbewertung auf Ebene der Energiedienstleistungen standen Ergebnisse aus den Fachdisziplinen Betriebswirtschaft, Ökologie und Marktwirkung zur Verfügung. Zusätzlich werden Varianten mit und ohne Endverbrauchsabgabe unterschieden.

Die Ergebnisse auf Ebene der Energiedienstleistungen sind in drei Tabellen (vgl. Tabelle 11, Tabelle 12, Tabelle 13) zusammengefasst und dienen als Grundlage für die Analyse in Kapitel 4.6.

Alle Bewertungen der Biomethanerzeugung bis zur Einspeisung ins Erdgasnetz in den Kapiteln 4.4 und 4.5 beziehen sich ausschließlich auf den Referenzpfad Erdgas. Zum Vergleich verschiedener Energiedienstleistungen im Kapitel 4.6 werden zusätzlich auch andere marktgängige Referenzsysteme herangezogen (bspw. neben dem Erdgas- auch ein Diesel- PKW).

4.4 Bewertung der Biomethan-Erzeugungspfade nach Fachdisziplinen

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse aller Fachdisziplinen als Basis für die Gesamtbewertung.

Tabelle 8 – Ergebnisübersicht der Fachdisziplinen für die Gesamtbewertung (Teil 1)

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfad [Leistung Biomethan, Beschreibung Rohstoffmix]	Rohstoffherzeugung Vergärungsprozess	Betriebswirtschaft Vollkosten d. Gesteuerung	Volkswirtschaft		
		LW-Potenzial		BIP	Beschäftigung	Nettoeffekt
		[Mio. m ³ Biomethan/a]	[%-Abweichung zu Erdgas]	[Mio €]	[JBV]	[Mio €]
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	675	91%	-17,4	1806	-40,7
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	510	103%	-25,7	2049	-53,1
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	625	100%	-30,4	1713	-52,7
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	70	60%	26,5	1987	-3,0
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	54	57%	38,3	2294	4,1
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	117	71%	12,2	1963	-16,4
5	250 Nm ³ /h Mais	490	125%	-72,0	1443	-92,6
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	73	60%	43,2	2333	14,6
7a	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	390	134%	-91,8	1182	-112,7
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	196	268%	-319,5	-402	-336,1
8a	27 Nm ³ /h Wiesengras	134	262%	-323,7	-1136	-339,2
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	110	294%	-375,0	-1354	-392,7
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	213	240%	-291,2	-980	-309,7
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	151	314%	-425,0	-2081	-442,0
10	7 Nm ³ /h Hühnermist&Schweinegülle	4	394%	-635,0	-4535	-638,9

Tabelle 9 – Ergebnisübersicht der Fachdisziplinen für die Gesamtbewertung (Teil 2)

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfad [Leistung Biomethan, Beschreibung Rohstoffmix]	Ökologie					Marktwirkung gesamt THG-Reduktions- kosten [€/t CO ₂ -Äq.] Transportsektor vgl. Erdgas exkl.	Energiepolitik Förder- fähigkeit +++, +, 0, -, -- Bewertung	Sozialwissen- schaft Flächenkon- kurrenz zur Lebensmittel- produktion +++, +, 0, -, -- Bewertung
		Treibhaus- effekt	Ver- sauerung	Ozon- bildung	Staub	fossile Energie			
		Ergebnis EDL Wärme BWKessel	Ergebnis EDL Wärme BWKessel	Ergebnis EDL Wärme BWKessel	Ergebnis EDL Wärme BWKessel	Ergebnis EDL Wärme BWKessel			
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	-78%	1565%	67%	234%	-78%	224,0	++	-
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	-92%	2042%	80%	120%	-92%	207,0	+	-
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	-78%	1625%	70%	249%	-78%	237,0	+	-
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	-62%	-354%	22%	374%	-66%	219,0	++	+
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	-69%	-409%	31%	370%	-75%	188,0	++	+
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	-71%	2075%	71%	138%	-82%	211,0	++	+
5	250 Nm ³ /h Mais	-100%	1502%	93%	475%	-81%	220,0	-	-
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	-99%	185%	48%	357%	-82%	136,0	++	-
7a	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	-111%	1088%	106%	548%	-81%	207,0	-	-
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	-154%	2064%	85%	164%	-91%	263,0	--	-
8a	27 Nm ³ /h Wiesengras	-99%	234%	26%	159%	-81%	400,0	--	+
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	-113%	283%	37%	74%	-92%	386,0	--	+
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-281%	-622%	-76%	195%	-86%	130,0	-	+
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-372%	-921%	-134%	-49%	-94%	125,0	--	+
10	7 Nm ³ /h Hühnemist&Schweinegülle	-170%	-1209%	-83%	-65%	-90%	333,0	--	+

Hieraus können folgende wichtige fachspezifische Ergebnisse für die Gesamtbewertung abgeleitet werden:

- Landwirtschaftliches Potential:** Für das im Projektantrag formulierte Gesamtziel von 500 Millionen m³ Biomethan pro Jahr im Erdgasnetz ist ausreichend **landwirtschaftliches Potential** vorhanden. Allerdings weisen die untersuchten Erzeugungspfade stark unterschiedliche Potentiale auf (am höchsten bei Pfaden 1a, 1b, 2 u. 5).
Die Erzeugungspfade mit Reststoffen (3a, 3b) sind mit ca. 10 % des avisierten Gesamtziels begrenzt.
11 der 15 Erzeugungspfade weisen ein Potential von mehr als 100 Millionen m³ auf (was ca. 1 % des jährlichen Erdgasbedarfs in Österreich entspricht).¹
- BWL:** Die **Biomethangestehungskosten** sind bei allen Erzeugungspfaden mit Mehrkosten gegenüber Erdgas verbunden. Im günstigsten Fall sind es +57 % (Pfad 3 Reststoffe, gefolgt von Pfad 6 Mais+Glycerin), im schlechtesten Fall +394 %.

¹ Die genannten Potentiale sind nicht kumulativ (vgl. Kap.5.1)

Insgesamt 7 Erzeugungspfade liegen in einer Bandbreite bis ungefähr +100 % Mehrkosten.

Biomethan aus kleineren Anlagen wird tendenziell zunehmend teurer.

3. Die **ökologischen Auswirkungen**¹ aller Erzeugungspfade sind überwiegend positiv. Dies gilt ohne Einschränkung für die Vermeidung von Treibhausgasemissionen, welche zwischen -62% und -372% liegt, und die Reduktion fossiler Energieträger, welche zwischen -66% und -94% liegt.
Bei der Versauerung, der bodennahen Ozonbildung und den Staubemissionen sind die Auswirkungen teils positiv, teils negativ, aber insgesamt auf einem niedrigen Niveau.²
Kleinere Anlagen, die hohe Gülleanteile verarbeiten (<300 Nm³/h) werden besser bewertet, was vor allem an den geringeren Methanemissionen im Vergleich zu den jeweiligen Referenzpfaden ohne Biogas-Erzeugung liegt.
4. **Volkswirtschaft**³: Die Effekte auf das **Bruttoinlandsprodukt (BIP)** sind je nach Anlagentyp unterschiedlich, allerdings meist negativ. Es lässt sich jedoch die Tendenz erkennen, dass die betriebswirtschaftliche Kosteneffizienz der Anlagen positiv mit dem BIP korreliert. Ebenfalls uneinheitlich sind die **Beschäftigungseffekte**, die allerdings im Vergleich zum BIP mehrheitlich positiv sind. Der **Nettoeffekt auf den öffentlichen Haushalt**⁴ ist überwiegend negativ, weil die Mehrkosten der Biomethanherzeugung und -einspeisung im Vergleich zum Erdgas aus Subventionen aufgebracht werden müssen und dies nicht durch teilweise verminderte Arbeitsmarktausgaben oder erhöhte Einnahmen aus Lohn- und Einkommenssteuern ausgeglichen werden kann.⁵
Insgesamt werden betriebswirtschaftlich günstigere Anlagen positiver, hingegen betriebswirtschaftlich teurere negativer bewertet. Dies korreliert in erster Näherung mit einer abnehmenden Biomethan-Outputleistung, da Anlagen mit geringen Outputleistungen meist auch betriebswirtschaftlich teurer sind.

¹ Ein Teil der ökologischen Effekte wird erst bei der Biomethannutzung wirksam. Für manche Indikatoren (z.B. Treibhausgasemissionen) hat das große Auswirkungen. Hier berücksichtigt ist die Nutzung von Biomethan in einem Brennwertkessel, damit die ökologischen Effekte auch auf Ebene der Biomethanherzeugungspfade dargestellt werden kann.

² Die teilweise sehr hohen relativen Effekte bspw. bei der Versauerung liegen in den absolut sehr niedrigen Werten des Referenzsystems Erdgas begründet. Für weitere Erläuterungen zu den Ökologischen Effekten vgl. Kapitel 5.2

³ Bei den volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden jene Effekte abgebildet, welche durch die Erzeugung und Verwendung von Biomethan durchschnittlich auf einem Ausbaupfad der Produktionskapazität von 500 Mio. m³ (ca. 5 % des jährlichen Erdgasbedarfs in Österreich) bis zum Jahr 2020 erreicht werden. In der Simulation wurde – um die in der Praxis notwendige Angleichung der Preise für die Konkurrenzfähigkeit von Biomethan mit dem chemisch identen Erdgas zu erreichen – eine staatliche Subventionierung der Biomethan-Erzeugung im notwendigen Ausmaß angenommen.

⁴ Der „Nettoeffekt auf öffentlichen Haushalt“ ist der Saldo aus Veränderungen von Einnahmen und Ausgaben der öffentlichen Hand. Auf der Einnahmenseite stehen die Veränderungen des Aufkommens von direkten Steuern (Lohn- und Einkommenssteuern sowie direkte Steuern der Kapitalgesellschaften) und indirekten Steuern (Umsatzsteuern bereinigt um sektorale Subventionen). Überdies sind auf der Einnahmenseite vermiedene Kosten von CO₂-Emissionszertifikaten berücksichtigt, deren Kauf durch verminderte CO₂-Emissionen infolge der vermehrten Substitution von Erdgas mit Biomethan vermindert werden kann. Auf der Ausgabenseite beeinflussen der Subventionsbedarf der einzelnen Biomethananlagen und die Veränderungen der arbeitsmarktbezogenen Ausgaben den Effekt auf den öffentlichen Haushalt.

⁵ Dabei sind auch ein CO₂-Zertifikatekauf für Österreich mit etwa 10€/t (allerdings nicht mögliche Strafzahlungen) berücksichtigt.

5. **Marktwirkung¹**: Die **Treibhausgasreduktionskosten** liegen zwischen 105 und 400 € pro Tonne CO₂-Äq., was deutlich über Marktpreisen von gehandelten CO₂-Zertifikaten liegt. Diese Kosten sollten aber auch mit anderen „heimischen“ Erneuerbaren wie z.B. Solarthermie, PV oder Pellets verglichen werden. Untersuchungen mit dem gleichen methodischen Ansatz für andere erneuerbare Energieträger liegen derzeit jedoch nicht vor.

Die Reduktionskosten werden beeinflusst durch das landwirtschaftliche Biomethan-Potential, die spezifische Gesteungskosten und das Treibhausgasreduktionspotential. Wenn einer dieser Faktoren nicht so günstig ist, kann dieser durch die anderen überkompensiert werden (z.B. Pfad 9a, 9b – hohe Gesteungskosten, geringes Potential aber große Einsparung an Treibhausgasen; Pfad 6 – geringe Gesteungskosten, kleines Potential, mittlere Einsparung an Treibhausgasen).

Die Marktwirkung ist bei den Pfaden mit dem Rohstoffmix Mais & Rohglycerin und Rinder & Schweinegülle am besten.

6. **Energiepolitik²**: Die **Förderfähigkeit** gemäß den derzeit geltenden Richtlinien (hier vor allem gemäß dem Wirtschaftlichkeitskriterium der UFI-Richtlinien) erscheint bei Anlagen mit niedrigen Gesteungskosten deutlich besser als bei Anlagen mit hohen, weil sie näher am Erdgasmarktpreis liegen und damit die Wirtschaftlichkeit eher erreichen.

7. **Sozialwissenschaft**: Positiv bewertet werden Erzeugungspfade, bei denen geringe oder keine **Flächenkonkurrenz** zur Nahrungsmittelproduktion besteht. Dies trifft bei größeren Anlagen mit Reststoffen und Zwischenfrüchten sowie bei sehr kleinen Anlagen (<30 Nm³/h) aufgrund der verwendeten Rohstoffe (Wiesen gras, Gülle, Hühnermist) zu.

Diese Analyse erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und sollte durch die detaillierten Ergebnisse in den Darstellungen der einzelnen Fachdisziplinen ergänzt werden.

Im nächsten Schritt werden die Bewertungen der Erzeugungspfade aus Sicht der Fachdisziplinen zu einer Gesamtbewertung zusammen geführt.

¹ Marktwirkung: Zukünftige Perspektiven in der österreichischen Energiewirtschaft für die Nutzung von Biomethan. Untersuchte Indikatoren sind u.a. Treibhausgasreduktionspotential und Treibhausgasreduktionskosten

² Die Förderfähigkeit von Biogasanlagen wird durch die Förderrichtlinien der Umweltförderung im Inland (UFI) festgelegt. Alle untersuchten Anlagenvarianten wären ohne innovative Vermarktungsstrategien zur Erzielung höherer Erlöse unzureichend rentabel und daher prinzipiell nicht förderfähig durch die UFI. Bei Anwendung innovativer Vermarktungsstrategien – konkret die Rahmenbedingungen des Modells „Biomethan-Beimischung Oberösterreich“ – erreichen insbesondere größere Anlagen eine ausreichende Rentabilität, um die Anlagen auch ohne Förderung gewinnbringend zu betreiben. Unter den nicht rentablen Anlagen könnte der Betrieb von einigen, meist größere Anlagen durch UFI-Förderungen sichergestellt werden. Nichtsdestotrotz sind meist kleinere Anlagen trotz relativ hoher Fördermöglichkeiten nicht kostendeckend zu betreiben, was diese wiederum von der Förderung ausschließt. Ausnahmen diesbezüglich sind jedoch möglich, beispielsweise im Falle von Demonstrationsprojekten. (vgl. Kapitel 6.2.1)

4.5 Gesamtbewertung der Biomethan- Erzeugungspfade

Die nachfolgende Tabelle gibt eine kategorisierte Bewertung der Erzeugungspfade durch die Fachdisziplinen, unterschieden nach sehr positiv (++), positiv (+), neutral (0), negativ (-) und sehr negativ (--) (vgl. Kap. 4.3 Methodik).

Tabelle 10 – Gesamtbewertung Biomethanerzeugung (versus Referenz Erdgas)

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfad [Leistung Biomethan, Beschreibung Rohstoffmix]	Rohstoffe u. Vergärungsprozess	Betriebswirtschaft	Ökologie (gesamt)	Volkswirtschaft (gesamt)	Marktwirkung gesamt	Energiepolitik	Sozialwissenschaft
		Landwirtschaftliches Potenzial	Vollkosten d. Gesteuerung	THG + Subst. Fossile + Staub ...	BIP + Beschäftigung + Nettoeffekt	THG-Reduktionskosten	Förderfähigkeit	Flächenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	++	-	+	+	0	++	-
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	+	-	++	+	0	+	-
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	++	-	+	0	0	+	-
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	--	+	0	++	0	++	+
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	--	+	+	++	0	++	+
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	--	0	+	++	0	++	+
5	250 Nm ³ /h Mais	+	--	+	-	0	-	-
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	--	+	++	++	+	++	-
7a	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	0	--	+	-	0	-	-
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	-	--	++	--	-	--	-
8a	27 Nm ³ /h Wiesengras	--	--	++	--	--	--	+
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	--	--	++	--	--	--	+
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-	--	++	--	+	-	+
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	-	--	++	--	+	--	+
10	7 Nm ³ /h Hühnermist&Schweinegülle	--	--	++	--	--	--	+

Aus der Gesamtbewertung können folgende Ergebnisse abgeleitet werden:

- Die Gesamtbewertung fällt uneinheitlich und zwischen den Fachdisziplinen teilweise konträr aus: Es gibt **keine Einzelpfade, die durchgängig über alle Fachdisziplinen positiv oder negativ** bewertet werden. Diese heterogene Bewertung trifft auf das gesamte Spektrum der untersuchten österreichischen Erzeugungspfade von kleineren bis größeren Anlagen zu. Beispielsweise wirtschaftlich (relativ) günstige Erzeugungspfade weisen teilweise nur sehr geringe Potentiale auf. Ein anderes Beispiel sind Kleinanlagen, die von 5 Fachdisziplinen negativ hingegen ökologisch sehr positiv bewertet werden.
- Insgesamt am Positivsten sind die Pfade 1a, 1b und 2** mit großen Anlagen, den höchsten land- und abfallwirtschaftlichen Potentialen, guter bis sehr guter ökologischer und volkswirtschaftlicher Bewertung sowie den besten Chancen auf eine Förderfähigkeit. Allerdings liegen die Gesteungskosten um ca. 100 % über dem Referenzerdgaspreis von 35 €/MWh.

3. Bei den **betriebswirtschaftlich besten Erzeugungspfaden** (3a, 3b und 6 basierend auf Reststoffen bzw. Mais und Rohglycerin) liegen die Gesteungskosten noch um über 50 % über dem Referenzerdgaspreis von 35 €/MWh. Allerdings haben diese Pfade nur **sehr geringe landwirtschaftliche Potentiale**. Weiterhin sind diese Erzeugungspfade in der Volkswirtschaft, Ökologie und Sozialwissenschaft positiv bis sehr positiv sowie in der Marktwirkung neutral bewertet.
4. Insbesondere **Kleinanlagen**, die zu einem großen Anteil Gülle und Wirtschaftsdünger (Hühnermist) einsetzen, werden vor allem aufgrund der Reduktion der Methanemissionen ökologisch sehr positiv bewertet, wogegen diese Anlagen betriebswirtschaftlich und in Bezug auf das landwirtschaftliche Potential negativ bis sehr negativ bewertet werden.
5. Die Verwendung von erzeugtem Biogas oder alternativ Hackschnitzeln als Brennstoff für den **Prozesswärmebedarf** hat einen signifikanten Einfluss auf die eingespeiste Biomethanmenge und somit das Biomethanpotential. Aufgrund der Verwendung eines Teils des erzeugten Biogases für die Prozesswärmebereitstellung ist das Biomethanpotential bei den in Tabelle 10 mit „b“ bezeichneten Erzeugungspfaden zwischen 17 bis 50%¹ geringer.
Anlagenkonfigurationen mit Schwachgasbrennern zur Nutzung des Off-Gases aus der Aufbereitung und auch Biogas-BHKWs sind verbreitete betriebliche Praxis. Allerdings ist in der betriebs- und volkswirtschaftlichen Vergleichsrechnung der Einsatz von Hackgut in den meisten Fällen günstiger, hingegen aus ökologischer Sicht (Staub-, THG-Emissionen und fossiler Energiebedarf) werden die „b“-Anlagen besser bewertet.
6. Bestehende **Förderregime** sind für die hier untersuchten Biomethanerzeugungspfade im Allgemeinen nicht ausreichend, um eine Preisparität mit Erdgas zu erreichen, ohne dass dies im Rahmen dieser Studie detailliert quantifiziert wurde.
Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten Förderungen am ehesten für die Pfade 3 und 6 erfolgen, um den gesamtwirtschaftlichen Subventionsbedarf zu minimieren.

Weitere, hier nicht berücksichtigte Einflussgrößen betreffen unter anderem die Pflege landwirtschaftlichen Kulturrums, des Tourismus, eine Stärkung des ländlichen Raums und weitere, insbesondere regionale Werte. Vermutlich haben diese in unserer Betrachtung externen Bewertungskriterien positive Effekte auf die Volkswirtschaft und sollen in dieser Gesamtbewertung nicht unerwähnt bleiben, auch wenn sie hier nicht näher untersucht wurden.

Die hier getroffenen Aussagen basieren weitestgehend auf einer statischen Betrachtung mit einer Datenbasis aus dem Jahr 2008. Für zukünftige Entwicklung sind sicherlich die Erdgasreferenzpreise sowie die Rohstoffkosten die volatilsten Variablen, deren Entwicklung am schwierigsten vorhersagbar ist. Bei anderen relevanten Einflussparametern wie etwa dem Potential oder Biogaserzeugungs-, aufbereitungs- und Einspeisetechnologien sind aus heutiger Sicht keine größeren Änderungen absehbar (ohne dass dies Kernbestandteil der gegenständlichen Untersuchung ist).

¹ Der höchste Wärmebedarf ergibt sich bei dem Erzeugungspfad 7b „130 m³/h Integrierte Fruchtfolge und Stroh“ aus der Aufschließung von Stroh.

4.6 Gesamtbewertung der Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom

Im letzten Schritt der Gesamtbewertung wird auf der Ebene der Energiedienstleistungen (EDL) jeweils ein konkreter Anwendungsfall aus den Bereichen Transport, Wärme und Strom untersucht. Die Anlagen, die für den Vergleich der unterschiedlichen Energieträger herangezogen wurden, sind:

- Energiedienstleistung Transport: Erdgas PKW 75 kW und Diesel PKW 80 kW Leistung, jeweils mit 15.000 km pro Jahr
- Energiedienstleistung Wärme: Erdgas Heizkessel und Heizöl-Heizkessel, jeweils mit 300 kW Leistung und 344 MWh pro Jahr Wärmelieferung.
- Energiedienstleistungen Strom und Wärme: Mikro Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit 65 kW_{el} Leistung und 414 MWh pro Jahr Stromlieferung.
- Die Biomethan KWK wird außerdem mit 2 Biogas-BHKW-Varianten direkt bei der Biogas-Anlage verglichen: Gesamtwirkungsgrad von 60 %igen und 100%igen Wärmenutzung.

Alle Energiedienstleistungen werden mit drei ausgewählten Erzeugungspfaden bewertet. Hierfür wurden die Biomethan-Erzeugungspfade mit dem größten landwirtschaftlichen Potential (1a: 800 m³/h Energiefruchtfolge), den besten ökonomischen Werten (3b: 400 m³/h Reststoffe) und den besten ökologischen- und Marktwirkungs-Werten (9b: 20 m³/h Rinder & Schweinegülle) ausgewählt.

Die Detailergebnisse dieser Vergleiche werden in den nachfolgenden drei Tabellen mit der relativen Veränderung von Biomethan zu den Referenz-Energieträgern angegeben.

Tabelle 11 – **Transport**-Energiedienstleistungen: Übersichtstabelle Gesamtbewertung

Energiedienstleistung Transport PKW 75 - 80 kW, 15.000 km/a, Vergleich Biomethan zu Erdgas und alternativen Energieträgern

Nr.	Biomethan-Erzeugungspfad	Nutzenergieanwendung PKW 75 – 80 kW, 15.000 km/a, Vergleich zu Erdgas und Diesel	Betriebswirtschaft		Ökologie					Marktwirkung		
			Vollkosten		Treibhaus-effekt	Ver-sauerung	Ozon-bildung	Staub	fossile Energie	THG-Reduktionskosten		THG-Reduktionspotential
			[%-Veränd.] inkl. End-verbrauchs-sabgabe	[%-Veränd.] exkl. End-verbrauchs-abgabe						[%-Veränderung]	[%-Veränderung]	
1	Größtes LW-Potential, 1a 800 m ³ /h Energiefruchtfolge	Erdgas	11%	13%	-71%	1106%	42%	38%	-73%	192	224	1,39
		Diesel	5%	12%	-68%	277%	-24%	-70%	-64%	108	239	1,23
2	Beste ökonomische Werte, 3b 400 m ³ /h Reststoffe	Erdgas	7%	9%	-62%	-294%	21%	65%	-70%	152	188	0,10
		Diesel	2%	9%	-59%	-166%	-35%	44%	-60%	50	200	0,09
3	Beste ökologische und marktwirkungs Werte, 9b 20 m ³ /h Rind&Schweinegülle	Erdgas	31%	34%	-337%	-657%	-75%	-20%	-88%	118	125	1,48
		Diesel	25%	33%	-358%	-290%	-87%	-30%	-84%	101	125	1,44

Tabelle 12 – **Wärme**-Energiedienstleistung: Übersichtstabelle Gesamtbewertung

Energiedienstleistung Wärme mit Heizung Internat 300 kW, 344 MWh/a, im Vergleich Biomethan zu Erdgas und Heizöl

Nr.	Biomethan- Erzeugungspfad	Nutzenergie- anwendung Heizung Internat 300 kW, 344 MWh/a, Vergleich zu Erdgas und Heizöl	Betriebswirtschaft		Ökologie					Marktwirkung		
			Vollkosten		Treibhaus- effekt	Ver- sauerung	Ozon- bildung	Staub	fossile Energie	THG- Reduktionskosten		THG- Reduktions- potential [Mio t CO ₂ - Äq/a]
			[%-Veränd.] inkl. End- verbrauchs- sabgabe	[%-Veränd.] exkl. End- verbrauchs- abgabe						[€/t CO ₂ -Äq.] inkl. End- verbrauchs- abgabe	[€/t CO ₂ -Äq.] exkl. End- verbrauchs- abgabe	
					[%-Veränderung]							
1	Größtes LW- Potential, 1a 800 m ³ /h Energiefruchtfolge	Erdgas	42%	55%	-78%	1565%	67%	234%	-78%	158	188	1,39
		Heizöl	22%	38%	-84%	538%	44%	10%	-80%	66	104	1,98
2	Beste ökonomische Werte, 3b 400 m ³ /h Reststoffe	Erdgas	25%	37%	-69%	-409%	31%	370%	-75%	112	146	0,10
		Heizöl	8%	22%	-77%	-218%	13%	121%	-77%	26	68	0,15
3	Beste ökologische und marktwirkungs Werte, 9b 20 m ³ /h Rind&Schweinegülle	Erdgas	150%	172%	-372%	-921%	-134%	-49%	-94%	118	125	1,48
		Heizöl	115%	143%	-303%	415%	-129%	-34%	-95%	96	107	1,61

Tabelle 13 – **Strom u. Wärme**-Energiedienstleistung: Übersichtstabelle Gesamt-
bewertung

Energiedienstleistung Strom und Wärme aus Mikro-KWK in Einkaufszentrum, 65kWel, 414 MWh/a, Vergleich zu Erdgas u. Biogas-BHKW

Nr.	Biomethan- Erzeugungspfad	Nutzenergie- anwendung Strom aus Mikro-KWK in EKZ, 65kWel, 414 MWh/a Vergleich zu Erdgas und Biogas-BHKW	Betriebswirtschaft		Ökologie					Marktwirkung		
			Vollkosten		Treibhaus- effekt	Ver- sauerung	Ozon- bildung	Staub	fossile Energie	THG- Reduktionskosten		THG- Reduktions- potential [Mio t CO ₂ - Äq/a]
			[%-Veränd.] inkl. End- verbrauchs- sabgabe	[%-Veränd.] exkl. End- verbrauchs- abgabe						[€/t CO ₂ -Äq.] inkl. End- verbrauchs- abgabe	[€/t CO ₂ -Äq.] exkl. End- verbrauchs- abgabe	
					[%-Veränderung]							
1	Größtes LW- Potential, 1a 800 m ³ /h Energiefruchtfolge	Erdgas	92%	135%	-80%	1946%	72%	177%	-80%	143	172	1,39
		Biogas-BHKW 60% Wirkungsgrad	76%		180%	30%	-17%	164%	547%	keine Treibhausgasreduktion		
		Biogas-BHKW 100% Wärmenutzung	127%		180%	30%	-17%	164%	547%	keine Treibhausgasreduktion		
2	Beste ökonomische Werte, 3b 400 m ³ /h Reststoffe	Erdgas	56%	90%	-80%	-509%	34%	280%	-76%	98	130	0,10
		Biogas-BHKW 60% Wirkungsgrad	91%		25%	180%	-36%	54%	56%	keine Treibhausgasreduktion		
		Biogas-BHKW 100% Wärmenutzung	173%		25%	180%	-36%	54%	56%	keine Treibhausgasreduktion		
3	Beste ökologische und marktwirkungs Werte, 9b 20 m ³ /h Rind&Schweinegülle	Erdgas	329%	424%	-380%	-1145%	-146%	-37%	-96%	107	113	1,48
		Biogas-BHKW 60% Wirkungsgrad	177%		-103%	-149%	150%	-89%	>1000%	84	0	1,57
		Biogas-BHKW 100% Wärmenutzung	255%		-103%	-149%	150%	-89%	>1000%	160	0	0,93

Aus diesen Tabellen können folgende Ergebnisse abgeleitet werden:

- Im Transportsektor ist die Erhöhung der **Vollkosten** beim Einsatz von Biomethan im Vergleich zu Diesel und Erdgas am geringsten: Beim ökonomisch optimierten Pfad zwischen 2 und 11 %, beim ökologisch besten Pfad liegen die Mehrkosten zwischen 25 und 31%. Dies gilt jeweils unter Berücksichtigung der gültigen Endverbrauchsabgaben im Referenzzeitraum 2008.
- Die **Treibhausgasemissionen** und der **Einsatz fossiler Energie** weisen in den Energiedienstleistungen Transport und Wärme für alle Erzeugungspfade beträchtliche Einsparungen auf. Diese betragen für Treibhausgasemissionen zwischen 59% und 372%¹ und für den fossilen Energieeinsatz zwischen 60% und 95%. Bei Strom und Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungen zeigen diese Kriterien im Vergleich zu Erdgas auch beträchtliche Einsparungen (fossile Energie zwischen 76% und 96%, Treibhausgasemissionen zwischen 80% und 380%). Jedoch im Vergleich zu einem Biogas-BHKW reichen die Werte von einer Einsparung (z.B. 103% für Treibhausgasemissionen) bis zu starken Erhöhungen (z.B. > 1000%² für fossile Energie).
- **Versauerung, Ozonbildung und Staubemissionen** zeigen unterschiedliche Ergebnisse für die untersuchten Erzeugungspfade. Beim Vergleich mit Erdgas weisen die Umweltwirkungen aber unabhängig von der Art der Energiedienstleistung den gleichen Trend auf. Zum Beispiel zeigt der Pfad 400 m³/h Reststoffe für die Versauerung im Vergleich zu Erdgas immer einer Verbesserung unabhängig davon, ob Biomethan für Transport, Wärme oder Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die relativen Werte sind bei all diesen Kriterien sehr hoch, was mit den besonders geringen absoluten Werten erklärt werden kann, daher ist ihre Relevanz für die Bewertung auch nur als gering einzustufen.³
- Die geringsten **Treibhausgasreduktionskosten** zeigen sich bei der Energiedienstleistung Wärme im Vergleich zu Heizöl mit 26 und 66 €/t CO₂-Äq., Transport im Vergleich zu Diesel mit 50 €/t CO₂-Äq., Strom und Wärme aus KWK im Vergleich zu Erdgas mit 98 €/t CO₂-Äq. und im Vergleich zu Biogas-BHKW mit 84 €/t CO₂-Äq. jeweils unter Berücksichtigung der gültigen Endverbrauchsabgaben im Referenzzeitraum 2008.
- Das **Treibhausgasreduktionspotential** ist bei allen Energiedienstleistungen in Kombination mit den Erzeugungspfaden 1a 800 m³/h Energiefruchtfolge und 9b 20m³/h Rinder & Schweinegülle zwischen ca. 1 und 2 Millionen Tonnen CO₂-Äq. pro Jahr. Das Reduktionspotential ist bei dem Erzeugungspfad 3b 400 m³/h Reststoffe sehr viel geringer.

Der Vergleich der Energiedienstleistungs- und Biomethan-Erzeugungspfad-Paare untereinander zeigt folgendes Bild:

¹ Eine Reduktion größer als 100% ergibt sich bei Nutzungspfaden mit negativen Treibhausgasemissionen. Diese sind auf den Einsatz von Gülle zur Biomethanherzeugung zurückzuführen, da die Referenznutzung der Gülle die Lagerung und direkte Ausbringung höhere THG-Emissionen aufweist (vgl. Kapitel 5.2.1).

² Durch den absolut sehr geringen fossilen Energieeinsatz bei Biogas-BHKWs bei den Pfaden Energiefruchtfolge und Rinder & Schweinegülle liefert der relative Vergleich mit dem Biomethan-KWK Werte von 547% bis größer als 1000%.

³ Zur Erläuterung: Die Staubemissionen fallen bei Biomethan-Produktion und Einsatz an verschiedenen Stellen in dieser Nutzungskette an.

- Die **EDL Transport** bei Kombination mit dem Biomethan-Erzeugungspfad mit dem größten LW-Potential (1a: 800 m³/h Energiefruchtfolge) liefert im Vergleich zu Diesel und Erdgas überwiegend gute Ergebnisse: Vollkosten Erhöhung von 2 bis 11%, THG-Reduktion von 59 bis 71 %, Reduktion fossiler Energie von 60 bis 73%, THG-Reduktionskosten von 50 bis 192 €/t CO₂-Äq. und ein THG-Reduktionspotential von bis zu 1,39 Millionen Tonnen CO₂-Äq. pro Jahr. Die Kombinationen mit dem Biomethan-Erzeugungspfad mit den besten ökonomischen Werten (3b 400 m³/h Reststoffe) und den besten ökologischen- und Marktwirkungs-Werten (9b 20 m³/h Rinder & Schweinegülle) liefern ähnlich gute Ergebnisse. Allerdings bietet der Reststoffe-Pfad nur ein sehr geringes THG-Reduktionspotential und der Rinder & Schweinegülle- eine Vollkostenerhöhung von 25 bis 31 %.
- Die **EDL Wärme** liefert im Vergleich zu Heizöl überwiegend gute Ergebnisse bei Kombination mit dem Biomethan-Erzeugungspfade mit dem größten LW-Potential (1a 800 m³/h Energiefruchtfolge) und mit den besten ökonomischen Werten (3b 400 m³/h Reststoffe): Vollkosten Erhöhung von 8 bis 22 %, THG-Reduktion von 77 bis 84 %, Reduktion fossiler Energie von 77 bis 80 %, THG-Reduktionskosten von 26 bis 66 €/t CO₂-Äq. und ein THG-Reduktionspotential von bis zu 1,98 Millionen Tonnen CO₂-Äq. pro Jahr. Allerdings ergibt der Vergleich dieser Kombination mit Erdgas deutlich höhere Vollkostensteigerungen von 25 bis 42% und THG-Reduktionskosten von 112 bis 158 €/t CO₂-Äq.
- Die **EDL Strom und Wärme auf Basis Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** bei Kombination mit den Biomethan-Erzeugungspfaden mit den besten ökonomischen Werten und dem größten LW-Potential ergeben Vollkosten, die um 56 bis 92 % höher liegen als bei Erdgas. Allerdings weist die Kombination mit dem Reststoffe Pfad wieder ein sehr geringes THG-Reduktionspotential auf. Andere Ergebnisse sind ähnlich gut wie bei den zuvor genannten Kombinationen.
- Die **EDL Strom und Wärme mit Biogas-BHKWs ist dem Biomethan-Mikro-KWK vorzuziehen**, da es zu keiner Reduktion des fossilen Energiebedarfs, in zwei der drei Erzeugungspfad-Kombinationen zu keiner THG-Reduktion und zu stark erhöhten Vollkosten kommt. Voraussetzung für Biogas-BHKW sollte aber eine möglichst hohe Wärmenutzung bzw. zumindest gleich hohe Wärmenutzung wie bei der Mikro-KWK sein.

Dieser Vergleich zeigt eindeutig, dass Biomethan in den Energiedienstleistungen Transport und Wärme zu bevorzugen ist. Die Energiedienstleistung Strom und Wärme mit Biomethan-KWK kann nur bei einer Senkung der Vollkosten empfohlen werden.

Unter Berücksichtigung der derzeit vorherrschenden Infrastruktur ist die Energiedienstleistung Wärme für Biomethan am aussichtsreichsten, denn Erdgas-Heizkesselanlagen sind am Wärmesektor in großer Anzahl vorhanden im Gegensatz zu Erdgas-Fahrzeugen am Transportsektor. Andererseits liegt auch die Schlussfolgerung nahe, dass verstärkt in Erdgas-Fahrzeuge investiert werden sollte.

4.7 Empfehlungen für Stakeholder

Dieses Kapitel fasst stichwortartig die Empfehlungen aus den verschiedenen Fachdisziplinen an die Stakeholder zusammen. Die Empfehlungen sind gegliedert in:

- Biomethanerzeugung
- Markteinführung,
- Weiterer Forschungsbedarf,
- Politik und Verwaltung,
- Voraussetzungen für Biomethanproduktion und -einspeisung und
- Verbraucherinformation.

Die Auflistungen erheben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit.

4.7.1 Biomethanerzeugung

- 1.200 Millionen m³ Biomethanpotential ist derzeit erreichbar; Erhöhung der Rohstoffpotentiale durch vermehrte Nutzung von Stroh, Ausbau Zwischenfrüchte oder Integrierte FF möglich.
- Nutzung von Stroh: Entwicklung von Ernteverfahren, Vorbehandlungstechnologie für die Aufbereitung u. a. notwendig.
- Nutzung von Zwischenfrüchten: Entwicklung und Optimierung von Ernteverfahren und Einlagerung notwendig, wegen sehr hohem Wassergehalt.
- Einsatz von Gülle als Rohstoff ist aus ökologischer Sicht (speziell im Hinblick auf Treibhausgasemissionen) vorteilhaft, auch dann wenn es sich nicht um reine Gülleanlagen handelt, sondern Gülle mit anderen Rohstoffen kombiniert wird. Ein abgedecktes Endlager reduziert zusätzlich die Treibhausgasemissionen.
- Beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen ist bei Anbau und Ernte gemäß guter landwirtschaftlicher Praxis vorzugehen, um die Umweltwirkungen so gering wie möglich zu halten.
- Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion sollte im Rahmen der Möglichkeiten vermieden oder reduziert werden, um damit einem zentralen Argument in der öffentlichen Debatte wirksam begegnen zu können. In der Praxis bedeutet das: Nutzung von Reststoffen, Anbau von Zwischenfrüchten und zumindest die Vermeidung des Anbaus von Energiefrüchten im großen Stil.
- Optimierung der Biogasanlagen- und Aufbereitungskonfiguration in energetischer Sicht.
- Betriebswirtschaftliche Optimierung der Biogas-, Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen: z.B. Maximierung des Biomethan-Outputs zur Senkung der spezifischen Kosten.
- Ökonomisch und ökologisch verschiedene Optimierungsmöglichkeiten: z.B. Beheizungsvariante, Schwachgasnutzung, Eigenstromerzeugung, ...

- Mögliche Variante zur Anlagen-Optimierung: Kombination von Biogas-Aufbereitungsanlagen mit Einspeisung ins Erdgasnetz und einer Rohbiogas-Verstromung in einem BHKW zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs

4.7.2 Markteinführung

- 5% Biomethan-Anteil im Erdgasmarkt Österreich ist bezogen auf das Rohstoffpotential machbar; Zusatzkosten zu Erdgas und mögliche Konkurrenz zu Futter- und Nahrungsmittel sind energiewirtschaftliche Herausforderung.
- Zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2020 sind 6,7 PJ Biomethan im Verkehrssektor notwendig, bei Betrieb von 200.000 Gasfahrzeugen mit ausschließlich Biomethan.
- Innovative Geschäftsideen zur Markteinführung von Biomethan: z.B. Angebot von Gas-Mischprodukten aus Biomethan (z.B. 20%) und Erdgas zur Senkung der spezifischen Kosten oder Koppelung der Wohnbauförderung an einen Biomethan-Bezug für Gasheizungen.
- Teilweise Zumischungsverpflichtung von Biomethan zu Erdgas ergibt einen geringeren öffentlichen Subventionsbedarf und damit vorteilhaftere makroökonomische Effekte.
- Die Entwicklung nachfrageseitiger Strukturen ist eine wichtige Antriebskraft für die weitere Entwicklung von Biomethan, selbst wenn dieses preislich über Erdgas liegt. Zu diesen Strukturen gehören die oben genannte Beimischungsverpflichtung, aber auch Maßnahmen der Wohnbauförderung (gekoppelt an die Nutzung erneuerbarer Energien inkl. eines festzulegenden Anteils von Biomethan für Heizzwecke), der stärkeren Nutzung von Biomethan im öffentlichen Verkehr und der Unterstützung einer verstärkten Biomethannutzung im gewerblichen Bereich (z.B. für Fuhrparks), etwa durch Schaffung entsprechender Infrastrukturen.
- Ermittlung potenzieller Einspeisepunkte und mögliche Einspeisemengen zur einfacheren Standortbestimmung für Biomethan-Produktionsanlagen → Zusammenarbeit mit den Gasnetzbetreibern notwendig.
- Kooperations-, Organisations- und Geschäftsmodelle für die Zusammenarbeit von Anlagenbetreibern, Rohstofflieferanten und Netzbetreibern müssen verbessert, einfacher und transparenter werden. So sollte etwa bessere Übereinstimmung darüber erzielt werden, wie die Wertschöpfungskette organisiert ist (sind z.B. Landwirte auch Betreiber der Anlagen?) oder wie attraktive Angebote für Kunden ausschauen könnten. Entlang der Wertschöpfungskette gibt es oft noch unklare Erwartungen an gegenseitige Rollen – z.B. Präferenz großer Projekte durch die Gaswirtschaft (um Transaktionskosten im Umgang mit vielen kleinen, evtl. unzuverlässigen, Partnern zu vermeiden) im Gegensatz zu kleineren Anlagengrößen und kürzeren Zeithorizonten in der Landwirtschaft.
- Netzgebundene Biomethanversorgung sollte nicht nur auf Einspeisung in das Gasnetz reduziert werden. Für eine förderliche Marktentwicklung bedarf es integrierter Konzepte sowohl für die Einspeisung in übergeordnete Netze, als auch für lokale Mikro-Netze und Speichermöglichkeiten.
- Bei der Nutzung von Biomethan zur Strom- und Wärmeerzeugung ist darauf zu achten, dass mit Biomethan tendenziell eine höhere Wärmenutzung erreicht wird als mit einem Biogas BHKW an einem dezentralen Standort. Ansonsten ist

die Verwendung von Biomethan bei gleichem Rohstoffeinsatz mit höheren Umweltwirkungen verbunden als die Strom- und Wärmeerzeugung mit einem Biogas BHKW.

4.7.3 Forschungsbedarf

- Detaillierung Potentialanalyse: Auswahl und Abgrenzung der potenziellen landwirtschaftlichen Flächen, Standorte tierhaltender Betriebe, Berücksichtigung von ökonomischen Kriterien und Einschränkung auf Kulturen bzw. Nutzung von Neben- und Zwischenfrüchten.
- Strategie-Entwicklung zur Minimierung der Flächenkonkurrenz von Nahrungs-, Futtermittel und Biogasrohstoffe.
- Betriebswirtschaftliche Optimierung der Biomethan-Erzeugungspfade um konkrete Empfehlungen für die Anlagenkonfiguration geben zu können.
- Gesamtoptimierung der Biomethan-Erzeugungspfade: z.B. in Bezug auf Biogaspotenzial, Biogasaufbereitung, Wärme und Strombedarf, THG-Reduktion, THG-Reduktionskosten, ...
- Sozialwissenschaftliche Untersuchung der öffentlichen Wahrnehmung von Biogas und Marktforschung zu möglichen Kundensegmenten. Repräsentative Befragungen der österreichischen Bevölkerung ließen sich als Basis für die Entwicklung von Kommunikationsstrategien und mögliche Anpassungen der Aufbringung und Nutzung von Biomethan verwenden.

4.7.4 Politik und Verwaltung

- Derzeitiges Angebot zur Förderung ist oftmals nicht geeignet bzw. nicht ausreichend. Verbesserung bestehender und Entwicklung neuer Förder- und Anreizstrukturen ist notwendig, zB:
 - Bestehende Investitionsförderung für Aufbereitungsanlagen erhöhen und Kriterien zur Erreichung einer größeren Zielgruppe anpassen,
 - Schaffung einer Vergütung für Einspeisung von Biomethan ähnlich dem Ökostromregime → Überwindung ökonomischer + institutioneller Hemmnisse und
 - Verpflichtende Bereitstellung des Gasnetzzugangs durch Netzbetreiber.
- Standardisiertes, für Bewerber voraussehbares Verfahren von der Antragstellung, über die Kontaktpartner und Abwicklung des Antrags muss ausgearbeitet werden und sich in der Praxis etablieren (und sollte zeitlich und vom Aufwand überschaubar sein). Jede Einspeisung muss derzeit einzeln mit allen Partnern verhandelt werden (Regelzonenführer, Netzbetreiber, Gasversorger, Abnehmer), ähnliches gilt für Fragen der Ausgleichsenergie, d.h. es gibt noch kein standardisiertes System, das für Einspeiser transparent ist und ihren Aufwand reduziert (z.B. im Sinne eines One-Stop-Shops).
- Konzentration der Förderung auf Anlagen mit niedrigem Subventionsbedarf und hohem Anteil an investitionsgebundenen Kosten → positive Wirkung auf BIP, Beschäftigung und Fördereffizienz.
- Bei betriebswirtschaftlicher Kostengleichheit von Biomethan und Erdgas kommt es zu positiven BIP- und Beschäftigungs-Effekten durch eine Nachfrageerhöhung

nach hauptsächlich inländisch produzierten Gütern. Dadurch würde auch der derzeitige Bedarf an staatlichen Subventionen wegfallen.

4.7.5 Voraussetzungen für Biomethanproduktion und -einspeisung

- Kein Wärmebedarf im Umfeld der Biogasanlage für den Betrieb eines BHKWs für wärmeintensiven Anwendungen (z.B. Holz Trocknung) oder Mikrowärmenetze.
- Entfernung zum Gasnetz gering, maximal 2 bis 5 km.
- Mindestanlagengröße für Aufbereitung und Einspeisung zur Kostenoptimierung notwendig. Zusammenschluss von mehreren Biomethan-Produktionsanlagen mit gemeinsamer Aufbereitungsanlage erscheint möglich, jedoch erst mittelfristig realistisch.
- Energieträger für den Strom- und Wärmebedarf der Biogasaufbereitung ist entscheidend für die Ergebnisse der ökonomischen und ökologischen Bewertung: z.B. Einsatz kostengünstiger erneuerbarer Energieträger vorteilhaft.

4.7.6 Verbraucherinformation

- Verbesserung der Verbraucherinformation über Biomethanerzeugung und -nutzung. Dabei sollten natürlich die positiven Effekte dieser Energieform (Klimaschutz etc.) angesprochen werden, aber auch potentielle Probleme in der öffentlichen Wahrnehmung, wie Rohstoffaufbringung (Konkurrenz zu Nahrungsmitteln, Monokulturen), befürchtete Funktionsstörungen oder erforderliche Adaptierungen bei Anlagen (Heizanlagen, Motoren).
- Nach Möglichkeit sollten entsprechende Informationskampagnen entworfen werden, die neben zielgruppenspezifischen Informationsstrategien (Wohnbau, Verkehr, Betriebe) auch Kommunikationsstrategien für Anlagenbetreiber (beginnend mit der Planungsphase) beinhalten sollten.
- Nutzung bestehender Informationskanäle, z.B. populärer Magazine und Zeitschriften, auch solcher mit einem technischen oder ökologischen Fokus, um Information über Biomethan sowie Potentiale und Vorteile der Netzeinspeisung zu kommunizieren.
- Die derzeitige Besteuerung von Diesel und Benzin kann die Einführung von Biomethan als Treibstoff begünstigen, wenn gleichzeitig Biogas bzw. Biomethan nicht besteuert wird.
- „Kostenvorteil“ heute schon bei Ersatz von Benzin/Diesel-Fahrzeugen durch Erdgas-Fahrzeuge gegeben (negative THG-Reduktionskosten) → verstärkte Kommunikation in der Öffentlichkeit.
- Mehrkosten bei Energieträger-Umstieg von Erdgas auf Biomethan bei allen Energiedienstleistung (Wärme, Strom&Wärme und Transport) gleich, relativ wirken sich die Mehrkosten je nach Kostenstruktur unterschiedlich aus → Berücksichtigung bei der Verbraucherinformation.

5 Zusammenfassende Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Fachdisziplinen

5.1 Biomethanpotenzial zur Einspeisung ins Erdgasnetz

5.1.1 Zielsetzung, Datenmaterial und Methoden

Ziel der vorliegenden Analyse ist es, das – im Hinblick auf die Lebensmittel- und Futtermittelproduktion – nachhaltige Potenzial an Rohstoffen für die Biomethanherzeugung innerhalb einer festgelegten räumlichen Entfernung des bestehenden Erdgasleitungsnetzes zu ermitteln. Da das Potenzial für den Einsatz von Cofermenten, im Speziellen von Abfällen, als relativ gering eingeschätzt wird, wird bei der Potenzialabschätzung nur auf Substrate aus der Landwirtschaft eingegangen. Darunter sind als Substrate geeignete Hauptfrüchte sowie Nebenprodukte von Kulturen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion und der in der Tierhaltung anfallende Wirtschaftsdünger zu verstehen. Bei der Festlegung der für die Biomethanproduktion zur Verfügung stehenden Rohstoffmengen auf den ausgewählten Flächen wurde auf die Problematik der Nahrungsmittelkonkurrenz Bedacht genommen.

Grundlage für die Ermittlung des Biomethanpotenzials zur Einspeisung ins Erdgasnetz bilden die Verschneidung der INVEKOS¹-Daten mit den Daten (Karten) über das Erdgasleitungsnetz. Der erste Schritt stellt die Ermittlung technisch ausführbarer und in einer ersten Abschätzung wirtschaftlich sinnvoller Einspeisepunkte in das bestehende Erdgasleitungsnetz dar. Ausgehend von diesen Einspeisepunkten werden mögliche Radien für die Standorte von Biogasanlagen gewählt. Alle über die einzelbetrieblichen Daten aus dem INVEKOS-Datensatz des Jahres 2009 einer Gemeinde zugeordneten Flächennutzungen und Tierbestände wurden, sofern die Gemeinde an bzw. in der Nähe (ca. 5 km) einer Gasleitung (Ebene 2+3) liegt, in die Potenzialermittlung einbezogen.

Über die INVEKOS-Datenbank können in weiterer Folge die Kulturarten bzw. im Detail die am Ackerland angebauten Kulturen und die Nutzungsintensität des Grünlandes für die ermittelten Regionen abgerufen werden. Auf Basis dieser Flächenermittlung erfolgt - unter Zugrundelegung von Durchschnittserträgen - eine Mengenschätzung für jede Kultur und deren möglichen Nebenprodukte, die in der Biogasanlage als Substrat Verwendung finden könnten. Um allerdings die bestehende Lebens- und Futtermittelproduktion nicht oder nur in geringem Ausmaß zu konkurrenzieren, wird für jede Kultur der Anteil, der für die Biogasproduktion zur Verfügung steht, definiert.

So wurde z.B. angenommen, dass bei Winterweichweizen 10% des geernteten Korns und 50% des Stroh zur Erzeugung von Biomethan herangezogen werden

¹ INVEKOS = Integriertes Verwaltungs- und Kontrollsystem zur Verwaltung der Direktzahlungen

bzw. bei Futtergetreide 20% des Kornes und 30% des Stroh. Auf Grundlage durchschnittlicher oTS-Erträge je ha Haupt- bzw. Nebenprodukt der einzelnen Flächennutzungen erfolgte schlussendlich die Kalkulation der Biomethanmenge je ha. Hinzu kommt noch die Biomethanmenge aus der Nutzung von Zwischenfrüchten. Diesbezüglich wurde unterstellt, dass auf 15% der Ackerfläche (ohne Feldfutterbau) Zwischenfrüchte mit einem Ertrag von durchschnittlich 4 t oTS je ha für die Produktion von Biomethan angebaut werden.

Zu den nachwachsenden Rohstoffen kommt noch die Nutzung der Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung in den ausgewählten Gemeinden. Die Datengrundlage stammt wiederum aus dem INVEKOS. Die Ermittlung des Wirtschaftsdüngeranfalls erfolgte über den GVE¹-Bestand aus der Tierliste. Berücksichtigung fanden nur Rinder, Schweine und Geflügel und ausschließlich Betriebe mit mehr als 15 GVE. Für Rinder wurde weiters unterstellt, dass nur zwei Drittel des anfallenden Düngers der Biogasanlage zugeführt werden, bei Schweinen 80% und bei Geflügel 30%.

5.1.2 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In den ausgewählten Gemeinden befinden sich rund 1,06 Mio. ha Ackerfläche und 0,48 Mio. ha Dauergrünland. Im Detail sind damit 71% der Getreideanbaufläche Österreichs im Jahr 2009, 83% der Körnerleguminosenfläche, 85% der Flächen mit Ölfrüchten, 82% der Bracheflächen, 88% der Fläche mit Hackfrüchten sowie 56% der Dauergrünlandflächen und 66% der Flächen mit Feldfutterbau Ausgangspunkt für die Potenzialberechnung.

Mit der oben beschriebenen Vorgehensweise ergibt sich aus der Nutzung der Hauptprodukte ein Potenzial von 557 Mio. Nm³ Biomethan, die Nutzung der Nebenprodukte liefert zusätzlich noch 297 Mio. Nm³ Biomethan. Für diese Menge werden rund 16% der organischen Trockensubstanz der in den ausgewählten Gemeinden erzeugten Hauptprodukte bzw. 47% der oTS der erzeugten Nebenprodukte benötigt. Hinzu kommen noch 135 Mio. Nm³ Biomethan von ca. 135.000 ha Zwischenfruchtanbau.

Die Verteilung des Biomethanpotenzials nach Art der Flächennutzung ist in Diagramm 1 dargestellt. Mit mehr als 23% hat Futtergetreide (Korn und Stroh) den höchsten Anteil am Biomethanpotenzial. Brotgetreide, Zwischenfrüchte, Ölfrüchte, Dauergrünland und Feldfutterbau steuern mit annähernd gleich großen Anteilen den überwiegenden Rest bei. Aus der pflanzlichen Biomasse ergibt sich, unter den genannten Annahmen, somit ein Potenzial von insgesamt 971 Mio. Nm³ Biomethan.

¹ GVE = Großvieheinheiten

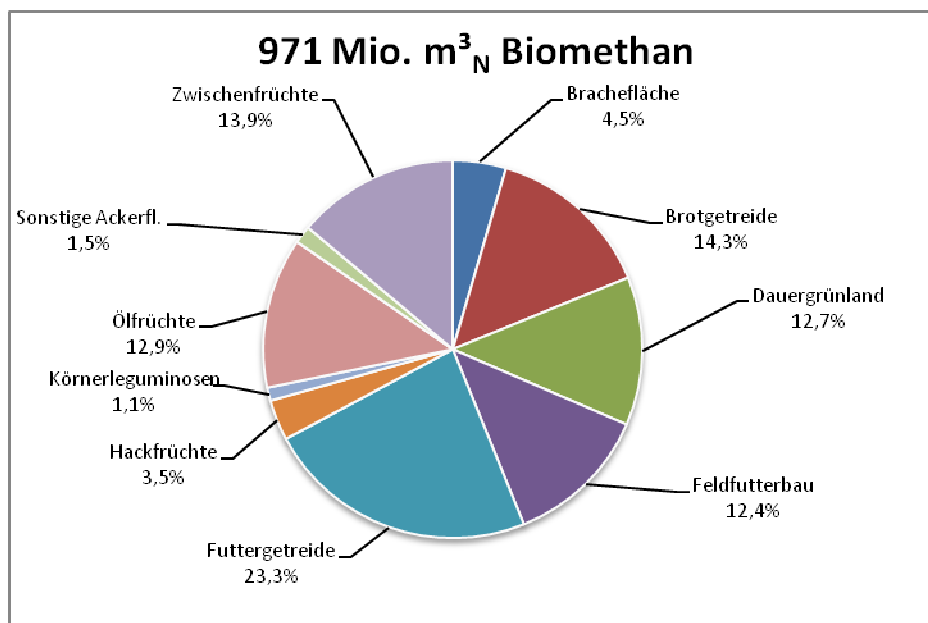


Diagramm 1 - Verteilung des Biomethanpotenzials nach Art der Flächennutzung

Unter den oben angeführten Annahmen können aus dem anfallenden Wirtschaftsdünger ca. 225 Mio. Nm³ Biomethan erzeugt werden. Der überwiegende Anteil stammt mit rd. 86% aus der Rinderhaltung. Der Rest kommt aus der Schweinehaltung, der Anteil der Geflügelhaltung liegt unter einem Prozent. In Summe könnten aus den pflanzlichen Rohstoffen und dem Wirtschaftsdünger in den ausgewählten Gemeinden unter Berücksichtigung der in der Analyse getroffenen Annahmen knapp **1.200 Mio. Nm³ Biomethan** erzeugt werden.

Die ausgewiesenen Werte stellen einen ersten Anhaltspunkt zum Biomethanpotenzial in Österreich dar. Es ist dies eine statische Betrachtung auf Grundlage der Flächennutzung eines Jahres. In gewissem Rahmen kann es über einen längeren Betrachtungszeitraum aufgrund von Erlös- und Kostenänderungen zu Verschiebungen bei den Anteilen der einzelnen Kulturen an der Flächennutzung und im Umfang der Tierhaltung kommen. Darüber hinaus wird ein Teil des Potenzials bereits jetzt als Substrat für bestehende Biogasanlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt.

Zu einer weiteren Verfeinerung der Potenzialanalyse könnten folgenden Punkte beitragen:

- Festlegung von konkreten Einspeisepunkten in Zusammenarbeit mit den Gasnetzbetreibern
- Definition von Lage und Größe der zu realisierenden Biogasanlagen
- Abgrenzung der potenziellen Flächen im INVEKOS auf Feldstück-Basis
- GIS-gestützte Auswahl der viehhaltenden Betriebe über den Betriebsstandort
- Regionale Differenzierung der Hektarerträge
- Regionale Differenzierung der für die Biogasanlagen verfügbaren Erntemengen
- Einbezug wirtschaftlicher Kriterien zur Bestimmung der Verfügbarkeit der Rohstoffe für die Biogasanlagen

5.2 Ökologische Bewertung in einer Lebenszyklusanalyse

In der ökologischen Bewertung werden die Biomethan-Energiesysteme im Vergleich zu Referenz-Energiesystemen untersucht (insbesondere Erdgas und Nutzung von Biogas zur stationären Wärme- und Stromerzeugung). Dabei werden folgende Umweltwirkungen berücksichtigt: Treibhausgasemissionen, Luftschadstoffe (Versauerung, bodennahe Ozonbildung, Staubemissionen) und fossiler Primärenergiebedarf.

Für die ökologische Bewertung wird die Methode der Lebenszyklusanalyse (LCA¹) angewandt. Laut EN ISO 14040:2006 „Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ bezieht sich eine Ökobilanz auf die Umweltaspekte und Umweltwirkungen (z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Verlauf des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“).

In der Lebenszyklusanalyse werden alle relevanten beteiligten Stoffe und Prozesse berücksichtigt: Hilfsenergien wie z.B. Strom, Hilfsstoffe wie z.B. Düngemittel beim Anbau landwirtschaftlicher Nutzpflanzen, Errichtung und Entsorgung von Anlagen, Nutzung des Biomethans, Verwertung der Nebenprodukte, Substitution anderer Produkte durch die Nebenprodukte, stoffliche Verluste und Referenznutzung der Fläche, des Wirtschaftsdüngers oder der Reststoffe.

Für die ökologische Bewertung wurden 15 Biomethan-Erzeugungspfade (Bereitstellung des Rohstoffes, Biogaserzeugung und Biogasaufbereitung) und 4 Anwendungsfälle zur Nutzung des Biomethans (Biomethan-Nutzungspfade) ausgewählt. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die untersuchten Kombinationen von Biomethan-Erzeugungspfaden und Biomethan-Nutzungspfaden. Zusätzlich zur Untersuchung von Biomethan wurden auch 5 Biogas-Erzeugungspfade mit der Nutzung von Biogas in einem BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung untersucht. Die Biomethan- und Biogassysteme wurden Referenz-Energiesystemen mit fossiler und erneuerbarer Energie gegenübergestellt.

¹ LCA: Life Cycle Assessment

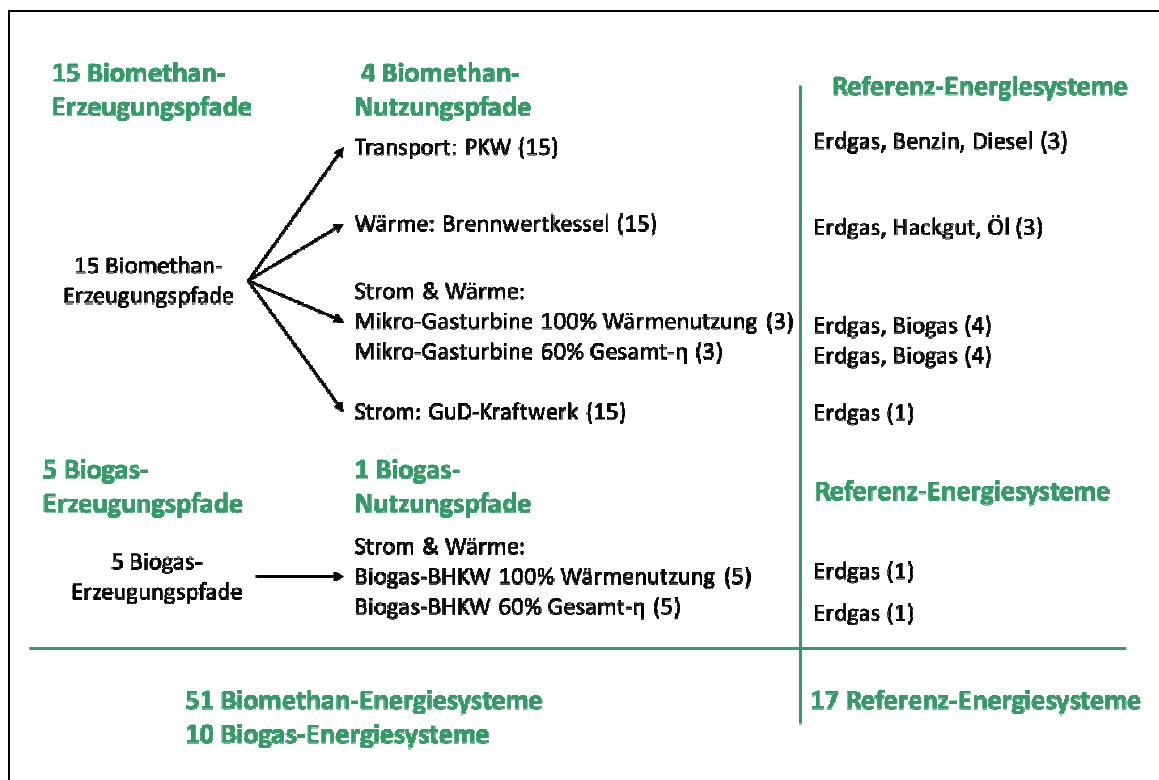


Abbildung 4 – Übersicht der Biomethan-Energiesysteme, der Biogas-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme, die in der ökologischen Bewertung untersucht wurden

Jeder Pfad wird modelliert. Dabei werden für jeden Pfad die Systemgrenzen, die Verwendung der Gärreste, die Referenznutzung der Anbauflächen, die Referenznutzung der Reststoffe und die Referenznutzung des Wirtschaftsdüngers definiert. Abbildung 5 zeigt als Beispiel die Modellierung für den Pfad „800 Nm³/h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle“¹.

¹ Für die ökologische Bewertung wurde in die Bezeichnung der Biomethan-Nutzungspfade die Rohstoffzusammensetzung bezogen auf den Jahresinput der feuchten Biomasse aufgenommen, da die Rohstoffzusammensetzung der Ergebnisse der ökologischen Bewertung wesentlich beeinflusst.

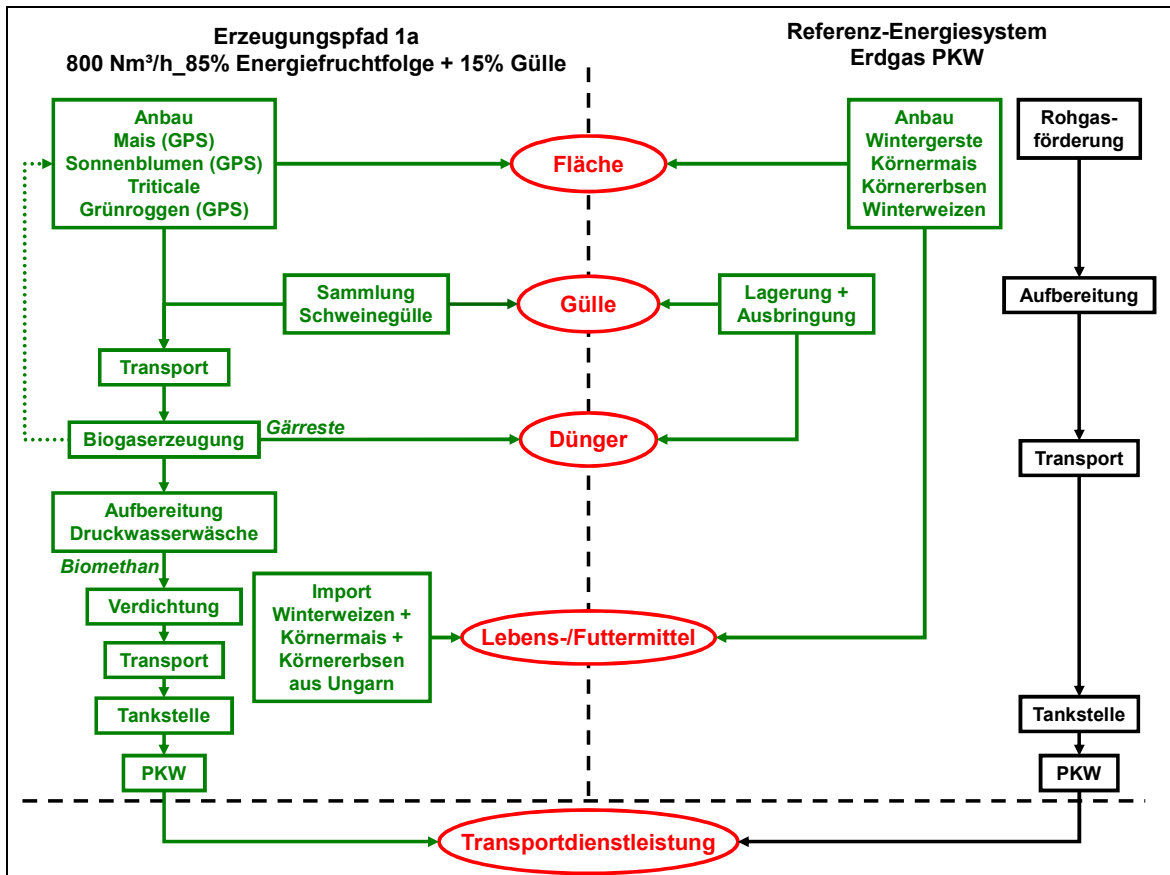


Abbildung 5 – Modellierung von Biomethan-Erzeugungspfad „800 Nm³/h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.

Der Ergebnisse der ökologischen Bewertung werden anhand von fünf ausgewählten Biomethan-Erzeugungspfaden dargestellt. Ergebnisse für alle untersuchten Systeme befinden sich im Anhang 3 unter „Ökologische Bewertung in einer Lebenszyklusanalyse“.

5.2.1 Treibhausgasemissionen

Diagramm 2 bis Diagramm 4 zeigen die Treibhausgasemissionen für die Verwendung von Biomethan als Treibstoff, zur Wärmebereitstellung und zur Strombereitstellung im Vergleich zu ausgewählten Referenz-Energiesystemen.

Beim im Diagramm 2 untersuchten Erdgas- bzw. Biomethan-PKW, handelt es sich um ein Modell, das für einen bivalenten Betrieb mit Benzin und Erdgas vorgesehen ist. In diesem Fall ist der Motor nicht auf einen reinen Erdgasbetrieb optimiert.¹ Die Verbrauchsdaten beziehen sich auf sogenannte „Real World Messungen“ und deren Simulation. Im Unterschied zum Typprüfzyklus sind Geschwindigkeiten, Fahrtechnik und Schaltverhalten im realen Verkehr unterschiedlich und führen im Allgemeinen zu höheren Emissionen als der Typprüfzyklus.

¹ Ein Beispiel für einen Erdgas-PKW, der für einen Betrieb mit Erdgas optimiert ist, wäre der Passat EcoFuel.

Die Methanemissionen beim Erdgas-PKW stammen einerseits aus Methanemissionen, die bereits beim Erdgas-Transport auftreten und andererseits aus unverbrannten bzw. teilverbrannten Kraftstoffkomponenten, die beim Erdgas-PKW vorwiegend aus Methan bestehen.

Die Biomethan-Energiesysteme reduzieren die Treibhausgasemissionen in allen untersuchten Fällen. Im Vergleich zu Erdgas liegt die Reduktion für die dargestellten Nutzungspfade zwischen 62% und 380%. Eine Reduktion größer als 100% ergibt sich bei Nutzungspfaden mit negativen Treibhausgasemissionen, die wie folgt zu begründen sind:

Negative Methan-Emissionen sind auf den Einsatz von Gülle zur Biomethanherzeugung zurückzuführen, da die Referenznutzung der Gülle die Lagerung und direkte Ausbringung der unvergorenen Gülle auf landwirtschaftliche Flächen ist. CH_4 -Emissionen, die dabei anfallen, werden bei der Verwendung der Gülle für Biomethan vermieden. Die Emissionen der Referenznutzung der Gülle werden in der Berechnung beim Biomethan-Energiesystem berücksichtigt. Da die CH_4 -Emissionen der Referenznutzung höher sind, als die CH_4 -Emissionen des Biomethan-Energiesystems ergeben sich negative Emissionen. Je höher der Gülleeinsatz ist, desto höher ist der Einfluss der Referenznutzung auf das Gesamtergebnis.

Der Biomethan-Erzeugungspfad „400 Nm^3/h _100% Reststoffe“ zeigt negative Lachgas-Emissionen, die sich aus der Kompostierung als Referenznutzung der Reststoffe, ergeben. Die N_2O -Emissionen der Kompostierung sind höher als die N_2O -Emissionen des Biomethan-Systems. Dieser Erzeugungspfad zeigt auch die höchsten CO_2 -Emissionen. Die CO_2 -Emissionen stammen aus der Referenznutzung der fetthaltigen Reststoffe, da angenommen wird, dass fetthaltige Reststoffe (z.B. Fettabscheiderrückstände, Lecithin) im Referenzfall einem anaeroben Abwasserreinigungsprozess in einer Kläranlage zugeführt werden. Das dabei erzeugte Klärgas wird zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt. Die erzeugten Energiemengen müssen im Falle der Reststoffnutzung zur Biomethanproduktion aus fossilen Energieträgern bereitgestellt werden, was zu zusätzlichen CO_2 -Emissionen führt.

Die N_2O -Emissionen in den Biomethan-Erzeugungspfaden „600 Nm^3/h _85% Energiefruchtfohle+15% Gülle“, „130 Nm^3/h _52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle“, „22 Nm^3/h _50% Wiesengras+50% Gülle“ stammen im Wesentlichen aus der Düngung der nachwachsenden Rohstoffe mit Gärresten und mineralischem Dünger.

Für die unterschiedlichen Energiedienstleistungen zeigen alle Diagramme ähnliche Ergebnisse. Die absoluten Unterschiede der Treibhausgasemissionen ergeben sich aus unterschiedlichen Mengen an Biomethan, die benötigt werden, um die spezifische Energiemenge bzw. Transportdienstleistung bereitzustellen. Wird die gleiche Biomethanmenge für jede Energiedienstleistung eingesetzt, erhält man die gleiche Einsparung an Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Erdgas – unabhängig von der Art der Biomethannutzung.

Diagramm 5 zeigt die Ergebnisse für Kraft-Wärme-Kopplung. Die Ergebnisse werden hier für 1 kWh Strom und Wärme ermittelt [$\text{g CO}_2\text{-Äq.}/(\text{kWh Strom+Wärme})$]. Im Diagramm sind für zwei Biomethan-bzw. Biogaserzeugungspfade die Ergebnisse für die Biomethannutzung in einer Mikro-KWK-Anlage mit Gasturbine im Vergleich zur Biogasnutzung in einem Biogas-BHKW am Standort der Biogasanlage dargestellt.

Beim Biogas-BHKW wurden zwei Fälle für den Grad der Wärmenutzung unterschieden:

- 100% Wärmenutzung: die gesamte anfallende Wärme des BHKWs wird einer Nutzung zugeführt (unter Berücksichtigung von Verlusten bei der Wärmeübertragung)
- 60% Gesamtwirkungsgrad: es wird jene Wärmemenge genutzt, die den Gesamtwirkungsgrad des BHKW auf 60% festlegt

Da die Biogas-Energiesysteme und die Biomethan-Energiesysteme unterschiedliche Verhältnisse an Strom- und Wärmeoutput aufweisen - durch Unterschiede im Eigenenergiebedarf der Biogasanlagen und unterschiedliche Nutzungsgrade der KWK-Anlage - sind die Systeme nicht direkt miteinander vergleichbar. Bei Variation des Strom zu Wärmeverhältnisses zeigt sich aber, dass bei gleichem Energieoutput die Systeme mit Biogas-BHKW niedrigere Treibhausgasemissionen haben, als die Mikro-KWK mit Gasturbine mit Biomethan.

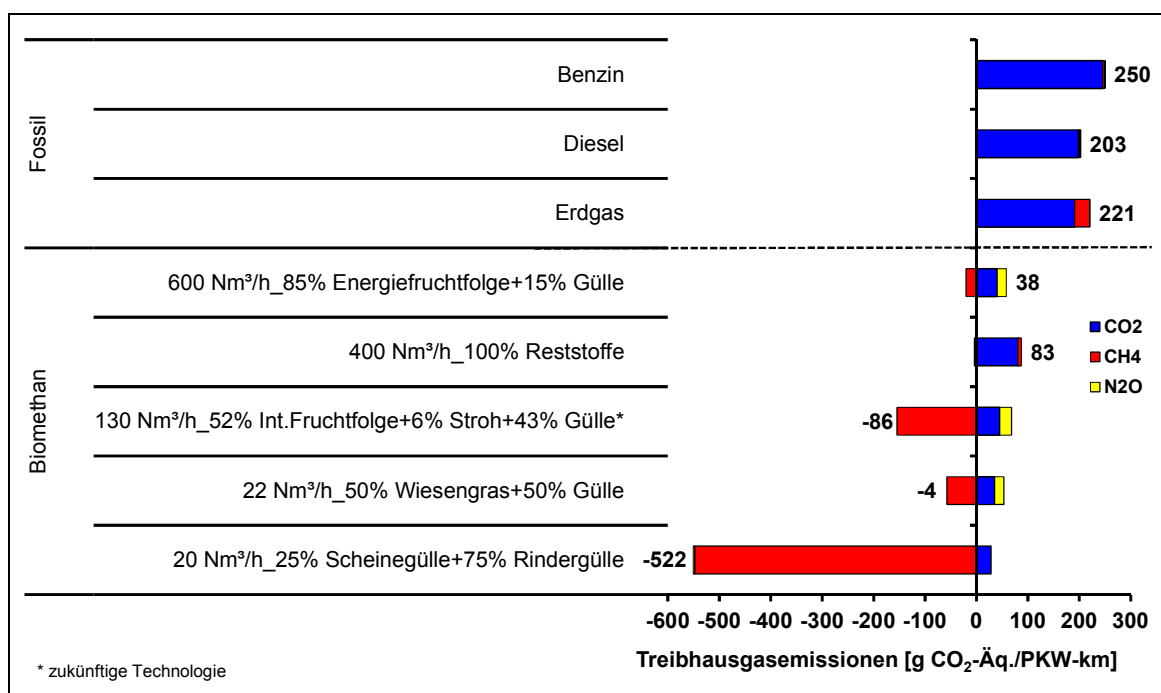


Diagramm 2 – Treibhausgasemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas.¹

¹ Der hier untersuchte Erdgas-PKW ist für einen bivalenten Betrieb mit Benzin und Erdgas vorgesehen. In diesem Fall ist der Motor nicht auf einen reinen Erdgasbetrieb optimiert, was auch einen höheren Treibstoffverbrauch als bei einem erdgasoptimierten Motor bedingt. Methanemissionen beim Erdgas-PKW stammen einerseits aus Methanemissionen, die bereits beim Erdgas-Transport auftreten und andererseits aus unverbrannten bzw. teilverbrannten Kraftstoffkomponenten, die beim Erdgas-PKW vorwiegend aus CH₄ bestehen.

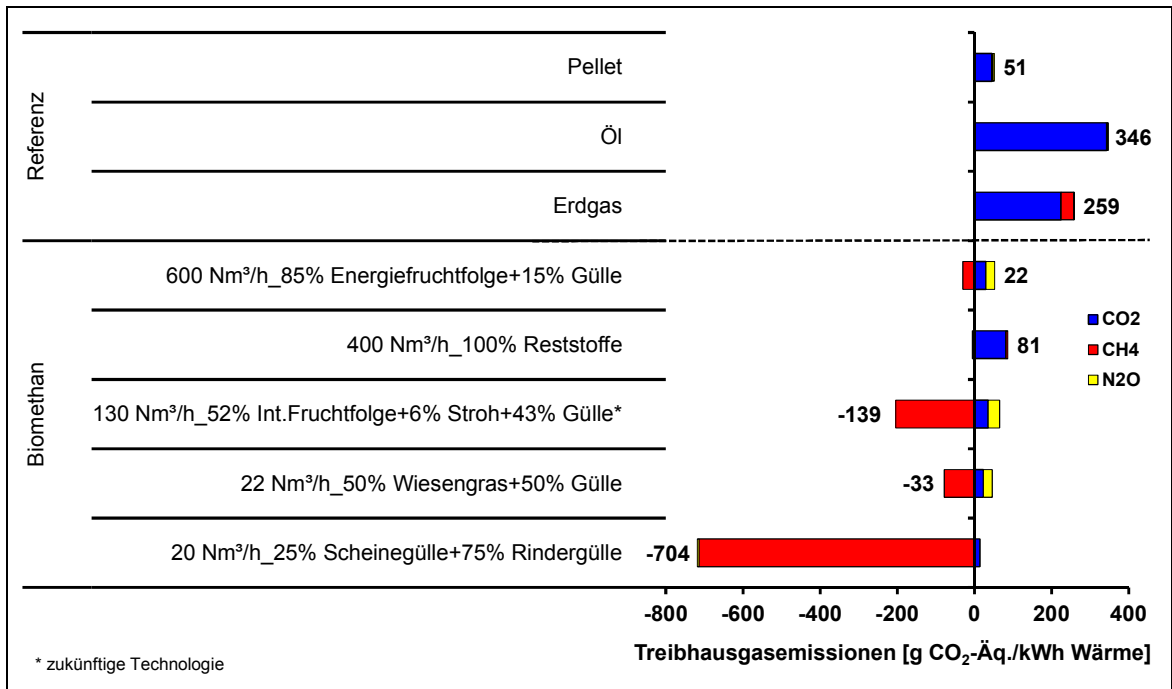


Diagramm 3 - Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung mit Biomethan Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas.

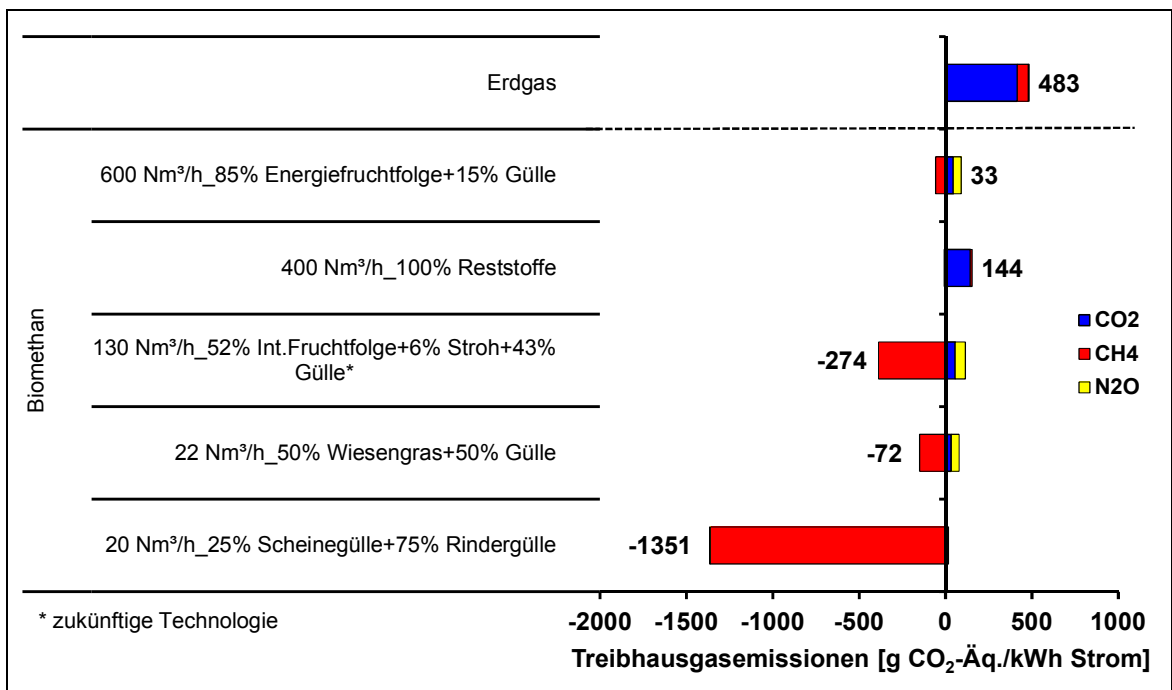


Diagramm 4 - Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan in einem GuD-Kraftwerk im Vergleich zu Erdgas

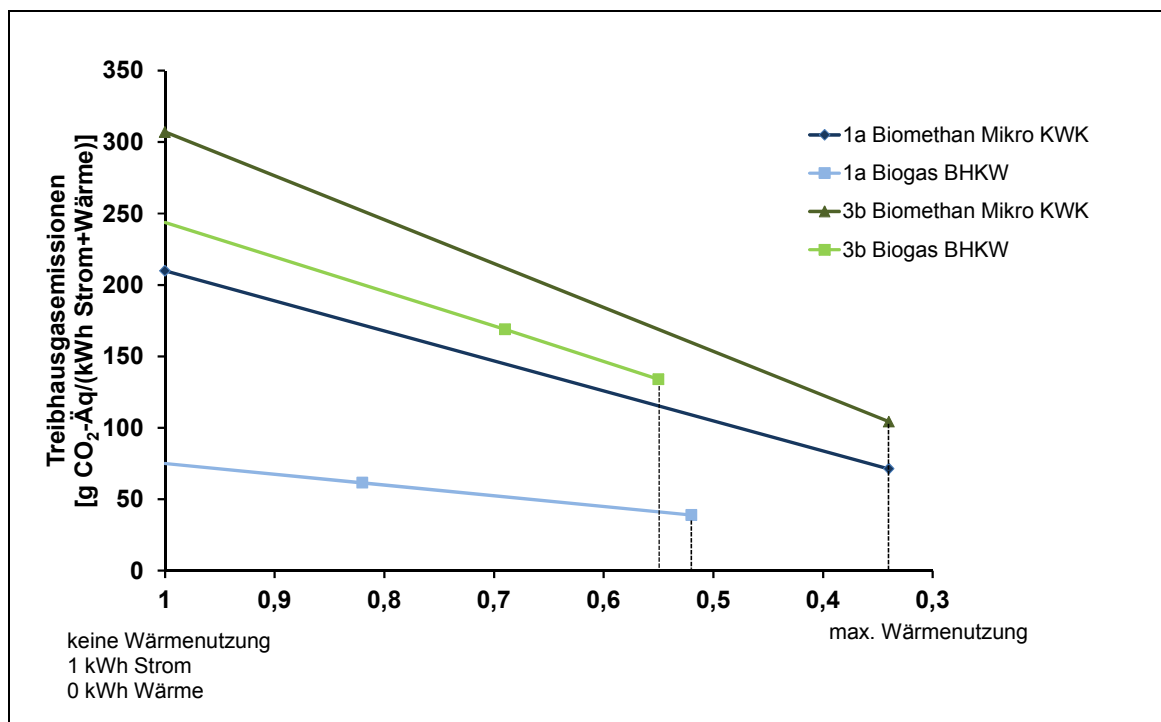


Diagramm 5 - Treibhausgasemissionen der Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK im Vergleich zu einem Biogas-BHKW. (1a Biomethan: 800 Nm³/h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle, 1a Biogas: 1500 Nm³/h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle, 3b Biomethan: 400 Nm³/h_100% Reststoffe, 3b Biogas: 800 Nm³/h_100% Reststoffe)

5.2.2 Lufts Schadstoffe

Da bereits am Beispiel der Treibhausgasemissionen gezeigt wurde, dass die Unterschiede für die unterschiedlichen Anwendungen für Strom, Wärme und Transport für Biomethan im Vergleich zu Erdgas gering sind, werden in der Folge die Ergebnisse nur am Beispiel der Biomethannutzung als Treibstoff dargestellt.

In Diagramm 6 ist die Versauerung dargestellt. Auffallend sind die Ammoniak-Emissionen, die bei den Biomethan-Energiesystemen auftreten. Bei den Biomethan-Energiesystemen entstehen die NH₃-Emissionen im Wesentlichen bei der Ausbringung der Gärreste. Auch bei den Erzeugungspfaden „400 Nm³/h_100% Reststoffe“ und „20 Nm³/h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle“ fallen diese NH₃-Emissionen an. Die vermiedenen NH₃-Emissionen aus der Referenznutzung (Kompostierung bzw. Lagerung und Ausbringung der unvergorenen Gülle) sind in diesen Fällen jedoch höher als die NH₃-Emissionen des Biomethan-Energiesystems. Im Vergleich zu Erdgas liegt die Versauerung zwischen - 920% und +2060% für alle Anwendungsfälle.

Diagramm 7 zeigt die bodennahe Ozonbildung. Auch hier haben - ähnlich wie bei den Treibhausgasemissionen - die Erzeugungspfade mit einem hohen Gülleanteil negative CH₄-Emissionen auf Grund der vermiedenen CH₄-Emissionen der unvergorenen Güllelagerung und -ausbringung. Im Vergleich zu Erdgas liegt die bodennahe Ozonbildung zwischen -130% und +90% für alle Anwendungsfälle abhängig vom Rohstoff und Hilfsenergiebedarf.

Diagramm 8 zeigt die Staubemissionen. Der Erzeugungspfad „400 Nm³/h_100% Reststoffe“ weist die höchsten Staubemissionen auf, die aus der energetischen Referenznutzung der fetthaltigen Reststoffe stammen. Durch die zusätzlich notwendige Strom- und Wärmebereitstellung fallen hier etwas höhere Staubemissionen an. Im Vergleich zu Erdgas liegen die Staubemissionen zwischen -60% und +440% für alle Anwendungsfälle.

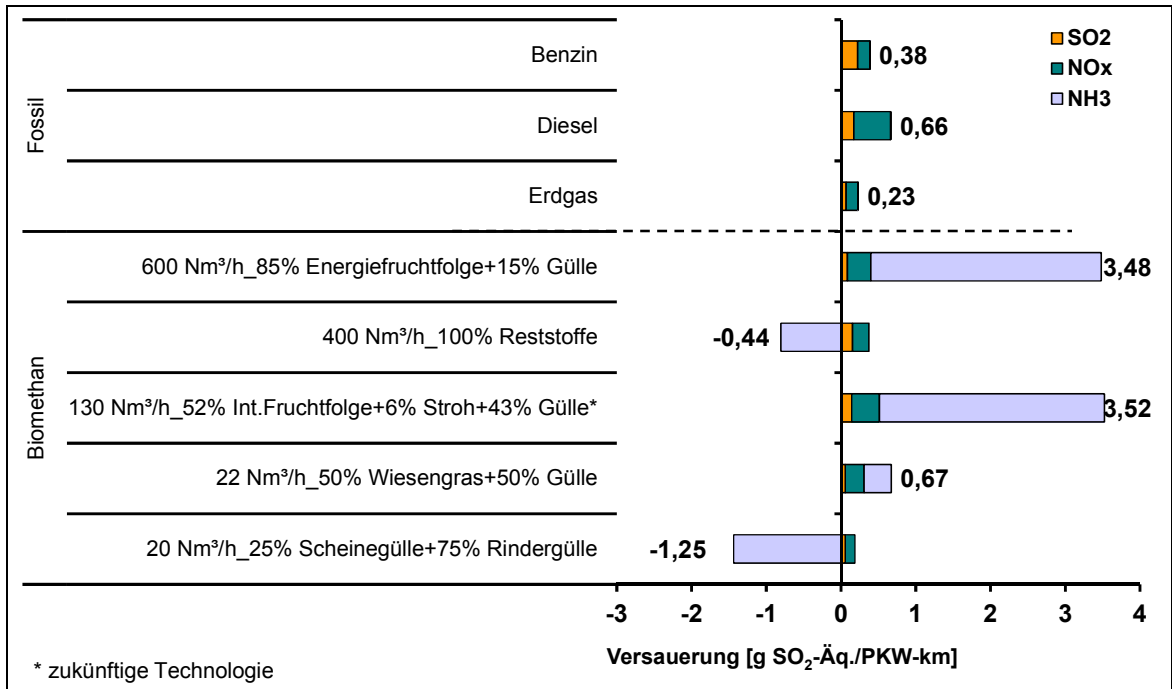


Diagramm 6 - Versauerung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas.

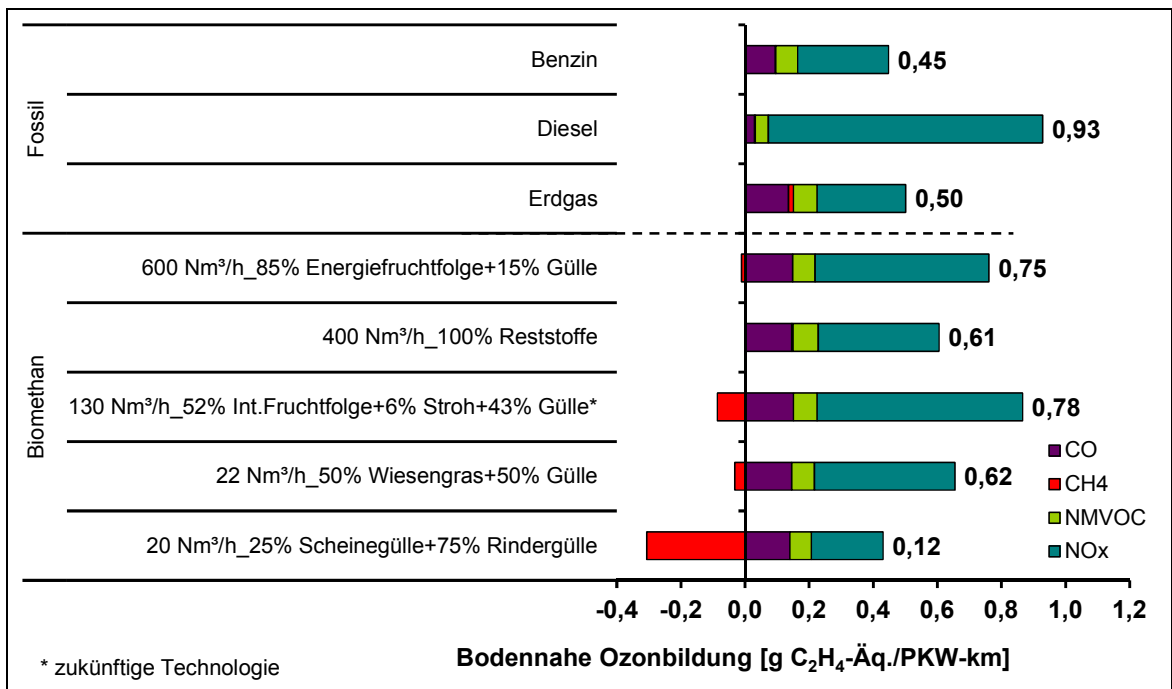


Diagramm 7 – Bodennahe Ozonbildung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas

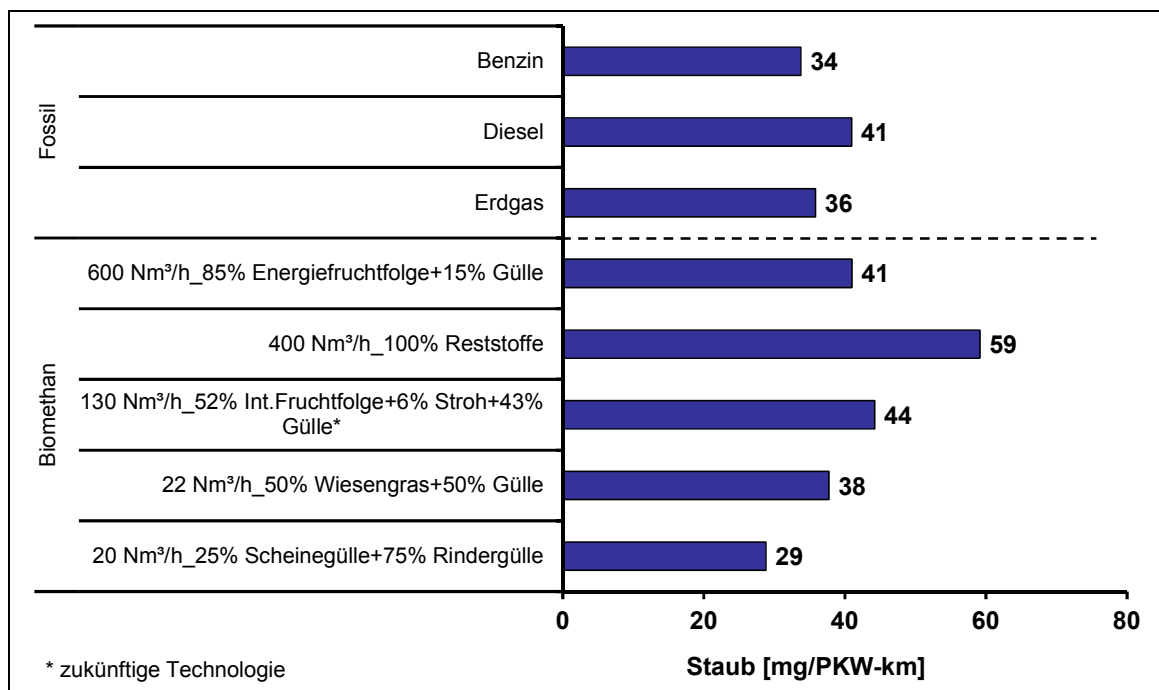


Diagramm 8 - Staubemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas

5.2.3 Fossiler Primärenergiebedarf

Da bereits am Beispiel der Treibhausgasemissionen gezeigt wurde, dass die Unterschiede für die unterschiedlichen Anwendungsfälle für Biomethan im Vergleich zu Erdgas gering sind, wird in Diagramm 9 das Ergebnisse für den fossilen Primärenergiebedarf am Beispiel der Biomethannutzung in einem Gaskessel zur Wärmezeugung dargestellt.

Im Vergleich zu den fossilen Referenzsystemen mit Öl- und Erdgaskessel reduzieren alle Biomethan-Energiesysteme den fossilen Primärenergiebedarf. Im Vergleich zu Erdgas beträgt die Reduktion zwischen -70% und -96% für alle Anwendungsfälle. Der Erzeugungspfad „400 Nm³/h_100% Reststoffe“ hat den höchsten fossilen Primärenergiebedarf der dargestellten Pfade durch die Referenznutzung der fetthaltigen Reststoffe. Fetthaltige Reststoffe werden im Referenzfall einem anaeroben Abwasserreinigungsprozess in einer Kläranlage zugeführt. Das dabei erzeugte Klärgas wird zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt. Die erzeugten Energiemengen müssen im Falle der Reststoffnutzung zur Biomethanproduktion aus fossilen Energieträgern bereitgestellt werden, was zu einem höheren fossilen Primärenergiebedarf führt.

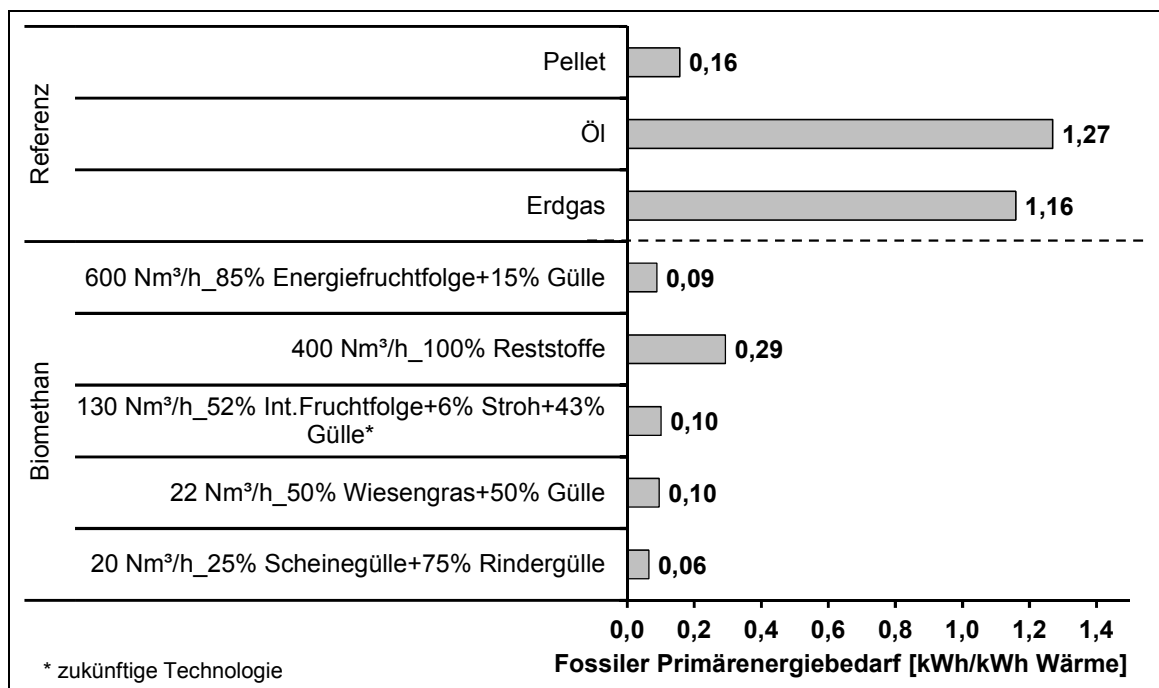


Diagramm 9 – Fossiler Primärenergiebedarf der Wärmeerzeugung mit Biomethan
 Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas.

5.2.4 Schlussfolgerungen

Aus den Ergebnissen der ökologischen Bewertung lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Im Vergleich zu Erdgas sind die ökologischen Auswirkungen von Biomethan fast unabhängig von der Art der Biomethannutzung, wenn für jeden Anwendungsfall die gleiche Biomethanmenge eingesetzt wird.
- Im Vergleich zu Erdgas werden die Treibhausgasemissionen in allen untersuchten Fällen durch Biomethan reduziert (- 62% bis - 380%¹).
- Die Einsparung der Treibhausgasemissionen ist höher beim Einsatz von Wirtschaftsdünger als beim Einsatz von Energiepflanzen zur Biomethanherzeugung.
- Beim Einsatz von Reststoffen ist die Einsparung abhängig von der bisherigen Referenznutzung der Reststoffe. Werden die Reststoffe im Referenzfall bereits energetisch genutzt (z.B. Klärgaserzeugung) ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen geringer als bei der Kompostierung als Referenznutzung.
- Für die Versauerung kann Biomethan im Vergleich zu Erdgas eine Erhöhung (+2060%) oder eine Reduktion (-130%) bewirken. Den größten Einfluss auf die Versauerung haben NH₃-Emissionen aus der Gärrestaufbringung.
- Für die bodennahe Ozonbildung kann Biomethan im Vergleich zu Erdgas eine Erhöhung (-90%) oder eine Reduktion (-130%) je nach Rohstoff und Hilfsenergiebedarf bewirken.

¹ Zahlenwerte beziehen sich auf die in diesem Abschnitt dargestellten Nutzungspfade

- Die Staubemissionen sind für fast alle Biomethannutzungspfade im Vergleich zu fossilen Energiesystemen höher (+5% bis +44%).
- Im Vergleich zu Erdgas wird der fossile Primärenergiebedarf (-70% bis -96%) in allen untersuchten Fällen durch Biomethan reduziert.
- Im Vergleich zur Biogasnutzung in einem BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung sind die Umweltwirkungen von Biomethan bei gleicher Wärmenutzung höher als von Biogas. Ist jedoch bei dezentraler Biogasnutzung in einem BHKW keine hohe Wärmenutzung möglich, kann die zentrale Verstromung von Biomethan mit Nutzung der gesamten anfallenden Wärme vorteilhaft sein.

5.3 Betriebswirtschaftliche Analyse

Die betriebswirtschaftliche Analyse und Bewertung der Biomethan-Erzeugungspfade wurde von der Rohstoffaufbringung, über den Rohstofftransport, den Gärrestrücktransport, die Biogasanlage, die Anlage zur Aufbereitung auf Erdgas-Qualität bis hin zur Einspeisung des Biomethans ins Erdgasnetz durchgeführt (vergleiche dazu Abbildung 3). Das erste Hauptergebnis ist somit der Vergleich und die Analyse der Gestehungskosten der Biomethan-Erzeugungspfade mit der Erdgas-Referenz.

Bei den Erzeugungspfaden handelt es sich um österreichtypische Anlagenbeispiele, wie im Anhang 1 und 2 beschrieben, und um keinen Vergleich von Technologien. Außerdem wurden eine Analyse der Kostenstruktur, eine Sensitivitätsanalyse der Einflüsse der Kostenkomponenten und eine Break-Even-Analyse im Vergleich zu Erdgas durchgeführt.

Das zweite Hauptergebnis dieser Untersuchungen ist der Vollkostenvergleich von verschiedenen Energiedienstleistungen im Betrieb mit Biomethan und mit Erdgas oder anderen vorherrschenden Energieträgern. Dazu wurden auf Basis von marktüblichen Anwendungen die Bereitstellung der Energiedienstleistungen miteinander verglichen: Der Transportsektor wurde mit PKW und LKW untersucht, der Wärmesektor mit der Beheizung eines Internats und der Strom- und Wärmesektor mit Mini-/Mikro-/Groß-Kraft-Wärme-Kopplungen und Biogas-Blockheizkraftwerken.

Die Bewertungen der verschiedenen Komponenten der Biomethan- und Referenz-Systeme basieren auf Vollkosten in Anlehnung an die ÖNORM M 7140 [vgl. Österreichisches Normungsinstitut 2004] mit der Preisbasis im Mittel des Jahres 2008. Als Referenzsystem wurde der Erdgaspreis [vgl. E-Control, Industriegaspreise, 2008 und E-Control, Haushaltsgaspreise, 2008] herangezogen. Den Analysen und Bewertungen folgen Schlussfolgerungen im Kapitel 5.3.3.

5.3.1 Gestehungskosten der Biomethanherzeugungspfade

Anhand von zehn definierten Anlagenszenarien unterschiedlicher Leistung und Rohstoffbasis wurden die Kosten für die Gährrohstoffherzeugung bzw. -bereitstellung sowie die Kosten des Vergärungsprozesses dargestellt. Die Daten zu den Anlagenszenarien stammen von real existierenden Biogasanlagen von ähnlicher Leistungsgröße (800, 450, 45 und 11 m³ Rohbiogas je Stunde). Lediglich für die Anlagenszenarien 1 und 2 (1500 m³ Rohbiogas je Stunde) wurden mangels verfügbarer Daten Werte einer kleineren Anlage extrapoliert. Die fünf real existierenden Biogasanlagen stehen stellvertretend für unterschiedliche Standortbedingungen mit unterschiedlichem Substratangebot. In den restlichen fünf Anlagenszenarien wird der Einsatz ausgewählter alternativer Substrate simuliert. Die Grundlagen der Kostenanalyse sind im Anhang 2 Kostenanalyse der Gährrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses dargestellt.

Das folgende Diagramm zeigt einleitend nochmals einen Überblick der wichtigsten Anlagendaten der verschiedenen Biomethan-Erzeugungspfade von Rohstoffaufbringung bis hin zur Einspeisung ins Erdgasnetz. In der Spalte Wärmebereitstellung ist erkennbar, dass fünf Anlagen mit zwei Wärme- und Strombereitstellungsvarianten gerechnet wurden, nämlich alternativ mit Biomasse-Heizkessel und Biogas-BHKW (vergleiche dazu Anhang 2.3 Kostenermittlung für die Biogasanlagen).

Tabelle 14 – Übersicht der Biogas-Erzeugungspfade mit Wärmebereitstellung

Pfad	Bezeichnung [Leistung Einspeisung, Rohstoffe]	Substrate	Biogasproduktion brutto [Nm ³ /h]	Wärmebereitstellung Offgas + ...	Aufbereitungsverfahren	Biomethaneinspeisung [Nm ³ /h]
1a	800 m ³ /h Energiefruchtfolge	Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	1.500	Biomasseheizkessel	Druckwasserwäsche	781
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	1.500	BHKW, Schwachgasb.	Druckwasserwäsche	600
2	800 m ³ /h Integrierte Fruchtfolge	Mais, Wickroggen, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	1.500	Biomasseheizkessel	Druckwasserwäsche	781
3a	500 m ³ /h Reststoffe	Überlagerte Lebensmittel, Lecithin, Fettabscheider, ZR-Schnitzelsilage, Gemüseabfälle, Küchen- und Kantinenabfälle	800	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Gaspermeation	460
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	Überlagerte Lebensmittel, Lecithin, Fettabscheider, ZR-Schnitzelsilage, Gemüseabfälle, Küchen- und Kantinenabfälle	800	BHKW, Schwachgasb.	Gaspermeation	401
4	400 m ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	Luzerne, Zwischenfrüchte (z.B. Sudangras), Stroh	800	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Gaspermeation	379
5	250 m ³ /h Mais	Maissilage, CCM, Schweinegülle	450	Biomasseheizkessel	Aminwäsche	251
6	300 m ³ /h Mais&Rohglycerin	Maissilage, CCM, Rohglycerin, Schweinegülle	450	Biomasseheizkessel	Aminwäsche	302
7a	250 m ³ /h Integrierte FF&Stroh	Maisstroh, Sonnenblumenstroh, Kleegrassilage, Maissilage, Grünroggensilage, Schweinegülle	450	Biomasseheizkessel	Aminwäsche	251
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	Maisstroh, Sonnenblumenstroh, Kleegrassilage, Maissilage, Grünroggensilage, Schweinegülle	450	BHKW, Schwachgasb.	Aminwäsche	126
8a	27 m ³ /h Wiesengras	Wiesengras, Rindergülle	45	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	27
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	Wiesengras, Rindergülle	45	BHKW, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	22
9a	27 m ³ /h Wirtschaftsdünger	Rinder- und Schweinegülle	45	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	27
9b	20 Nm ³ /h Rinder/Schweinegülle	Rinder- und Schweinegülle	45	BHKW, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	19
10	7 m ³ /h Wirtschaftsdünger	Hühnermist und Schweinegülle	11	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	7

Die Ergebnisse der Anlagen werden stark von der definierten Größe der Anlage und den eingesetzten Rohstoffen beeinflusst. So sinken in der Regel die spezifischen Investitionskosten und zum Teil auch die Betriebskosten mit der Größe der Anlage.

Die Art der eingesetzten Rohstoffe übt einen großen Einfluss zum einen auf die Bau- und Betriebsweise einer Biogasanlage (z.B. Aufbereitung von Abfallstoffen, Vorbehandlung von Stroh) und zum anderen auf die Größe einzelner Bauelemente der Biogasanlage (z.B. größeres Fermentervolumen beim Einsatz von Gülle) aus.

Im folgenden Diagramm sind die Gesteigungs- bzw. Herstellungskosten und deren Kostenstrukturen der Biomethanpfade mit einer Einspeiseleistung von 7 bis 800 m³/h Biomethan ins Erdgasnetz und des Referenzsystems Erdgas zusammengefasst und verglichen. Das Diagramm zeigt die Biomethan-Gesteigungskosten in €cent/kWh_{HS} der unterschiedlichen Erzeugungspfade von links nach rechts in aufsteigender Reihenfolge der Einspeise-Leistungsklasse ins Erdgasnetz. Die Erzeugungspfade „130 m³/h Integrierte FF/Stroh“, „250 m³/h Integrierte FF/Stroh“ und „400 m³/h Zwischenfrüchte&Stroh“ sind Pfade, die den Rohstoff Stroh enthalten und die mögliche Zukunfts-Technologie Thermodruckhydrolyse einsetzen, und werden deshalb separat dargestellt. Der Referenzpfad Erdgas ist ganz rechts dargestellt [vgl. E-Control, Industriegaspreise, 2008 und E-Control, Haushaltsgaspreise, 2008]¹. Die Gesteigungskosten setzen sich aus den Komponenten Rohstoff, Transport, Gärresttransport, Biogasanlage, Aufbereitung, Netzeinspeisung sowie Erdgaspreis und Erdgasabgabe zusammen, welche mit farblich unterschiedlichen Balken gezeigt werden.

¹ Zum Vergleich: Rohölpreis 2008 Höchststand 146 und Tiefststand 37 USD/bbl Brent [vgl. www.finanzen.net, 2011].

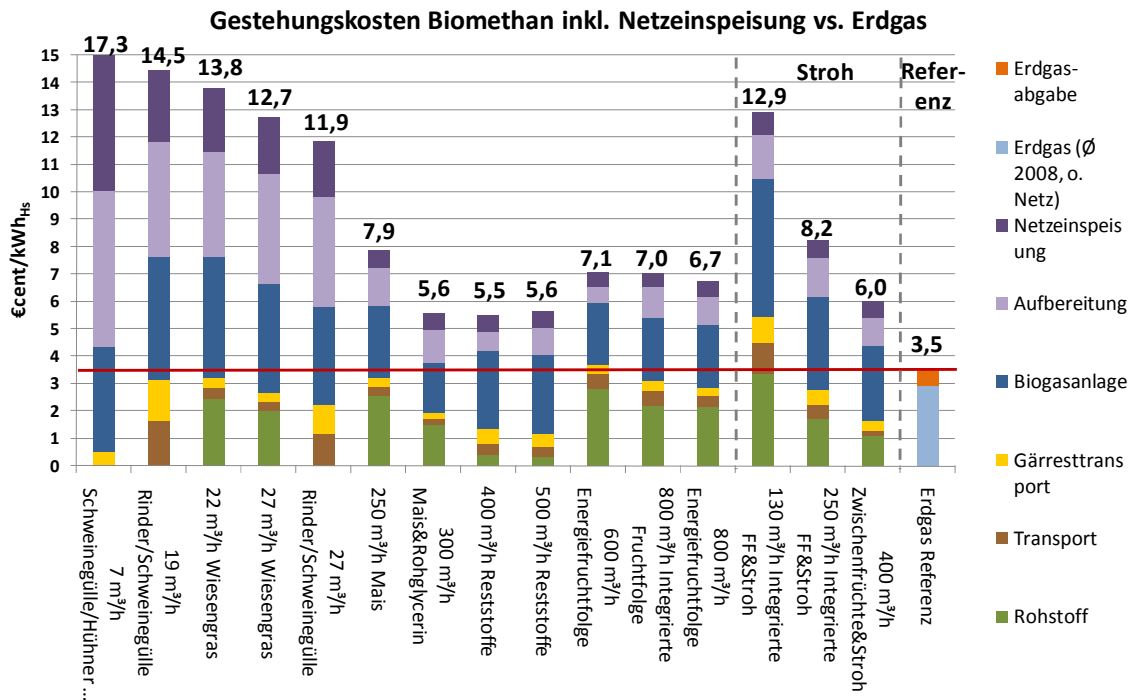


Diagramm 10 – Gestehungskosten Biomethan inkl. Netzeinspeisung vs. Erdgas

Die günstigsten Biomethan-Gestehungskosten liegen um 57 % über den Referenzkosten für Erdgas und die Kosten der Pfade mit einer Einspeise-Leistung von 250 bis 800 m³/h liegen um durchschnittlichen 90 % darüber (ausgenommen dem Ausreißer „130 m³/h Integrierte FF&Stroh“).

Die Kosten der Biomethanpfade mit einer Einspeiseleistung < 50 m³/h liegen unter den gegebenen Bedingungen um mehr als 200 % über den Erdgasreferenzkosten und werden in diesem Kapitel nicht weiter betrachtet und detailliert.

Die Ergebnisse zeigen im Bereich zwischen 7 und 250 m³/h auch eine deutliche Kostendegression mit zunehmender Anlagengröße, trotz unterschiedlicher Rohstoffe, Fermentations- und Aufbereitungstechnologien. Daraus kann abgeleitet werden, dass Biomethan-Erzeugungspfade mit einer Leistung kleiner als 250 m³/h für eine Einspeisung ins Erdgasnetz (oder anders beschrieben Biogasanlagen kleiner als 450 m³/h Biogasleistung) sehr weit entfernt von einer betriebswirtschaftlichen Rentabilität liegen.

Ein wesentliches Kriterium für niedrigere Gestehungskosten bezogen auf den Energiegehalt ist der Methanertrag der Erzeugungspfade. So kann im Vergleich der im Wesentlichen gleichen Pfade „250 m³/h Mais“ und „300 m³/h Mais&Rohglycerin“ erkannt werden, je höher der Methanertrag ist, desto geringer sind die spezifischen Gestehungskosten bezogen auf den Energiegehalt in €/cent/kWh.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht bringt die mögliche Zukunfts-Technologie Thermodruckhydrolyse zur Nutzung von Stroh als Rohstoff für die Biogasproduktion derzeit keine wesentlichen Kostenvorteile, wie die Gestehungskosten der drei Erzeugungspfade mit Stroh zeigen.

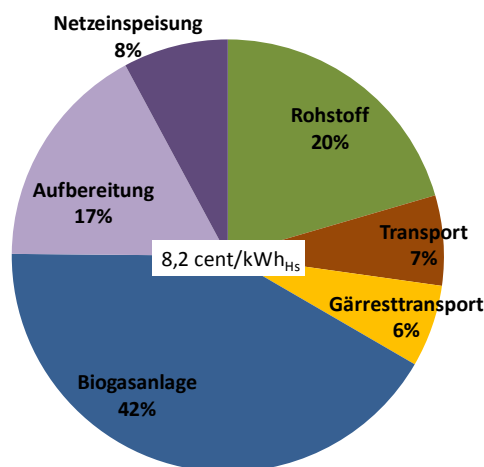
Im Anhang 4.4 werden Detailergebnisse, separate Darstellungen der Biogas-Produktionskosten und der Aufbereitungskosten im Vergleich zu den Erdgasreferenzkosten und ein Vergleich der Biomethan-Outputmengen mit den spezifischen Gestehungskosten angegeben.

5.3.1.1 Kostenstruktur

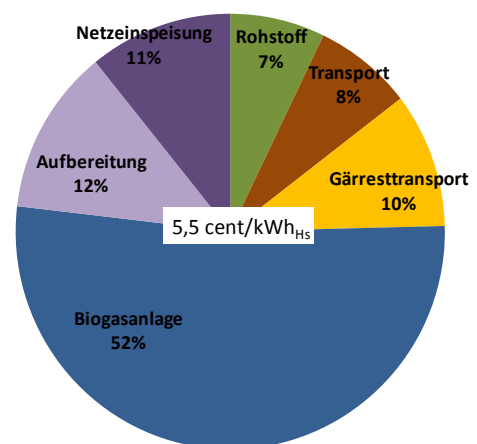
Die Kostenanteile der einzelnen Komponenten sind stark unterschiedlich, aufgrund der unterschiedlichen Rohstoffe und Technologien. Bei Anlagen größer oder gleich 250 m³/h Biomethaneinspeisung bewegen sich die Kosten für Rohstoffe (inkl. Transporte) bei 21 – 52 %, die Kosten der Biogasanlage bei 32 – 52 % und die Kosten der Aufbereitung und Einspeisung bei 20 – 32 %.

Beispielhaft sind in den drei Kreisdiagrammen die Kostenanteile der einzelnen Komponenten der Pfade „250 m³/h Integrierte Fruchtfolge & Stroh“, „400 m³/h Reststoffe“ und „600 m³/h Energiefruchtfolge“ ausgehend vom Rohstoff bis zur Erdgasnetzeinspeisung dargestellt. Eine detaillierte Aufstellung der Kostenstruktur ist im Anhang 4.4 angegeben.

250 m³/h Integrierte Fruchtfolge & Stroh



400 m³/h Reststoffe



600 m³/h Energiefruchtfolge

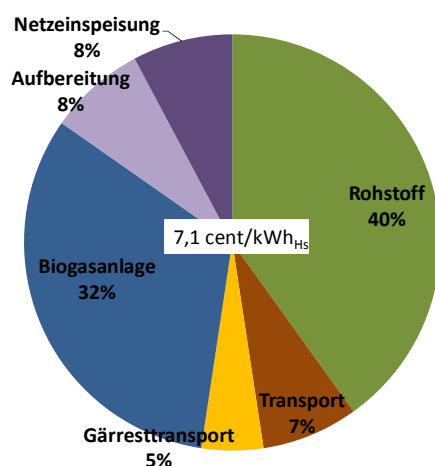


Diagramm 11 – Struktur der Gestehungskosten von drei Biomethan-Erzeugungspfaden in Kreisdiagrammen

5.3.1.2 Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten

In der Sensitivitätsanalyse werden die unterschiedlichen Kostenarten nach ÖNORM M 7140 und der Finanzierungszinssatz um je ± 25 % variiert und ihr Einfluss auf die spezifischen Gestehungskosten dargestellt. Im Speziellen werden die gesamten

Investitionskosten, verbrauchsgebundene Kosten der Rohstoffe inklusive Transporte, sonstige verbrauchsgebundene Kosten (hauptsächlich Wärme und Strom) und betriebsgebundene Kosten (hauptsächlich Personal, Wartung und Management) der Erzeugungspfade sowie der Finanzierungszinssatz untersucht.

In den nächsten drei Diagrammen werden beispielhaft die Biomethan-Erzeugungspfade 250 m³/h Integrierte Fruchtfolge & Stroh, 400 m³/h Reststoffe und 600 m³/h Energiefruchtfolge dargestellt. Die Diagramme können beispielsweise folgendermaßen interpretiert werden: Wenn z.B. durch eine Förderung die Investitionskosten der Biomethan-Erzeugung im Pfad 400 m³/h Reststoffe (Diagramm 13) um 25 % reduziert werden, dann verringern sich die spezifischen Gesteungskosten von 55 auf unter 50 €/MWh_{HS}.

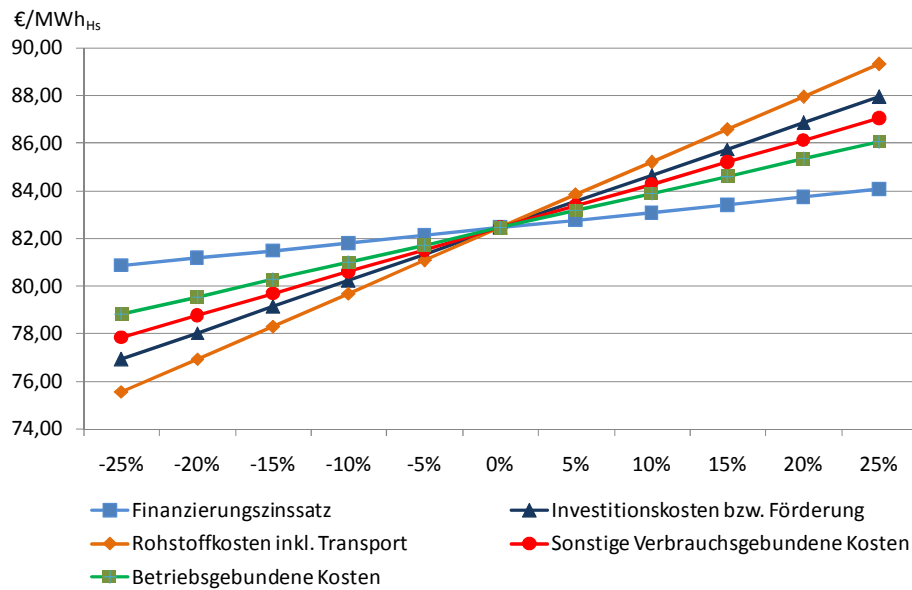


Diagramm 12 – Sensitivität der Gesteungskostenkomponenten des Biomethan-Erzeugungspfad 250 m³/h Integrierte Fruchtfolge & Stroh

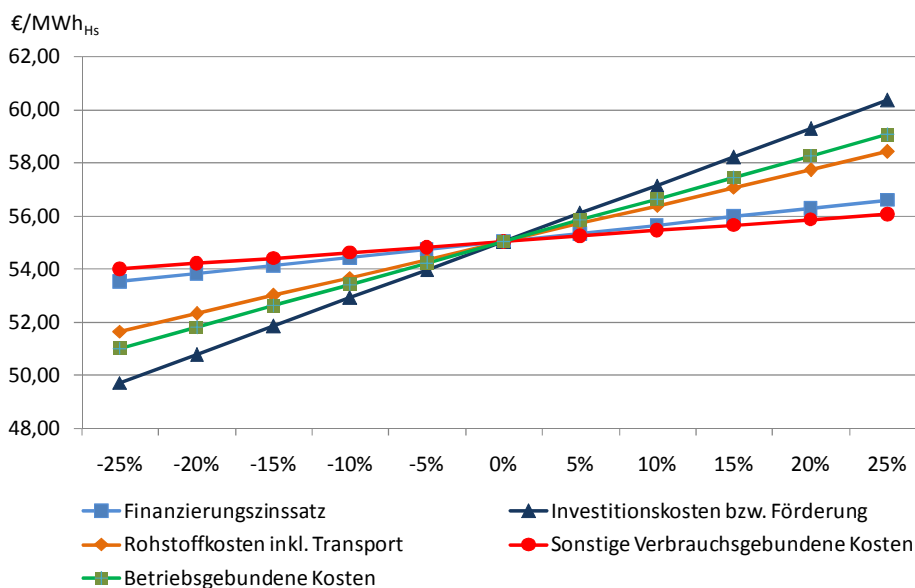


Diagramm 13 – Sensitivität der Gesteungskostenkomponenten des Biomethan-Erzeugungspfad 400 m³/h Reststoffe

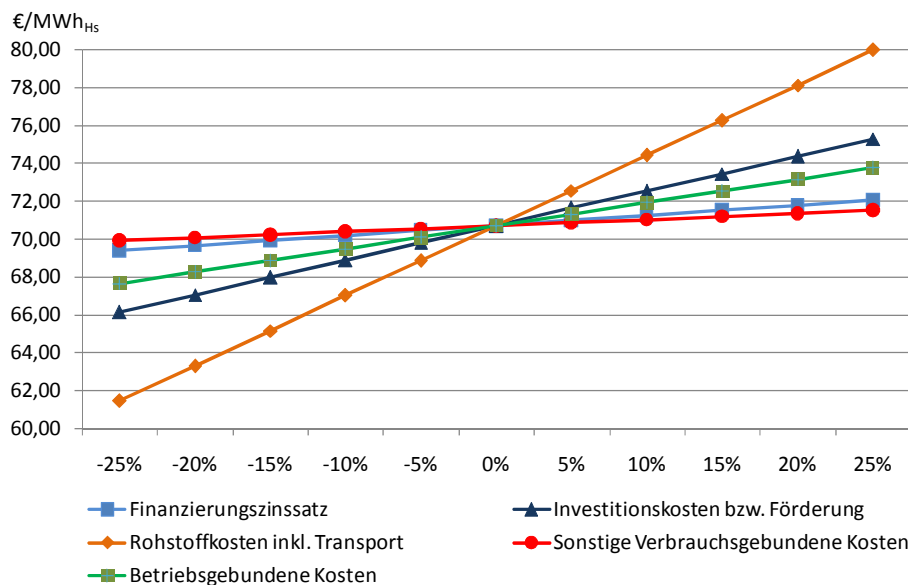


Diagramm 14 – Sensitivität der Gestehungskostenkomponenten des Biomethan-Erzeugungspfad 600 m³/h Energiefruchtfolge

Die Analyse bringt folgende Ergebnisse:

- Die Änderung der Rohstoff- inklusive der Transportkosten ist bei Energiefruchtfolge- und Stroh-Erzeugungspfad am sensitivsten auf die spezifischen Kosten.
- Die Änderung der Investitionskosten, beispielsweise durch Förderungen, hat bei allen drei Erzeugungspfad einen großen Einfluss auf die spezifischen Kosten.
- Die Änderung der betriebsgebundenen Kosten für beispielsweise Personal, Wartung und Management hat lediglich beim Reststoffe-Pfad einen großen Einfluss auf die spezifischen Kosten.
- Eine Änderung der Wärme- und Strom-Kosten haben ausschließlich beim Stroh-Erzeugungspfad einen nennenswerten Einfluss auf die spezifischen Kosten. Dieser Pfad ist auch der einzige der dargestellten, welcher mit Biomasse als Wärmequelle für die Fermentation versorgt wird.
- Eine Änderung des Finanzierungszinssatzes hat bei keinem der Erzeugungspfade einen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen Kosten.

5.3.1.3 Break-Even Analyse

Die Break-Even Analyse untersucht die Näherung der Biomethan-Gestehungskosten an die Erdgasreferenzkosten in zeitlicher Abfolge ab dem Basisjahr 2008. Der Untersuchung ist der Ansatz zugrunde gelegt, dass die Biomethan-Gestehungskosten mit jährlich 1,5 % steigen und die Erdgasreferenzkosten um jährlich je 2, 6 und 10 % steigen, um mehrere mögliche Entwicklungsszenarien abzubilden. Die minimalen und maximalen Kosten der Biomethan-Erzeugungspfade wurden von Anlagen mit einer Einspeise-Leistung von größer oder gleich 250 m³/h herangezogen und betragen 55 und 82 €/MWh_{H5}. Die Erdgasreferenzkosten betragen 35 €/MWh_{H5}.

Im nächsten Diagramm ist dargestellt, dass bei einer Steigerung der Erdgasreferenzkosten von 2% kein Break-Even mit den Biomethan-Erzeugungskosten absehbar ist.

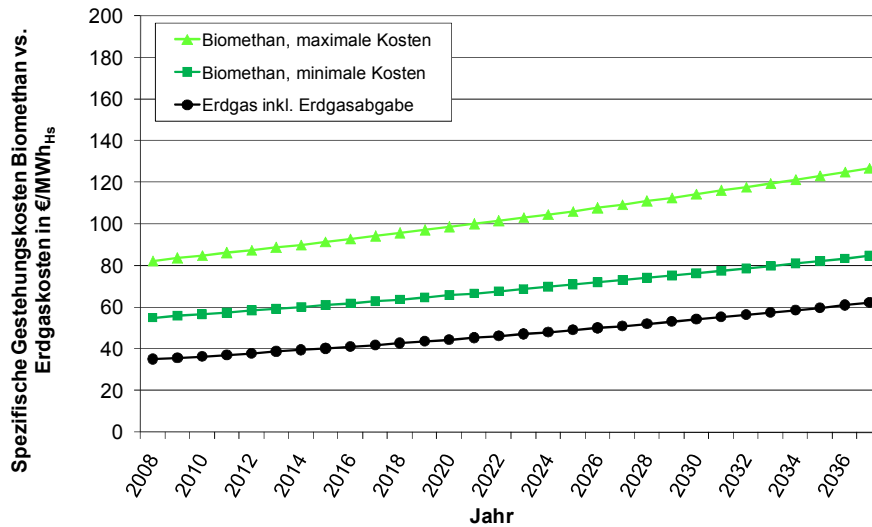


Diagramm 15 – Break-Even bei Biomethan 1,5% und Erdgas 2% Steigerung

Das nächste Diagramm zeigt deutlich, dass bei einer Steigerung der Erdgasreferenzkosten von 6% pro Jahr der Break-Even mit den minimalen Biomethan-Erzeugungskosten im Jahr 2018 und mit den maximalen im Jahr 2028 zu erwarten ist.

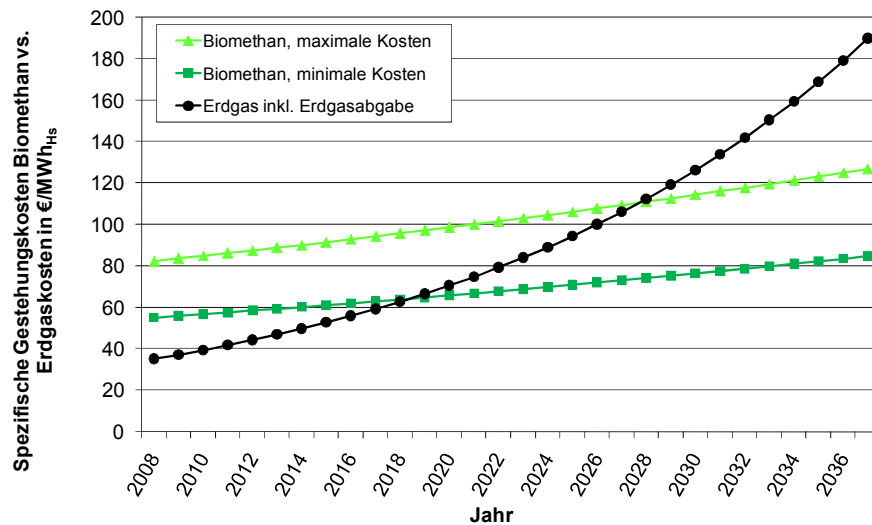


Diagramm 16 – Break-Even bei Biomethan 1,5% und Erdgas 6% Steigerung

Bei einer Steigerung der Erdgasreferenzkosten von 10% pro Jahr findet der Break-Even mit den minimalen Biomethan-Erzeugungskosten bereits im Jahr 2014 und mit den maximalen im Jahr 2019 statt, wie das folgende Diagramm zeigt.

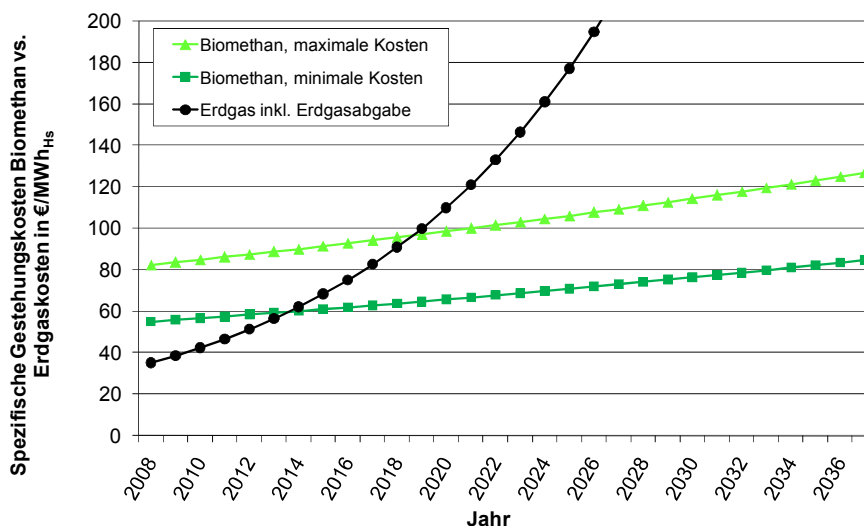


Diagramm 17 – Break-Even bei Biomethan 1,5% und Erdgas 10% Steigerung

5.3.2 Vollkosten der Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom

Die Wirtschaftlichkeit der Energiedienstleistungen wurde auf Basis von marktüblichen Anwendungen untersucht und auch die Kosten des Erdgasnetzes, der Erdgasabgabe und der Gas-Tankstelle berücksichtigt. Die Analysen basieren auf dem wirtschaftlichen Vollkostenvergleich (Preisbasis 2008), einem Finanzierungszinssatz von 5 % und ohne Berücksichtigung von Förderungen.

Von den Biomethan-Erzeugungspfaden mit einer Einspeiseleistung von 250 bis 800 m³/h wurden die Pfade mit den Kosten von 55 €/MWh_{HS} (Pfad 400 m³/h Reststoffe) und 82 €/MWh_{HS} (Pfad 250 m³/h Integrierte Fruchtfolge & Stroh) für den wirtschaftlichen Vergleich mit den Referenzsystemen herangezogen. Die Untersuchungen der Energiedienstleistungen bilden damit eine Bandbreite an Biomethankosten innerhalb dieser unteren und oberen Grenze ab.

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt in Diagrammen, welche die jährlichen kapitalgebundenen Kosten (z.B. Investitionen, Finanzierungskosten) in den blauen Balken, die verbrauchsgebundenen Kosten (z.B. Biomethan, Erdgas, Diesel oder Heizöl) in den roten Balken und die betriebsgebundenen Kosten (z.B. Wartung, Betrieb) in den grünen Balken zeigen. Zusätzlich gibt es eine Angabe über die spezifischen Kosten.

5.3.2.1 Transport

Die Energiedienstleistung Transport wurde mit einem Mittelklasse-Personenkraftwagen (PKW) und einem Lastkraftwagen (LKW) im Werkszulieferverkehr untersucht. Die Ergebnisse des PKWs sind hier dargestellt, die des LKWs im Anhang 4.4.4.1.

Für die Untersuchung wurden folgende Mittelklasse-PKWs vom selben Hersteller miteinander verglichen: Erdgas-PKW mit 80 kW Leistung, Diesel-PKW mit 77 kW und Benzin-PKW mit 75 kW. Einheitlich wurde mit einer Jahresfahrleistung von 15.000 km gerechnet.

Die Ergebnisse des Mittelklasse-PKW's sind im nächsten Diagramm dargestellt. Die beiden linken Balken zeigen die Biomethan-PKW's und rechts davon sind die PKW's mit Erdgas, Diesel und Benzin Betrieb dargestellt. Die Vollkosten der Biomethan-Systeme für die Anwendung in einem PKW liegen ca. 5 bis 15 % über der Erdgas-Referenz, aber nur ca. 0 bis 10 % über der Diesel- bzw. Benzin-Referenz. Es ist auffällig, dass die kapitalgebundenen Kosten der größte Kostenfaktor sind, was den geringeren Einfluss der Treibstoff-Kosten auf die Gesamtkosten erklärt.

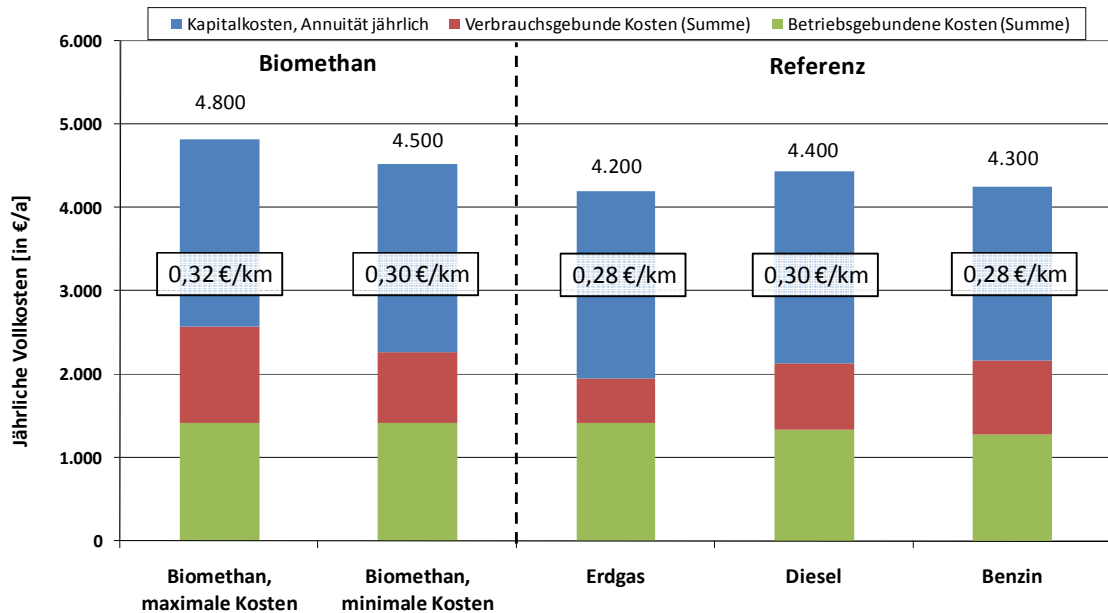


Diagramm 18 – EDL Transport – Vollkosten PKW

Die Ergebnisse des Vollkostenvergleichs für LKW zeigen ein ähnliches Bild wie für PKW und sind im Anhang 4.4.4.1 dargestellt.

5.3.2.2 Wärme

Die Energiedienstleistung Wärme wurde am Beispiel der Wärmeversorgung eines Internats mit einer Wärmeleistung von 300 kW und einem Wärmebedarf von 344 MWh pro Jahr untersucht. Es wurden ein Erdgas-Brennwertkessel, ein Öl-Brennwertkessel für Heizöl Extra Leicht und ein Holz-Pellets-Kessel miteinander verglichen.

Die Ergebnisse der Vollkostenrechnung sind im nächsten Diagramm dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die jährlichen Vollkosten der Biomethan-Systeme gegenüber Erdgas ca. 25 bis 65 % höher sind. Hingegen sind die Biomethan-Systeme gegenüber Heizöl EL nur ca. 10 bis 40 % und gegenüber Pellets ca. 15 bis 50 % höher. In den spezifischen Kosten von 95 bis 124 €/MWh Nutzenergie machen die verbrauchsgebundenen Biomethan-Kosten einen Anteil von 70 bis 80 % aus. Diese Ergebnisse zeigen, dass der hohe Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten wegen der höheren Biomethankosten einen großen Einfluss auf die Vollkosten hat.

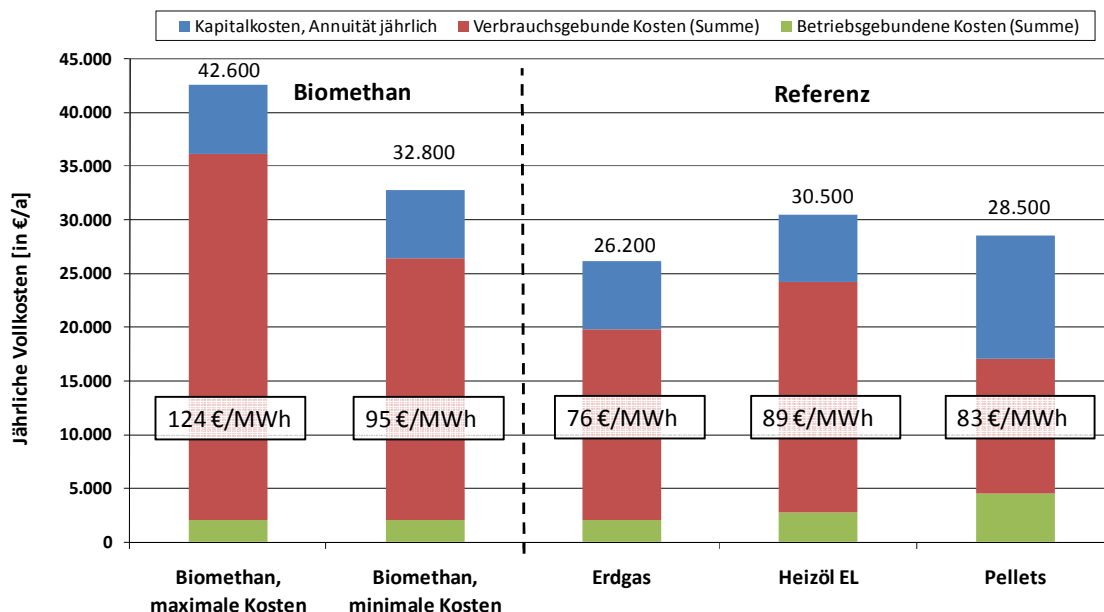


Diagramm 19 – EDL Wärme – Vollkosten Beheizung Internat

5.3.2.3 Strom und Wärme

Die Energiedienstleistungen Strom und Wärme wurden anhand mehrerer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) in unterschiedlichen Anwendungsbereichen untersucht:

- Mikro-KWK-Anlage Gasturbine in einem Einkaufszentrum, 65 kW_{el} Leistung,
- Mini-KWK-Anlage Gasmotor in einem Einkaufszentrum, 7,5 kW_{el} Leistung,
- Groß-KWK-Anlage Gas- und Dampf-Kombi-Kraftwerk mit Fernwärmeauskopplung, 832 MW_{el} Leistung, und
- Biogas-Blockheizkraftwerke (Biogas-BHKW) mit 2200, 1200, 26 kW_{el} Leistung direkt betrieben bei den Biogasanlagen.

Die Mikro-KWK-Anlage Gasturbine wurde zur Bereitstellung von Strom und Wärme am Beispiel eines Einkaufszentrums mit ca. 30.000 m² Fläche und ca. 80 Geschäften untersucht. Die Anlage mit einer Stromleistung 65 kW_{el} und einer Wärmeleistung von 123 kW_{th} wurde wärmegeführt ausgelegt sodass in zumindest 26 Wochen des Jahres ein Volllastbetrieb möglich ist. In gesamt 6.364 Volllaststunden können jährlich 414 MWh Strom und 783 MWh Wärme bereitgestellt werden.

Im nachfolgenden Diagramm sind die Ergebnisse der Vollkostenbetrachtung der Stromproduktion aus der Gasturbine dargestellt. Die Kosten der Wärme sind berücksichtigt, in dem für die Wärmebereitstellung eine Gutschrift für die vermiedenen Brennstoffkosten in den verbrauchsgebundenen Kosten berücksichtigt wurde. Die Vollkosten der Stromproduktion liegen bei den beiden Biomethan-Varianten mit 55 und 140 % über der Erdgas-Referenz. Die verbrauchsgebundenen Kosten, vermindert um die Wärmegutschrift, machen auch hier einen sehr großen Anteil aus, was den Einfluss der höheren Brennstoffkosten bei den Biomethan-Varianten erklärt. Die spezifischen Stromkosten liegen bei Biomethan bei 196 €/MWh_{el} und 300 €/MWh_{el} gegenüber bei Erdgas bei 126 €/MWh_{el}.

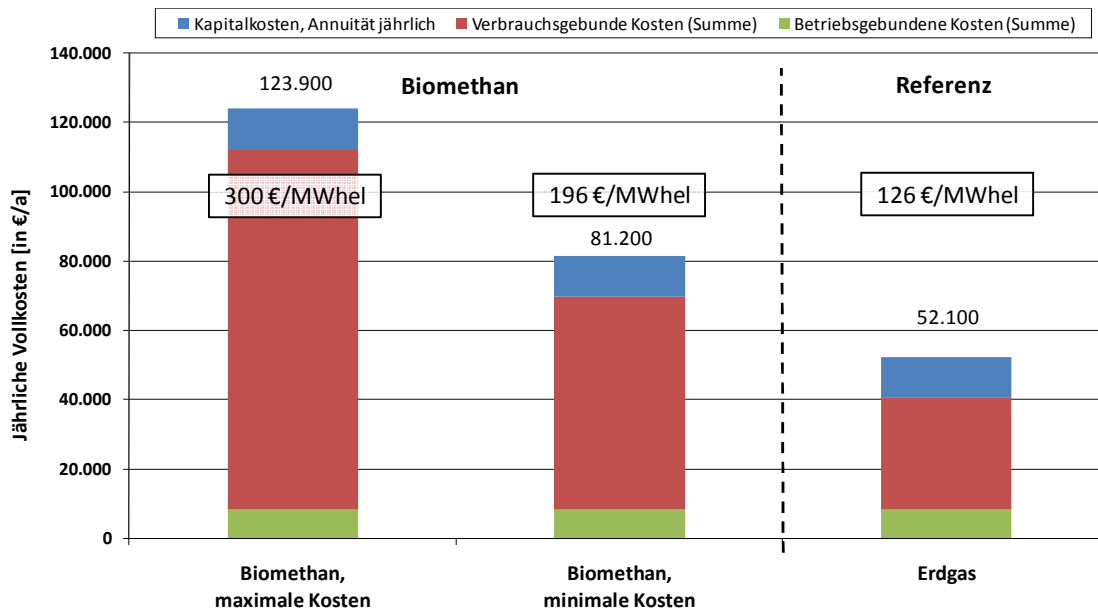


Diagramm 20 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Mikrogasturbine Einkaufszentrum

Beim Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit Biomethan aus dem Erdgasnetz konnte 2008 ein Ökostrom-Einspeisetarif für die erzeugte Menge an Strom in Höhe von 169,4 €/MWh_{el} zuzüglich eines Technologiebonus für die vorhergehende Aufbereitung auf Erdgasqualität von 20 €/MWh_{el} lukriert werden [vgl. ÖSVO 2008]. Aktuell setzt sich dieser Tarif gemäß Ökostromverordnung 2011 [vgl. ÖSVO 2011] für Anlagen kleiner 500 kW_{el} aus 165 €/MWh_{el} und einem Technologiebonus von 20 €/MWh_{el} zusammen.

Die Ergebnisse der Mini-KWK-Anlage Gasmotor in einem Einkaufszentrum mit einer Leistung von 7,5 kW_{el} sind im Anhang 4.4.4.2 dargestellt. Es zeigen sich spezifische Vollkosten für Biomethan von 206 bis 308 €/MWh_{el} (+ 35 bis 105 %) gegenüber Erdgas mit 151 €/MWh_{el}, trotz höherer jährlicher Volllaststunden von 8.660.

Die Befuerung eines modernen Gas- und Dampfkraftwerkes, wie jenes derzeit südlich von Graz in Bau befindliche, mit Biomethan zeigt in Relation ähnliche Ergebnisse wie zuvor. Die spezifischen Vollkosten sind mit 103 bis 151 €/MWh_{el} um ca. 60 bis 135 % über den Kosten für den Erdgas Betrieb mit 64 €/MWh_{el}. Die Detailergebnisse sind im Anhang 4.4.4.3 dargestellt.

Das bisher am weitesten verbreitete System – die Strom und Wärmeproduktion aus Biogas direkt bei der Biogasanlage – wurde anhand von vier unterschiedlichen Biogasanlagen und zwei Wärmenutzungsvarianten untersucht. Die Ergebnisse der Varianten mit einer Wärmenutzung bis zu einem Gesamtwirkungsgrad von 60 % sind hier dargestellt und jene mit einer maximalen Wärmenutzung im Anhang 4.4.4.4.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die Ergebnisse der Vollkostenbetrachtung der Biogas-BHKWs, wobei eine etwaige Wärmenutzung als Gutschrift in den verbrauchsgebundenen Kosten berücksichtigt ist und indikativ auch die Ökostrom-Einspeisetarife gemäß Ökostromverordnung 2008 [vgl. ÖSVO 2008] angegeben sind.

Die günstigsten spezifischen Kosten der Stromproduktion liegen bei 105 €/MWh_{el} bei der Anlage 1200 kW_{el} aus Mais & Rohglyzerin und 107 €/MWh_{el} bei der Anlage 2200 kW_{el} Reststoffe, womit beide auch unter dem Einspeisetarif liegen. Die Anlage

1200 kW_{el} Integrierte Fruchtfolge & Stroh liegt aufgrund der hohen Biogasproduktionskosten bei 173 €/MWh_{el}, wobei im Gegensatz dazu Anlage 26 kW_{el} Schweinegülle und Hühnermist aufgrund der besonders hohen kapital- und betriebsgebundenen Kosten bei 182 €/MWh_{el} liegt. Im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis in Österreich im Jahr 2008 [vgl. E-Control, Marktstatistik Strom Börse, 2008] entstehen ca. 60 bis 175 % Mehrkosten.

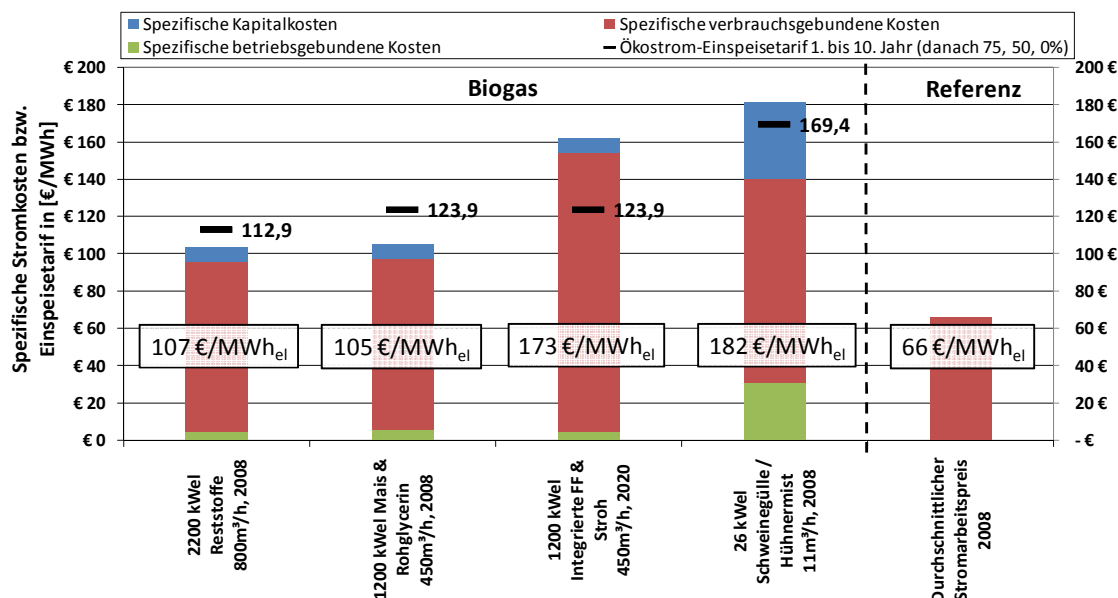


Diagramm 21 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Biogas-Blockheizkraftwerk mit Gesamtwirkungsgrad 60 %

Die vollständige Wärmenutzung reduziert die spezifischen Kosten auf 76 €/MWh_{el} bei der Anlage 2200 kW_{el} Reststoffe, 75 €/MWh_{el} bei 1200 kW_{el} aus Mais & Rohglyzerin, 159 €/MWh_{el} bei 1200 kW_{el} Integrierte Fruchtfolge & Stroh und 117 €/MWh_{el} bei 26 kW_{el} Schweinegülle und Hühnermist. Damit liegen diese Kosten nur noch um ca. 15 bis 140 % über dem durchschnittlichen Strompreis in Österreich 2008.

5.3.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aus den zuvor dargestellten und im Anhang 4.4 enthaltenen, weiter detaillierten Ergebnissen der betriebswirtschaftlichen Bewertung können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Optimierung der Biogasanlagen- und Aufbereitungskonfiguration in energetischer Sicht:
 - Wärmeintensive Komponenten – zum Beispiel die Thermodruckhydrolyse (bei Stroh als Rohstoff) – sollten nicht mit anderen wärmeintensiven Komponenten – zum Beispiel der Aufbereitung Aminwäsche – kombiniert werden. Als Kostenbeispiel können hier die Wärmebereitstellungskosten von 12% der Vollkosten beim Biomethan-Erzeugungspfad Integrierter Fruchtfolge mit Stroh und Aufbereitung durch die Aminwäsche angeführt werden.
 - Eine Wärmenutzung des Offgases aus der Aufbereitung ist sowohl aus ökologischer als auch betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll. Als Kostenbeispiel können hier die Wärmebereitstellungskosten von lediglich 2% der Vollkosten

beim Biomethan-Erzeugungspfad Reststoffe mit der Aufbereitung durch die Gaspermeation (Offgas 10% des Output-Gases) genannt werden.

- Betriebswirtschaftliche Optimierung der Biogas-, Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen:
 - Maximierung des Biomethan-Outputs zur Senkung der spezifischen Kosten – wie beispielsweise der Vergleich der beiden Biomethan-Erzeugungspfade Energiefruchtfolge Mais mit Energiefruchtfolge Mais inklusive Rohglycerin zeigt. Der fast identische Pfad mit Rohglycerin stellt sich wirtschaftlich deutlich besser dar, da der Biomethan-Output deutlich höher liegt.
 - Die Bereitstellung der großen Wärmemengen sollte mit dem günstigsten verfügbaren Energieträger erfolgen, beispielsweise Abwärme oder Biomasse-Hackgut, und nicht zu Lasten des Biomethan-Outputs mit Rohbiogas erfolgen. Ein sinnvolles Wärmekonzept sollte für jede Anlage individuell erstellt werden.
 - Mögliche Variante zur Anlagen-Optimierung: Kombination von Biogas-Aufbereitungsanlagen mit Einspeisung ins Erdgasnetz und einer Rohbiogas-Verstromung in einem BHKW zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs.
- Derzeitiges Förderungsangebot ist nicht ausreichend und die Entwicklung von geeigneten Förderstrukturen daher notwendig. Als Beispiele können hier angeführt werden:
 - Eine Investitionsförderung für Aufbereitungsanlagen;
 - Eine angemessene Vergütung für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz (vgl. Ökostrom) und/oder für Strom aus Biomethan zur Überwindung von ökonomischen und institutionellen Hemmnissen; und
 - Eine Reduktion der Gasnetzkosten für die Durchleitung von Biomethan.
- Senkung der spezifischen Gas-Bezugskosten durch eine verbreitete Einführung eines Gas-Mischproduktes aus beispielsweise 20 % Biomethan und 80 % Erdgas. Für einen Endkunden mit einem Gas-Brennwertkessel mit 300 kW und 360 MWh pro Jahr Gasbedarf würden sich die spezifischen Kosten von Erdgas mit 48,3 €/MWh auf das Gas-Mischprodukt von 53,2 bis 58,6 €/MWh erhöhen (kalkuliert mit Biomethan-Einspeisekosten von 55 bis 82 €/MWh), das ist eine Erhöhung von lediglich ca. 10 bis 20 %.
- Bei Kraft-Wärme-Kopplungen, im Speziellen bei Biogas-Blockheizkraftwerken, ist eine vollständige Wärmenutzung entscheidend für den betriebswirtschaftlichen Erfolg.
- Eine Kostendegression der Investitionskosten bei den Biogasanlagen und Aufbereitungsanlagen ist anzustreben. Auch die mögliche Zukunfts-Technologie Thermodruckhydrolyse für die Stroh-Nutzung bringt betriebswirtschaftlich im Moment keine wesentlichen Vorteile.
- Betriebswirtschaftlich und ökologisch sind verschiedene Optimierungsmöglichkeiten umsetzbar: z.B. Beheizungsvariante, Schwachgasnutzung, Eigenstromerzeugung, ...

5.4 Sozialwissenschaftliche Analyse

Wie die Untersuchungen dieser Fachdisziplin gezeigt haben, muss die Erzeugung, Netzeinspeisung und Nutzung von Biogas als komplexes System aus unterschiedlichen verfügbaren Technologien, verschiedenen Gruppen von Akteuren mit spezifischen Strategien, Interessen und Erfahrungen sowie institutionellen Rahmenbedingungen wie gesetzlichen Regulierungen aber auch ‚weicheren‘ Professionskulturen und kollektiven Orientierungen verstanden werden. Ob ein solches System auch befriedigend funktioniert, hängt nicht nur von technischen und ökonomischen Parametern ab, sondern auch von der Ausgestaltung und vom Zusammenspiel der Grunddimensionen Technik – Akteure – Institutionen. Im Rahmen des vorliegenden Arbeitspaketes wurde auf Basis von Experteninterviews und der Auswertung weiterer schriftlicher Materialien eine Analyse der akteurs- und institutionellen Dimension des Systems ‚Virtuelles Biogas‘ vorgenommen. Die Detailergebnisse der Ausarbeitungen finden sich im Anhang 5.

Als Gesamtbild ergibt sich, dass nach einer Phase relativ intensiven Wachstums, das vor allem durch das Ökostromgesetz und die dadurch bedingten erhöhten Einspeisetarife für Strom aus Biogas bedingt war, eine Phase der Stagnation eingetreten ist, in der sich ein Großteil der Biogasanlagen großen ökonomischen Problemen gegenüber sieht und die Errichtung von Neuanlagen beinahe zum Erliegen gekommen ist. Dies ist durch verschiedene Faktoren bedingt, wie die Stop-and-go Politik bei der Festlegung von Rahmenbedingungen für die Ökostromeinreichung, aber auch steigende Rohstoffpreise und eine in der öffentlichen Diskussion vielfach befürchtete Konkurrenz zu Nahrungsmittelerzeugung sowie eine gewisse Sättigung bei Standorten für landwirtschaftliche Kleinanlagen, für welche vielfach ein ausreichender Bedarf für die produzierte Wärme fehlt.

In dieser Situation setzen viele Akteure die Hoffnung auf die vermehrte Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz und die damit verbundene vielseitige Verwendbarkeit als Kraftstoff für gasbetriebene Fahrzeuge, für die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme an Orten mit ausreichendem Wärmebedarf oder als ökologische Substitution von Erdgas für Heizzwecke. Zwar ist unter den derzeitigen Bedingungen Biogas gegenüber Erdgas nicht konkurrenzfähig, doch gibt es bereits mehrere Demonstrationsanlagen zur Biogas-Netzeinspeisung. Diese Entwicklungen finden vor dem Hintergrund statt, dass längerfristig aufgrund steigender Gaspreise auch eine ökonomische Konkurrenzfähigkeit von Biogas erwartet wird, für die jetzt Erfahrungen gesammelt und Strukturen geschaffen werden müssen. Außerdem machen es eine Reihe nachfrageseitiger Regulierungen für Gasversorger erforderlich oder zumindest attraktiv, bereits jetzt Biogas in ihrem Angebotsportfolio zu haben. Trotz solcher durchaus vorhandenen Antriebskräfte und Motivationen zeigt sich, dass noch ein weiter Weg zu einer reibungsfreien Kooperation der beteiligten Akteure und einer effektiven Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Biogaseinspeisung zurückzulegen ist.

Eine Reihe wichtiger Barrieren und möglicher Konfliktfelder soll hier überblicksartig aufgelistet werden:

- Eine zentrale Herausforderung für eine umfangreichere Nutzung von Biogas über die Einspeicherung in das Gasnetz, ist die Gestaltung der Kooperation zwischen Akteuren der Gaswirtschaft und der Landwirtschaft. Beide Sektoren sind gezwungen, bei ‚virtuellem Biogas‘ auf die eine oder andere Art miteinander zu

kooperieren, unterscheiden sich aber deutlich in Bezug auf ihre ökonomischen Strukturen und ‚sektoralen Kulturen‘. Während die Gasbranche etwa an ausreichend großen Projekten mit langfristigen und stabilen Verträgen interessiert ist, ist die Landwirtschaft eher kleinteilig strukturiert, präferiert tendenziell kleinere Anlagengrößen und kürzere Zeithorizonte, um auf Schwankungen der Lebensmittelpreise reagieren zu können. Hier wäre es notwendig entsprechende Kooperationsmodelle zu erproben, Lernprozesse zu ermöglichen und Erfahrungen zu sammeln.

- Aus Sicht der Gasbranche werden die landwirtschaftlichen Akteure teilweise als unzuverlässig wahrgenommen, da immer die Gefahr bestünde, dass sie bei alternativen Verdienstmöglichkeiten auch aus bestehenden Verträgen ausstiegen. Aus Sicht der Betreiber von Biogasanlagen wiederum besteht die Problematik darin, dass es wenig Transparenz bezüglich der Einspeisebedingungen gibt (wie viel Biogas kann auch in den Sommermonaten abgenommen werden?), zum Teil auf das Erdgassystem zugeschnittene Standards die Einspeisung erschweren (Qualitätsvorschriften, Ausgleichsenergiezahlungen) und der Anlagenbetreiber mit einer Reihe von Akteuren (Regelzonenführer, Netzbetreiber, Abnehmer etc.) oft schwer überschaubare Verhandlungen führen muss. Hier zeigt sich, dass sich im Fall der Biogasnetzeinspeisung noch kein stabiles und effizientes System von Akteuren und Regulierungen entwickelt hat.
- Ganz in diesem Sinne stellen auch Geschäftsmodelle für die Erzeugung und Nutzung von Biogas noch in den Kinderschuhen. Angebotsseitig ist etwa noch eine offene Frage, wie die Wertschöpfungskette organisiert ist – etwa ob Landwirte nur Rohstofflieferanten oder auch Anlagenbetreiber sind und wie die Zusammenarbeit mit der Gasbranche geregelt wird. Doch auch kundenseitig ist noch nicht klar, welche Produkte angeboten werden sollen – etwa ein Biogasprodukt für Haushalte mit einem etwas erhöhten Preis; Biokraftstoffe oder Beimengungen, spezielle Angebote und Serviceleistungen für Firmen etc. Hier wird es noch intensiver Bemühungen und kreativer Ideen bedürfen, um einen entsprechenden Markt für Biogas zu entwickeln.
- Eine nachfrageseitige Antriebskraft stellen aber bereits derzeit unterschiedliche Regulierungen und Förderstrukturen dar – etwa das Erfordernis, einen bestimmten Anteil bei Treibstoffen aus erneuerbaren Energieträgern bereitzustellen, die Bindung von Wohnbaufördermaßnahmen an die Wärmeversorgung mit Erneuerbaren oder das Interesse öffentlicher Unternehmen, etwa kommunaler Verkehrsbetriebe, an umweltfreundlichen Alternativen. Dieser Nachfragesog könnte ein wichtiger Faktor für die weitere Implementation von Biogasprojekten sein und sollte dementsprechend verstärkt werden (z.B. durch vergleichbare Regelungen in anderen Bundesländern; Ausschreibungen bei öffentlichen Projekten etc.).
- Auf der institutionellen Ebene herrscht in Österreich noch ein großes Defizit an regulatorischen und finanziellen Anreizen für die Einspeisung von Biogas. Derzeit hängt die Entwicklung sehr stark an den Regulierungen für Ökostrom (Tarife, Förderdauer etc.) und einigen wenigen steuerlichen Anreizen (z.B. Befreiung von der Erdgasabgabe). Eine Benchmark für die regulatorische Förderung stellen die derzeitigen Regelungen in Deutschland dar (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gaseinspeiseverordnungen), die in Analogie zu Ökostrom eine Reihe von ‚Anschlussprivilegien‘ für Biogaseinspeisung festlegen. Während solche Maßnahmen von vielen ExpertInnen auch für Österreich gefordert werden, ist die Gasbranche (im Gegensatz zu auch von ihr unterstützten steuerlichen Anrei-

zen) diesbezüglich skeptisch, da bei einer finanziellen Mehrbelastung von Gas-kundInnen eine Ausweichmöglichkeit auf andere Energieträger besteht.

- Ein Defizit für die Herausbildung stabiler gemeinsamer Orientierungen zu Fragen der Biogaseinspeisung stellt derzeit auch eine große Unsicherheit bzw. divergierende Meinung bezüglich der ‚realistisch‘ erschließbaren Biogaspotentiale dar. Während ein Teil der Akteure der Ansicht ist, dass Biogaseinspeisung nur an sehr wenigen Einspeisepunkten, mit eher hohen Kosten und nur geringer Aufnahmekapazität des Gasnetzes möglich sei, sehen andere bedeutende wirtschaftlich erschließbare Potentiale für unterschiedlichste Kombinationen aus Netzeinspeisung, Speicherung und die Errichtung eigener Mikronetze zur Gasversorgung.
- Ein letzter Punkt der für die weitere Entwicklung von Biogas ernst genommen werden sollte, ist die Frage der öffentlichen Akzeptanz. Die öffentliche Diskussion konzentriert sich dabei stark auf Fragen der Konkurrenz zwischen Landwirtschaft und erneuerbaren Energien (Flächenkonkurrenzen, Monokulturen etc.) sowie vor allem bei größeren Biogasprojekten, wie sie bei Netzeinspeisung eher der Fall sind, auf Ängste und Probleme mit dem Betrieb der Biogasanlage in unmittelbarer Nachbarschaft (Verkehrsaufkommen, Geruch etc.). Im ersteren Fall sollte das Bemühen um stärkere Entkopplung von Energie und Landwirtschaft, z.B. durch die Nutzung von Zwischenfrüchten, weiter vorangetrieben und auch entsprechend öffentlich kommuniziert werden, für den zweiten Fall der Akzeptanz von Anlagen gibt es bereits Leitfäden und Handlungsanleitungen zur frühzeitigen Einbeziehung der Nachbarn, einer verstärkten präventiven und professionellen Informationsarbeit und anderen Maßnahmen zur besseren sozialen Einbettung der Biogasanlagen, die auch entsprechend umgesetzt werden sollten.

5.5 Analyse der Schnittstellen von Agrar- und Energiepolitik

Diese Analyse versucht die Auswirkungen der Agrar- und Energiepolitik auf die Produktion von Biomethan aufzuzeigen. Dabei wird eine ausreichend detaillierte Darstellung der Agrar- und Energiepolitik durchgeführt, um Rückschlüsse zu deren Auswirkungen ziehen zu können. Eine umfassendere und detailliertere Darstellung der einzelnen Rahmenbedingungen ist im Anhang (Kapitel 6) beinhaltet.

5.5.1 Agrarpolitik

5.5.1.1 Status Quo

Die agrarpolitischen Rahmenbedingungen – mit all ihren Auswirkungen auf die Produktion von Biomethan – werden in der EU durch die „Gemeinsame Agrarpolitik“ (GAP) geregelt. Die derzeit aktuelle Gemeinsame Agrarpolitik ist auf die Laufzeit 2005 bis Ende 2013 festgelegt. Sie beruht auf zwei sogenannten Säulen: Die erste Säule – finanziert aus dem Europäischen Garantiefonds für die Landwirtschaft (EGFL) – besteht aus Direktzahlungen an Landwirte und Marktordnungen (wie Interventionsmaßnahmen, Ausfuhrerstattungen). Sie hat die Sicherung der Versorgung bei gleichzeitig angemessenen Verbraucherpreisen durch die Sicherung eines angemessenen Lebensstandards für Landwirte sowie die Stabilisierung der Märkte zum Ziel.¹ Die zweite Säule² – finanziert aus dem Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) – hat allgemein die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Land- und Forstwirtschaft, die Verbesserung der Umwelt und der Landschaft sowie die Verbesserung der Lebensqualität im ländlichen Raum und die Diversifizierung der ländlichen Wirtschaft zum Ziel. Die österreichische Ausprägung dessen ist das „Österreichische Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums 2007-2013“ (LE07-13).³ In Folge werden diese agrarpolitischen Instrumente näher analysiert, um deren Auswirkungen auf die Produktion von Biogas einzuschätzen.

Die „Einheitliche Gemeinsame Marktorganisation“ (GMO) als ein Instrument der ersten Säule intendiert die Aufrechterhaltung der Wettbewerbsstellung und die Preisstützung bestimmter Erzeugnisse auf dem Agrarmarkt. Derzeit wird ca. 90% der landwirtschaftlichen Produktion durch die GMO erfasst, unter anderem Weichweizen, Hartweizen, Gerste, Mais, Roggen, Sorghum und Hafer (Information: Agrarmarkt Austria). Maßnahmen der GMO sind Einfuhr- und Ausfuhrlicenzen, Quotensysteme sowie Interventionskäufe mit garantierten Interventionspreisen.⁴ Aufgrund ihrer Wirkungsweise reduziert die GMO einerseits die Möglichkeit, selbst bei

¹ Die erste Säule der GAP umfasste 2009 34 % des gesamten österreichischen Agrarbudgets, Siehe BMLFUW (2010b), S. 116

² Die zweite Säule der GAP umfasste 2009 49 % des gesamten österreichischen Agrarbudgets plus 12 % rein national finanzierte Förderung für ländliche Entwicklung, Siehe BMLFUW (2010b), S. 116

³ BMLFUW (2009)

⁴ Siehe für weitere Informationen <http://eur-lex.europa.eu/de/legis/latest/chap0360.htm> ; 13. Jänner 2010.

einem Preisverfall von Rohstoffen auf dem Weltmarkt diese ebenso günstig einzukaufen und damit die Rentabilität einer Biogasanlage zu erhöhen. Andererseits wird jedoch dadurch auch die Preisunsicherheit durch unvorhergesehene Preissteigerungen gedämpft. Ebenso erwirken die Anreize der GMO die Minderung der Angebotsvolatilität an Rohstoffen und fördern somit die Berechenbarkeit der Rohstoffbereitstellung.

Im Zuge der Agrarreform von 2003 wurde eine weitgehende Entkopplung von Beihilfen und Produktionsmenge beschlossen.¹ Die Zahlungen an Landwirte werden durch die „Einheitliche Betriebsprämie“² (EBP, Teil der 1. Säule der GAP) geregelt, welche u.a. von der Größe einer Landwirtschaft, nicht jedoch von der Produktionsmenge abhängt.³ Die EBP inkludiert durch diese Entkopplung keinen expliziten Anreiz zu intensiver Landwirtschaft und Ausweitung der Produktion.

An dieser Stelle von geringerem Interesse, jedoch der Vollständigkeit halber erwähnt sind die (gekoppelten) Flächenprämien, Tierprämien und Produktprämien. Ein Großteil der Flächenprämien wurde seit 2005 bereits in die (entkoppelte) EBP inkludiert, zudem wurden diese Prämien im Jahr 2009 zum letzten Mal gewährt.⁴ Ebenfalls wurde ein Großteil der Tierprämie in die EBP inkludiert, wobei sich der verbleibende, nicht inkludierte Teil sowohl in entkoppelte als auch nicht entkoppelte Prämienteile aufspaltet. In diesem Zusammenhang ist die Mutterkuhprämie als Teil des nicht entkoppelten Tierprämienanteils zu erwähnen: durch die Abhängigkeit der Förderhöhe von der Anzahl an Tieren bewirkt die Art dieser Förderung tendenziell – wenn auch indirekt und wahrscheinlich nicht primär intendiert – eine Steigerung des Gülleangebots zur Biogasherstellung. Die dritte erwähnte Prämienart neben Flächenprämie und Tierprämie ist die Produktprämie, welche betragsmäßig äußerst gering ist.⁵ Dabei in Zusammenhang mit Biogas zu erwähnen ist jedoch die Ausgleichszahlung für Betriebe mit Stärkeerdäpfelanbau.⁶

Die Stützungen der Landwirte durch Instrumente der ersten Säule der GAP werden durch Ausgleichszulagen („AZ“)⁷ als ein Instrument der zweiten Säule der GAP erweitert. Diese werden für naturbedingte Nachteile in Berggebieten (etwa Hangneigung, Seehöhe, klimatische Benachteiligung) und Gebieten mit anderen Nachteilen (verminderte Bodenbonität) gewährt.⁸ Durch diese Stützung wird das Angebot an Rohstoffen zur Nahrungsmittelerzeugung und Energieproduktion ausgeweitet und erhöht daher tendenziell die Angebotssicherheit für Biogasproduzenten.

¹ € 33,3 Mrd. an Förderungen von europaweit zur Verfügung stehenden Mitteln von € 43,4 Mrd. für die 1. Säule der GAP waren 2010 bereits von der Produktionsmenge entkoppelt; Siehe BMLFUW (2010b), S. 166.

² Zusätzlich zur GMO und Betriebsprämie beinhaltet die 1. Säule der GAP noch gekoppelte Flächenprämien, Tierprämien und Produktprämien. Aufgrund der mehrheitlichen Einbeziehung der Flächenprämien und Tierprämien in die (entkoppelte) Betriebsprämie sind diese jedoch vernachlässigbar.

³ Für weitere Informationen siehe Anhang Kapitel 6

⁴ BMLFUW (2010b), S. 118

⁵ € 2,63 Mio. in Österreich; BMLFUW (2010b), Tabelle 5.1.3

⁶ BMLFUW (2010b), S. 119

⁷ Maßnahmen M 211 und M 212 des LE07-13

⁸ Siehe dazu BMLFUW (2010a): Sonderrichtlinie des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft zur Gewährung von Zahlungen für naturbedingte Nachteile in Berggebieten und Zahlungen in anderen Gebieten mit Benachteiligungen; BMLFUW-LE.1.1.4/0003-II/7/2010; Wien. (Teil des LE07-13)

Neben den Ausgleichszulagen nimmt das „Österreichische Programm für eine umweltgerechte und den natürlichen Lebensraum schützende Landwirtschaft“ (ÖPUL)¹ den größten Teil des LE07-13 ein. ÖPUL² setzt Anreize für bestimmte Bewirtschaftungsweisen von landwirtschaftlichen Flächen. Diese Anreize können die Produktionsquantität von Rohstoffen sowohl positiv als auch negativ beeinflussen. Einerseits stimuliert dieses Programm in vielen Maßnahmen einen verringerten Einsatz von Dünge- und chemisch-synthetischen Pflanzenschutzmitteln, beispielsweise in den Einzelmaßnahmen „Umweltgerechte Bewirtschaftung von Acker- und Grünlandflächen“ (Maßnahme 2 des ÖPUL), „Verzicht auf ertragssteigernde Betriebsmittel auf Ackerflächen“ (Maßnahme 3 des ÖPUL) oder „Verzicht auf Fungizide auf Getreideflächen“ (Maßnahme 5 des ÖPUL). Dies reduziert den Ernteertrag je Hektar Agrarfläche. Andererseits enthält das ÖPUL auch ertragssteigernde Anreize, sowohl durch die Förderung einer zeitlich intensiveren Nutzung der Flächen durch integrierte Fruchtfolgen als auch durch die Förderung schwer nutzbarer Flächen zu bewirtschaften (z.B. Maßnahme „Mahd von Steilflächen“). Aufgrund einer fünf- bzw. sechsjährigen Verpflichtungsdauer zur Teilnahme (Mindestteilnahmedauer) am ÖPUL und der vorläufigen Begrenzung des ÖPUL auf 31.12.2013³ ist ein aktueller Einstieg nicht mehr möglich.

Neben Anreizen für bestimmte Bewirtschaftungsweisen von landwirtschaftlichen Betrieben mit all seinen Auswirkungen auf die Rohstoffbereitstellung forciert das LE07-13 auch Nebentätigkeiten von Landwirten zur Diversifikation der landwirtschaftlichen Einkommen. Als einzige Fördermaßnahme zur Forcierung von eigenen landwirtschaftlichen Initiativen zur Biogasproduktion in diesem Programm („Landwirte als Biogasproduzenten“) ist die Maßnahme „Diversifizierung hin zu nichtlandwirtschaftlichen Tätigkeiten“ (M311) zu sehen.⁴ Die prinzipielle, maximale Förderintensität dieses Programms beträgt für Investitionsvorhaben 40% der anrechenbaren Kosten, die Förderung für Biogas im Speziellen wird unter Anwendung des Berechnungsschemas gemäß der Förderungsrichtlinie 2002 für die Umweltförderung im Inland (N 350/2005) gewährt. Die Förderung für Personalaufwand (Start- und Existenzhilfe) wird über drei Jahre gestaffelt und beträgt im ersten Jahr max. 75 %, im zweiten Jahr max. 50 % und im dritten Jahr max. 25 % des förderbaren Aufwandes. Laut Auskunft der Landwirtschaftskammer Steiermark ist die Anzahl der unter diesem Regime geförderten Anlagen derzeit sehr gering⁵, auch bedingt durch eingeschränkte Fördermittel. Zudem wird diese Förderung auf jene Anlagen limitiert, welche ausschließlich Wirtschaftsdünger sowie Pflanzen aus Grünland- und Ackernutzung einschließlich deren Silage sowie feld- und hoffallende Ernterückstän-

¹ Siehe BMLFUW (2007): Sonderrichtlinie des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft für das Österreichische Programm zur Förderung einer umweltgerechten, extensiven und den natürlichen Lebensraum schützenden Landwirtschaft; GZ BMLFUW-LE.1.1.8/0014-II/8/2010; Wien.

² Maßnahme ;M 214 des LE07-13

³ Siehe ÖPUL 2007 – allgemeine Teilnahmebedingungen; http://www.ama.at/Portal.Node/ama/public?gentic.rm=PCP&gentic.pm=gti_full&p.contentid=10008.56401&MEB_Allg.pdf ; 02.02.2011.

⁴ Siehe BMLFUW (2009): Österreichisches Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums 2007-2013; Fassung nach 3. Programmänderung; zuletzt geändert mit Entscheidung K(2009)10217 vom 14.12.2009; Wien.

⁵ Im Zeitraum 2007-2009 wurde österreichweit unter der Maßnahme 311 die Errichtung von sieben Biogasanlagen (3 Burgenland, 1 Kärnten, 2 Oberösterreich, 1 Steiermark) gefördert. Siehe dazu BMLFUW (2011): Evaluierungsbericht 2010 – Halbzeitbewertung für das Österreichische Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums, S. 380.

de einsetzen.¹ Zusätzlich zu einigen Maßnahmen des LE07-13, so auch zur Maßnahme M311, können national finanzierte Zuschläge („Top-Ups“) gewährt werden.² Dabei zählt der Agrarinvestitionskredit zu den einzigen Top-Ups, welche zusätzlich zu Landesmitteln auch durch Bundesmitteln finanziert werden. Präziser formuliert handelt es sich dabei um Zinszuschüsse zu langfristigen Krediten.

Weiters inkludiert die Agrarpolitik noch einige sonstige wichtige – aber in Bezug auf deren Größenordnung geringe – Förderungen. Relevant für die Rohstoffbereitstellung erscheinen dabei Zuschüsse zu Prämien für Ernte- und Risikoversicherungen oder Mineralölsteuerrückvergütung für Agrardiesel. Diese Förderungen erhöhen die Rentabilität landwirtschaftlicher Rohstoffproduktion und damit die Versorgungssicherheit für Biogasherstellungsprozesse.

Nicht klassisch agrarpolitisch – jedoch ebenso wie agrarpolitische Rahmenbedingungen relevant für die Bereitstellung von Rohstoffen – sind abfallwirtschaftliche Regelungen. Diese sind meist ordnungspolitischer Natur, meist zurückgehend auf europäische Initiativen hin implementiert, und daher wiederum europaweit ähnlich. In Österreich sind in diesem Kontext das Abfallwirtschaftsgesetz³, die Deponieverordnung⁴ und die Verordnung über die getrennte Sammlung biogener Abfälle⁵ zu nennen.

Ebenfalls nicht klassisch agrarpolitisch, jedoch einen Einfluss auf das landwirtschaftliche Einkommen ausübend und damit für die allgemeine und regionale Versorgungssicherheit mit Rohstoffen relevant ist die obligatorische Verwendung von mindestens 30 % Gülle bei Biogasanlagen < 250 kW, sollte der daraus erzeugte Strom unter dem Ökostromregime förderbar sein.⁶ Ebenso nachfrageerhöhend für landwirtschaftliche Erzeugnisse ist die Tatsache, dass sich die Einspeisetarife bei Einsatz von anderen als rein-landwirtschaftlichen Substrat-Einsatzstoffen um 20 % reduziert.⁷

¹ Siehe dazu BMLFUW (2011): Evaluierungsbericht 2010 – Halbzeitbewertung für das Österreichische Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums, S. 379.

² Siehe Sonderrichtlinie des Bundesministers zur Umsetzung von Maßnahmen im Rahmen des Österreichischen Programms für die Entwicklung des ländlichen Raums 2007 – 2013 – „sonstige Maßnahmen“;

GZ BMLFUW-LE.1.1.22/0012-II/6/2007 idF GZ BMLFUW-LE.1.1.22/0007-II/6/2009, Seite 13

³ BGBl. I Nr. 102/2002 (idF 54/2008)

⁴ BGBl. II Nr. 39/2008

⁵ BGBl. Nr. 68/1992 (idF 456/1994)

⁶ Für eine ausführliche Beschreibung dessen siehe Anhang Kapitel 6

⁷ Für eine ausführliche Beschreibung dessen siehe Anhang Kapitel 6

Für Biogaserzeugung relevante Maßnahmen der Agrarpolitik	Auswirkungen auf Biogaserzeugung
"Einheitliche Gemeinsame Marktorganisation" (GMO)	Minderung von Preisvolatilitäten von landwirtschaftlichen Rohstoffen; dadurch Erhöhung der Angebotsstabilität
"Einheitliche Betriebsprämie" (EBP)	Kein Anreiz zur weiteren Intensivierung der Landwirtschaft, daher kein Anreiz zur Ausdehnung der Rohstoffbereitstellung
Tierprämie	Tendenziell Steigerung des Gülleangebots
Produktprämie	Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Stärkeerdäpfeln
"Ausgleichszulage" (AZ)	Anreiz auch nicht rentable landwirtschaftliche Flächen zu bewirtschaften, daher Ausdehnung des Rohstoffangebots
"Österreichische Programm für eine umweltgerechte und den natürlichen Lebensraum schützende Landwirtschaft" (ÖPUL)	Beiderseits Anreize zur Intensivierung (z.B. Fruchtfolge) als auch zur Extensivierung (z.B. Verzicht auf chemisch-synthetische Pflanzenschutzmittel) der Landwirtschaft, daher positive als auch negative Auswirkungen auf die Rohstoffbereitstellung
Maßnahme "Diversifizierung hin zu nicht landwirtschaftlichen Tätigkeiten" (M311 des LE 07-13)	Anreiz für "Landwirte als Biogasproduzenten"
Ernte- und Risikoversicherungen	Einkommenssicherheit für Rohstoffproduzenten und daher Erhöhung der langfristigen Rohstoffversorgungssicherheit

Tabelle 15– Übersicht über für Biogaserzeugung relevante Maßnahmen der Agrarpolitik und ihre Auswirkungen auf die Biogaserzeugung

5.5.1.2 Agrarpolitik – Schlussfolgerungen und Vorschläge zur Instrumentenreform

Da die Agrarpolitik auf europäischer Ebene geregelt ist, gibt es in diesem Bereich generell beschränkten nationalen Instrumentenspielraum, allerdings haben die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten bzw. deren Subverwaltungseinheiten die Kompetenz für Akzentuierungen der einzelnen Förderprogramme. Während Aktionen der GMO auf europäischer Ebene zentral geregelt sind und dies keinen nationalen Einfluss zulässt, erlaubt die EBP durch die Festsetzung von Fördervoraussetzungen¹ eine Beeinflussung der Förderhöhe durch EU-Mitgliedsstaaten sowie beispielsweise im Falle Österreichs auch der Bundesländer. Den größten nationalstaatlichen Spielraum bietet die zweite Säule der GAP. Zwar in den Grundzügen durch die EU einheitlich vorgegeben, fällt den Nationalstaaten eine wesentliche Rolle in der letztendlichen Do-

¹ Siehe näheres dazu in Anhang Kapitel 6

tierung sowie in der Detailausgestaltung und Prioritätensetzung zu. Österreich wendet dabei zur Entwicklung des ländlichen Raums unter Verwendung von nationalen und EU Finanzmitteln in Relation zu seiner Landesgröße eine relativ hohe Summe auf (ca. € 8 Mrd. im Zeitraum 2007-2013)¹. Die Prioritätensetzung erfolgt jedoch nicht zugunsten der Förderung von Landwirten als Biogasproduzenten. Hier wäre eine stärkere Konzentration der Mittel wünschenswert, zumal auch bis zum Ende der aktuellen GAP-Periode dafür nur mehr sehr geringe Finanzmittel vorgesehen sind. Statt Förderung von Landwirten als Biogasproduzenten gehen die Anreize der zweiten Säule sowie auch der ersten Säule der GAP in Richtung Regelung der Rohstoffbereitstellung und Rohstoffpreise. Dabei führen die einzelnen Maßnahmen sowohl zu Anreizen zur Produktionsausdehnung als auch zu Anreizen der Produktionsreduktion. Aus der Summe der Anreize der GAP lässt sich daher schließen, dass diese Rahmenbedingungen in ihrer österreichischen Detailausgestaltung eine Steigerung der Biogaserzeugung weder behindern noch aktiv forcieren.

5.5.2 Energiepolitik

5.5.2.1 Status Quo

In Österreich gibt es eine Reihe von energiepolitischer Rahmenbedingung für die Förderung von Biogasanlagen. Neben politischen Zielsetzungen wie in der Klimastrategie 2007, die als einen neuen Schwerpunkt die Verwendung von Biogas im Verkehrssektor seitens der Umweltförderung Inland (UFI)vorsieht oder die Verbreitung von relevantem Know-how durch das klima:aktiv Programm sind die konkreten energiepolitische Rahmenbedingungen vor allem von fiskalpolitische Anreizen geprägt. Auch auf Ebene der Bundesländer gibt es Fördermöglichkeiten, die sich meist aber auf Pilotanlagen beziehen. Ausgenommen ist die Anerkennung eines Biogas-Erdgasgemischs in Oberösterreich für den Erhalt der Wohnbauförderung für Neubauten. Investitionsförderungen werden in einigen Fällen von den Landwirtschaftskammern ausbezahlt, aber im Speziellen vom Bund über (UFI) gewährt. Wenn eine Anlage unter das Abfallwirtschaftsgesetz (AWG) fällt, wird sie ausschließlich vom Bund gefördert. Anlagen, die nicht unter das AWG fallen, können Mittel aus dem Österreichischen Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums 07-13 beziehen (siehe Anhang Kapitel 6.2).

5.5.2.2 Ökostromgesetz

Für Anlagen, die Biogas verstromen bietet das Ökostromgesetz garantierte Einspeisetarife, die jedoch in der Vergangenheit oft zu niedrig angesetzt war. Auch ist das Gesamtbudget der verfügbaren Ökostrommittel gedeckelt. Die Novelle des Ökostromgesetzes vom Oktober 2009 sieht neben einem KWK Bonus von 2 Cent/KWh, der gewährt wird, wenn ausschließlich Biogas oder flüssige Biomasse verwendet wird, einen Technologiebonus von 2 Cent/KWh vor. Dieser Bonus ist für Anlagen vorgesehen, die Biogas in das Gasnetz einspeisen (und dadurch die Möglichkeit der Verstromung dort besteht, wo die Wärme genützt werden kann). Die Ökostromverordnung 2011 sieht vor, dass bei Anlagen auf Basis von fester oder flüssiger Biomasse, von Abfall mit hohem biogenen Anteil oder von Biogas sowie bei Mischfeue-

¹ Quelle: BMLFUW 2010b, S. 121

rungsanlagen die in der Verordnung bestimmten Preise nur dann zu gewähren sind, wenn ein Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% erreicht wird.

Tabelle 16 – Aktuelle Ökostrom-Einspeisetarife [vgl. Ökostromverordnung 2011]

Anlagen mit einer Engpassleistung bis 250 kW	18,5 Cent/kWh
Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 250 bis 500 kW	16,5 Cent/kWh
Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 500 kW	13,0 Cent/kWh

Diese Preise sind nur unter der Bedingung zu gewähren, dass tierischer Wirtschaftsdünger mit einem Masseanteil von mindestens 30% eingesetzt wird. Der Nachweis über den Einsatz der Substrat-Einsatzstoffe gemäß dem ersten Satz ist der Ökostromabwicklungsstelle für jedes abgelaufene Kalenderjahr bis spätestens Ende Jänner des darauffolgenden Jahres zu erbringen. Bei Einsatz von anderen als rein landwirtschaftlichen Substrat-Einsatzstoffen werden die in Abs. 1 festgesetzten Preise um 20% reduziert.

Relevant in Bezug auf Biogasproduktion ist auch der Rohstoffzuschlag des Ökostromgesetzes¹. Dieser sollte Preissteigerungen von Rohstoffen ausgleichen, damit Biogasanlagen kostendeckend betrieben werden können. In der neuesten Novelle des Ökostromgesetzes² wird dieser jedoch nur noch für jene Anlagen gewährt, welche bereits zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 114/2008³ über einen Vertrag einer Ökostromabnahme mit der Ökostromabwicklungsstelle verfügten. Der Höchstbetrag von 4 Cent/kWh zusätzlich zu den Ökostromtarifen ist daher nicht für Neuanlagen anwendbar. Überdies ist der Gesamtbetrag, welcher zur Gewährung des Rohstoffzuschlags verwendet wird, limitiert: Bei Überschreitung dieses Betrages wird der Rohstoffzuschlag aliquot gekürzt. Damit federt dieses Instrument zwar Preissteigerungen von Inputrohstoffen ab, führt jedoch aufgrund der Möglichkeit der aliquoten Kürzung bei gleichzeitig unveränderten Preissteigerungen bzw. der nach oben begrenzten Limitierung bei gleichzeitig nahezu unbegrenzt möglichen Preissteigerungen zu Unsicherheiten über zukünftige Ertragsverhältnisse.

5.5.2.3 Umweltförderung im Inland

Für Biogasanlagen, die Biogas ins Erdgasnetz einspeisen, wurden über die **neue Umweltförderung Inland** Förderschwerpunkte Anreize geschaffen. Der erste Schwerpunkt „Herstellung von biogenen Brenn- und Treibstoffen“ fördert Biogasanlagen zur Biomethanherzeugung inkl. der Aufbereitungstechnologie für die Einspeisung in ein Gasnetz oder zur Nutzung als Treibstoff. Die Fördervoraussetzung ist, dass die Anlage unter das Abfallwirtschaftsgesetz fällt. Die zum Einsatz kommenden Rohstoffe müssen regional aufgebracht werden. Die Transportdistanz darf maximal 100 km betragen. Die Rohstoffaufbringung und die gesamte Treibhausgasbilanz der

¹ Langtitel: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden.

² BGBl. I Nr. 104/2009

³ Anmerkung: Ökostromgesetz idF BGBl I Nr. 114/2008

erzeugten Biokraftstoffe müssen den Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen genügen. Fördervoraussetzung ist, dass die Anlagen einen operativen Gewinn machen. Bislang konnte laut Auskunft der Abwicklungsstelle KPC noch keine Biogasanlage die Förderkriterien erfüllen und auch die in diesem Projekt untersuchten Anlagen erfüllen die Kriterien nicht (siehe Anhang 6.2.1). Weiteres fördert der Schwerpunkt „Energetische Verwertung von biogenen Roh- und Reststoffen“ die thermische Behandlung mit ausschließlich biogenen Roh- und Reststoffen befeuerte Anlagen und andererseits die Vergärung in Biogasanlagen, die biogene Roh- und Reststoffe einsetzen und deren Stromgewinn nicht als „Ökostrom“ klassifiziert wird. Außerdem besteht die Möglichkeit Maßnahmen zur Substitution fossiler Brennstoffe durch biogene Roh- und Reststoffe im anteiligen Ausmaß der Abfälle biogenen Ursprungs zu fördern. Weitere energiepolitische Rahmenbedingung für Biogas in Österreich ist die Mineralölsteuerbefreiung. Auch ist reines Biogas von der Erdgasabgabe befreit.

5.5.2.4 Klimastrategie: Aufkommensneutraler Ausbau des Einsatzes von Biogas im Verkehrssektor¹

Die Klimastrategie 2007 sieht als einen neuen Schwerpunkt die Verwendung von Biogas im Verkehrssektor vor. Dies umfasst einen aufkommensneutralen Ausbau des Einsatzes von Biogas im Verkehrssektor – wie die Schaffung einer Methan-Kraftstoffsorte mit mindestens 20% Bio-Methananteil bis 2010. Weiters sollen in der Raumplanung rechtliche, technische und wirtschaftliche Voraussetzungen für die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze geprüft werden. Auch die Bereitstellung eines flächendeckenden Netzes von E85- sowie Methangastankstellen bis 2010 und die Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Biogas-Einspeisung ist vorgesehen.

5.5.2.5 Biogas – das Programm (Im Rahmen von klima:aktiv)

Dieses Programm² intendiert die Förderung von Errichtungen und den erfolgreichen Betrieb von Biogasanlagen durch Verbreitung von relevantem Know-how. Dies wird erreicht durch:

- Veranstaltungen, Kongresse etc., um wichtige Akteure (Anlagenbetreiber, Planer, Behörden) zu vernetzen.
- Weiterbildung durch spezielle Seminare.
- Gezielte Aufbereitung und Verbreitung von vorhandenem Wissen.
- Verbesserungen des Images von Biogas.
- Erhebung des Forschungsbedarfs aus der Praxis und Weiterleitung an die Forschung.

5.5.2.6 Modell Oberösterreich: Anerkennung eines Biogas/Erdgas Gemischs für den Erhalt der Wohnbauförderung im Neubau

Seit Juli 2009 bietet die Erdgas OÖ ein Unternehmen der OÖ. Ferngas AG, als erster Energieversorger in Österreich ein Biogas-Erdgas-Gemisch im Verhältnis 3:7 um 1,38 Cent/kWh brutto Aufschlag an. Die Beimischung von 30 Prozent. Das Biogas-Erdgasgemisch entspricht gleichzeitig den Umweltvorgaben der Wohnbauförderung

¹ Siehe Anpassung der Klimastrategie 2007

² <http://www.klimaaktiv.at/article/archive/12107/> ; 7.4.2009

des Landes Oberösterreich für Neubauten. Erdgas-Kunden können nun auf zwei Arten die Kriterien zum Erhalt einer Wohnbauförderung erfüllen: einerseits, wie bisher, durch die effiziente Kombination eines Erdgas-Brennwertgerätes mit einer Solaranlage oder andererseits durch das neue Biogas. Inzwischen wird das Biogas-Erdgas-Gemisch auch im Verhältnis 6:4 angeboten. In anderen Bundesländern wurden ähnliche Modelle diskutiert aber noch nicht umgesetzt.

5.5.2.7 Energiepolitik – Schlussfolgerungen und Optionen für Instrumentenreform

Eine Reformoption bei relevanten Instrumenten der Agrarpolitik ist die Gewährung der „Investitionsförderung“ (Maßnahme „Diversifizierung hin zu nichtlandwirtschaftlichen Tätigkeiten“ des Programms LE 07-13) auch für jene Anlagen, welche nicht Strom aus Biomethan produzieren, sondern dieses in das Erdgasnetz einspeisen.

Was die Verstromung betrifft, haben in der Vergangenheit die Einspeisetarife in vielen Fällen nicht ausgereicht. Hier sind ausreichend hohe Einspeisetarife und finanzielle Mittel vorzusehen. Eine weitere Reformoption ist die Erhöhung der Investitionssicherheit bei mit Biogas betriebenen Ökostromanlagen. Diese betrifft insbesondere den Rohstoffzuschlag. Dabei sollte ein Investor bereits im Vorhinein vollständige Informationen darüber haben, wie hoch der Zuschlag bei einer gewissen Preissteigerung von Inputrohstoffen sein wird.

Für Biogasanlagen, die Biogas ins Erdgasnetz einspeisen, wurden über neue Umweltförderung Inland Förderschwerpunkte Anreize geschaffen. Dennoch konnte bislang noch keine Biogasanlage die Förderkriterien erfüllen. UFI –Förderungen wurden nur unter als Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen gewährt, für die diese Förderkriterien nicht gelten.

In Oberösterreich wurde ein Erdgas/Biogas Gemisch geschaffen, das etwas teurer ist als reines Erdgas. Dieses Erdgas/Biogas Gemisch wird für den Erhalt der Wohnbauförderung anerkannt. Eine Reihe von in diesem Projekt untersuchten Biogasanlagen können über den höheren Preis dieses Gemisches operative Gewinne machen und somit UFI Förderungen beziehen, was in einige Fällen dazu führt, dass die Gesamtkosten einer Anlage (Investitionskosten plus deren Betrieb) gedeckt werden (siehe Anhang 6.2.1). Der UFI Förderschwerpunkt „Herstellung von biogenen Brenn- und Treibstoffen“ kann daher nur in Kombination mit Modellen, wie beispielsweise in Oberösterreich, Förderungen gewähren. Dieses Modell könnte daher auch eine attraktive Option für andere Bundesländer sein und die Anerkennung von Biogas/Erdgasgemischen sollte daher auch in anderen Bundesländern diskutiert werden.

Biogas in reiner Form ist von der Erdgasabgabe befreit. Bei einem Biomethan/Erdgas Gemisch jedoch ist der Biomethan Anteil nicht befreit. Zur Unterstützung des Aufbaus eines „Bio-CNG“-Marktes ist eine Befreiung des Biomethananteiles überlegenswert. Wie in Deutschland mit der Gasnetzzugangsverordnung (siehe Anhang 6) könnte auch in Österreich eine verpflichtende Abnahme des Biogases in Erwägung gezogen werden.

5.6 Marktwirkung der Ergebnisse und Zukunftsperspektiven in der Energiewirtschaft

5.6.1 Zielsetzung

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Untersuchung der möglichen Marktwirkung von Biomethan. Es werden zukünftige Perspektiven für die Verwendung von Biomethan aufgezeigt, indem aktuelle und zukünftige Entwicklungen in der Energiewirtschaft analysiert werden. Als Grundlage für die Darstellung der Marktwirkung von Biomethan wird die derzeitige und die mögliche zukünftige Bedeutung von Erdgas in den Märkten für Strom, Wärme und Treibstoff untersucht.

Zur Beschreibung der Marktwirkung von Biomethan wird der Zusammenhang zwischen dem Biomethanpotential und den damit verbundenen Kosten in sogenannten „Cost-Supply-Curves/Kosten-Angebotskurven“ dargestellt. Als weiteres Kriterium zur Bewertung der Marktwirkung werden die Treibhausgasreduktionskosten beim Einsatz von Biomethan in den Märkten für Strom, Wärme und Treibstoff im Vergleich zu Erdgas und anderen ausgewählten Energieträgern bestimmt. Die Grundlagen zur Bestimmung der Marktwirkung wurden im Projekt in den Abschnitten:

- „Kosten und Potentialanalyse der Gärrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses“,
 - „Ökologische Analyse“ und
 - „Betriebswirtschaftliche Analyse“
- erarbeitet.

5.6.2 Bestehende Märkte für Erdgas

Im Jahr 2008 betrug der Erdgasverbrauch ca. 316 PJ. Das entspricht 22% des gesamten Erdgasverbrauchs in Österreich von 1.430 PJ [vgl. Statistik Austria 2010a]. Davon wurden

- 71 PJ im Sektor Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasser,
- 60 PJ in KWK-Anlagen,
- 59 PJ in Industrieöfen,
- 47 PJ zur Dampferzeugung,
- 30 PJ in Kraftwerken und
- 10 PJ in Heizwerken eingesetzt.

Der Sektor Verkehr weist für den Gastransport in Rohrfernleitungen einen Erdgasverbrauch von 10 PJ auf, der Anteil von Erdgasfahrzeugen ist sehr gering (etwa 0,05 PJ/a). Diagramm 22 zeigt die Entwicklung des Erdgasverbrauchs von 1995 – 2008. In der Folge wird der Erdgasverbrauch für die Bereiche Strom, Wärme und Treibstoff im Detail dargestellt.

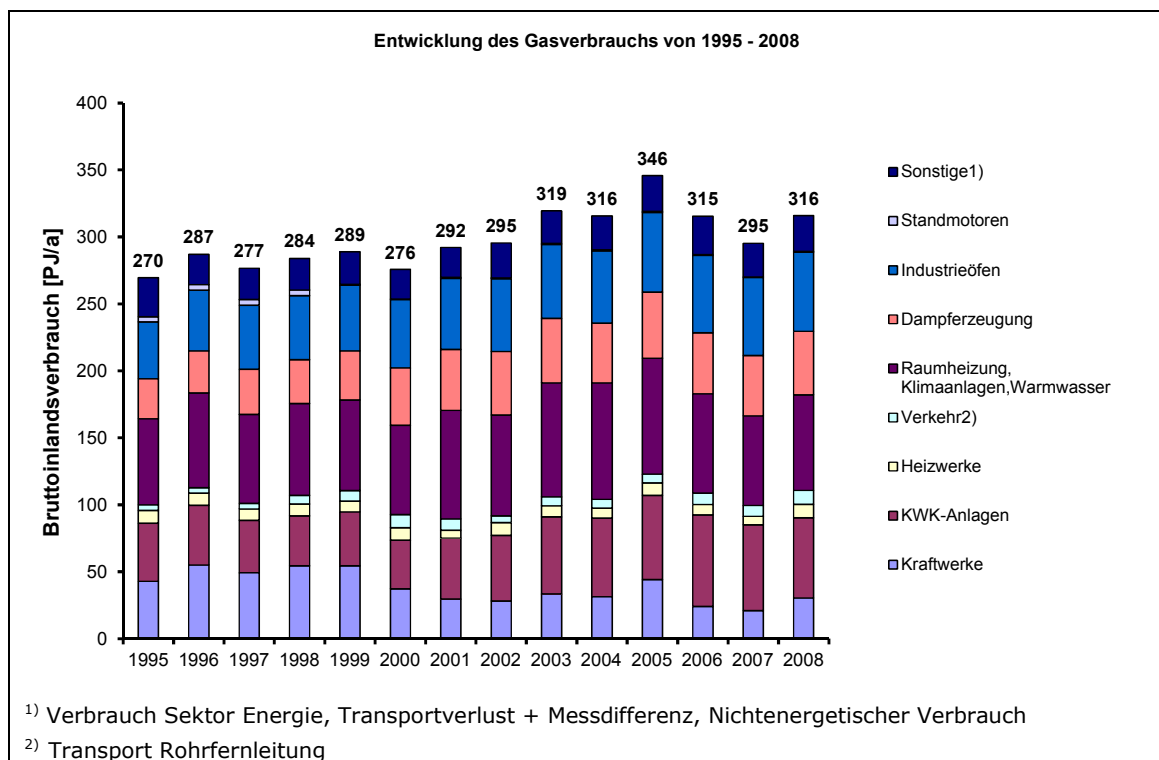


Diagramm 22 - Entwicklung des österreichischen Erdgasverbrauchs von Erdgas von 1995 bis 2008; Datenbasis [Statistik Austria 2010a]

5.6.2.1 Wärme-Markt

Im Bereich Wärme ist der Gasverbrauch der Sektoren

- Heizwerke,
- Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasser und
- KWK-Anlagen¹

zusammengefasst. Diagramm 23 zeigt die Entwicklung des Gasverbrauchs im Wärmesektor von 1995 bis 2008.

Im Jahr 2008 betrug der Gasverbrauch für die Wärmebereitstellung insgesamt 111 PJ. Das entspricht 29% des gesamten Brennstoffverbrauchs für die Wärmebereitstellung in Österreich mit 398 PJ. Den größten Anteil macht davon der Verbrauch für die Raumheizung aus. Diagramm 24 zeigt eine Aufteilung nach Energieträgern für Raumheizungen in Österreich. 26% der installierten Heizungen wurden 2007/2008 mit Erdgas betrieben.

¹ Zur Abschätzung wurden 50% des Erdgasverbrauchs von KWK-Anlagen der Stromerzeugung und 50% der Wärmeerzeugung zugeordnet.

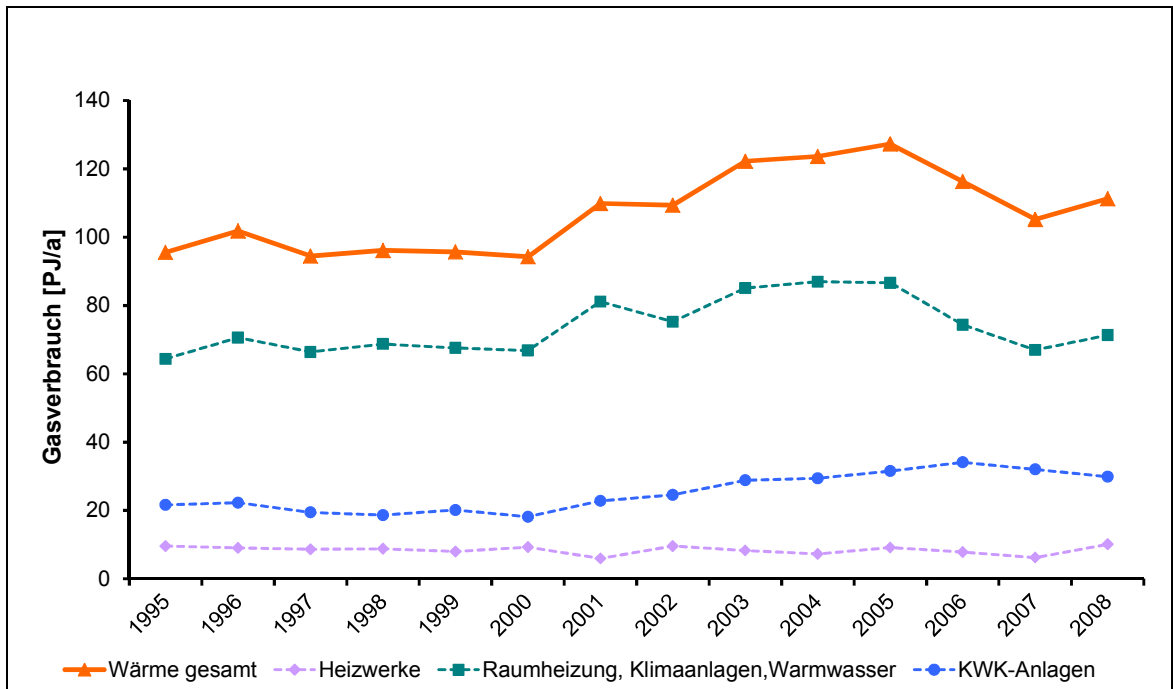


Diagramm 23 - Entwicklung des Gasverbrauchs in Österreich im Wärmesektor von 1995 bis 2008; Datenbasis [Statistik Austria 2010a]

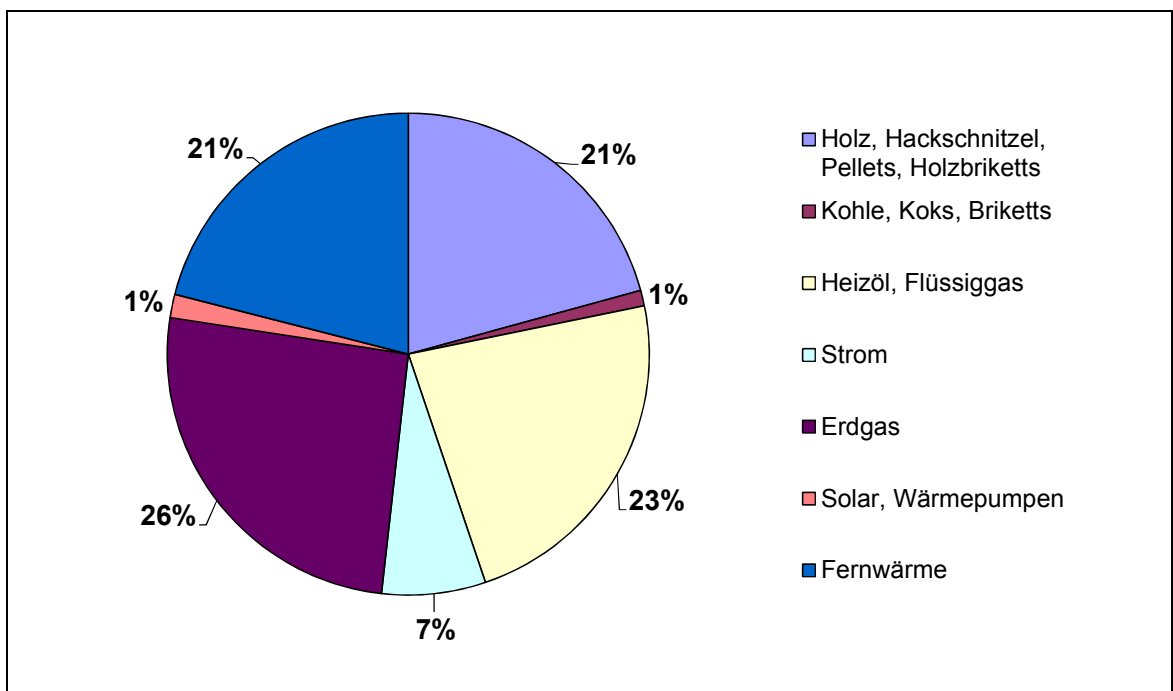


Diagramm 24 - Anteile der Energieträger für Raumheizungen in Österreich auf Basis der installierten Anzahl an Heizungsanlagen für 2007/2008; Datenbasis [Statistik Austria 2010b]

5.6.2.2 Strom-Markt

Im Bereich Strom ist der Gasverbrauch für

- Kraftwerke und
- KWK-Anlagen¹

zusammengefasst. Diagramm 25 zeigt die Entwicklung des Gasverbrauchs in Österreich im Elektrizitätssektor von 1995 – 2008.

Im Jahr 2008 betrug der Gasverbrauch für die Stromerzeugung insgesamt 60 PJ. Das entspricht 18% des gesamten Brennstoffverbrauchs zur Stromerzeugung in Österreich mit 322 PJ (Thermische Kraftwerke + Wasserkraft und andere erneuerbare).

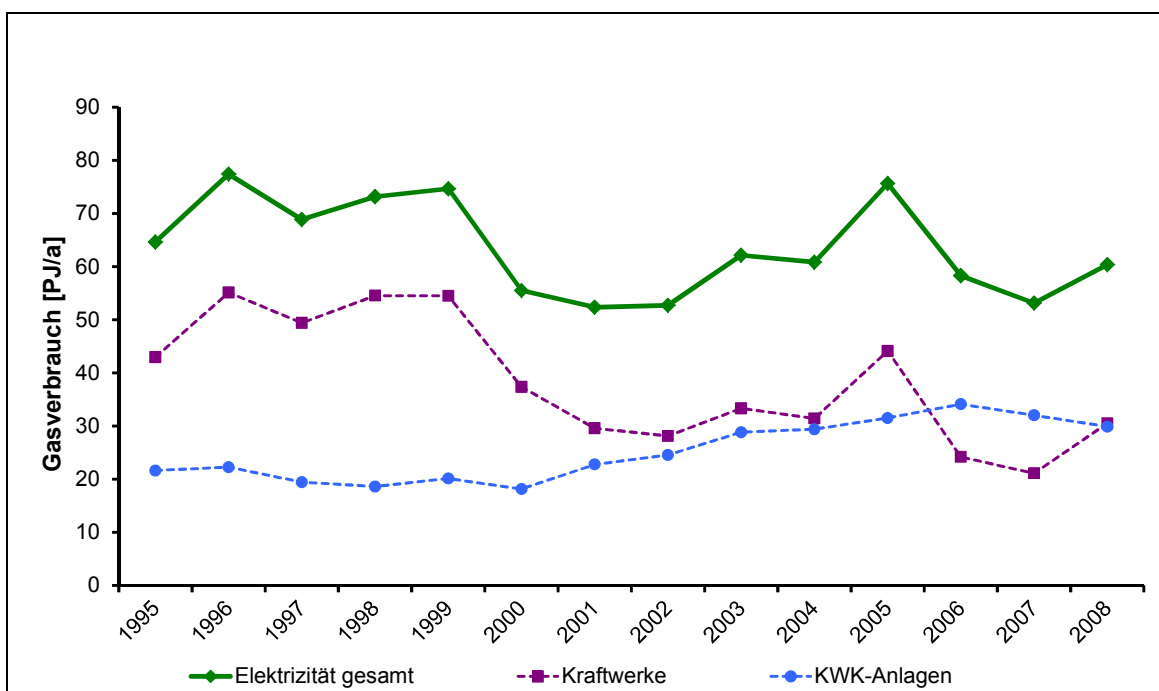


Diagramm 25 - Entwicklung des Gasverbrauchs in Österreich im Elektrizitätssektor; Datenbasis [Statistik Austria 2010a]

5.6.2.3 Treibstoff-Markt

Im Sektor Verkehr wird 2008 ein Erdgasverbrauch von ca. 10 PJ Erdgas ausgewiesen. Wie in Diagramm 26 dargestellt, wird im Sektor Verkehr der Gasverbrauch für den Transport in Rohrfernleitungen (d.h. Aufwendungen für den Gasnetzbetrieb) und sonstigen Landverkehr (d.h. Gasfahrzeuge) angegeben.

Der Erdgasverbrauch für Gasfahrzeuge betrug 45 TJ im Jahr 2008 im Vergleich zu einem Erdgasverbrauch von 10.370 TJ für den Gasnetzbetrieb. Die Statistik Austria unterscheidet bei der Erhebung des Kraftfahrzeugbestands in Österreich seit 2006 in der Kategorie Gas zwischen Flüssiggas (LPG²), Erdgas (CNG¹), bivalent Benzin-Erdgas (CNG) und bivalent Benzin-Flüssiggas (LPG).

¹ Zur Abschätzung wurden 50% des Erdgasverbrauchs von KWK-Anlagen der Stromerzeugung und 50% der Wärmeerzeugung zugeordnet.

² LPG: Liquefied petroleum gas

Diagramm 27 zeigt die Entwicklung von Erdgasfahrzeugen für die Kategorien Erdgas (CNG) und bivalent Benzin-Erdgas (CNG), die für diese Studie relevant sind. Insgesamt gab es 3003 CNG-Fahrzeuge im Jahr 2009. Im Vergleich wurden 2006 erst 385 CNG-Fahrzeuge registriert. Trotz einer Verzehnfachung von CNG-Fahrzeugen in Österreich in 3 Jahren machen CNG-Fahrzeugen nur einen sehr kleinen Anteil der Kraftfahrzeuge in Österreich aus. 2009 gab es in Österreich fast 6 Mio. Kraftfahrzeuge, davon 4,4 Mio. PKW.

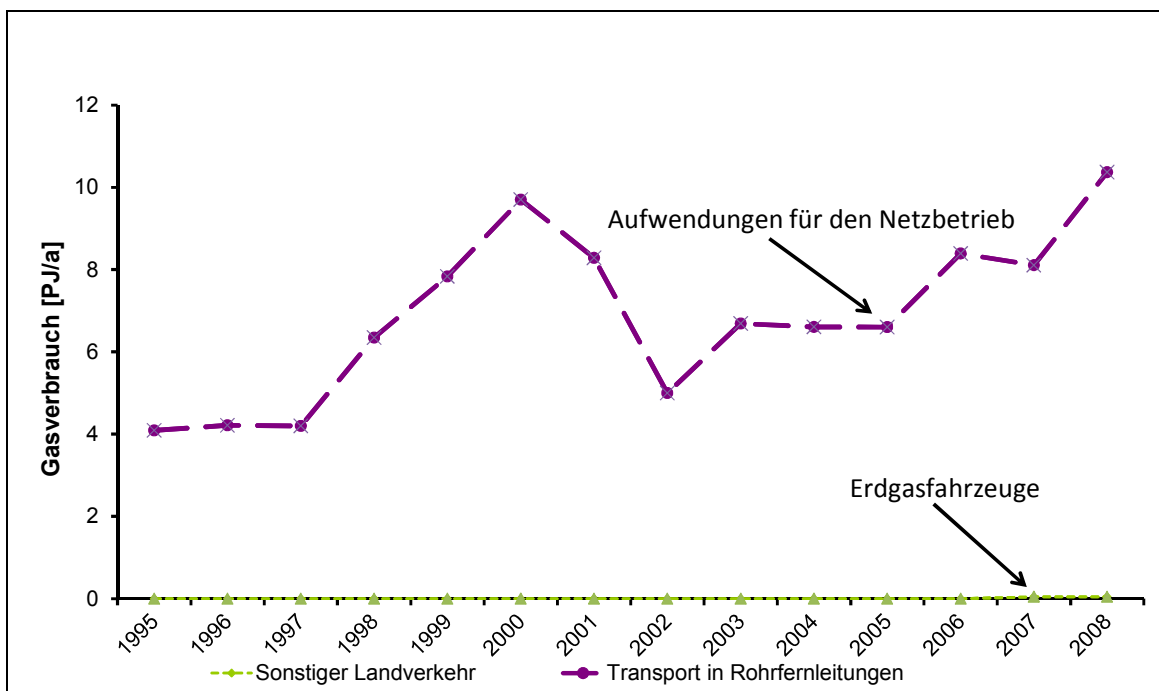


Diagramm 26 - Entwicklung des Gasverbrauchs ausgewiesen im Verkehrssektor. Beinhaltet sowohl Aufwendungen für den Netzbetrieb als auch für Erdgasfahrzeuge. Datenbasis [Statistik Austria 2010a]

¹ CNG: Compressed natural gas

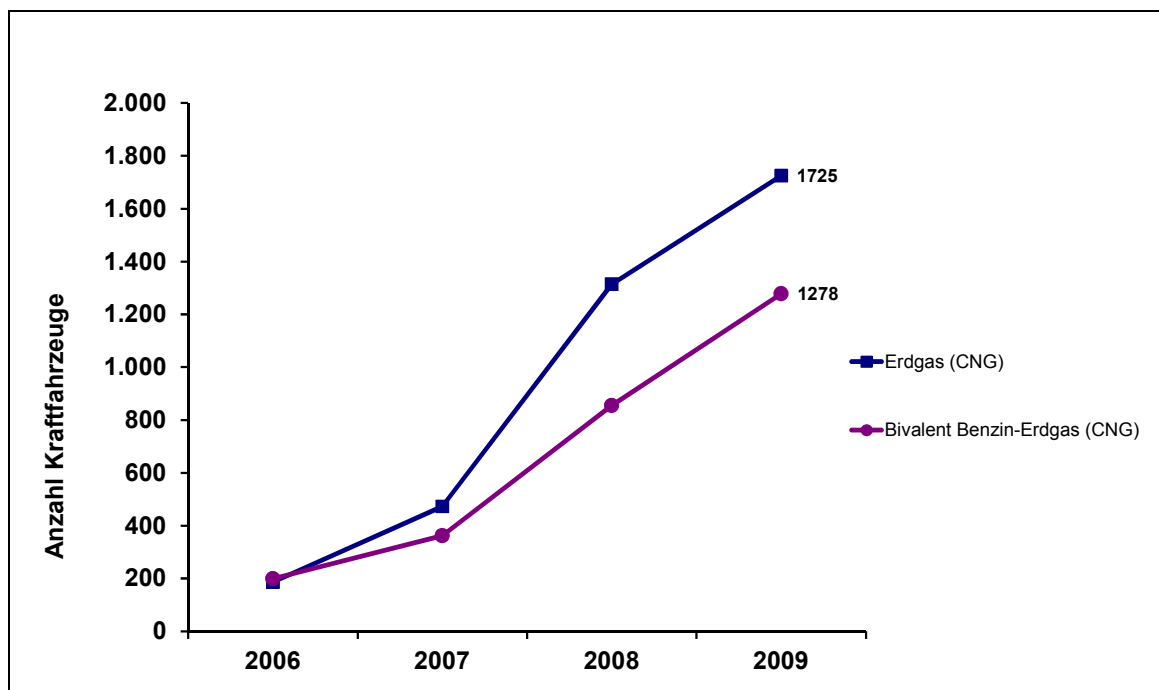


Diagramm 27 - Entwicklung der Anzahl an Erdgasfahrzeugen in Österreich von 2006 bis 2009; Datenbasis [Statistik Austria 2010c]

5.6.3 Marktwirkung von Biomethan

Die Ergebnisse zur Marktwirkung von Biomethan werden anhand des Biomethanpotentials für Österreich, den Zusammenhängen zwischen den Biomethankosten und des Biomethanpotentials für die untersuchten Nutzungspfade und den Zusammenhängen zwischen Treibhausreduktionskosten und Treibhausgasreduktionspotentials dargestellt.

5.6.3.1 Biomethanpotenzial

Ein Zielwert für die Nutzung von Biomethan in Österreich im Jahr 2020 ist in der Energiestrategie Österreich [vgl. Lebensministerium + BMVIT 2010] mit 29 PJ/a dargestellt.

Die Untersuchungen in diesem Projekt ergaben ein Biomethanpotenzial von 43 PJ/a. Die volkswirtschaftlichen Untersuchungen wurden im Projekt für eine Biomethaneinspeisung von 18 PJ/a durchgeführt, was ca. 5% des derzeitigen Gasverbrauchs entspricht (Siehe Abschnitt 5.7).

Diese Einspeisemenge scheint auf Grund des erhobenen Biomethanpotenzials von 43 PJ/a möglich. Auch die in der Energiestrategie für 2020 angestrebten 29 PJ liegen unter dem im Projekt erhobenen Biomethanpotenzial.

Die Energiestrategie Österreich hat auch Zielvorgaben für Biomethan im Transportsektor. Die Biomethanverwendung soll im Transportsektor durch die Markteinführung eines Bio-CNG-Mischgaskraftstoffes gesteigert werden. Dieser Bio-CNG-Kraftstoff soll zwischen 20% und 100% Biomethan enthalten, der in etwas mehr als 200.000 Fahrzeugen (auf Basis Bio-CNG) im Fahrzeugbestand im Jahr 2020 genutzt werden soll [vgl. Lebensministerium + BMVIT 2010]. In Diagramm 28 ist der not-

wendige Anstieg an CNG-Fahrzeugen dargestellt, um im Jahr 2020 die 200.000 Fahrzeuge im Einsatz zu haben. Ausgehend von der Situation im Jahr 2009 mit 3003 CNG-Fahrzeugen müssten je nach Entwicklung

- bei einer linearen Zunahme jährlich 18.000 Neuzulassungen,
- bei einer exponentiellen Zunahme 1.400 Neuzulassungen im 1. Jahr bis 36.500 Neuzulassungen im Jahr 2019,

stattfinden. Im Jahr 2010 gab es in Österreich ca. 328.000 PKW-Neuzulassungen [vgl. Statistik Austria 2010d] davon waren 171 reine Erdgasfahrzeuge und 162 Fahrzeuge mit bivalentem Benzin-Erdgasbetrieb.

Um 200.000 Fahrzeuge mit Biomethan zu versorgen, benötigt man bei reinem Biomethanbetrieb ca. 6,7 PJ/a bzw. 1,3 PJ/a Biomethan¹ bei einem 20%igen Biomehananteil im Erdgas.

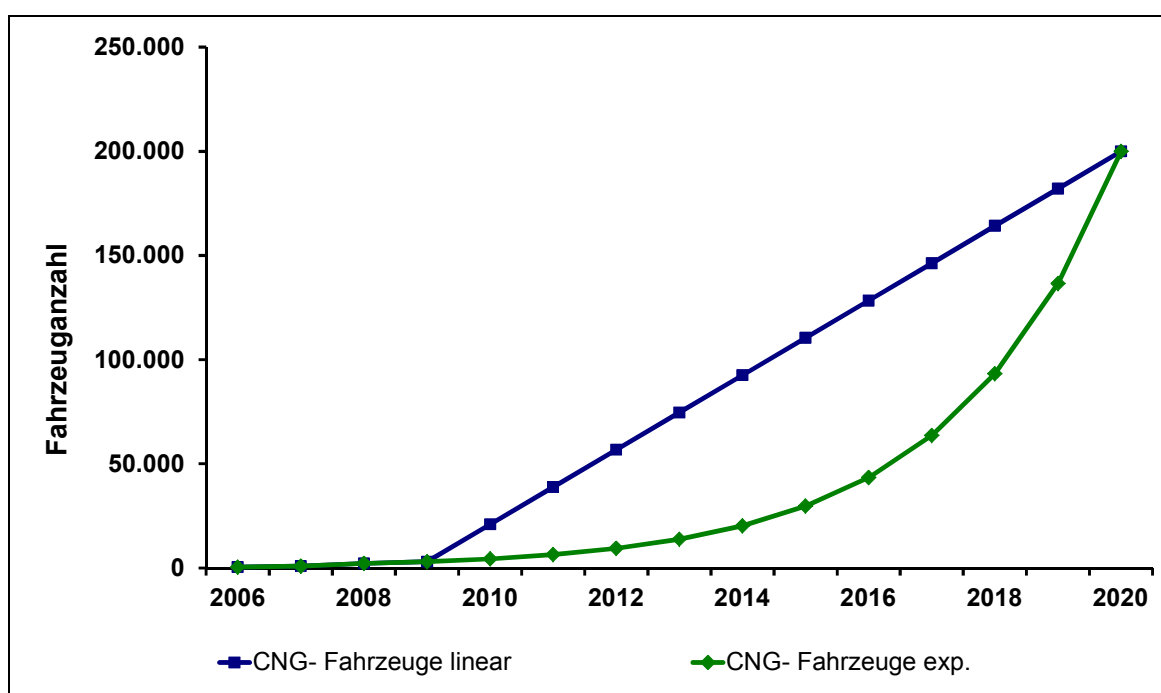


Diagramm 28 - Notwendige Zunahme an CNG-Fahrzeugen um im Jahr 2020 die 200.000 CNG-Fahrzeuge der Energiestrategie zu erreichen.

5.6.3.2 Biomethankosten und -potential der Biomethan-Erzeugungspfade

Zur Bestimmung der Marktwirkung für die untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade wurde im Projekt auch das Potenzial für jeden einzelnen Erzeugungspfad abgeschätzt. Dabei ist zu beachten, dass

- unterschiedliche Biomethan-Erzeugungspfade dieselben Rohstoffarten einsetzen (z.B. Mais, Wirtschaftsdünger, ...) bzw. die selben Flächen nutzen und

¹ Annahme: EURO 6 PKW mit einem Verbrauch von 0,66 kWh/km und einer Fahrleistung von 14.000 km/a.

- verschiedene Anlagenkonzepte mit unterschiedlicher Prozesswärmebereitstellung in den Erzeugungspfaden abgebildet sind, die aber die gleichen Rohstoffkombinationen einsetzen.

Aus diesem Grund dürfen in den folgenden Darstellungen die Potenziale der einzelnen Erzeugungspfade nicht aufsummiert werden.

Grundsätzlich ist die Marktwirkung von Biomethan abhängig von der verfügbaren Menge und den Kosten. Diagramm 29 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Potenzial und den Kosten am Punkt der Einspeisung ins Erdgasnetz für die 15 untersuchten Nutzungspfade.

Es können drei Gruppen von Erzeugungspfaden identifiziert werden:

1. Erzeugungspfade mit niedrigem Potenzial und hohen Kosten:

Die folgenden Pfade weisen ein Potenzial zwischen 0,14 PJ/a und 7 PJ/a und Gesteigungskosten über 11,9 €-cent/kWh_{H₂} auf:

- 7 Nm³/h Hühnermist und Schweinegülle
- 22 Nm³/h Wiesen gras
- 27 Nm³/h Wiesen gras
- 20 Nm³/h Rinder- und Schweinegülle
- 27 Nm³/h Rinder- und Schweinegülle
- 130 N³/h Integrierte Fruchtfolge und Stroh

2. Erzeugungspfade mit niedrigem Potenzial und mittleren Kosten:

Die folgenden Pfade weisen ein Potenzial zwischen 2 PJ/a und 4 PJ/a und Gesteigungskosten zwischen 5,5 €-cent/kWh_{H₂} und 6 €-cent/kWh_{H₂} auf:

- 400 Nm³/h Reststoffe
- 500 Nm³/h Reststoffe
- 300 Nm³/h Mais- und Rohglycerin
- 400 Nm³/h Zwischenfrüchte & Stroh

3. Erzeugungspfade mit hohem Potenzial und mittleren Kosten:

Die folgenden Pfade weisen ein Potenzial zwischen 14 PJ/a und 24 PJ/a und Gesteigungskosten zwischen 6,7 €-cent/kWh_{H₂} und 8,2 €-cent/kWh_{H₂} auf:

- 800 Nm³/h Integrierte Fruchtfolge
- 250 Nm³/h Integrierte Fruchtfolge und Stroh
- 250 Nm³/h Mais
- 800 Nm³/h Energiefruchtfolge
- 600 Nm³/h Energiefruchtfolge

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfade	Biomethanpotential	Biomethankosten
	[Biomethaneinspeisung Nm ³ /h, Rohstoffe]	[PJ/a]	[€cent/kWh _{HS} Biomethan]
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	23,57	6,7
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	17,81	7,1
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	21,83	7
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	2,44	5,6
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	1,89	5,5
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	4,09	6
5	250 Nm ³ /h Mais	17,11	7,9
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	2,55	5,6
7a	250 Nm ³ /h IntegrierteFF&Stroh	13,62	8,2
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	6,84	12,9
8a	27 Nm ³ /h Wiesengras	4,68	12,7
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	3,84	13,8
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	7,44	11,9
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	5,27	14,5
10	7 Nm ³ /h Hühnermist &Schweinegülle	0,14	17,3

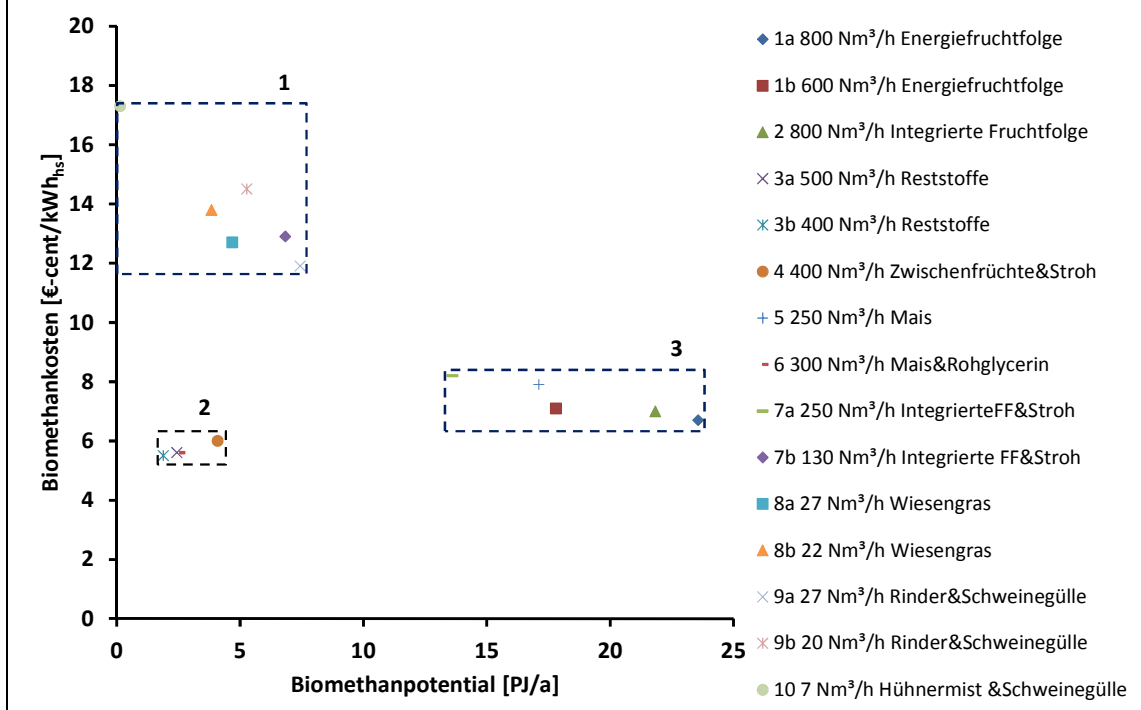


Diagramm 29 – Zusammenhang zwischen Biomethanpotential und –kosten für die untersuchten Erzeugungspfade

5.6.3.3 Treibhausgasreduktionskosten und –potenzial der Erzeugungspfade

Da die Ergebnisse der ökologischen Bewertung zeigen, dass alle untersuchten Erzeugungspfade bei Ersatz von Erdgas Treibhausgasemissionen reduzieren, wurden als weitere Bewertungskriterien der Marktwirkung das Treibhausgasreduktionspotenzial und die Treibhausgasreduktionskosten berücksichtigt.

Die Treibhausgasreduktionskosten geben die Kosten pro eingesparter Tonne Treibhausgasemission an, wenn Erdgas durch Biomethan ersetzt wird, d.h. das Verhältnis der jährlichen Mehrkosten zur jährlichen Treibhausgasreduktion.

Diagramm 30 und Diagramm 31 zeigen den Zusammenhang zwischen Treibhausgasreduktionskosten (exkl. Endverbrauchsabgabe) und Treibhausgasreduktionspotential für die Nutzung von Biomethan als Treibstoff und zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu Erdgas.

Die Treibhausgasreduktionskosten exkl. Endverbrauchsabgabe der untersuchten Erzeugungspfade liegen zwischen 105 und 400 €/t CO₂-Äq.. Die niedrigsten Treibhausgasreduktionskosten (125 – 130 €/t CO₂-Äq.) und das höchste Treibhausgasreduktionspotential (ca. 1,5 Mio. t CO₂-Äq./a) zeigen die Erzeugungspfade mit reiner Nutzung von Rinder- und Schweinegülle. Diese Pfade weisen die höchste Einsparung an Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Erdgas auf. Durch die mögliche hohe jährliche Treibhausgasreduktion werden das niedrige Biomethanpotential und die hohen Kosten dieser Erzeugungspfade relativiert.

Der Erzeugungspfad „300 Nm³/h Mais und Rohglycerin“ hat bei Nutzung des Biomethans im Wärmesektor die niedrigsten Treibhausgasreduktionskosten von 105 €/t CO₂-Äq.. Allerdings weist dieser Pfad auch ein niedriges Treibhausgasreduktionspotential von 0,2 Mio. t CO₂-Äq./a auf. Die meisten der untersuchten Erzeugungspfade haben Treibhausgasreduktionskosten in einem mittleren Bereich zwischen 146 und 259 €/t CO₂-Äq.. Davon haben fünf Erzeugungspfade ein jährliches Treibhausgasreduktionspotential zwischen 1 und 1,4 Mio. t CO₂-Äq. Wie in Diagramm 11 ersichtlich nützen diese Pfade auch Rohstoffe, denen das höchste Biomethanpotential zugeordnet wurde, wie Energiefruchtfolgen, integrierte Fruchtfolgen und Mais.

Beim Einsatz von Biomethan als Treibstoff oder zur Wärmebereitstellung ergeben sich keine wesentlichen Unterschiede. Das Treibhausgasreduktionspotential ist in beiden Fällen praktisch gleich. Beim Einsatz des Biomethans im Wärmesektor sind die Treibhausgasreduktionskosten etwas geringer (im Mittel ca. 10%) als beim Einsatz als Treibstoff (Tabelle 17).

Aus Sicht der möglichen Treibhausgasreduktion durch Biomethan als Ersatz von Erdgas ergibt sich, dass bei gleichen Biomethanmengen im Strom, Wärme- und Transportmarkt dieselben Mengen an Treibhausgasemissionen reduziert werden können. Da es im Transportsektor die notwendigen CNG-Fahrzeuge noch nicht gibt, sind kurz- und mittelfristig der Strom- und Wärmemarkt für den Einsatz von Biomethan besonders interessant, da die Erdgas-Nutzungsstruktur bei den Kunden bereits existiert.

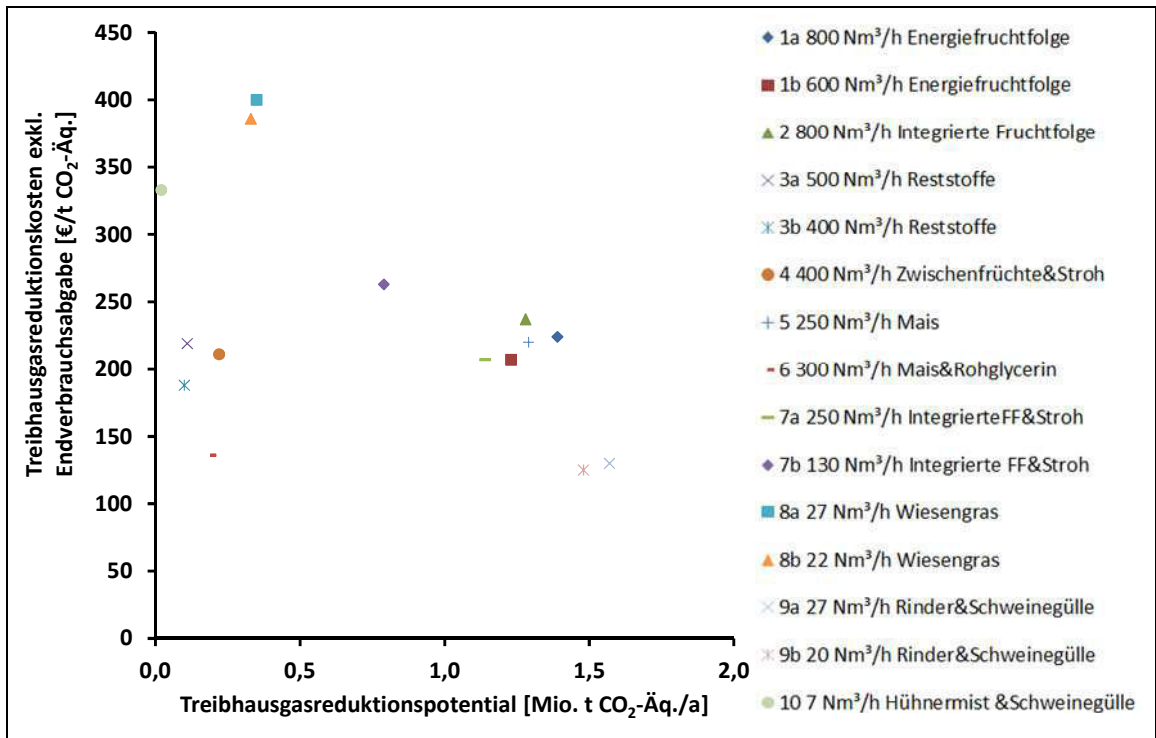


Diagramm 30 - Zusammenhang zwischen Treibhausgasreduktionspotenzial und Treibhausgasreduktionskosten bei der Nutzung von Biomethan als Treibstoff bei Ersatz von Erdgas

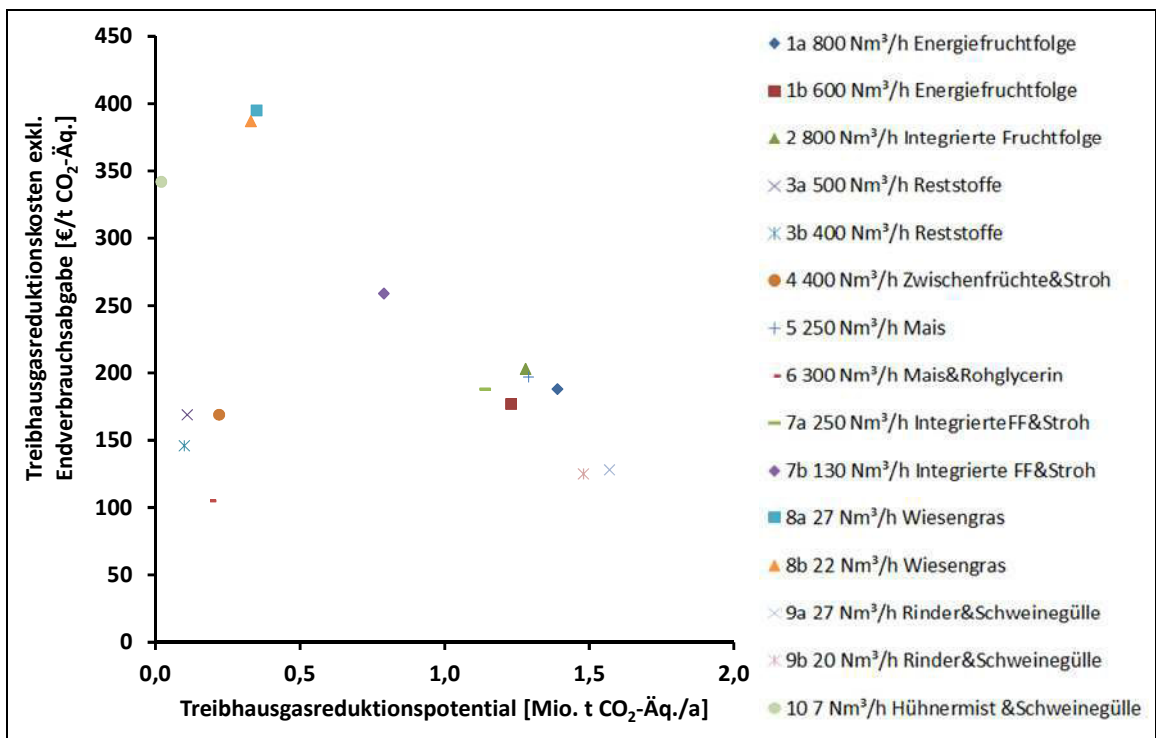


Diagramm 31 - Zusammenhang zwischen Treibhausgasreduktionspotenzial und Treibhausgasreduktionskosten bei der Nutzung von Biomethan zur Wärmebereitstellung bei Ersatz von Erdgas

Tabelle 17 – Treibhausgasreduktionspotenzial und Treibhausgasreduktionskosten bei der Nutzung von Biomethan als Treibstoff und im Wärmebereich bei Ersatz von Erdgas

Nr.	Bezeichnung Erzeugungspfad [Biomethaneinspeisung Nm ³ /h, Rohstoffe]	Reduktions- potential [Mio t CO ₂ -Äq./a]	Reduktionskosten exkl. Endverbrauchsabgabe		
			Treibstoff [€/t CO ₂ -Äq.]	Wärme [€/t CO ₂ -Äq.]	Differenz (Treibstoff - Wärme) [€/t CO ₂ -Äq.]
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	1,39	224	188	36
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	1,23	207	177	30
2	800 Nm ³ /h Integrierte Fruchtfolge	1,28	237	203	34
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	0,11	219	169	50
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	0,10	188	146	42
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	0,22	211	169	42
5	250 Nm ³ /h Mais	1,29	220	197	23
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	0,19	136	105	31
7a	250 Nm ³ /h IntegrierteFF&Stroh	1,14	207	188	19
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	0,79	263	259	4
8a	27 Nm ³ /h Wiesen gras	0,35	400	395	5
8b	22 Nm ³ /h Wiesen gras	0,33	386	387	-1
9a	27 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	1,57	130	128	2
9b	20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	1,48	125	125	0
10	7 Nm ³ /h Hühnermist & Schweinegülle	0,02	333	342	-9

Für folgende Erzeugungspfade wurden die Treibhausgasreduktionskosten bei Ersatz von Erdgas auch für den Ersatz anderen Energieträgern ermittelt.

1. 800 Nm³/h Energiefruchtfolge
2. 400 Nm³/h Reststoffe
3. 20 Nm³/h Rinder&Schweinegülle

Tabelle 18 zeigt die Ergebnisse. Bei Ersatz von Diesel sind die Treibhausgasreduktionskosten (exklusive Endverbrauchsabgabe) etwas höher als bei Ersatz von Erdgas. Im Wärmesektor sind die Treibhausgasreduktionskosten bei Ersatz von Heizöl geringer als bei Ersatz von Erdgas. Hier muss aber beachtet werden, dass bereits beim Umstieg von einem Heizölkessel auf einen Erdgaskessel Treibhausgasemissionen und Kosten eingespart werden können. Aufgrund der geringeren Wärmekosten mit Erdgas als mit Heizöl ergeben sich negative Treibhausgasreduktionskosten von minus 92 €/t CO₂-Äq. für den Umstieg von Heizöl auf Erdgas. Somit ist der Umstieg von Heizöl auf Erdgas schon heute wirtschaftlich.

Tabelle 18 - Treibhausgasreduktionskosten für ausgewählte Biomethan-Erzeugungspfade bei Ersatz von unterschiedlichen Energieträgern

Erzeugungspfade	Treibstoff		Wärme		Strom + Wärme Erdgas [€/t CO ₂ -Äq.]
	Erdgas [€/t CO ₂ -Äq.]	Diesel	Erdgas [€/t CO ₂ -Äq.]	Heizöl	
800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	224	239	188	104	172
400 Nm ³ /h Reststoffe	188	200	146	68	130
20 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	125	125	125	107	113

Tabelle 19 zeigt für die drei ausgewählten Erzeugungspfade die Treibhausgasreduktionskosten, wenn das erzeugte Biogas in einem BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung statt Erdgas eingesetzt wird. Da bei KWK-Anwendungen nicht immer die gesamte anfallende Wärme genutzt werden kann (z.B. in den Sommermonaten), wurden zwei Fälle für den Grad der Wärmenutzung untersucht:

- 100% Wärmenutzung: die gesamte anfallende Wärme des BHKWs wird einer Nutzung zugeführt

- 60% Gesamtwirkungsgrad: es wird jene Wärmemenge genutzt, die den Gesamtwirkungsgrad des BHKW auf 60% festlegt (in Anlehnung an das Ökostromgesetz)

Die Ergebnisse zeigen, dass die Biogas-BHKWs niedrigere Treibhausgasreduktionskosten aufweisen als Biomethan zur Strom- und Wärmeerzeugung bei gleicher Strom- und Wärmenutzung. Der Erzeugungspfad mit Reststoffen weist für das Biogas-BHKW mit vollständiger Wärmenutzung negative Treibhausgasreduktionskosten auf, da die Kosten für das Biogas-BHKW niedriger sind als für die Erdgas-KWK-Anlage mit Mikrogasturbine.

Tabelle 19 - Treibhausgasreduktionskosten für ausgewählte Erzeugungspfade mit Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einer Erdgas-Mikrogasturbine (für unterschiedliche genutzte Wärmemengen)

Erzeugungspfade	Strom + Wärme aus Erdgas	
	100% Wärmenutzung	60% Gesamtwirkungsgrad
	[€/t CO ₂ -Äq.]	[€/t CO ₂ -Äq.]
1.500 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	14	135
800 Nm ³ /h Reststoffe	-165	0
45 Nm ³ /h Rinder&Schweinegülle	43	55

5.6.4 Schlussfolgerungen

Auf Basis der zuvor beschriebenen Ergebnisse können folgende Schlussfolgerungen zur Marktwirkung von Biomethan und dessen Bedeutung in der zukünftigen österreichischen Energiewirtschaft gezogen werden:

- Wenn Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist wird, dann wird durch Biomethan direkt Erdgas ersetzt.
- Für den Ersatz von anderen fossilen Energieträgern (z.B. Heizöl) sind zwei Schritte notwendig:
 1. Umstieg auf Erdgas (z.B. Kauf eines Erdgaskessels, Anschluss an das Erdgasnetz)
 2. Umstieg von Erdgas auf Biomethan

D.h. Bereits der Umstieg von anderen fossilen Energieträgern auf Erdgas kann eine Kosten- und/oder Treibhausgasreduktion haben (z.B. Umstieg von Benzin auf Erdgas).

- In der Landwirtschaft besteht beim Anbau von Energiepflanzen ein größeres Rohstoffpotenzial. Die Nutzung von Wirtschaftsdünger hat ein hohes Treibhausgasreduktionspotenzial. Das Rohstoffpotenzial für Wirtschaftsdünger ist über ganz Österreich gesehen jedoch gering und in bestimmten Regionen kaum vorhanden. Das zusätzliche Reststoffpotenzial für Biogas und Biomethan wird als eher gering eingestuft, da bereits heute Reststoffe unterschiedlich verwertet werden.
- Derzeit beträgt der Erdgasverbrauch in Österreich ca. 319 PJ. Davon werden ca. 60 PJ zur Stromerzeugung, ca. 111 PJ zur Wärmeerzeugung und ca. 0,05 PJ als Treibstoff eingesetzt.

- Der Einsatz von Biomethan im Transportsektor ist derzeit auf Grund der geringen Anzahl an Erdgasfahrzeugen nur sehr begrenzt möglich. Auch der derzeitige Erdgasbedarf im Transportsektor ist im Vergleich zum Erdgasbedarf im Strom und Wärmesektor energiewirtschaftlich wenig relevant. Die Abschätzungen in diesem Projekt zum Biomethanpotenzial ergeben, dass mittelfristig ausreichend Potenzial für die Biomethanerzeugung und -einspeisung nutzbar gemacht werden kann, um 200.000 Erdgasfahrzeuge (Zielwert Energiestrategie Österreich 2020) mit reinem Biomethan zu betreiben. Der dafür benötigte Biomethanbedarf beträgt ca. 6,7 PJ und kann zu einer Treibhausgasreduktion von bis zu 2 Mio. t CO₂-Äq./a führen.
- Im Strom- und Wärmesektor könnte mit der bestehenden Infrastruktur das Biomethanpotenzial von 43 PJ/a sofort als Ersatz von Erdgas genutzt werden. Im Strombereich könnten somit Erzeugungspfade mit hohem Potenzial ca. 70% oder im Wärmebereich ca. 40% des derzeitigen Gasverbrauchs durch Biomethan ersetzt werden.
- In 10 der untersuchten 15 Erzeugungspfade wird zur Optimierung der betriebswirtschaftlichen Kosten feste Biomasse zur Prozesswärmebereitstellung in der Biogasanlage eingesetzt, da das geringere Biomethangestehungskosten bedingt als die Verwendung von Biogas. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive muss hier angemerkt werden, dass für diese Erzeugungspfade der Einsatz von Biomethan im Wärmesektor ungünstig gesehen wird, wenn schon zur Erzeugung der Prozesswärme feste Biomasse kostengünstiger ist als der Einsatz von Biogas. Es erscheint daher energiewirtschaftlich zweckmäßiger, die feste Biomasse direkt zur Wärmebereitstellung zu nutzen. Unter bestimmten Umständen, wie z.B. in städtischen Gebieten wo Biomassefeuerung schwer zum Einsatz kommen können (z.B. Staubemissionen, Lagermöglichkeit der Biomasse) und Gasnetze bestehen, kann Biomethan auch im Wärmesektor ein interessanter Energieträger sein.
- Die jährlichen Mehrkosten, die bei der Erzeugung und Nutzung von Biomethan im Vergleich zu Erdgas entstehen, sind bei gleicher Biomethanmenge dieselben – unabhängig davon, ob reines Biomethan oder ein Mischprodukt mit Erdgas eingesetzt wird und ob das Biomethan im Strom-, Wärme- oder Treibstoffmarkt eingesetzt wird. Die im Vergleich zu Erdgas höheren Kosten von Biomethan sind eine energiewirtschaftliche Herausforderung bei der Markteinführung von Biomethan.
- Bei Ersatz von Erdgas beträgt die mögliche Reduktion an Treibhausgasemissionen durch Biomethan zwischen 0,1 bis 1,48 Mio. t/a, abhängig von der Art der Biomethanerzeugung. Beim Einsatz der gleichen Biomethanmenge ist die Reduktion im Strom, Wärme oder Transportbereich etwa gleich.
- Die erhobenen Treibhausgasreduktionskosten (exkl. Endverbrauchsabgabe) von Biomethan im Vergleich zu Erdgas liegen zwischen 105 und 400 €/t CO₂-Äq. für die untersuchten Erzeugungspfade. Für Wärme, Strom und Treibstoff getrennt ausgewiesene Untersuchungen mit dem gleichen methodischen Ansatz für anderen erneuerbare Energieträger liegen derzeit nicht vor und könnten Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten sein.
- Die Nutzung von Biogas in BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung hat bei gleicher Wärmenutzung niedrigere Treibhausgasreduktionskosten als Biomethan in der Kraft-Wärme-Kopplung.

5.7 Volkswirtschaftliche Bewertung einer erhöhten Biomethanerzeugung

Eine Ausdehnung der Produktion und Nutzung von Biomethan sowie eine damit einhergehende Substitution von Erdgas haben zahlreiche ökonomische Effekte zur Folge. Zur Illustrierung dieser volkswirtschaftlichen Auswirkungen wurde exemplarisch eine stetig steigende Biomethanproduktion angenommen, die bis zum Jahr 2020 eine jährliche Produktionskapazität von 500 Mio. m³ erreicht (ca. 5 % der derzeitigen, jährlichen Erdgasnachfrage). Die jährlichen volkswirtschaftlichen Effekte (Effekte auf Bruttoinlandsprodukt, Beschäftigung, Staatshaushalt etc.) beziehen sich auf ein Durchschnittsjahr, d.h. ein Jahr mit durchschnittlicher Produktionskapazität und Produktionsquantität, um verzerrte Aussagen durch Minimaleffekte infolge geringer Produktion am Anfang der Betrachtungsperiode (2011-2020) bzw. Maximaleffekte am Ende der Betrachtungsperiode auszuschließen.

Die Kalkulationen von volkswirtschaftlichen Effekten basieren auf einem „Angewandten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell“ – auch Computable General Equilibrium (CGE) Modell genannt. Die CGE-Analyse ist die für makroökonomische Fragestellungen im Bereich der Ressourcen- und Umweltökonomik international am häufigsten eingesetzte Modellierungsmethode. Ihre Stärke liegt in der sektoralen, detailgetreuen Abbildung (volkswirtschaftliche Input-Output-Tabelle als eine Datengrundlage) bei gleichzeitig endogen modellierbaren Inputkoeffizienten. Der mögliche Nachteil dieser Methode liegt in der Abhängigkeit der Ergebnisse von der Wahl der so genannten Substitutionselastizitäten, die die Stärke der Reaktion der Faktoreinsatzverhältnisse auf Preisänderungen der Faktoren abbilden. In der gegenwärtigen Anwendung wird dieser Nachteil insofern nicht schlagend, als die Änderung der Faktoreinsatzverhältnisse im Energiesektor genau in der simulierten Politik besteht und mit einem Switch zu Biomethan hier ohnehin exogen vorgegeben ist. Eine ausführliche Erklärung dazu ist in Anhang 7.2 dargestellt.

Bei der Darstellung der volkswirtschaftlichen Effekte ist zu trennen zwischen den partialökonomischen Effekten, welche ausschließlich Aussagekraft über die Effekte durch die Produktion von Biomethan (Investitionen in und Betrieb von Produktionsanlagen, Einkauf von Vorleistungen, etc.) besitzen und den volkswirtschaftlichen Effekten, welche neben den Effekte der Produktion von Biomethan auch die durch diese Produktion verbundenen weiteren volkswirtschaftlichen Effekte (z.B. Finanzierungsbedarf) abbilden. In der folgenden Diskussion werden zu Beginn die partialökonomischen Effekte der Biomethanproduktion dargestellt und beschrieben. Nachfolgend werden diese Effekte durch Inkludierung weiterer daraus entstehender volkswirtschaftlicher Effekte komplettiert (gesamtwirtschaftliche Analyse). Abgeschlossen wird diese Analyse durch Schlussfolgerungen für Entscheidungsträger.

5.7.1 Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung

Im vorliegenden Projekt wurden fünfzehn unterschiedliche Produktionssysteme der Biomethanerzeugung (Erzeugungspfade) untersucht. Die hier dargestellten volkswirtschaftlichen Effekte beziehen sich ausschließlich auf die Effekte der Erzeugung von Biomethan, wobei in der partialökonomischen Modellierung eine Vollausslastung der Wirtschaft angenommen wird, um die Ausprägungen der hier dargestellten Effekte als Minimaleffekte interpretieren zu können.

Durch die Ausweitung der heimischen Produktion von Biomethan steigt die Nachfrage nach dafür notwendigen Vorleistungen – jene Vorleistungen, deren Produktion im Gegensatz zu Erdgas teilweise stark arbeitsintensiv ist. Dies erhöht die Arbeitsnachfrage, ausgedrückt in Jahresbeschäftigungsverhältnisse (JBV)¹, welche durch die Investitions- und Nachfragetätigkeit eines oben definierten durchschnittlichen Jahres neu entstehen bzw. gesichert werden (Diagramm 32).

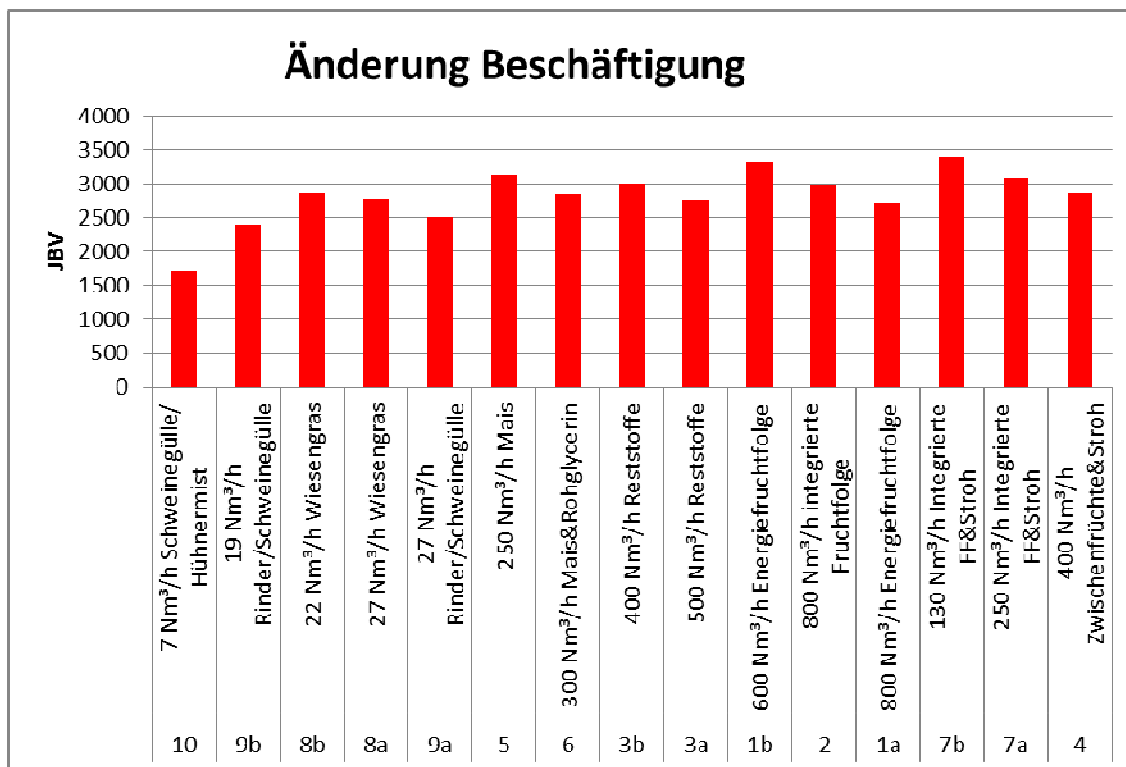


Diagramm 32 – Beschäftigungseffekte (in Jahresbeschäftigungsverhältnissen – JBV) in partialökonomischer Betrachtung

Jedoch ist in der Praxis auch die Produktionsressource „Arbeitskraft“ nur in begrenztem Ausmaß vorhanden. Bei der aus dem oben definierten Grund angenommenen Vollausslastung der Wirtschaft kommt es daher zu einem sogenannten „Crowding out“, d.h. einer teilweisen Substitution von Arbeitskraft und Vorleistungen bisheriger Nachfrage durch die Verwendung von Arbeitskraft und Vorleistungen für die Produktion von Biomethan. Durch den „Abzug“ von Arbeitskräften anderer Sektoren kommt es dort zu einem Wertschöpfungsentfall. Je nach „Wertschöpfung je Arbeitskraft“ – abhängig von der Produktionsstruktur eines spezifischen Erzeugungspfades – wird durch das Crowding-out eine separat betrachtete Wertschöpfungssteigerung der Biomethanerzeugung durch einen Wertschöpfungsentfall in anderen Sektoren teilweise überkompensiert. Dies trifft besonders bei betriebswirtschaftlich ineffizienten Erzeugungspfaden zu, da diese zur Produktion der genannten Menge an Biomethan besonders viele Produktionsressourcen (Arbeitskraft, Vorleistungen) benötigen und somit verstärkt zu einem Crowding-out beitragen (siehe Diagramm 33).

¹ Jahresbeschäftigungsverhältnisse drücken ein gewisses Arbeitsvolumen aus, d.h. die Anzahl der Personjahre, die als Folge der getätigten Investition und des Betriebs der Anlagen entstehen.

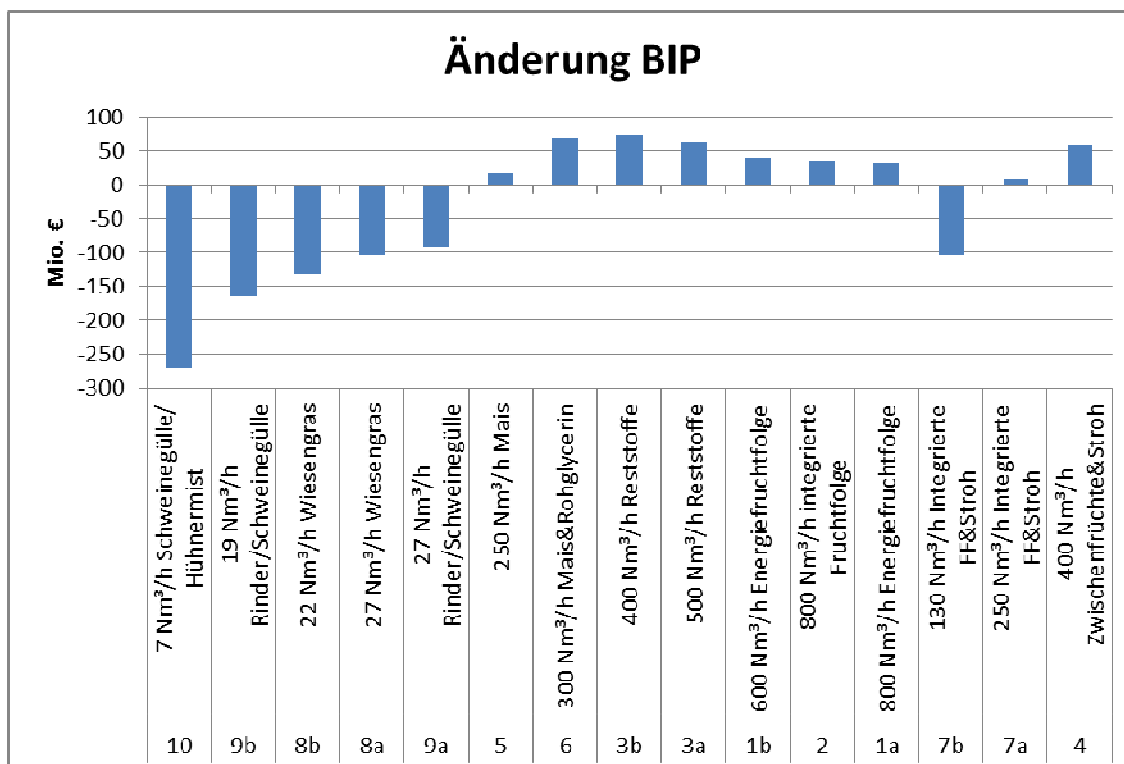


Diagramm 33 – BIP-Effekte einer partialökonomischen Betrachtung

Es zeigt sich somit bei einer partialökonomischen Betrachtung einer erhöhten Biomethanherzeugung und -verwendung unter Annahme einer Vollauslastung der Wirtschaft, dass sich besonders die (betriebswirtschaftlich effizienten) Erzeugungspfade 3a, 3b, 4 und 6 als vorteilhaft herausstellen.

5.7.2 Gesamtökonomische Betrachtung der Biomethanherzeugung

Eine im Vergleich zu partialökonomischen Analysen umfassendere Aussagekraft ist dann gegeben, wenn neben der separierten Betrachtung von Effekten der Biomethanherzeugung auch jene Effekte inkludiert sind, welche beispielsweise die durch eine Verwendung von Biomethan induzierte Substitution von Erdgas abbilden. Ebenso ist zu bedenken, dass das mit Erdgas chemisch idente Biomethan bei derzeitigem Preisgefüge nicht im notwendigen Ausmaß kosteneffizient und daher nicht kompetitiv zu herkömmlichem Erdgas produziert werden kann. Um trotz dessen – bei angenommenem rationalen Verhalten der Akteure – verwendet zu werden ist es notwendig, die Konkurrenzfähigkeit von Biomethan entweder durch staatliche Subventionen zu gewährleisten, oder dies durch eine Zumischungsverpflichtung zu Erdgas zu erreichen. Beides führt zu einer Veränderung der volkswirtschaftlichen Indikatoren, welche nur in der gesamtökonomischen Betrachtung inkludiert sind.

5.7.2.1 Gesamtökonomische Betrachtung bei Annahme einer staatlichen Subventionierung der Biomethanherzeugung

Die Effekte der Produktion von Biomethan unter Inkludierung jener Effekte, welche zusätzlich durch eine notwendige staatliche Subventionierung entstehen, sind samt den Wirkungsketten nachfolgend dargestellt und beschrieben. Dabei ist festzustellen, dass der volkswirtschaftliche Indikator Bruttoinlandsprodukt (BIP) bei allen

untersuchten Produktionssystemen je nach Subventionsbedarf und verwendeter Vorleistungen einen starken Rückgang bis hin zu leichten Anstiegen aufweist (Diagramm 34).

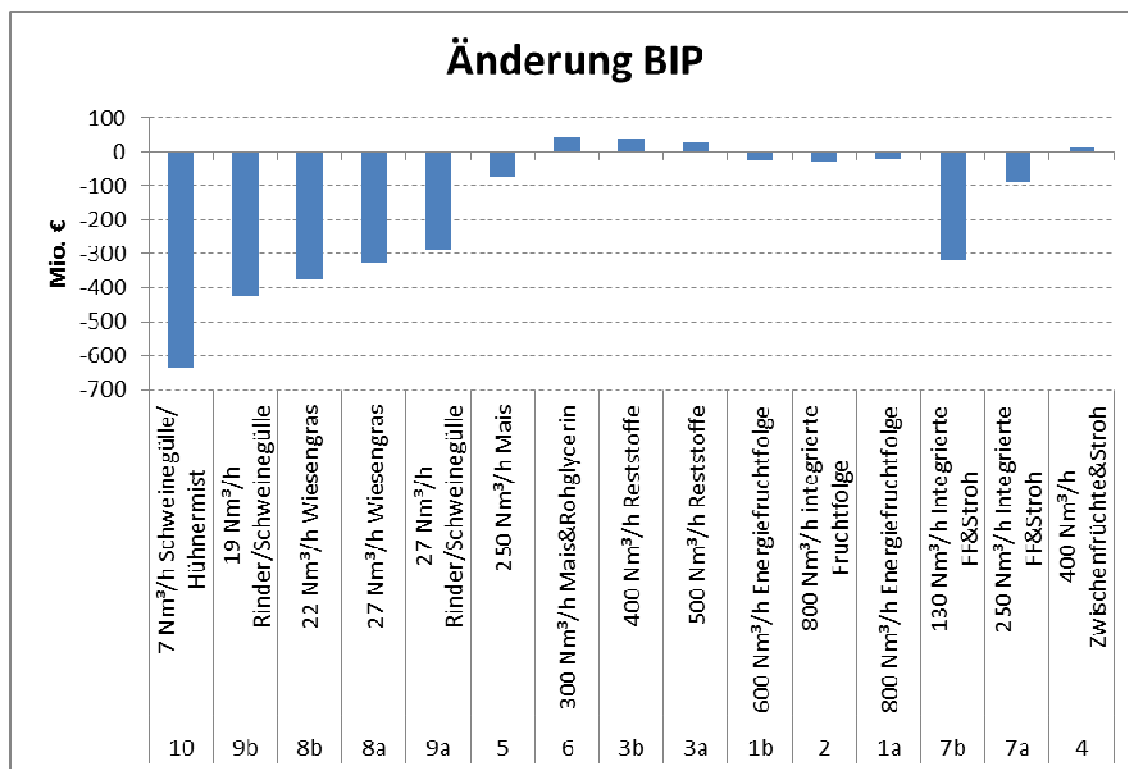


Diagramm 34 – BIP-Effekte bei Szenario „Subventionierung der Biome-
thanproduktion“

Wie in der partialökonomischen Analyse bereits dargestellt, steigt durch die heimische Biomethanproduktion – je nach Erzeugungsart – zunächst der Bedarf nach Gütern wie landwirtschaftliche Erzeugnisse oder Baudienstleistungen, welche üblicherweise einen hohen inländischen Produktionsanteil aufweisen. Durch die ausgedehnte Nachfrage in den für die Biomethanproduktion relevanten Sektoren steigt der Output, und somit zunächst das BIP und die Beschäftigung. Die notwendigen, hier angenommenen staatlichen Förderungen kann der Staat bei angenommener gleichbleibender Staatsverschuldung nur durch eine Verringerung der derzeitigen öffentlichen Nachfrage aufbringen. Die Aufbringung dieser Fördermittel erfordert somit eine Reduktion der Staatsnachfrage in anderen Sektoren. Der durch die erhöhte Biomethanproduktion vorläufig erreichte Anstieg des BIP wird somit durch die reduzierte öffentliche Nachfrage nach Gütern anderer Sektoren verringert. Je nach Höhe des Förderbedarfs, d.h. je nach Ausmaß der Reduktion von Staatsnachfrage in anderen Sektoren, wird die anfänglich erreichte BIP-Steigerung tendenziell mehr als ausgeglichen (Erzeugungspfade mit hohem Förderbedarf) bzw. noch nicht gänzlich ausgeglichen (Erzeugungspfade mit geringem Förderbedarf). Diese Tendenz ist für alle Erzeugungspfade zutreffend, unterschiedliche Vorleistungsstrukturen der einzelnen Erzeugungspfade führen jedoch noch zu – untergeordneten – Veränderungen der jeweiligen Effekte. Die durch die Produktion von Biomethan und dessen Förderung erreichten Effekte auf das BIP wirken selbstverstärkend. Das bedeutet, dass ein verringertes BIP auch zu einer Verminderung an Einnahmen aus insbesondere indirekten Steuern (Umsatzsteuern bereinigt um sektorale Subventionen) führt, wiederum die öffentliche Nachfrage senkt und sich daher wiederum negativ auf die wirtschaftliche Leistung auswirkt. Nachfrageerhöhend – jedoch in einem

untergeordneten Ausmaß – ist die Tatsache, dass durch die verstärkte Biomethan-
 nutzung ein Teil der notwendigen Zukäufe von CO₂-Emissionszertifikaten obsolet
 wird. Diese nunmehr nicht notwendigen Kapitalabflüsse für Zertifikatskäufe werden
 dem Staat zugerechnet. Somit vermindert sich der Rückgang der öffentlichen Nach-
 frage um diesen Betrag.

Betrachtet man die Änderungen des BIP bezogen auf die jährlich für eine betriebs-
 wirtschaftliche Gleichstellung erforderlichen Subventionen in der Größenordnung
 zwischen ca. € 36 Mio. und € 530 Mio.¹, so ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der
 Betrachtung von absoluten Änderungen des BIP (Diagramm 35): Demnach errei-
 chen Subventionen bei Erzeugungspfade mit geringem Subventionsbedarf eine
 Steigerung des BIP, während Subventionen für Erzeugungspfade mit hohem För-
 derbedarf nicht zu einer Ausweitung des BIP führen. Die Erzeugungspfade 3a, 3b, 4
 und 6 sind demnach zu favorisieren, wobei Pfad 6 die höchsten BIP-Steigerung je
 Mio. € Förderung aufweist.

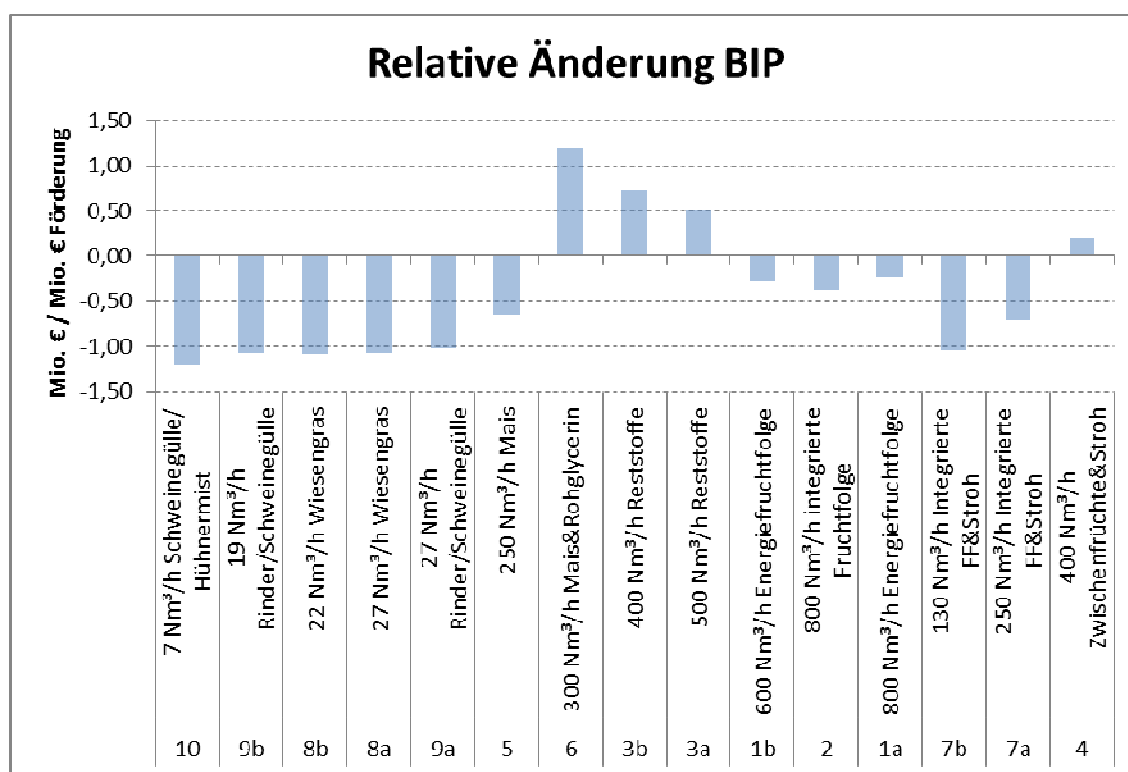


Diagramm 35 – BIP-Effekte je Mio.€ Biomethanförderung bei Szenario
 „Subventionierung der Biomethanproduktion“

Neben der Analyse der BIP-Effekte scheint noch eine nähere Betrachtung der Be-
 schäftigungseffekte sinnvoll, um die volkswirtschaftliche Performance einzelner Va-
 rianten zur Biomethanerzeugung einschätzen zu können (Diagramm 36).

¹ Siehe Detaildaten zu Subventionsbedarf in Kapitel 7.1.2

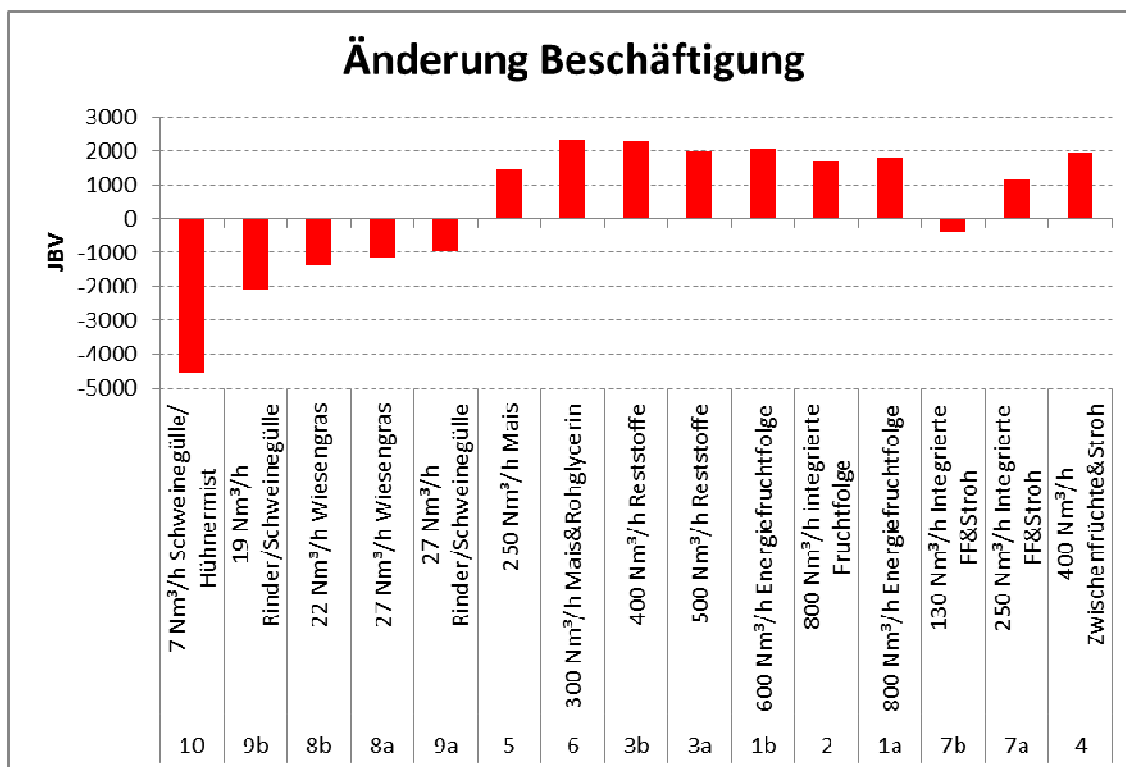


Diagramm 36 – Beschäftigungseffekte (in Jahresbeschäftigungsverhältnissen – JBV) bei Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“

Die Erzeugung von Biomethan führt prinzipiell zu einer Ausweitung der Arbeitsnachfrage, da die Vorleistungen der Biomethanherzeugung (landwirtschaftliche Produkte, Bauleistungen) eine höhere Arbeitsintensivität aufweisen als die der Erdgasproduktion. Von diesem erhöhten Arbeitsbedarf ist jedoch jener Minderbedarf an Arbeit abzuziehen, welcher durch eine Verminderung der Staatsnachfrage infolge der Aufbringung von Fördergeldern entsteht. Tendenziell lässt sich daher beobachten, dass die positiven Beschäftigungseffekte durch die Produktion von Biomethan mit jenen Erzeugungspfaden mit hohem Förderbedarf (z.B. Erzeugungspfad 10) durch die Beschäftigungsrückgänge infolge der Verminderung der Staatsnachfrage ausgeglichen werden und negativ werden. Bei Erzeugungspfaden mit geringem Förderbedarf (z.B. Erzeugungspfad 6) überwiegt dagegen der positive Beschäftigungseffekt der Biomethanherzeugung. Überdies einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die letztendlichen Beschäftigungseffekte der Biomethanherzeugung hat die Struktur der Vorleistungen der einzelnen Erzeugungsvarianten. In anderen Worten: Zusätzlich zum Subventionsbedarf beeinflusst auch die Arbeitsintensivität der Vorleistungen die endgültigen Beschäftigungseffekte. Dies ist deutlich bei einem Vergleich der Erzeugungspfade 7b und 8a zu beobachten. Während diese in puncto Subventionsbedarf ähnlich sind, weist Erzeugungspfad 7b einen prozentuell deutlich höheren Anteil Vorleistungen aus dem arbeitsintensiven Sektor Landwirtschaft auf als Erzeugungspfad 8a. Dies führt in diesem Beispiel dazu, dass Erzeugungspfad 8a einen mehr als doppelt so hohen Beschäftigungsrückgang aufweist als Erzeugungspfad 7b.

Wiederum sind die Beschäftigungseffekte selbstverstärkend: Beispielsweise führen positive Beschäftigungseffekte zu erhöhten Einnahmen aus direkten Steuern (Lohn- und Einkommenssteuern sowie direkte Steuern der Kapitalgesellschaften), was die infolge von Subventionen erforderlichen Nachfragekürzungen der öffentlichen Hand

zum Teil abfedert. Ebenso sinken die arbeitsmarktbezogenen Aufwendungen des Staates, was sich auf die Staatsnachfrage wiederum positiv auswirkt.

Die Betrachtung der Beschäftigungsänderungen in absoluten Zahlen alleine erlaubt keine abschließende Bewertung der einzelnen Varianten. Setzt man die Beschäftigungsänderungen jedoch in Relation zum Subventionsbedarf ergibt sich ein klares Bild (Diagramm 37). Wiederum rechtfertigen jene Erzeugungspfade mit dem geringsten Subventionsbedarf (Erzeugungspfade 6, 4, 3a, 3b) am besten die finanzielle Unterstützung des Staates. Bedenkt man dabei, dass für eine nicht genutzte Arbeitskraft dem Staat schätzungsweise jährliche Kosten/Steuerentgänge¹ von € 25.000,- erwachsen, so sind insbesondere Subventionen der Erzeugungspfade 6, aber auch 3a und 3b rechtfertigbar.

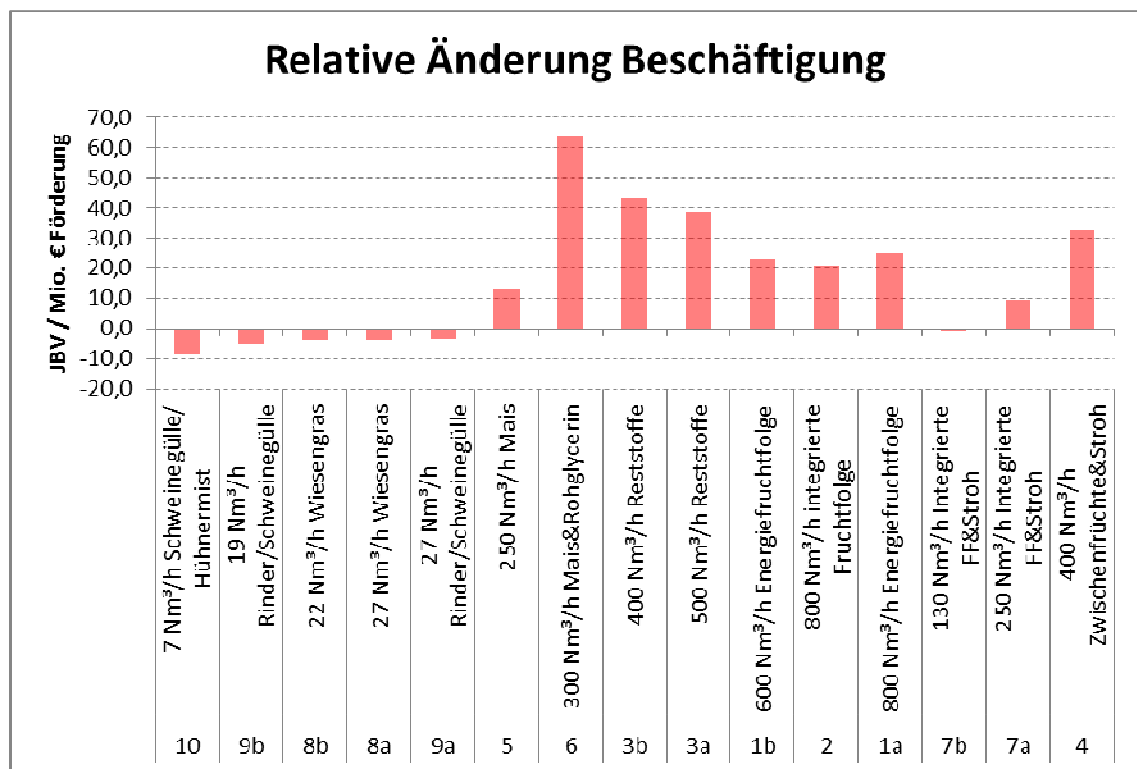


Diagramm 37 – Beschäftigungseffekte (in Jahresbeschäftigungsverhältnissen – JBV) je Mio.€ Biomethanförderung bei Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“

5.7.2.2 Gesamtökonomische Betrachtung bei Annahme einer Zumischungsverpflichtung von Biomethan zu Erdgas

Neben der Subventionierung von Biomethan ist auch eine Zumischungsverpflichtung von Biomethan zu Erdgas eine denkbare Möglichkeit, die Abnahme der bereitgestellten Mengen an Biomethan sicherzustellen. Die Zumischung muss jedoch nicht notwendigerweise als Verpflichtung ausgeführt sein, sondern kann auch - wie in Kapitel 5.5.2.6 beschrieben - als Zugangsvoraussetzung für andere Förderungen (z.B. Wohnbauförderung) ausgestaltet sein. Essentiell an dieser Stelle ist, dass nicht der Staat durch Subventionen für einen Ausgleich der betriebswirtschaftlichen

¹ Kosten für Arbeitsgelder inkl. Sozialversicherung; entgangene Steuereinnahmen aus Beschäftigung

Kostengleichheit sorgt, sondern die Konsumenten die Kosten einer Verteuerung der Dienstleistung „Gas“ tragen.

Die volkswirtschaftlichen Effekte durch eine Zumischungsverpflichtung von Biomethan zu Erdgas weichen stark vom Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“ ab. Zur Erklärung dessen ist folgende Wirkungskette voranzustellen:

Durch eine Zumischung von Biomethan aus den untersuchten Erzeugungspfaden zu Erdgas wird der daraus entstehende Gas-Mix teurer. Haushalte können ihre Nachfragestruktur nach Gütern gemäß den Preiserhöhungen verändern, jedoch nur in begrenztem Ausmaß. Das bedeutet, dass (bei einer angenommenen fixierten Menge an eingespeistem Biomethan) Haushalte den Anteil von Gas an deren Gesamtnachfrage zugunsten der Nachfrage nach Gütern anderer Sektoren verändern. Bedenkt man, dass die Produktion von Erdgas im Vergleich zur Produktion der Gesamtheit aller anderen Güter relativ arbeitsextensiv ist, dann führt eine Veränderung der Nachfragestruktur vom Produkt „Gas“ hin zu anderen Produkten zu einem Mehrbedarf an Arbeit.

Die Zumischung von Biomethan relativ ineffizienter Erzeugungspfade (d.h. in Erzeugungspfaden mit relativ hohem betriebswirtschaftlichem Förderbedarf) führt ob der relativ starken Preissteigerungen des Gas-Gemisches naturgemäß zu einem vergleichsweise starken Shift der Nachfragestruktur im Vergleich zu einer Zumischung von Biomethan relativ effizienter Erzeugungspfade. Das Ausmaß der Veränderung der Nachfragestruktur vom arbeitsextensiven Erdgas hin zu in Summe arbeitsintensiveren Gütern erklärt daher die in Diagramm 38 dargestellten relativ hohen, positiven Beschäftigungseffekte durch die Zumischung von Biomethan aus ineffizienteren Erzeugungspfaden (Erzeugungspfade 7b, 8a, 8b, 9a, 9b, 10) im Vergleich zur Zumischung von Biomethan aus effizienteren Erzeugungspfaden (z.B. Erzeugungspfade 3a, 3b, 6). Wichtig ist jedoch in Erinnerung zu rufen, dass dieser Mehrbedarf an Arbeit nicht allein durch die Produktion von Biomethan entsteht, sondern auch durch die dadurch induzierte Veränderung der Nachfragestruktur.

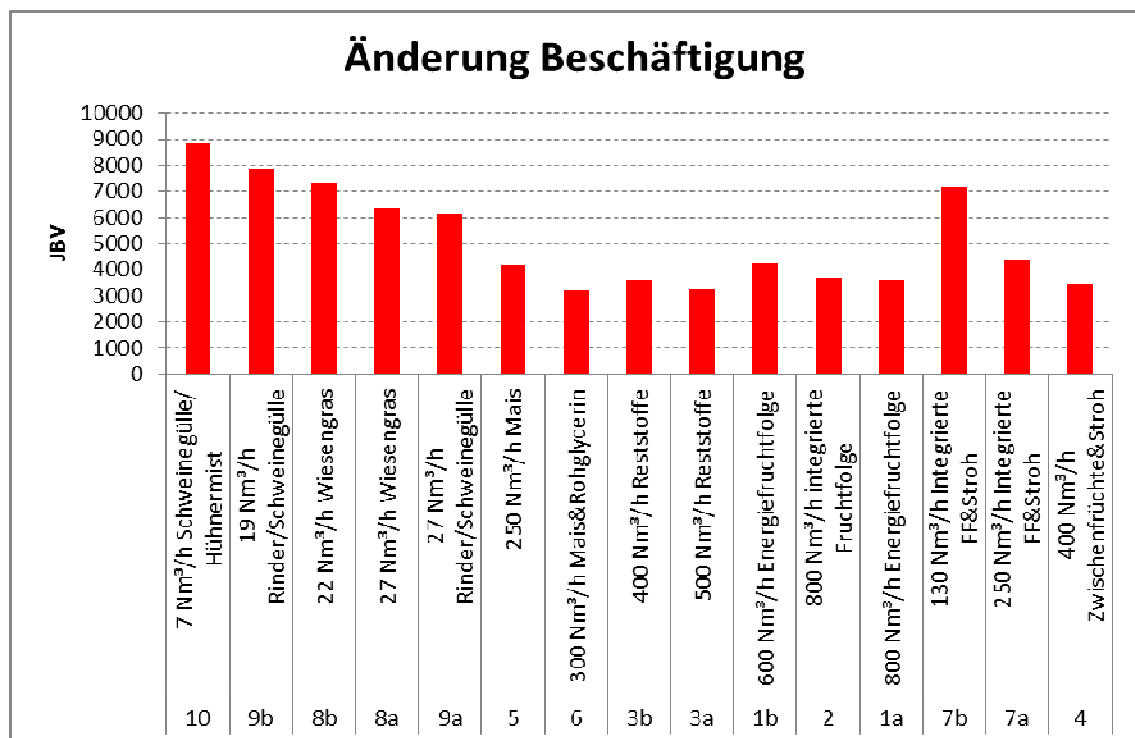


Diagramm 38 – Beschäftigungseffekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung“

Die in allen Erzeugungspfaden zu beobachtende Ausdehnung der Beschäftigung führt naturgemäß zu einer Erhöhung der Einnahmen aus insbesondere direkten Steuern (Lohn- und Einkommenssteuern sowie direkte Steuern der Kapitalgesellschaften) sowie zu einer Verringerung von arbeitsmarktbezogenen Ausgaben des Staates. Diese Mehreinnahmen bzw. Minderausgaben ermöglichen eine Ausdehnung der Nachfrage des Staates nach Gütern, was sich nicht nur verstärkend auf den Anstieg der Beschäftigung auswirkt, sondern auch zu einer Ausweitung des Outputs und daher des BIPs führt (wenn keine Vollauslastung der Wirtschaft angenommen wird). Diesem Trend entgegen wirkt die Tatsache, dass durch die Verteuerung der Dienstleistung „Gas“ und der nur begrenzten Möglichkeit der Haushalte, ihre Nachfragestruktur zu verändern, die Haushalte zwingt, bei bestehendem Budget ihre generelle Güternachfrage zu reduzieren. Dieser Effekt wird jedoch durch die Ausweitung der Arbeitsnachfrage und daher die Erhöhung des Einkommens aus dem von den Haushalten zur Verfügung gestellten Produktionsfaktor Arbeit wieder vermindert.

Die Veränderung der Nachfragestruktur der Haushalte und die damit verbundenen Folgeeffekte erklären jedoch die Veränderung des BIP nur zum Teil. Neben den Haushalten haben auch Unternehmen die Preiserhöhungen des Gas-Gemisches zu tragen. Im Unterschied zu Haushalten wird jedoch bei Unternehmen angenommen, ihre Vorleistungsstruktur kurzfristig nicht gemäß den relativen Güterpreisen verändern zu können. Dies bedeutet, dass eine Preiserhöhung des Gas-Gemisches Preissteigerungen des Outputs der Unternehmen verursacht, was in allen Fällen zu einer nominalen (Diagramm 39), jedoch nur in einigen Fällen zu einer realen BIP-Erhöhung (Diagramm 40) führt. Die Preissteigerungen des Gutes Gas und die daraufhin folgenden Preissteigerungen anderer Güter haben somit einen inflationären Charakter. Dieser inflationäre Charakter ist besonders bei jenen Erzeugungspfaden ausgeprägt, welche Biomethan durch ihre relative Ineffizienz nur zu betriebswirtschaftlich relativ hohen Kosten produzieren können und somit eine relativ hohe Preissteigerung des Gas-Gemisches verursachen (zB Erzeugungspfad 8b, 9b, 10).

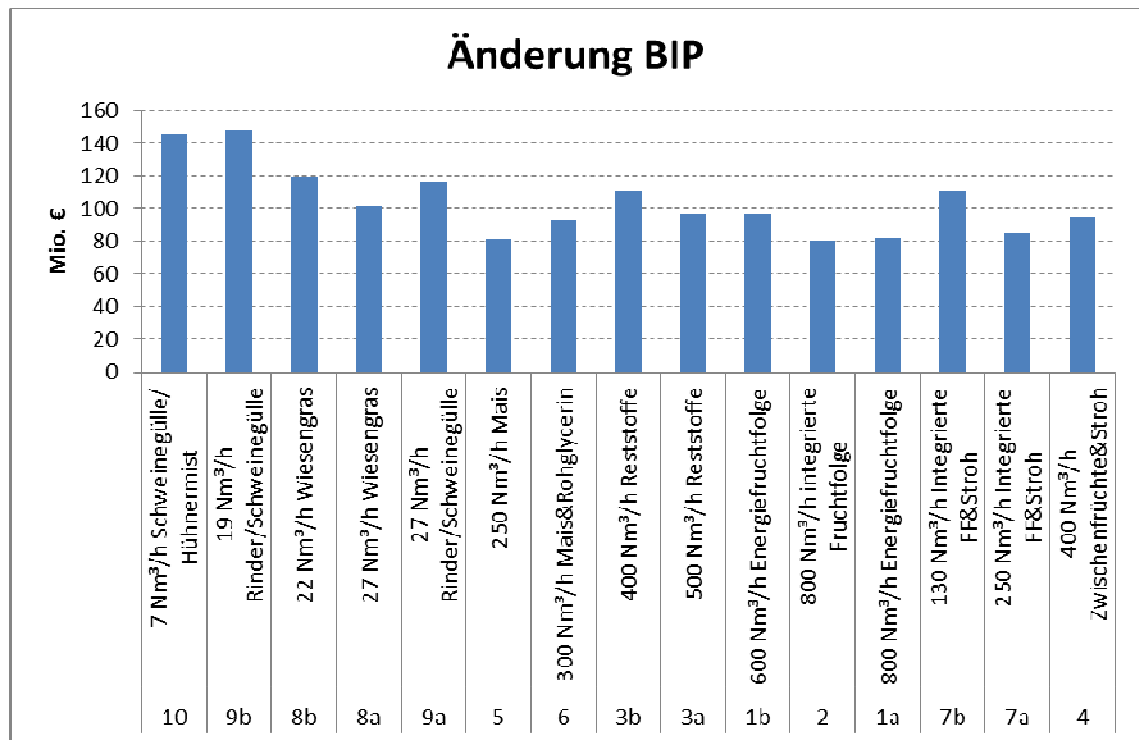


Diagramm 39 – Nominale BIP-Effekte bei Szenario "Zumischungsverpflichtung"

Führt man eine „Inflationsbereinigung“ der nominalen Größe „BIP“ durch, so zeigt sich wiederum der schon bereits bekannte Trend (Diagramm 40).

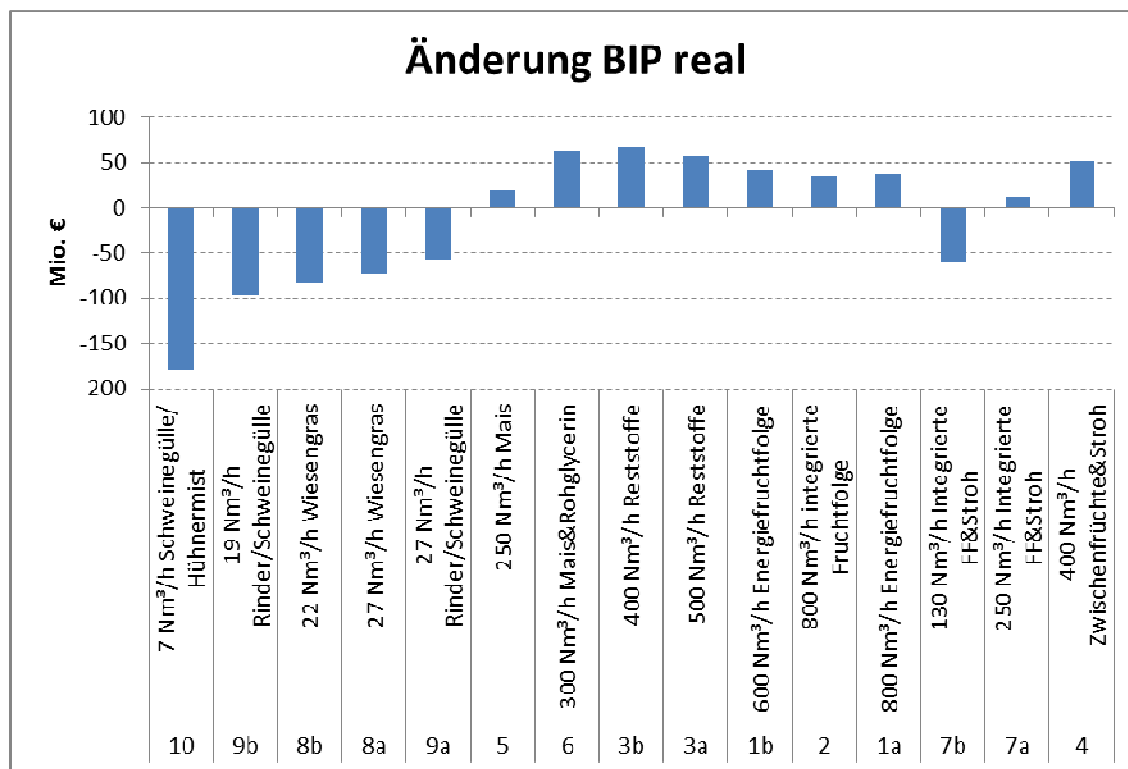


Diagramm 40 – Reale BIP-Effekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung“

Aus der inflationsbereinigten Veränderung des BIP bei Unterstellung einer Zumischungsverpflichtung von Biomethan zu Erdgas zeigt sich wiederum die Superiorität betriebswirtschaftlich effizienterer Erzeugungspfade (3a, 3b, 4, 6) auch aus volkswirtschaftlicher Sicht.

5.7.3 Schlussfolgerungen

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind jene Erzeugungspfade zu bevorzugen, welche auch betriebswirtschaftlich Biomethan am kosteneffizientesten produzieren und einspeisen können. Neben der betriebswirtschaftlichen Kosteneffizienz als Hauptentscheidungsfaktor wird BIP- und Beschäftigungsentwicklung überdies in untergeordnetem Maß durch den Anteil an inländisch-beschäftigungsintensiven Vorleistungen zur Produktion von Biomethan beeinflusst.

Die aus volkswirtschaftlicher Sicht zu favorisierenden Erzeugungspfade sind daher die Pfade 6, 3a, 3b sowie Pfad 4. Als volkswirtschaftlich nicht vorteilhaft erscheinen die Pfade 7b, 8a, 8b, 9a, 9b sowie 10. Eine „Grauzone“ bilden die Pfade 1a, 1b, 2 sowie 5 und 7a.

Weiters zeigen die Modellierungsergebnisse, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Zumischungsverpflichtung einer Subventionierung von betriebswirtschaftlich nicht kompetitivem Biomethan vorgezogen werden soll. Dies führt zwar zu einer stärkeren Belastung des Konsumentenbudgets, da die Mehrkosten von Biomethan gegenüber Erdgas in diesem Fall der Konsument direkt zu tragen hat. Andererseits führt dies auch zu einer Abnahme des absoluten Erdgasbedarfs (unter Ausschluss von sonstigen Steigerungsfaktoren) und einer daraus resultierenden Veränderung

der privaten Nachfragestruktur, was aufgrund des geringen inländischen Wertschöpfungspotentials von Erdgas volkswirtschaftlich vorteilhaft ist. Ebenso volkswirtschaftlich vorteilhaft wirkt die Tatsache, dass im Falle einer Zumischungsverpflichtung eine erhöhte inländische Biomethanverwendung keine Veränderung der staatlichen – meist beschäftigungsintensiven – Ausgabenstruktur erfordert.

Abbildungsverzeichnis (inklusive Anhang)

Abbildung 1 – Übersicht Systemkomponenten der Biomethanerzeugungs- und Nutzungspfade inklusive Erdgasreferenz	5
Abbildung 2 – Overview of systems and processes in production and use of biomethane (including the natural gas system for comparison)	8
Abbildung 3 – Übersicht Systemkomponenten der Biomethanerzeugungs- und Biomethannutzungspfade inklusive Erdgasreferenz	12
Abbildung 4 – Übersicht der Biomethan-Energiesysteme, der Biogas-Energiesysteme und der Referenz-Energiesysteme, die in der ökologischen Bewertung untersucht wurden	39
Abbildung 5 – Modellierung von Biomethan-Erzeugungspfad „800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.	40
Abbildung 6 – Übersicht von Biomethan-, Biogas- und Erdgas-Energiesysteme	120
Abbildung 7 - In der Potenzialanalyse berücksichtigte Gemeinden.....	132
Abbildung 8 - Schema zur Bewertung eines Bioenergiesystems im Vergleich zu einem fossilen Referenzsystem in einer Lebenszyklusanalyse	137
Abbildung 9 – Übersicht der Nutzungspfade die in der ökologischen Bewertung untersucht wurden	138
Abbildung 10 - Modellierung von Nutzungspfad „800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.	140
Abbildung 11 - Modellierung von Nutzungspfad „500 Nm ³ /h_100% Reststoffe“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.....	141
Abbildung 12 - Modellierung von Nutzungspfad „400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrucht + 30% Stroh“ eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.....	142
Abbildung 13 - Modellierung von Nutzungspfad „300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.	143
Abbildung 14 - Modellierung von Nutzungspfad „27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.	144
Abbildung 15 : Biogas als Innovationssystem am Beispiel der Schweiz (Quelle: Markard, 2008)	190
Abbildung 16 – Berechnungsmodelle für Direktzahlungen der GAP (Deutscher Bauernverband, 2010, S. 116)	209

Abbildung 17 – Gegenüberstellung der GAP 2007-2013 mit vorgeschlagener GAP 2014-2020 (Deutscher Bauernverband, 2010, S. 124; auf Basis Europäische Kommission, 2010)	217
Abbildung 18 – Aggregate je Güterkategorie j	230

Tabellenverzeichnis (inklusive Anhang)

Tabelle 1 – Gesamtbewertung Biomethanerzeugung (versus Referenz Erdgas)	6
Tabelle 2 – Overall assessment of biomethane production (relative to natural gas)	9
Tabelle 3 – Übersicht der Biomethan-Erzeugungspfade (Rohstoffe und Biogaserzeugung)	14
Tabelle 4 – Übersicht der Biomethan-Erzeugungspfade (Wärmebereitstellung, Aufbereitungsverfahren, Einspeiseleistung)	15
Tabelle 5 – Übersicht Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom.....	16
Tabelle 6 – Methodik: Minimal- und Maximalwerte aller Fachkriterien sowie Gewichtung von Einzelkriterien	19
Tabelle 7 – Methodik: Kategorisierung der Punktebewertung.....	19
Tabelle 8 – Ergebnisübersicht der Fachdisziplinen für die Gesamtbewertung (Teil 1)	21
Tabelle 9 – Ergebnisübersicht der Fachdisziplinen für die Gesamtbewertung (Teil 2)	22
Tabelle 10 – Gesamtbewertung Biomethanerzeugung (versus Referenz Erdgas)	25
Tabelle 11 – Transport -Energiedienstleistungen: Übersichtstabelle Gesamtbewertung.....	27
Tabelle 12 – Wärme -Energiedienstleistung: Übersichtstabelle Gesamtbewertung.....	28
Tabelle 13 – Strom u. Wärme -Energiedienstleistung: Übersichtstabelle Gesamtbewertung.....	28
Tabelle 14 – Übersicht der Biogas-Erzeugungspfade mit Wärmebereitstellung	50
Tabelle 15 – Übersicht über für Biogaserzeugung relevante Maßnahmen der Agrarpolitik und ihre Auswirkungen auf die Biogaserzeugung	69
Tabelle 16 – Aktuelle Ökostrom-Einspeisetarife [vgl. Ökostromverordnung 2011]	71
Tabelle 17 – Treibhausgasreduktionspotential und Treibhausgasreduktionskosten bei der Nutzung von Biomethan als Treibstoff und im Wärmebereich bei Ersatz von Erdgas.....	85
Tabelle 18 - Treibhausgasreduktionskosten für ausgewählte Biomethan-Erzeugungspfade bei Ersatz von unterschiedlichen Energieträgern	85
Tabelle 19 - Treibhausgasreduktionskosten für ausgewählte Erzeugungspfade mit Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einer Erdgas-Mikrogasturbine (für unterschiedliche genutzte Wärmemengen).....	86

Tabelle 20 – Ausgewählte Anlagenszenarien sowie Art und Menge eingesetzter Substrate	121
Tabelle 21 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfade 1a/1b	122
Tabelle 22 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfade 2.....	123
Tabelle 23 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfad 4	124
Tabelle 24 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfad 7	125
Tabelle 25 – Art und Menge der eingesetzten Substrate in den Anlagenszenarien.....	127
Tabelle 26 – Übersicht Fermenterbeheizung mit Offgas, Biomasse oder Biogas-BHKW	129
Tabelle 27 – Rohstoffeinsatz, Biomethanproduktion, Substratkosten, Transportkosten und Kosten Gärrestausrückführung der Anlagenszenarien (Kosten in 1.000 €)	130
Tabelle 28 – Jährliche Kosten (ohne BHKW) und Investitionssummen (ohne Biogasreinigung) der Anlagenszenarien (in 1.000 €).....	130
Tabelle 29 - Bezeichnung der untersuchten Nutzungspfade mit Biomethaneinspeisung für die ökologische Bewertung	138
Tabelle 30 - Bezeichnung der untersuchten Nutzungspfade mit Biogas BHKW für die ökologische Bewertung	139
Tabelle 31 - Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zum Treibhauseffekt [IPCC 2007]	145
Tabelle 32 - Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zur Versauerung [Öko-Institut 2009]	145
Tabelle 33 - Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zur bodennahen Ozonbildung [Öko-Institut 2009]	145
Tabelle 34 – Material- (kg/ha) und Energieeinsatz (l Diesel/ha) zur Bereitstellung der Energiepflanzen	146
Tabelle 35 – Verwendete Entschwefelungsmethoden der untersuchten Biomethanerzeugungspfade	149
Tabelle 36 - Leistungsdaten BHKW.....	150
Tabelle 37 - Emissionswerte BHKW	150
Tabelle 38 – Leistungsdaten Gasbrenner.....	150
Tabelle 39 - Emissionswerte Gasbrenner.....	150
Tabelle 40 - Leistungsdaten Biomassekessel	150
Tabelle 41 – Emissionswerte Biomassekessel	151
Tabelle 42 - Grunddaten PKW; Real World Messungen und deren Simulation durch die TU Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen [vgl. Hofbauer et al 2008].....	152
Tabelle 43 - Leistungsdaten der Wärmeerzeugung	152
Tabelle 44 - Emissionswerte der Wärmeerzeugung.....	152

Tabelle 45 – Treibhausgasemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.	153
Tabelle 46 – Treibhausgasemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	153
Tabelle 47 - Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.	153
Tabelle 48 - Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	154
Tabelle 49 - Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	154
Tabelle 50 - Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	154
Tabelle 51 - Treibhausgasemissionen für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas	155
Tabelle 52 - Treibhausgasemissionen für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung	155
Tabelle 53 - Treibhausgasemissionen für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtwirkungsgrad. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung	155
Tabelle 54 – Versauerung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.	156
Tabelle 55 - Versauerung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	156
Tabelle 56 – Versauerung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	156
Tabelle 57 – Versauerung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	157
Tabelle 58 - Versauerung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	157

Tabelle 59 - Versauerung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.....	157
Tabelle 60 - Versauerung für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas.....	158
Tabelle 61 - Versauerung für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung	158
Tabelle 62 – Versauerung für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtnutzungsgrad. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung	158
Tabelle 63 – Bodennahe Ozonbildung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.....	159
Tabelle 64 - Bodennahe Ozonbildung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.....	159
Tabelle 65 – Bodennahe Ozonbildung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.....	159
Tabelle 66 - Bodennahe Ozonbildung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.....	160
Tabelle 67 - Bodennahe Ozonbildung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.....	160
Tabelle 68 - Bodennahe Ozonbildung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.....	160
Tabelle 69 – Bodennahe Ozonbildung für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas	161
Tabelle 70 – Bodennahe Ozonbildung für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.....	161
Tabelle 71 – Bodennahe Ozonbildung für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.....	161
Tabelle 72 - Staubemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas.	

Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	162
Tabelle 73 - Staubemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	162
Tabelle 74 - Staubemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	162
Tabelle 75 - Staubemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	163
Tabelle 76 - Staubemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	163
Tabelle 77 - Staubemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	163
Tabelle 78 - Staubemissionen für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas.....	164
Tabelle 79 - Staubemissionen für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.....	164
Tabelle 80 - Staubemissionen für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtnutzungsgrad im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.....	164
Tabelle 81 - Fossiler Primärenergiebedarf einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	165
Tabelle 82 - Fossiler Primärenergiebedarf einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	165
Tabelle 83 - Fossiler Primärenergiebedarf der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	166
Tabelle 84 - Fossiler Primärenergiebedarf der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.....	166
Tabelle 85 - Fossiler Primärenergiebedarf der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.....	166

Tabelle 86 – Fossiler Primärenergiebedarf der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.....	167
Tabelle 87 – Fossiler Primärenergiebedarf für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas	167
Tabelle 88 – Fossiler Primärenergiebedarf für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.	167
Tabelle 89 – Fossiler Primärenergiebedarf für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtwirkungsgrad im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.	168
Tabelle 90 – Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Berechnungen	170
Tabelle 91 – Wirtschaftliche Eingangsdaten der Druckwasserwäsche von Malmberg	171
Tabelle 92 – Wirtschaftliche Eingangsdaten der Gaspermeation der TU-Wien und Axiom	172
Tabelle 93 – Wirtschaftliche Inputdaten Aminwäsche von MT-Biomethan	172
Tabelle 94 – Wirtschaftliche Inputdaten Druckwasserwäsche $\leq 45 \text{ m}^3/\text{h}$	173
Tabelle 95 – Wirtschaftliche Inputdaten PKW VW Touran	175
Tabelle 96 – Wirtschaftliche Inputdaten LKW Mercedes Eonic und Actros.....	175
Tabelle 97 – Wirtschaftliche Inputdaten Erdgas-, Öl- und Pellets-Kesselanlagen	176
Tabelle 98 – Wirtschaftliche Inputdaten Mikro-KWK-Anlage Gasturbine.....	176
Tabelle 99 – Wirtschaftliche Inputdaten Mini-KWK-Anlage Gasmotor	177
Tabelle 100 – Wirtschaftliche Inputdaten Groß-KWK-Anlage GuD-Kraftwerk.....	177
Tabelle 101 – Wirtschaftliche Inputdaten Biogas-BHKW Gesamtwirkungsgrad 60 %	178
Tabelle 102 – Wirtschaftliche Inputdaten Biogas-BHKW max. Wärmenutzung	178
Tabelle 103 – Spezifische Gestehungskosten der Komponenten der Biomethan-Erzeugungspfade vom Rohstoff bis zur Einspeisung ins Erdgasnetz sowie Erdgasreferenzpreis und Erdgasabgabe	179
Tabelle 104 – Gestehungskostenanteile der Komponenten der Erzeugungspfade in Prozent	179
Tabelle 105 – Gesamtausgaben für 1. Säule der GAP in Österreich (BMLFUW, 2010b, Daten aus Tabelle 5.1.4)	208
Tabelle 106 – Gesamtausgaben für 2. Säule der GAP in Österreich plus rein nationale Beiträge zur ländlichen Entwicklung (BMLFUW, 2010b, Daten aus Tabelle 5.1.4).....	211

Tabelle 107 – EU-Agrarmittel für die ländliche Entwicklung 2007 bis 2013 nach Mitgliedsstaaten (in BMLFUW, 2010b, Tabelle 5.8.10)	213
Tabelle 108 – Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung	220
Tabelle 109 – Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung	221
Tabelle 110 – Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung	221
Tabelle 111 – Jährlicher Förderbedarf einzelner Anlagentypen	222
Tabelle 112 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“	222
Tabelle 113 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“	223
Tabelle 114 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“	223
Tabelle 115 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“	224
Tabelle 116 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“	224
Tabelle 117 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“	225
Tabelle 118 – Sektorale Klassifikation	227
Tabelle 119 – Variablenliste	228

Diagrammverzeichnis (inklusive Anhang)

Diagramm 1 - Verteilung des Biomethanpotenzials nach Art der Flächennutzung	37
Diagramm 2 – Treibhausgasemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas.	42
Diagramm 3 - Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung mit Biomethan Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas.	43
Diagramm 4 - Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan in einem GuD-Kraftwerk im Vergleich zu Erdgas	43
Diagramm 5 - Treibhausgasemissionen der Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK im Vergleich zu einem Biogas-BHKW. (1a Biomethan: 800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle, 1a Biogas: 1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle, 3b Biomethan: 400 Nm ³ /h_100% Reststoffe, 3b Biogas: 800 Nm ³ /h_100% Reststoffe)	44
Diagramm 6 - Versauerung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas.	45
Diagramm 7 – Bodennahe Ozonbildung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas	45
Diagramm 8 - Staubemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas	46
Diagramm 9 – Fossiler Primärenergiebedarf der Wärmeerzeugung mit Biomethan Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas.	47
Diagramm 10 – Gestehungskosten Biomethan inkl. Netzeinspeisung vs. Erdgas.....	51
Diagramm 11 – Struktur der Gestehungskosten von drei Biomethan-Erzeugungspfaden in Kreisdiagrammen	52
Diagramm 12 – Sensitivität der Gestehungskostenkomponenten des Biomethan-Erzeugungspfades 250 m ³ /h Integrierte Fruchtfolge & Stroh.....	53
Diagramm 13 – Sensitivität der Gestehungskostenkomponenten des Biomethan-Erzeugungspfades 400 m ³ /h Reststoffe	53
Diagramm 14 – Sensitivität der Gestehungskostenkomponenten des Biomethan-Erzeugungspfades 600 m ³ /h Energiefruchtfolge	54
Diagramm 15 – Break-Even bei Biomethan 1,5% und Erdgas 2% Steigerung	55
Diagramm 16 – Break-Even bei Biomethan 1,5% und Erdgas 6% Steigerung	55
Diagramm 17 – Break-Even bei Biomethan 1,5% und Erdgas 10% Steigerung	56

Diagramm 18 – EDL Transport – Vollkosten PKW	57
Diagramm 19 – EDL Wärme – Vollkosten Beheizung Internat	58
Diagramm 20 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Mikrogasturbine Einkaufszentrum.....	59
Diagramm 21 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Biogas- Blockheizkraftwerk mit Gesamtwirkungsgrad 60 %	60
Diagramm 22 - Entwicklung des österreichischen Erdgasverbrauchs von Erdgas von 1995 bis 2008; Datenbasis [Statistik Austria 2010a]	75
Diagramm 23 - Entwicklung des Gasverbrauchs in Österreich im Wärmesektor von 1995 bis 2008; Datenbasis [Statistik Austria 2010a]	76
Diagramm 24 - Anteile der Energieträger für Raumheizungen in Österreich auf Basis der installierten Anzahl an Heizungsanlagen für 2007/2008; Datenbasis [Statistik Austria 2010b].....	76
Diagramm 25 - Entwicklung des Gasverbrauchs in Österreich im Elektrizitätssektor; Datenbasis [Statistik Austria 2010a]	77
Diagramm 26 - Entwicklung des Gasverbrauchs ausgewiesen im Verkehrssektor. Beinhaltet sowohl Aufwendungen für den Netzbetrieb als auch für Erdgasfahrzeuge. Datenbasis [Statistik Austria 2010a]	78
Diagramm 27 - Entwicklung der Anzahl an Erdgasfahrzeugen in Österreich von 2006 bis 2009; Datenbasis [Statistik Austria 2010c].....	79
Diagramm 28 - Notwendige Zunahme an CNG-Fahrzeugen um im Jahr 2020 die 200.000 CNG-Fahrzeuge der Energiestrategie zu erreichen.	80
Diagramm 29 – Zusammenhang zwischen Biomethanpotential und – kosten für die untersuchten Erzeugungspfade.....	82
Diagramm 30 - Zusammenhang zwischen Treibhausgasreduktionspotential und Treibhausgasreduktionskosten bei der Nutzung von Biomethan als Treibstoff bei Ersatz von Erdgas.....	84
Diagramm 31 - Zusammenhang zwischen Treibhausgasreduktionspotential und Treibhausgasreduktionskosten bei der Nutzung von Biomethan zur Wärmebereitstellung bei Ersatz von Erdgas.....	84
Diagramm 32 – Beschäftigungseffekte (in Jahresbeschäftigungsverhältnissen – JBV) in partialökonomischer Betrachtung	89
Diagramm 33 – BIP-Effekte einer partialökonomischen Betrachtung.....	90
Diagramm 34 – BIP-Effekte bei Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“	91
Diagramm 35 – BIP-Effekte je Mio.€ Biomethanförderung bei Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“	92

Diagramm 36 – Beschäftigungseffekte (in Jahresbeschäftigungsverhältnissen – JBV) bei Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“	93
Diagramm 37 – Beschäftigungseffekte (in Jahresbeschäftigungsverhältnissen – JBV) je Mio.€ Biomethanförderung bei Szenario „Subventionierung der Biomethanproduktion“	94
Diagramm 38 – Beschäftigungseffekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung“	95
Diagramm 39 – Nominale BIP-Effekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung“	96
Diagramm 40 – Reale BIP-Effekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung“	97
Diagramm 41 - Verteilung des Biomethanpotenzials nach Art der Flächennutzung	133
Diagramm 42 – Vergleich Biomethan-Outputmengen mit spezifischen Gesteuerungskosten	180
Diagramm 43 – Kosten der Biogaserzeugung (ohne Aufbereitung und Netzeinspeisung) im Vergleich zu den Erdgasreferenzkosten	180
Diagramm 44 – Kosten der Biomethan Aufbereitung und Netzeinspeisung im Vergleich zu den Erdgasreferenzkosten.....	181
Diagramm 45 – EDL Transport – Vollkosten LKW	182
Diagramm 46 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Mini-KWK Gasmotor	183
Diagramm 47 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Groß-KWK GuD-Kombi-Kraftwerk	183
Diagramm 48 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Biogas-Blockheizkraftwerk mit maximaler Wärmenutzung	184
Diagramm 49 – Durchschnittliche EU-Agrarförderungen der 1. Säule bezogen auf die landwirtschaftliche Fläche (in Euro je Hektar LF, Jahr 2013), (Quelle: Daten aus Deutscher Bauernverband, 2010, S. 125).....	210
Diagramm 50 – Durchschnittliche EU-Agrarförderungen der 2. Säule bezogen auf die landwirtschaftliche Fläche (in Euro je Hektar LF, Jahr 2013), (Quelle: Daten aus Deutscher Bauernverband, 2010, S. 125).....	212

Literaturverzeichnis

Literatur Einleitung

Energiepark Bruck an der Leitha; et al: Pilotprojekt Virtuelles Biogas. www.virtuellesbiogas.at. Bruck an der Leitha, 2010.

Umweltbundesamt: Klimaschutzbericht 2009. Wien, 2009.

Literatur Kosten- und Potentialanalyse der Gärrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses (AP 10.2)

BMLFUW (2008): Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008. Hrsg: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Wien, Eigenverlag.

BMVIT (2007): Handbuch Biogaslogistik. Hrsg: Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.

Stürmer, B., Eder, M., Hopfner-Sixt, K., Bauer, A., Handler, F., Amon, T. und A. Ritzmann (2008). [Optimierung der Beschaffungs- und Distributionslogistik auf Biogasanlagen](#). Biomassekonferenz ([Biomasseverband](#)), Graz, 17. Januar 2008.

Walla, C., Hopfner-Sixt, K., Amon, T. und W. Schneeberger (2006). [Ökonomisches Monitoring von Biogasanlagen in Österreich](#). Agrarische Rundschau, 6/2006, S. 10-16.

Walla, C. und W. Schneeberger (2008). [The optimal size for biogas plants](#). Biomass & Bioenergy 32(6): 551-557.

IPCC, 2006. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston, H.S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K., (Hrsg.). IGES, Japan.

KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2005a. Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. KTBL-Heft 50. 1. Aufl., Darmstadt.

KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2005b. Faustzahlen für die Landwirtschaft. 13. Aufl., Darmstadt.

KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2006. Energiepflanzen - Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. Darmstadt.

KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2007. Faustzahlen Biogas. Darmstadt.

Leonhartsberger, C., Bauer, A., Lyson, D., Bodiroza, V., Milovanovic, D., Amon, B., Rinnhofner, T., Friedel, J.K., Amon, T., 2008. Optimisation of biogas production through the cultivation of site-adapted energy crops and sustainable crop rotation systems. In: ETA Renewable Energies und WIP Renewable Energies, 16th European Biomass Conference & Exhibition, Valencia.

ÖKL Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung, 2009. Kraftstoffverbrauch in der Land- und Forstwirtschaft. ÖKL, Wien. In: www.oekl.at/richtwerte/kraftstoffverbrauch-am-13.10.2009.

Strebl, F., Gebetsroither, E., Orthofer, R., 2003. Greenhouse Gas Emissions from Agricultural Soils in Austria. ARC Seibersdorf research.

Literatur Ökologische Bewertung der Nutzungspfade in einer Lebenszyklusanalyse (AP 10.3)

Hofbauer et al 2008: Hofbauer, H., Schönberger, C., Jungmeier, G., Canella, L., Pucker, J., Hausberger, S.: FT-Treibstoffe aus Biomasse in Österreich - Biomassepotential, Technologien und ökonomische und ökologische Relevanz, Kapitel 6 - Ökologie, Endbericht, TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften, 2008.

IPCC 2007: Intergovernmental Panel on Climate Change: Fourth Assessment Report "Climate Change 2007" - Working Group I Report "The Physical Science Basis", <http://www.ipcc.ch>

Pucker et al 2010: Pucker, J., Jungmeier, G., Siegl, S., Pötsch, E.M., Stuhlbacher, A., Ebner-Ornig, F.J., Kirchmayr, R., Bochmann, G.: Ökobilanz Biogas - Erfolgsfaktoren zur nachhaltigen Nutzung der Biogastechnologie am Beispiel ausgewählter Biogasanlagen. Endbericht. JOANNEUM RESEARCH, 2010.

Umweltbundesamt 2009: Österreichisches Umweltbundesamt: GEMIS-Österreich – Globales Emissions Modell Integrierter Systeme für Österreich, Österreich Datensatz für Version 4.5., 2009.

Literatur Betriebswirtschaftliche Bewertung (AP 10.4)

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch E.V.: BHKW Kenndaten 2005. Frankfurt am Main, 2005.

Austrian Energy Agency: Erdgas und Bio-Methan als Kraftstoffoption(en) aus dem Erdgasnetz. Wien, Februar 2007.

Bauer Kompressoren GmbH; Fries, Andreas: Telefonische Auskunft über Investitions-, Verbrauchs- und Betriebskosten für Gas-Tankstellen. Jänner 2010.

Biogas-Netzeinspeisung.at: Technische-Planung. www.biogas-netzeinspeisung.at im Oktober und November 2009.

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Ökostromverordnung 2008 – ÖSVO. BGBl. II Nr. 59/2008. Wien, 2008.

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Ökostromverordnung 2011 – ÖSVO. BGBl. II Nr. 25/2011. Wien, 2011.

E-Control – Energie-Control Kommission: GSNT-VO – Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008. Wien, Jänner 2008.

E-Control – Energie-Control Kommission: Marktstatistik Strom Börse 2008. Wien.

E-Control – Energie-Control Kommission: Serienausswertung der Gaspreise aller Anbieter für Haushaltskunden 15.000 kWh 2006 bis 2008. Wien, 2008.

E-Control – Energie-Control Kommission: Übersicht Entwicklung Industriepreise für Gas 2004 bis 2009. Wien, 2009.

Energie Steiermark, Peter Müller; Kohren: Direkte Auskunft per Telefon und Email im September 2009.

EVN, DI Christian Domes: Direkte Auskunft per Email am 29.10.2008 und telefonisch im September 2009.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. 3. Auflage. Leipzig, 2007.

Fraunhofer UMSICHT - Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Oberhausen, 2008.

GE Jenbacher: Direkte Auskunft per Email und telefonisch im August 2010.

Georg Pappas Automobil AG, Vertrieb, Erwin Zibert: Direkte Auskunft per Email und telefonisch im Juni und Juli 2010.

Grazer Energieagentur GesmbH im Rahmen des EIE-Projekts Madegascar: CNG Wirtschaftlichkeits- und Umweltbetrachtung für Landesimmobilien Gesellschaft mbH. Graz, September 2008.

Grazer Energieagentur GesmbH; Technisches Büro Nestelberger: Lehrlingsheim Bad Gleichenberg. Technisch-wirtschaftlicher Variantenvergleich zur Modernisierung der bestehenden Versorgungsanlagen und zur Ermittlung von verbrauchsseitigen Einsparmaßnahmen (Grobcheck). Graz, Februar 2008.

Kleine Zeitung, Pachernegg: Moderne Technik, höchste Effizienz. Graz, 2010.

Land Steiermark: UVP-Gutachten für das Vorhaben GDK Mellach. Umweltverträglichkeitsgutachten gem. § 12 UVP-G (UV-GA). Graz, 2005.

Magna Steyr, Präsentation von DI Markus Rudolf. Symposium Clean Heavy Duty. Graz 19.10.2009.

Malmberg Water AB, 296 85 Åhus, Schweden: Direkte Auskunft per Email am 03.11.2009 und am 19.1.2011. www.malmberg.se

MT-Biomethan GmbH, Hr. Emanuel Bregulla: Direkte Auskunft per Email am 18.12.2009 und am 4.1.2011. www.mt-biomethan.com

ÖAMTC: Pumpenpreise und Steueranteile ab 1998. www.oeamtc.at, Jänner 2010.

Österreichisches Normungsinstitut: Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach der erweiterten Annuitätenmethode. ÖNORM M 7140. Wien, 2004.

ÖVGW – Österreichischer Verein für Gas- und Wasserfach: Erdgas in Österreich. Richtlinie G31 und Richtlinie G33. Wien, 2001.

ProPellets Austria; Institut für wirtschaftliche Ölheizungen: Preisentwicklung Heizöl extraleicht – Pellets in Cent/kWh. September 2009.

Steirische Gas & Wärme; Blattner, Heimo T.: Telefonische Auskunft über Kosten und Kalkulationsansätze für Gas-Tankstellen. Jänner 2010.

Technische Universität Graz, Institut f. Verbrennungskraftmaschinen, Projekt: FT-Treibstoffe in Österreich.

Technische Universität Wien, Ass.Prof.Dipl.-Ing.Dr.techn. Michael Harasek, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften: Direkte Auskunft per Email und telefonisch am 30.11.2009 und am 07.01.2010.

Wels Strom, Leopold Berger: Direkte Auskunft per Email und telefonisch im Mai und Juni 2010.

Literatur Sozialwissenschaftliche Analyse (AP 10.5)

- Ahrer, W., Trogisch, S., Weran, N., Reindl, K., 2006. Biogasakzeptanz. BMVIT, Wien.
- Braun, R., 2007. IEA Task 27 "Energy from Biogas and Landfill". Country-Update Austria 2007.
- Dany, C., 2008. Der Maßstab wächst. Sonne, Wind & Wärme 1, 22-26.
- Dany, C., 2009. Reste-Essen. Sonne, Wind & Wärme 6, 50-54.
- EurObserv'ER, 2007. Biogas Barometer. SYSTÈMES SOLAIRES - LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES 179, 51-61.
- Harlander, K., 2007. Food versus fuel - Essen oder Tanken? Ökoenergie 68, 6-7.
- Hornbachner, D., Hutter, G., Moor, D., 2005. Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich. BMVIT, Wien.
- LEV, 2005. Biogaspotentialstudie für das Land Steiermark. Landesenergieverein Steiermark, Graz.
- Markard, J., 2008. Biogasnutzung in der Schweiz. Hemmnisse, Förderfaktoren und zukunftsorientierte Analysen. Novatlantis, Zürich.
- Mautz, R., Byzio, A., Rosenbaum, W., 2008. Auf dem Weg zur Energiewende: Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Universitätsverlag Göttingen, Göttingen.
- Puchas, K., 2003. Biogasstrategiekonzept Steirische Gas-Wärme GmbH. Lokale Energieagentur Oststeiermark, Auersbach.
- Puchas, K., 2006. KOMMUNIKATIONSRATGEBER für die erfolgreiche Biogasanlage. Arge Kompost & Biogas, Linz.
- Schmidhuber, J., 2008. Impact of an increased biomass use on agricultural markets, prices and food security: A longer term perspective, Mitteleuropäische Biomassekonferenz 2008. Österreichischer Biomasseverband, Graz.
- Tragner, F., Lins, S., Hornbachner, D., Kryvoruchko, V., Konrad, G., Bomatter, A., 2008. Biogas Branchenmonitor. Erhebung von Wirtschaftsdaten und Trends zu Biogas in Österreich. BMVIT, Wien.
- Ulz, G., 2003. Bauherrenmappe Biogas. LEV, Graz.
- Umbach-Daniel, A., Rütter, H., 2004. Mobilisierung des Marktpotentials von Biogasanlagen in der Schweiz. Bundesamt für Energie, Bern.
- Veigl, A., Tretter, H., 2005. Biogas: Die derzeitige Situation in Österreich. energy - Zeitschrift der Österreichischen Energieagentur 3/05, 4-7.
- Vogt, R., Gärtner, S., Münch, J., Reinhardt, G., Köppen, S., 2008. Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Materialband K: Hemmnisanalyse Biogasausbau. ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt.

Literatur Analyse der Schnittstellen von Agrar- und Energiepolitik (AP 10.6)

- Abfallwirtschaftsgesetz; BGBl. I Nr. 102/2002 idF BGBl. I Nr. 54/2008; Wien.

„Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz-ÖSG)“, BGBl. I Nr. 149/2002 (idF 114/2008); Wien.

„Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz-ÖSG)“, Novelle vom 05.10.2009; Wien.

BMLFUW: Sonderrichtlinie des Bundesministers zur Umsetzung von Maßnahmen im Rahmen des Österreichischen Programms für die Entwicklung des ländlichen Raums 2007 – 2013 – „sonstige Maßnahmen“; GZ BMLFUW-LE.1.1.22/0012-II/6/2007 idF GZ BMLFUW-LE.1.1.22/0007-II/6/2009; Wien.

BMLFUW: Sonderrichtlinie des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft zur Gewährung von Zahlungen für naturbedingte Nachteile in Berggebieten und Zahlungen in anderen Gebieten mit Benachteiligungen – Ausgleichszulage 2010; BMLFUW-LE.1.1.4/0003-II/7/2010; Wien.

BMLFUW (2007): Sonderrichtlinie des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft für das Österreichische Programm zur Förderung einer umweltgerechten, extensiven und den natürlichen Lebensraum schützenden Landwirtschaft; GZ BMLFUW-LE.1.1.8/0014-II/8/2010; Wien.

BMLFUW (2009): Österreichisches Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums 2007-2013; Fassung nach 3. Programmänderung; zuletzt geändert mit Entscheidung K(2009)10217 vom 14.12.2009; Wien.

BMLFUW (2010a): Sonderrichtlinie des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft zur Gewährung von Zahlungen für naturbedingte Nachteile in Berggebieten und Zahlungen in anderen Gebieten mit Benachteiligungen; BMLFUW-LE.1.1.4/0003-II/7/2010; Wien.

BMLFUW (2010b): Grüner Bericht 2010; 51. Auflage; Wien.

BMLFUW (2011): Evaluierungsbericht 2010 – Halbzeitbewertung für das Österreichische Programm für die Entwicklung des ländlichen Raums; Wien; <http://land.lebensministerium.at/article/articleview/86143/1/26580/> .

Deponieverordnung; Langtitel: Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft über Deponien; BGBl. II Nr. 39/2008; Wien.

Deutscher Bauernverband (2010): Situationsbericht 2011 – Trends und Fakten zur Landwirtschaft; ISBN 978-3-9812770-2-9; Berlin; 11/2010.

Deutsches Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2008) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG); Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil 1 Nr. 49; 25. Oktober 2008; Deutschland; http://bundesrecht.juris.de/eeg_2009/BJNR207410008.html .

Deutsches Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2008) Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) vom 7. August 2008. http://bundesrecht.juris.de/eww_rmeg/index.html .

Europäische Kommission (2010): Die GAP bis 2020: Nahrungsmittel, natürliche Ressourcen und ländliche Gebiete – die künftigen Herausforderungen; Mitteilung der Europäischen Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europä-

ischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen; KOM(2010) 672 endgültig; 11/2011; Brüssel.

Hovorka, G., Groier, M., Ortner, K.M., Quendler, E. (2010): Vergleich ausgewählter Fördermaßnahmen in Vorarlberg mit benachbarten Regionen; in „Ländlicher Raum“ – Online Fachzeitschrift des Österreichischen Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft.

Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz; BGBl. I S. 2705 (idF BGBl. I S. 2986) vom 22. Dezember 2008, Deutschland.

Landesenergieverein Steiermark (LEV): Bauherrenmappe Biogas; <http://www.lev.at/Download/BiogasWeb.pdf>.

Lantz, M., Svensson, M., Björnsson, L., Björnsson, P. (2007): The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden – Incentives, barriers and potentials; Energy policy, Vol. 35, no. 3, pp. 1830-1843; ISSN 0301-4215; published by Elsevier, Oxford.

Lokale Energieagentur Oststeiermark (2003): Biogasstrategiekonzept Steirische Gas-Wärme GmbH; Auftraggeber: Steirische Gas-Wärme GmbH; Endbericht Teil I; Auersbach 07/03.

Ortner, K.M., Hovorka, G., Groier, M., Hambrusch, J., Janetschek, H., Loibl, E., Oedl-Wieser, T., Quendler, E., Pfusterschmid, S., Tamme, O. (2009): Evaluierung der Landwirtschaftsförderung und der Praxis der Vorarlberger Landwirtschaft unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben; Bundesanstalt für Agrarwirtschaft & Bundesanstalt für Bergbauernfragen; im Auftrag der Vorarlberger Landesregierung; Wien; 11/2009; http://www.agraroekonomik.at/index.php?id=srzusfass&SELECTPRO_PUBID=1841

Savola, H. (2006): Biogas systems in Finland and Sweden – Impact of government policies on the diffusion of anaerobic digestion technology; Master's thesis; University Lund; ISSN 1401-9191; Sweden.

Segger, V. (2010): Entkopplung und Kombimodell – Auswirkungen auf unterschiedliche Betriebsformen und Standorte; LEL Schwäbisch Gmünd; in Landinfo 1/2005; <http://www.landwirtschaft-mlr.baden-wuerttemberg.de/servlet/PB/-s/13097okhxmd7z12bmacha5q461158k2u/show/1158139/segger1.pdf>

Swedish Ministry of Agriculture (2007): Rural Development Programme for Sweden – the period 2007-2013; <http://www.regeringen.se/content/1/c6/08/27/27/ee703769.pdf> .

Tödting-Schönhofer, H., Schuh, B., Lukesch, R., Vercruyssen, J-P., Wimmer, H., Elbe, S., Soto, P., Wortmann, L. et al. (2008): Synthesis of Ex-Ante Evaluations of Rural Development Programmes 2007-2013, Final Report; im Auftrag der Europäischen Kommission, DG Agriculture and Rural Development; Wien und Brüssel; 12/2008.

25. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle im Jahr 2011 verpflichtet ist (Ökostromverordnung 2011- ÖSVO 2011); Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich; ausgegeben am 28. Jänner 2011; Wien.

Verordnung über die getrennte Sammlung biogener Abfälle; Verordnung des Bundesministers für Umwelt, Jugend und Familie; BGBl. Nr. 68/1992 idF BGBl. Nr. 456/1994; Wien.

Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009; aufgelistet durch den Bundestagsbeschluss zum EEG vom 6.6.2008; Deutschland; http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_verguetungsregelungen.pdf.

Literatur Marktwirkung der Ergebnisse und Zukunftsperspektiven in der Energiewirtschaft (AP 10.7)

Amon T, 2006: Amon, Thomas: Biogaspotenziale – Rohstoffe und nachhaltige Nutzungskonzepte. Präsentation auf dem 13. Biomassetag. Tulln. 7.11.2006

Hofmann et al 2005: Hofmann, Frank, Plättner, André, Scholwin, Frank: Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig im Auftrag der E-Control GmbH. Oktober 2005.

Jungmeier et al 1997: Jungmeier, Gerfried, Fankhauser, Gerhard, Könighofer, Kurt, Spitzer, Josef: GEMIS-Österreich – Emissionsfaktoren und energietechnische Parameter im Prozesskettenbereich Endenergie – Nutzenergie, Endbericht, JOANNEUM RESEARCH im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie. Graz. Mai 1997.

Lebensministerium + BMVIT 2010: Energiestrategie Österreich. Maßnahmenvorschläge. In <http://www.energiestrategie.at> am 15.09.2010

Statistik Austria 2010a: Energiestatistik - Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2008. Gasbilanz. Erstellt am: 20.11.2009. In: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html am 6.09.2010

Statistik Austria 2010b: Energiestatistik - MZ Energieeinsatz der Haushalte 2007/2008. Erstellt am: 08.06.2009. In http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html am 6.09.2010

Statistik Austria 2010c: KFZ-Bestand 2009. Telefonische Auskunft am 16.09.2010, Direktion Raumwirtschaft, Kraftfahrzeuge, Frau Gerda Fischer.

Statistik Austria 2010d: Kraftfahrzeuge-Kfz-Neuzulassungen Jänner-Dezember 2010. In http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_neuzulassungen/index.html am 30.3.2011

Literatur Volkswirtschaftliche Bewertung einer erhöhten Biomethannutzung durch Einspeisung (AP 10.8)

Bergmann, L. (1991): General Equilibrium Effects of Environmental Policy; A CGE-Modelling Approach; Environmental and Resource Economics ; 1/1991; S. 43-61.

Brooke, A., Kendrick, D. et al. (1998): GAMS A User's Guide; Washington D.C.; GAMS Development Corporation.

Dirkse, S.P., Ferris, M.C. (1993): The PATH solver – a non monotone stabilization scheme for mixed complementary problems; Working paper; University of Wisconsin; 09/1993; <https://eprints.kfupm.edu.sa/70795/1/70795.pdf> ; 25. Jänner 2010.

Kratena, K., Zakarias, G. (2001): MULTIMAC IV: A Disaggregated Econometric Model for the Austrian Economy; Working Paper 160; Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO); Wien.

Prettenthaler, F., Dalla-Via, A., Gobiet, A., Fank, J., Kurzmann, R., Oberauer, I., Toeglhofer, C., Truhetz, H., Zakarias, G. (2007): Wasser & Wirtschaft im Klimawandel – Konkrete Ergebnisse am Beispiel der sensiblen Region Oststeiermark; Joanneum Research & Universität Graz; herausgegeben gemeinsam mit der Österreichischen Akademie der Wissenschaften.

Rutherford, T.F. (1998): Economic Equilibrium Modeling with GAMS. An Introduction to GAMS/MCP and GAMS/MPSGE; University of Colorado; 06/1998; <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/mpsge.pdf> ; 25. Jänner 2010.

Rutherford, T.F. (1999): Applied General Equilibrium Modeling with MPSGE as a GAMS Subsystem – An Overview of the Modeling Framework and Syntax; erschienen in Computational Economics; Vol. 14, 1999; pp. 1-46.

Anhang

1 Festlegung und Datenanforderung der Biomethan-Systeme

1.1 Übersicht der betrachteten Energiesysteme

Inhalt von AP 10.1. ist die Festlegung der im Projekt zu bewertenden Biomethan-Energiesysteme und deren Referenz-Energiesysteme. Die Festlegung basiert auf 15 Biomethan-erzeugungspfaden (Rohstoffbereitstellung, Biogaserzeugung und Biogas-aufbereitung) und auf unterschiedlichen Anwendungsfällen für die Verwendung des erzeugten Biomethans. Zur Bewertung werden Referenz-Energiesysteme definiert, insbesondere Erdgas-Energiesysteme und Biogas-Nutzungspfade mit Strom- und Wärme-erzeugung in einem BHKW. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die Biome- than-, Biogas- und Erdgas-Energiesysteme.

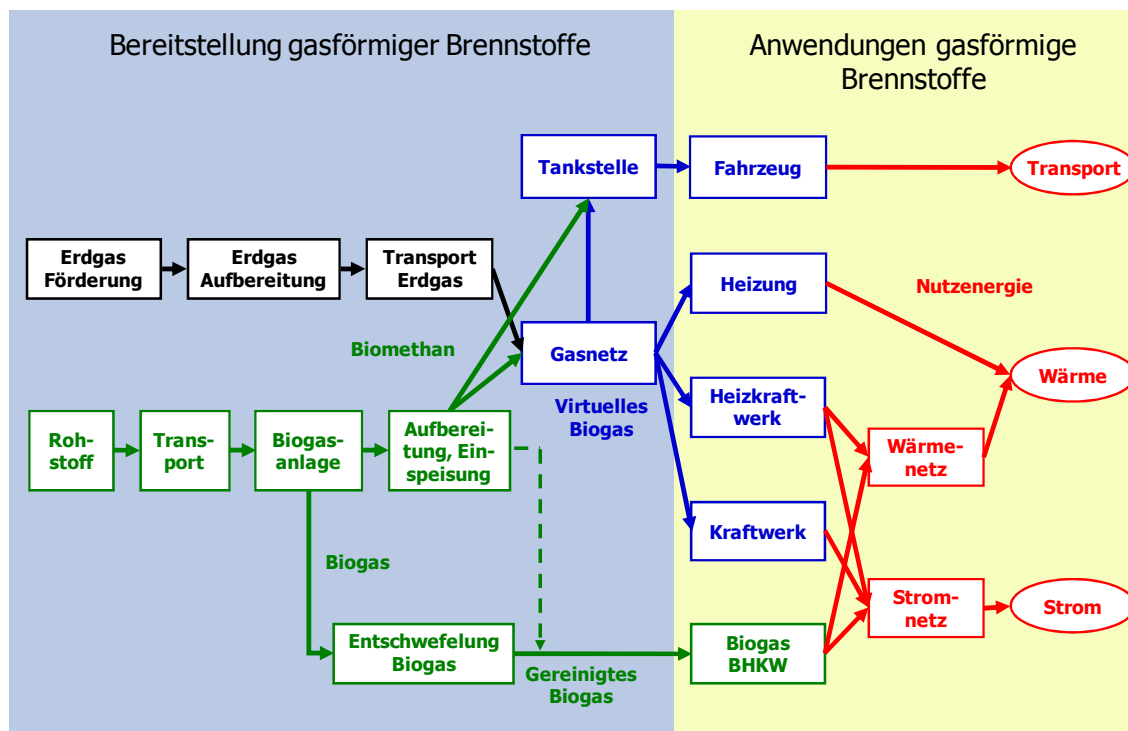


Abbildung 6 – Übersicht von Biomethan-, Biogas- und Erdgas-Energiesysteme

1.2 Beschreibung der untersuchten Biomethan-erzeugungspfade

Nachfolgend sind die ausgewählten Biomethan-erzeugungspfade bis zum Punkt der Biogaserzeugung beschrieben. Ziel bei der Auswahl der Erzeugungspfade war es, das in Österreich vorzufindende Größenspektrum der existierenden Anlagen, eine breite Substratvielfalt, sowie standörtliche Gegebenheiten zu analysieren. Ausgehend von fünf real existierenden und gegenwärtig am Stand der Technik befindli-

chen Biogasanlagen wurden jeweils ein bis zwei Referenzanlagen auch in Hinblick auf zukünftige Entwicklungen erstellt. Aufgrund der Betrachtung von real existierenden Anlagen kann auf tatsächliche Zahlen und Werte zurückgegriffen werden. Ausnahme stellen die Erzeugungspfade 1a, 1b und 2 mit einer Größenordnung von 1.500 Nm³ Biogas pro Stunde dar. Eine Anlage dieser Größe ist in Österreich nicht existent, wurde dennoch um das Größenspektrum zu erweitern in die Bewertung aufgenommen. In der Tabelle 20 sind die untersuchten Anlagenszenarien und deren eingesetzte Substratmengen angeführt.

Tabelle 20 – Ausgewählte Anlagenszenarien sowie Art und Menge eingesetzter Substrate

Pfad	Bezeichnung	Rohbiogas [Nm ³ /h]	Region	Substrat	Menge [t]
1a 1b	Energiefruchtfolge	1500	OÖ	Mais-GPS	25.000
				Triticale-GPS	17.000
				SB-GPS	16.500
				GR-GPS	11.000
				Rindergülle	12.000
2	Integrierte Fruchtfolge	1500	OÖ	Mais-GPS	34.500
				SB-GPS	17.500
				WR-GPS	12.500
				GR-GPS	12.500
				Rindergülle	12.000
3a 3b	Reststoffe	800	NÖ	Überlagerte LM	3.000
				Lecithin	8.300
				Fettabscheider	2.500
				ZR-Schnitzel	4.000
				Gemüseabfälle	6.600
				Küchenabfälle	2.600
4	Zwischenfrucht&Stroh	800	NÖ	Luzerne-GPS	6.300
				ZF-GPS	4.900
				Maisstroh	6.000
				Getreidestroh	7.000
5	Mais	450	Stmk	Mais-GPS	4.800
				CCM	6.500
				Schweinegülle	12.000
				Schlempe	2.000
6	Mais&Rohglycerin	450	Stmk	Mais-GPS	2.700
				CCM	450
				Rohglycerin	3.500
				RPK	280
				Schweinegülle	12.000
				Schlempe	2.000

7a	Integrierte Fruchtfolge&Stroh	450	Stmk	Mais-GPS	7.000
7b				Kleegras-GPS	4.000
				GR-GPS	5.600
				Maisstroh	1.450
				SB-stroh	450
				Schweinegülle	15.000
8a	Wiesengras	45	Sbg	Wiesengras	2.200
8b				Rindergülle	2.000
9a	Rinder- und Schweinegülle	45	OÖ	Rindergülle	10.000
9b				Schweinegülle	3.000
10	Hühnermist	11	OÖ	Hühnermist	540
				Schweinegülle	700

GPS...Ganzpflanzensilage, SB...Sonnenblume, GR...Grünroggen, WR...Wickroggen, LM...Lebensmittel, ZR...Zuckerrübe, CCM...Corn-Cob-Mix, RPK...Rapspresskuchen
 Varianten a und b unterschieden sich in der Art der Prozesswärmebereitstellung

Den Biomethanerzeugungspfad, bei denen Energiepflanzen als Substrat für die Biogaserzeugung auf landwirtschaftlichen Nutzflächen anbaut werden, wurde eine entsprechende Fruchtfolge unterstellt, anhand derer der Flächenbedarf ersichtlich wird. Die Biomasseertragsdaten stammen aus persönlichen Mitteilungen der Anlagenbetreiber oder aus Erhebungen des Instituts für Landtechnik (ILT), an der BOKU Wien. Die Gaserträge entsprechen Literaturwerten (KTBL, 2005a) bzw. entstammen aus Gärversuchen des ILT.

Biomethanerzeugungspfad 1a/1b: Energiefruchtfolge - Oberösterreich

Der Biomethanerzeugungspfad 1a/1b bildet eine übliche Energiefruchtfolge im Raum nördliches Alpenvorland ab. Die zur Bewertung herangezogenen Ertragsdaten der Fruchtfolge sind in der Tabelle 21 dargestellt. In einer 3-jährigen Fruchtfolge werden Mais, Wintertriticale, Grünroggen und Sonnenblume angebaut. Die Kulturen werden als Ganzpflanzensilage in der Biogasanlage vergoren. Bei dem erzielbaren Methanhektarertrag von ca. 10.000 m³ Biogas bedarf es einer Anbaufläche von 1.300 ha. Zusätzlich werden 12.000 m³ Schweinegülle pro Jahr eingesetzt.

Tabelle 21 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfade 1a/1b

Jahr	Kultur	Ertrag [t oTS]	Biogasausbeute [l_N kg oTS⁻¹]	Biogashektarertrag [m³ ha⁻¹]
1	Silomais	20	620	12.400
2	Triticale	13	600	7.800
3	Grünroggen	7	600	4.200
	Sonnenblume	10	570	5.700
Biogasertrag Fruchtfolge gesamt				30.100
Biogasertrag pro Jahr				~ 10.000

Biomethanerzeugungspfad 2: Integrierte Fruchtfolge - Oberösterreich

Dieser Erzeugungspfad stellt ein Alternativszenario zum Erzeugungspfade 1a/1b dar. Wie in Tabelle 22 ersichtlich erlaubt diese Fruchtfolge eine gleichzeitige Erzeugung von Lebensmitteln und Rohstoffen für die Biogaserzeugung. Bei dieser 4-jährigen Fruchtfolge werden Mais, Wickroggen, Winterweizen, Grünroggen und Sonnenblume angebaut. Im 2. und 3. Jahr wird Körnermais und Winterweizen zur Lebensmittelerzeugung angebaut. Aufgrund der integrierten Produktion sinkt der Methanhektarertrag im Vergleich zum Erzeugungspfade 1a/1b auf ca. 6.500 m³ Biogas pro Hektar, wodurch sich der Flächenbedarf auf ca. 2.000 Hektar erhöht. Zusätzlich zu den Nawaro´s werden wiederum 12.000 m³ Schweinegülle pro Jahr eingesetzt.

Tabelle 22 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfade 2

Jahr	Kultur	Ertrag [t oTS]	Biogasausbeute [l _N kg oTS ⁻¹]	Biogashektarertrag [m ³ ha ⁻¹]
1	Silomais	20	620	12.400
2	Wickroggen	7	600	4.200
	Körnermais	-	-	-
3	Winterweizen	-	-	-
4	Grünroggen	7	600	4.200
	Sonnenblume	10	570	5.700
Biogasertrag Fruchtfolge gesamt				26.500
Biogasertrag pro Jahr				~ 6.500

Biomethanerzeugungspfad 3a/3b: Reststoffe - Niederösterreich

Biomethanerzeugungspfad 3a/3b entspricht einer Abfallverwertungsanlage, die aus Reststoffen der Lebens- und Futtermittelindustrie eine Biogasmenge von 800 Nm³ pro Stunde erzeugt. Zum Einsatz kommen vorwiegend überlagerte Lebensmittel, Gemüse-, Küchen- und Kantinenabfälle. Zusätzlich werden fetthaltige Reststoffe wie Lecithin und Fettabscheiderrückstände eingesetzt.

Biomethannutzungspfad 4: Zwischenfrüchte und Stroh - Niederösterreich

Diese Anlage stellt ein Alternativ- bzw. Zukunftsszenario zum Biomethanerzeugungspfade 3a/3b (800 Nm³ Biogas pro Stunde) in der Marchfeldregion dar. Aus einer standortangepassten und ökologisch ausgerichteten Fruchtfolge (Tabelle 23) werden die nach heutigem Stand noch nicht bzw. wenig eingesetzten Rohstoffe Stroh bzw. Zwischenfrüchte für die Biogaserzeugung entnommen. Das Stroh von Winterweizen, Wintergerste und Körnermais wird, um es für die Biogaserzeugung nutzbar zu machen, mittels Thermodruckhydrolyse vorbehandelt. Aufgrund dieser im Praxismaßstab noch nicht erprobten Technologie wird der schwer abbaubare Lignozellulosekomplex aufgebrochen und somit die Inhaltsstoffe für den Abbau durch die Mikroorganismen in der Biogasanlage verfügbar gemacht. Die Zwischenfrucht- und Luzernebiomasse wird als Ganzpflanzensilage in der Biogasanlage verwertet.

Tabelle 23– Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfad 4

Jahr	Kultur	Ertrag [t oTS]	Biogasausbeute [l _N kg oTS ⁻¹]	Biogashektarertrag [m ³ ha ⁻¹]
1	Winterweizen*	4,5	700	3.150
2	Wintergerste*	4,5	700	3.150
	Zwischenfrucht	8,0	600	4.800
3	Luzerne	10,0	600	6.000
4	Körnermais*	8,0	700	5.600
Biogasertrag Fruchtfolge gesamt				22.700
Biogasertrag pro Jahr				5.675

* Hauptprodukt (Getreide- bzw. Maiskörner) zur Lebens- und Futtermittelerzeugung, Nebenprodukt (Stroh) zur Biogaserzeugung; Ertragsdaten für Strohbiomasse angegeben

Biomethanerzeugungspfad 5: Mais - Steiermark

Bei diesem Erzeugungspfade wird als überwiegendes Substrat Mais in Form von Ganzpflanzensilage sowie in Form eines sog. Corn-Cob-Mixes (CCM, = Körner und Spindel des Maiskolbens) eingesetzt. Für die Erzeugung von Mais werden insgesamt ca. 500 ha landwirtschaftliche Nutzfläche beansprucht. Zusätzlich werden 15.000 m³ Schweinegülle verwertet. Diese Anlage erzeugt eine Biogasmenge von 450 Nm³ pro Stunde.

Biomethanerzeugungspfad 6: Mais und Rohglycerin - Steiermark

Bei diesem Biomethanerzeugungspfad wird neben denselben Substraten des Erzeugungspfad 5 noch Rohglycerin, als Nebenprodukt der Biodieselherstellung, eingesetzt. Durch das sehr energiereiche Rohglycerin kann die Substratmenge von Mais, und dadurch die benötigte landwirtschaftliche Nutzfläche (ca. 50 ha) deutlich reduziert werden.

Biomethanerzeugungspfad 7: Integrierte Fruchtfolge und Stroh - Steiermark

Als weiteren Biomethanerzeugungspfad für den Standort Steiermark wurde ein Zukunftsszenario mit Rohstoffen einer integrierten Fruchtfolge und deren Reststoffe zur Untersuchung ausgewählt (Tabelle 24). Die Hauptprodukte des 2. und 4. Anbaujahres (Sonnenblumenkerne und Maiskörner) werden für die Lebens- und Futtermittelerzeugung verwendet werden, während die Restpflanze nach einer Vorbehandlung energetisch genutzt wird. Klee gras, Grünroggen und Silomais werden in Form von Ganzpflanzensilagen der Fermentation zugeführt. Durch den Züchtungsfortschritt sollte in den nächsten Jahren ein Biomasseertrag von 25 t oTS ha⁻¹ bei Mais üblich sein. Zur Erzeugung der Rohstoffe gemäß dieser Fruchtfolge wird eine Fläche von ca. 450 Hektar benötigt.

Tabelle 24 – Fruchtfolge Biomethanerzeugungspfad 7

Jahr	Kultur	Ertrag [t oTS]	Biogasausbeute [l _N kg oTS ⁻¹]	Biogashektarertrag [m ³ ha ⁻¹]
1	Kleegras	10,0	500	5.000
2	Sonnenblume*	3,5	560	1.960
3	Grünroggen	10,5	570	5.985
	Silomais	25,0	620	15.500
4	Körnermais*	9,0	600	5.400
Biogasertrag Fruchtfolge gesamt				33.845
Biogasertrag pro Jahr				8.460

* Hauptprodukt (Sonnenblumenkerne und Maiskörner) zur Lebens- und Futtermittelherzeugung, Nebenprodukt (Stroh) zur Biogaserzeugung; Ertragsdaten für Strohbiomasse angegeben

Biomethanerzeugungspfad 8a/8b: Wiesengras - Salzburg

Im Biomethanerzeugungspfade 8a/8b werden die Rohstoffe Wiesengras und Rindergülle eines Salzburger Grünlandbetriebes zur Biogaserzeugung verwendet. Um 45 Nm³ Biogas pro Stunde zu erzeugen, wird eine Grünlandfläche von 65 Hektar und die Gülle von 125 Großvieheinheiten (GVE) benötigt.

Biomethanerzeugungspfad 9a/9b: Rinder- und Schweinegülle - Oberösterreich

Für Biomethanerzeugungspfad 9a/9b wurde eine Anlage gewählt, die aus 10.000 m³ Rinder- und 3.000 m³ Schweinegülle 45 Nm³ Biogas in der Stunde erzeugt. Um diese Güllemenge für diese Anlagengröße zu produzieren, bedarf es ca. 500 Rindern und ca. 1.000 Schweine.

Biomethanerzeugungspfad 10: Hühnermist - Oberösterreich

Biomethanerzeugungspfad 10 stellt die kleinste Anlagengröße mit einer Biogaserzeugung von 11 Nm³ Biogas pro Stunde dar. Als Substrat wird der Wirtschaftsdünger von ca. 10.500 Lege- und Masthühnern bzw. von 50 Schweinen eingesetzt.

2 Kosten- und Potentialanalyse der Gärrohstoffherzeugung sowie des Vergärungsprozesses

2.1 Aufgabenstellung

Der erste Teil dieses Arbeitspaketes befasst sich mit der Kostenermittlung für die Gärrohstoffherzeugung bzw. -bereitstellung und die Kosten des Vergärungsprozesses der in AP 10.1 definierten zehn Anlagenszenarien. Eine regional orientierte Potenzialanalyse, die in Abstimmung mit den Anlagenszenarien entwickelt wird, bildet den zweiten Teil dieses Arbeitspaketes.

2.2 Methodik

Die Kostenermittlung für die Gärrohstoffherzeugung bzw. -bereitstellung orientiert sich - was die Rohstoffpreise betrifft - an Durchschnittswerten der Jahre 2006 bis 2008. Die Berechnung von Maschinenleistungen (z.B. Transport) erfolgt auf Basis von Vollkosten (Lohnunternehmersätze). Allfällige Nährstoffrücklieferungen über die Gärrestausrückführung bzw. Nährstoffentnahmen durch die Nutzung von Nebenprodukten (Stroh) gehen in die Berechnungen ein.

Für die Ermittlung der Investitionssumme der Biogasanlagen wurden einheitliche Kostenblöcke definiert. Diese Kostenblöcke dienen unter anderem weiterführenden Analysen im volkswirtschaftlichen Teil des Projektes (AP 10.8). Unter der Annahme einer fünfzehnjährigen Nutzungsdauer und eines Zinssatzes von 5,0 % wurden daraus die Kapitalkosten der Biogasanlagen der zehn Szenarien kalkuliert.

2.3 Kostenanalyse

2.3.1 Grunddaten

Die Grundlage für die Kostenanalyse der zehn Anlagenszenarien bildeten, wie bereits im AP 10.1 erwähnt, Daten von real existierenden Biogasanlagen von ähnlicher Leistungsgröße (800, 450, 45 und 11 m³ Rohbiogas je Stunde). Lediglich für die Anlagenszenarien 1 und 2 (1500 m³ Rohbiogas je Stunde) wurden mangels verfügbarer Daten Werte einer kleineren Anlage extrapoliert. Zur Anwendung kam dabei ein einheitlicher Datenerhebungsbogen, der neben Angaben über Aufbau und Betrieb der Biogasanlage noch weitere Daten u.a. zu den verwendeten Rohstoffen sowie zum Rohstoff- und Gärresttransport aufwies. Die fünf real existierenden Biogasanlagen stehen stellvertretend für unterschiedliche Standortbedingungen mit unterschiedlichem Substratangebot. In den restlichen fünf Anlagenszenarien wurde der Einsatz ausgewählter alternativer Substrate simuliert.

Die im AP 10.1 erhobenen bzw. festgelegten Substratarten und -mengen je Anlage stellten die Eingangswerte für die Berechnungen mit dem Softwaretool „EcoGas“ dar. In einem ersten Schritt wurde damit die Plausibilität der eingesetzten Substratmengen hinsichtlich der damit erzielbaren Biogasmenge geprüft und gegebenenfalls Korrekturen vorgenommen. Zusätzliche Informationen aus den Erhebungen, wie z.B. die Anzahl und Art der Fermenter, die Verweilzeit im Fermenter oder der Zusatz von Oberflächenabwässer bzw. Recyclat zur Absenkung der Faulraumbelastung, flossen ebenfalls in das Kalkulationsprogramm ein. Aus den Ergebnissen konnten zusätzliche, für die ökonomische Analyse erforderliche Parameter abgeleitet werden.

Substrate

Der Tabelle 25 können die jeweils eingesetzten Substrate und deren Jahresmengen in Tonnen entnommen werden. Die Kosten der Substratbereitstellung wurden je nach Substrat unterschiedlich berechnet. Für nachwachsende Rohstoffe wie Mais, Sonnenblumen, Stroh, Gras, etc. wurden zunächst durchschnittliche Zukaufspreise der Jahre 2006 bis 2008 erhoben bzw. von marktfähigen Produkten abgeleitet. Davon wurden die Transportkosten vom Feld zur Biogasanlage (werden gesondert ausgewiesen) sowie der Düngerwert der auf die Felder rückgeführten Gärreste abgezogen.

Die zum Einsatz kommenden Cosubstrate (Abfälle, überlagerte Lebensmittel, Lecithin,...) Erlösen zum Teil Entsorgungsbeiträge oder werden zugekauft. Die Kosten der Behandlung des Abfalls (Sortierung, Hygienisierung, Lagerung) wurden hinzugerechnet. Auch bei diesen Substraten kommen die Transportkosten zum Abzug. Gülle und Mist wurden außer den Transportkosten keine weiteren Kosten angerechnet.

Tabelle 25 – Art und Menge der eingesetzten Substrate in den Anlagenszenarien

	Rohbiogas m³N je h	Substrat 1		Substrat 2		Substrat 3		Substrat 4		Substrat 5		Substrat 6	
			t		t		t		t		t		t
Anlage 1	1.500	Maissilage	25.000	Sonnenblumen GPS	16.500	Triticale GPS	17.000	Grünroggen GPS	11.000	Rindergülle	12.000		
Anlage 2	1.500	Maissilage	34.500	Sonnenblumen GPS	17.500	Wickroggen GPS	12.500	Grünroggen GPS	12.500	Rindergülle	12.000		
Anlage 3	800	überlag. Lebensmittel	3.000	Lecithin	8.300	Rückstände Fettsäure	2.500	ZR-Schnitzsilage	4.000	Gemüseabfall	6.600	Küchenabfälle	2.600
Anlage 4	800	Luzerne GPS	6.300	Zwischenfrucht GPS	4.900	Maisstroh	6.000	Getreidestroh	7.000				
Anlage 5	450	Maissilage	4.800	CCM (corn-cop-mix)	6.500	Schweinegülle	12.000	Schlempe	2.000				
Anlage 6	450	Maissilage	2.700	CCM (corn-cop-mix)	450	Schweinegülle	12.000	Schlempe	2.000	Rapspresskuchen	280	Rohglycerin	3.500
Anlage 7	450	Maissilage	7.000	Kleegrassilage	4.000	Schweinegülle	15.000	Roggen GPS	5.600	Maisstroh	1.450	Sonnenblumenstroh	450
Anlage 8	45	Grassilage	2.200	Rindergülle	2.000								
Anlage 9	45	Schweinegülle	3.000	Rindergülle	10.000								
Anlage 10	11	Schweinegülle	700	Hühnermist	540								

Substrattransporte

Aus Gründen der Weiterverarbeitung der Daten im AP 10.4 wurden die Transportkosten getrennt ermittelt. Für jedes Anlagenszenario und jedes Substrat wurden Annahmen hinsichtlich der durchschnittlichen Transportdistanzen getroffen. Die Berechnung der Transportkosten für die eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe erfolgte mit Hilfe eines Optimierungsmodelles (siehe Stürmer et al. 2008). Unter Berücksichtigung des Frischmasseertrages, des Trockensubstanzgehaltes und der Transportentfernung werden im Modell die Größe der Erntemaschinen (Häcksler, Mähdrescher) mit der Art und Größe der Transportgeräte (Traktor mit Abschiebwagen, Lastwagen) hinsichtlich Kostenminimierung abgestimmt. Die Kostensätze für die eingesetzten Maschinen und Geräte orientieren sich an ortsüblichen Preisen von Lohnunternehmen.

Gärrestausbringung

Die Menge an auszubringendem Gärrest wird durch die eingesetzte Menge an Substratfrischmasse und der allfälligen Zugabe von Oberflächenabwässer bzw. Recyclat

bestimmt. Korrigiert wird diese Menge um den Abbau der organischen Trockensubstanz im Fermenter. Für jedes Anlagenszenario wurden die durchschnittliche Transportentfernung bei der Gärrestausbringung und die je ha ausgebrachte Gärrestmenge festgelegt. Die Berechnung der Ausbringungskosten basiert auf ein Gespann mit Traktor und Güllefass (18 m³). Der erforderliche Zeitaufwand für das Füllen, den Transport und die Ausbringung am Feld entstammt Arbeitszeiterhebungen der BLT Wieselburg (BMVIT 2007). Die Kostensätze orientieren sich wiederum an ortsüblichen Preisen von Lohnunternehmen.

Biogasanlage

Ausgangsbasis für die Kostenberechnungen der Anlagenszenarien stellen die oben erwähnten real existierenden Biogasanlagen dar (Anlagenszenario 1, 3, 5, 8 und 10). Soweit vorhanden stammen die Investitionssummen aus den Angaben der Anlagenbetreiber. Unvollständige bzw. im benötigten Detaillierungsgrad nicht vorhandene Werte wurden durch Standardwerte aus der Literatur (Walla et al. 2006, Schneeberger und Kriegl 2008, Klinski 2006, Weidner et al. 2008) ergänzt. Die Investitionssumme wurde nach folgende Baugruppen aufgeschlüsselt: Fermenter, Gebäude, Infrastruktur, Substratlager, Mess-Steuer-Regeltechnik und Leittechnik, Biomassekessel für Wärmebereitstellung, Planung und Bauüberwachung sowie sonstige Investitionen. Die Investitionen und laufenden Kosten des Blockheizkraftwerkes samt dazugehöriger Peripherie bleiben daher unberücksichtigt.

Durch die Variation der eingesetzten Substrate in den Anlagenszenarien 2, 4, 6, 7 und 9 ergaben sich auch Änderungen hinsichtlich der Dimensionierung der als Ausgangspunkt definierten Biogasanlagen (Fermenter, Substratlager,...). Diese Änderungen der Substratarten und -mengen wurden mit Hilfe des Programmes „EcoGas“ simuliert und Kenngrößen (z.B. Fermentergröße, Größe des Substratlagers, Wärmemenge zur Heizung des Fermenters) daraus abgeleitet. Die Investitionssummen wurden dementsprechend angepasst, wobei ein linearer Ansatz gewählt wurde. Auf der Grundlage von Baurichtsätzen (BMLFUW 2008) wurde die Investitionssumme (z.B. je m³ Fermentervolumen oder Substratlager) entsprechend erhöht oder gesenkt.

Beim Anlagenszenario 3 wurden die Investitionen für die Aufbereitung, Sortierung und Hygienisierung der verwendeten Reststoffe der Biogasanlage angelastet. Die Investitionen für die Thermodruckhydrolyse (TDH) bei den Anlagenszenarien 4 und 7 sind die Ursache der gegenüber den anderen Anlagenszenarien wesentlich höheren Investitionssumme. Die Daten zur TDH stammen von Anlagen aus vergleichbaren Anwendungsbereichen der Thermodruckhydrolyse in der Industrie.

Die Kosten für Instandhaltung bzw. Service wurden mit 2,5 % der Investitionssumme angenommen. Die Personalkosten stammen, soweit vorhanden, von Angaben der Anlagenbetreiber bzw. wurden oben angeführter Literatur entnommen. Ebenfalls aus der genannten Literatur stammen die Kosten für Versicherung, Management und Eventualpositionen.

Die Heizung der Fermenter erfolgt durch eine etwaige Verbrennung und Wärmenutzung des Offgases aus der Biogas-Aufbereitung und einem Biomassekessel oder Biogas-Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Strom und Wärmebereitstellung. Für die Kostenermittlung wurden hier Richtpreise der Schwachgasbrenner, der Kesselanlagen und der BHKWs herangezogen, die Kosten für den Lagerraum, den Kamin, die hydraulische Einbindung angenommen und durchschnittlich Kosten für die Brennstoffe und betriebsgebundenen Kosten ermittelt. Die nächste Tabelle gibt einen Überblick.

Tabelle 26 – Übersicht Fermenterbeheizung mit Offgas, Biomasse oder Biogas-BHKW

Pfad	Bezeichnung [Leistung Einspeisung, Rohstoffe]	Substrate	Biogasproduktion brutto [Nm³/h]	Wärmebereitstellung Offgas + ...	Aufbereitungsverfahren	Biomethaneinspeisung [Nm³/h]
1a	800 m³/h Energiefruchtfolge	Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	1.500	Biomasseheizkessel	Druckwasserwäsche	781
1b	600 Nm³/h Energiefruchtfolge	Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	1.500	BHKW, Schwachgasb.	Druckwasserwäsche	600
2	800 m³/h Integrierte Fruchtfolge	Mais, Wickroggen, Grünroggen, Sonnenblume, Rindergülle	1.500	Biomasseheizkessel	Druckwasserwäsche	781
3a	500 m³/h Reststoffe	Überlagerte Lebensmittel, Lecithin, Fettabscheider, ZR-Schnitzelsilage, Gemüseabfälle, Küchen- und Kantinenabfälle	800	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Gaspermeation	460
3b	400 Nm³/h Reststoffe	Überlagerte Lebensmittel, Lecithin, Fettabscheider, ZR-Schnitzelsilage, Gemüseabfälle, Küchen- und Kantinenabfälle	800	BHKW, Schwachgasb.	Gaspermeation	401
4	400 m³/h Zwischenfrüchte&Stroh	Luzerne, Zwischenfrüchte (z.B. Sudangras), Stroh	800	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Gaspermeation	379
5	250 m³/h Mais	Maissilage, CCM, Schweinegülle	450	Biomasseheizkessel	Aminwäsche	251
6	300 m³/h Mais&Rohglycerin	Maissilage, CCM, Rohglycerin, Schweinegülle	450	Biomasseheizkessel	Aminwäsche	302
7a	250 m³/h Integrierte FF&Stroh	Maisstroh, Sonnenblumenstroh, Kleegrassilage, Maissilage, Grünroggensilage, Schweinegülle	450	Biomasseheizkessel	Aminwäsche	251
7b	130 Nm³/h Integrierte FF&Stroh	Maisstroh, Sonnenblumenstroh, Kleegrassilage, Maissilage, Grünroggensilage, Schweinegülle	450	BHKW, Schwachgasb.	Aminwäsche	126
8a	27 m³/h Wiesengras	Wiesengras, Rindergülle	45	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	27
8b	22 Nm³/h Wiesengras	Wiesengras, Rindergülle	45	BHKW, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	22
9a	27 m³/h Wirtschaftsdünger	Rinder- und Schweinegülle	45	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	27
9b	20 Nm³/h Rinder/Schweinegüll	Rinder- und Schweinegülle	45	BHKW, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	19
10	7 m³/h Wirtschaftsdünger	Hühnermist und Schweinegülle	11	Biomasse-HK, Schwachgasb.	Druckwechseladsorption (PSA)	7

2.3.2 Ergebnisse

Die zehn analysierten Anlagenszenarien stellen Fallbeispiele dar. Die Ergebnisse werden stark von der definierten Größe der Anlage beeinflusst. So sinken in der Regel die spezifischen Investitionskosten und zum Teil auch die Betriebskosten mit der Größe der Anlage (Walla und Schneeberger 2008). Auch übt die Art der eingesetzten Rohstoffe einen großen Einfluss zum einen auf die Bau- und Betriebsweise einer Biogasanlage (z.B. Aufbereitung von Abfallstoffen, Vorbehandlung von Stroh) und zum anderen auf die Größe einzelner Bauelemente (z.B. größeres Fermentervolumen beim Einsatz von Gülle) der Biogasanlage aus. Der Transport der Rohstoffe zur Biogasanlage bzw. der Gärreste von der Biogasanlage und die damit verbundenen Kosten ist ebenfalls sehr von spezifischen Gegebenheiten wie Rohstoffangebotsdichte und Anlagengröße abhängig. Die Tabelle 27 liefert einen Überblick zum Rohstoffeinsatz, der Biomethanproduktion, Substratkosten, Transportkosten und Kosten der Gärrestausrückführung der zehn Anlagenszenarien.

Tabelle 27 – Rohstoffeinsatz, Biomethanproduktion, Substratkosten, Transportkosten und Kosten Gärrestausbringung der Anlagenszenarien (Kosten in 1.000 €)

Anlage	Frischmasse in t/a	Trockenmasse in t/a	Biomethan netto in 1.000 Nm ³ /a	Substratkosten (ohne Transport)	Transportkosten Substrat	Kosten Gärrestausbringung
1	81.500	24.015	6.482	1.515	284	181
2	89.000	23.395	6.482	1.530	396	260
3	27.000	7.775	3.918	134	139	188
4	24.200	10.889	3.320	371	65	114
5	25.300	6.103	2.080	576	69	74
6	20.930	4.972	2.503	405	65	54
7	33.600	6.956	2.080	377	124	113
8	4.100	772	224	49	8,2	7,4
9	13.000	950	224	0	28	25,9
10	1.240	240	59	0	0	3,2

In Tabelle 28 sind die Investitionssumme der Biogasanlage sowie die jährlichen Kosten gegliedert nach betriebsgebundenen und verbrauchsgebundenen Kosten dargestellt. Die Ergebnisse fließen in die Analysen im AP 10.4 ein und werden dort noch weiter erläutert.

Tabelle 28 – Jährliche Kosten (ohne BHKW) und Investitionssummen (ohne Biogasreinigung) der Anlagenszenarien (in 1.000 €)

Anlage	Investitionssumme	Betriebsgebundene Kosten	Verbrauchsgebundene Kosten
1	7.659	478	453
2	7.677	479	471
3	5.739	416	272
4	4.576	325	272
5	2.529	186	195
6	1.977	172	162
7	3.298	225	280
8	397	46	15,8
9	425	33	17,7
10	111	11,4	2,8

2.4 Potenzialanalyse

In der Literatur findet sich eine Reihe von Untersuchungen zum Biogaspotenzial in Österreich (z.B. Dissemond et al. 1993, Amon 1997, Hornbacher et al. 2005, LEV Steiermark 2005). Je nach den zugrunde liegenden Annahmen differieren die Abschätzungen erheblich. Die meisten Arbeiten thematisieren das Primärenergiepotenzial. Analysen zu einer regional orientierten spezifischen Potenzialabschätzung für die Einspeisung von Biomethan in das vorhandene Erdgasversorgungsnetz in Österreich gibt es derzeit noch nicht.

Das Potenzial für den Einsatz von Cofermenten, im speziellen von Abfällen, wird als relativ gering eingeschätzt (Tretter 2003, Schardinger 2007). Da diese Abfälle in der Regel auch derzeit schon einer Verwertung zugeführt werden, besteht hier eine relativ starke Konkurrenzsituation. Im Bereich der Abfall- bzw. Nebenproduktverwertung der Biotreibstoffherzeugung besteht eine starke Abhängigkeit von der Entwicklung im Bereich des Biotreibstoffmarktes. Auch bestehen hier Tendenzen diese Produkte selbst einer Vermarktung zuzuführen (z.B. Eiweißfuttermittel „ActiProt“).

In Einzelfällen können auch Rohstoffe aus der Lebensmittelverarbeitung sowie der Futtermittelerzeugung aufgrund kurzer Transportwege regional von Bedeutung sein.

Hauptaugenmerk liegt somit auf Substraten aus der Landwirtschaft. Dies sind als Substrate geeignete Hauptfrüchte sowie Nebenprodukte von Kulturen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion und der in der Tierhaltung anfallende Wirtschaftsdünger. Bei der Festlegung der für die Biomethanproduktion zur Verfügung stehenden Rohstoffmengen auf den ausgewählten Flächen wurde auf die Problematik der Nahrungsmittelkonkurrenz Bedacht genommen.

Ziel der vorliegenden Analyse ist es, das – im Hinblick auf die Lebensmittel- und Futtermittelproduktion – nachhaltige Potenzial an Rohstoffen für die Biomethanherzeugung innerhalb einer festgelegten räumlichen Entfernung des bestehenden Gasnetzes zu ermitteln. Dazu wurde das Kartenmaterial zum Erdgasleitungsnetz mit der Flächennutzung und Tierhaltung aus dem INVEKOS-Datensatz verschnitten. Alle über die einzelbetrieblichen Daten aus dem INVEKOS-Datensatz einer Gemeinde zugeordneten Flächennutzungen und Tierbestände wurden, sofern die Gemeinde an bzw. in der Nähe (ca. 5 km) einer Gasleitung (Ebene 2+3) liegt, in die Potenzialermittlung einbezogen.

2.4.1 Datenmaterial und Methoden

Die Datengrundlage zur Ermittlung der für die Biomethanproduktion zur Verfügung stehenden Rohstoffe bilden die einzelbetrieblichen Daten zur Flächennutzung 2009 aus dem INVEKOS-Datensatz. Für jede im Feld „AS_Bezeichnung“ codierte Gruppe (insgesamt 75 Gruppen; zusammengefasst nach Art der Flächennutzung wie z.B. Winterweichweizen, Silomais, Streuwiesen,...) wurde zunächst definiert, ob diese als Rohstofflieferant in Frage kommt oder nicht und welches Haupt- (Korn, Ganzpflanzensilage) und/oder Nebenprodukt (Stroh, Zuckerrübenblatt) in der Biogasanlage zum Einsatz gelangt.

Als nächster Schritt erfolgte für jede Gruppe die Festlegung des Flächenanteils, der für die Biomethanherzeugung zur Verfügung steht. Dies geschah, wie bereits erwähnt, unter dem Gesichtspunkt einer allenfalls moderaten Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion. So wurde z.B. angenommen, dass bei Winterweichweizen 10% des geernteten Korns und 50% des Strohs zur Erzeugung von Biomethan herangezogen werden bzw. bei Futtergetreide 20% des Korns und 30% des Strohs. Auf Grundlage durchschnittlicher oTS-Erträge je ha Haupt- bzw. Nebenprodukt der einzelnen Flächennutzungen erfolgte schlussendlich Kalkulation der Biomethanmenge je ha. Hinzu kommt noch die Biomethanmenge aus der Nutzung von Zwischenfrüchten. Diesbezüglich wurde unterstellt, dass auf 15% der Ackerfläche (ohne Feldfutterbau) Zwischenfrüchte mit einem Ertrag von durchschnittlich 4 t oTS je ha für die Produktion von Biomethan angebaut werden.

Zu den nachwachsenden Rohstoffen kommt noch die Nutzung der Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung in den ausgewählten Gemeinden. Die Datengrundlage stammt wiederum aus dem INVEKOS. Die Ermittlung des Wirtschaftsdüngeranfalls erfolgte über den GVE-Bestand aus der Tierliste. Berücksichtigung fanden nur Rinder, Schweine und Geflügel und ausschließlich Betriebe mit mehr als 15 GVE. Für Rinder wurde weiters unterstellt, dass nur zwei Drittel des anfallenden Düngers der Biogasanlage zugeführt werden, bei Schweinen 80% und bei Geflügel 30%.

Die Abgrenzung der möglichen Standorte der Biogasanlagen zur Einspeisung ins Gasnetz erfolgte auf Gemeindeebene. Nur Gemeinden, in denen bereits eine Gasleitung besteht bzw. die in unmittelbarer Nähe einer Gasleitung liegen, wurden in der Analyse einbezogen. Dadurch sollen einerseits die Länge und damit die Kosten für die Einspeiseleitung möglichst gering gehalten und andererseits das Einzugsgebiet für den Bezug von Gärrohstoffen eingegrenzt werden.

Die Ermittlung der potenziell zur Verfügung stehenden Flächen erfolgte durch Verschneidung der Information der räumlichen Verteilung des Gasnetzes und der INVENKOS-Daten zur Flächennutzung in den ausgewählten Gemeinden. Auf Grundlage dieser Flächen und deren Nutzung im Jahr 2009 resultiert nach der oben beschriebenen Vorgehensweise das ausgewiesene Biomethanpotenzial.

2.4.2 Ergebnisse

In der Abbildung 7 sind die in der Potenzialberechnung berücksichtigten Gemeinden dargestellt. In den ausgewählten Gemeinden befinden sich rund 1,06 Mio. ha Ackerfläche und 0,48 Mio. ha Dauergrünland. Im Detail sind damit 71% der Getreideanbaufläche Österreichs im Jahr 2009, 83% der Körnerleguminosenfläche, 85% der Flächen mit Ölfrüchten, 82% der Bracheflächen, 88% der Fläche mit Hackfrüchten sowie 56% der Dauergrünlandflächen und 66% der Flächen mit Feldfutterbau Ausgangspunkt für die Potenzialberechnung.

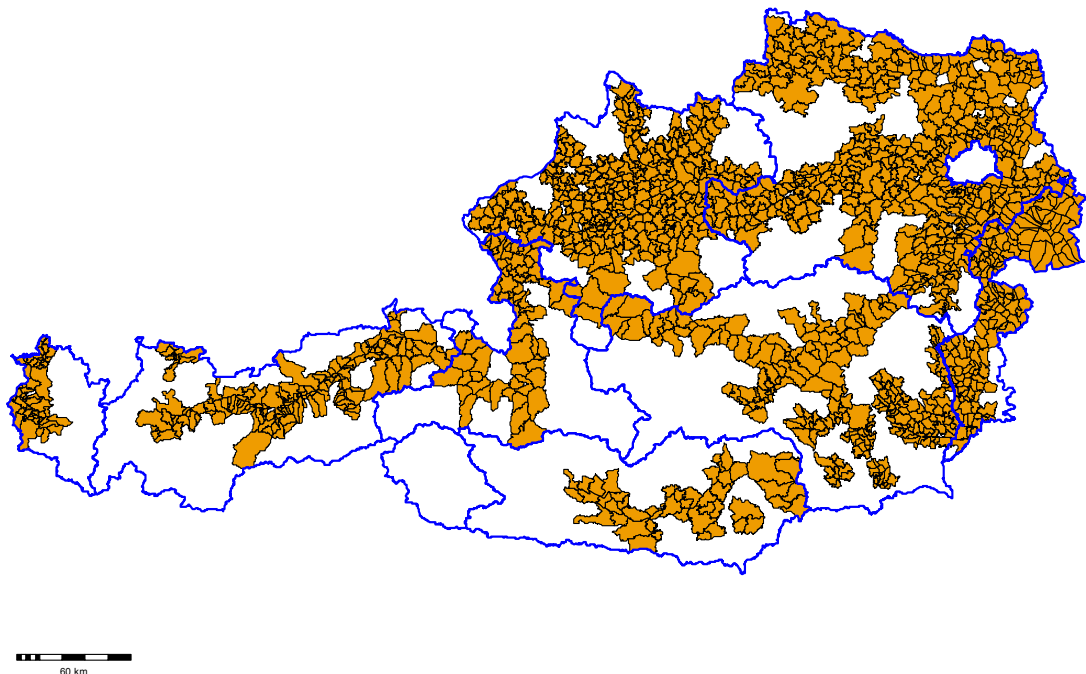


Abbildung 7 - In der Potenzialanalyse berücksichtigte Gemeinden

Mit der oben beschriebenen Vorgehensweise ergibt sich aus der Nutzung der Hauptprodukte ein Potenzial von 557 Mio. m^3_{N} Biomethan, die Nutzung der Nebenprodukte liefert zusätzlich noch 297 Mio. m^3_{N} Biomethan. Für diese Menge werden rund 16% der organischen Trockensubstanz der in den ausgewählten Gemeinden erzeugten Hauptprodukte bzw. 47% der oTS der erzeugten Nebenprodukte benö-

tigt. Hinzu kommen noch 135 Mio. m^3_{N} Biomethan von ca. 135.000 ha Zwischenfruchtanbau. Die Verteilung des Biomethanpotenzials nach Art der Flächennutzung ist in Diagramm 41 dargestellt. Mit mehr als 23% hat Futtergetreide (Korn und Stroh) den höchsten Anteil am Biomethanpotenzial. Brotgetreide, Zwischenfrüchte, Ölfrüchte, Dauergrünland und Feldfutterbau steuern mit annähernd gleich großen Anteilen den überwiegenden Rest bei. Aus der pflanzlichen Biomasse ergibt sich, unter den genannten Annahmen, somit ein Potenzial von insgesamt 971 Mio. m^3_{N} Biomethan.

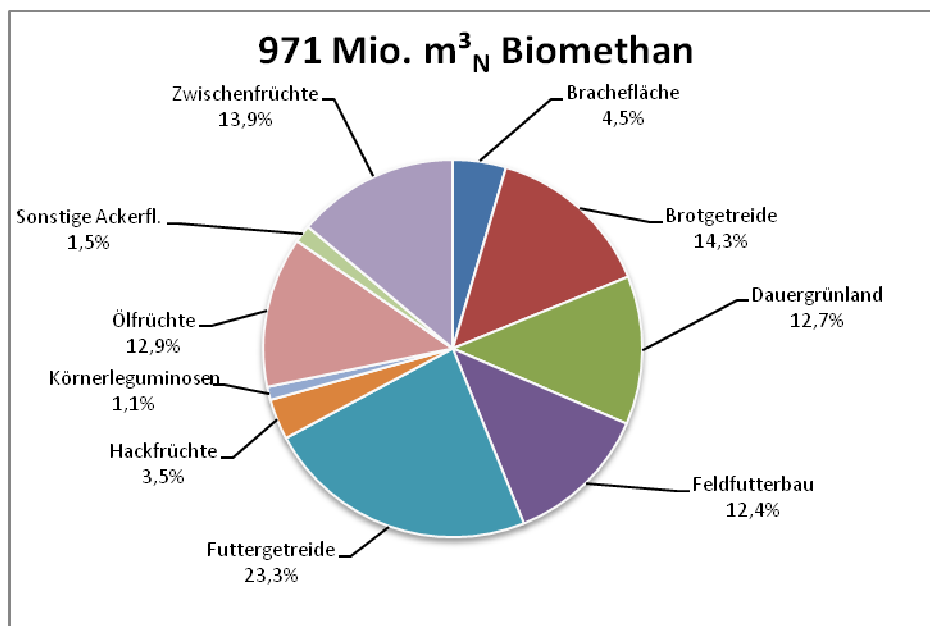


Diagramm 41 - Verteilung des Biomethanpotenzials nach Art der Flächennutzung

Im Jahr 2009 befanden sich in den ausgewählten Gemeinden auf Betrieben mit mehr als 15 GVE rund 50% der in Österreich gehaltenen Rinder-GVE, 71% der Schweine-GVE und 53% der Geflügel-GVE. Unter den oben angeführten Annahmen können aus dem daraus anfallenden Wirtschaftsdünger ca. 225 Mio. m^3_{N} Biomethan erzeugt werden. Der überwiegende Anteil stammt mit rd. 86% aus der Rinderhaltung. Der Rest kommt aus der Schweinehaltung, der Anteil der Geflügelhaltung liegt unter einem Prozent. In Summe könnten aus den pflanzlichen Rohstoffen und dem Wirtschaftsdünger in den ausgewählten Gemeinden unter Berücksichtigung der in der Analyse getroffenen Annahmen knapp **1.200 Mio. m^3_{N} Biomethan** erzeugt werden.

Die ausgewiesenen Werte stellen einen ersten Anhaltspunkt zum Biomethanpotenzial in Österreich dar. Es ist dies eine statische Betrachtung auf Grundlage der Flächennutzung eines Jahres. In gewissem Rahmen kann es über einen längeren Betrachtungszeitraum aufgrund von Erlös- und Kostenänderungen zu Verschiebungen bei den Anteilen der einzelnen Kulturen an der Flächennutzung und im Umfang der Tierhaltung kommen. Darüber hinaus wird ein Teil des Potenzials bereits jetzt als Substrate für bestehende Biogasanlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt.

Abschließend sind noch einige Punkte, die zu einer weiteren Verfeinerung der Potenzialanalyse beitragen könnten, angeführt:

- Festlegung von konkreten Einspeisepunkten in Zusammenarbeit mit den Gasnetzbetreibern

- Definition von Lage und Größe der zu realisierenden Biogasanlagen
- Abgrenzung der potenziellen Flächen im INVEKOS auf Feldstück-Basis
- GIS-gestützte Auswahl der viehhaltenden Betriebe über den Betriebsstandort
- Regionale Differenzierung der Hektarerträge
- Regionale Differenzierung der für die Biogasanlagen verfügbaren Erntemengen
- Einbezug wirtschaftlicher Kriterien zur Bestimmung der Verfügbarkeit der Rohstoffe für die Biogasanlagen

3 Ökologische Bewertung in einer Lebenszyklusanalyse

3.1 Aufgabenstellung

Dieser Abschnitt befasst sich mit der ökologischen Bewertung der Biomethan-Nutzungspfade im Vergleich zu Referenz-Energiesystemen (insbesondere Erdgas und Nutzung von Biogas zur stationären Wärme- und Stromerzeugung).

3.2 Methodik

3.2.1 Lebenszyklusanalyse

Für die ökologische Bewertung wird die Methode der Lebenszyklusanalyse (LCA¹) angewandt. Laut EN ISO 14040:2006 „Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ bezieht sich eine Ökobilanz auf die Umweltaspekte und Umweltwirkungen (z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Verlauf des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“).

In der Lebenszyklusanalyse werden alle relevanten beteiligten Stoffe und Prozesse berücksichtigt: Hilfsenergien wie z.B. Strom, Hilfsstoffe wie z.B. Düngemittel beim Anbau landwirtschaftlicher Nutzpflanzen, Errichtung und Entsorgung der Anlagen und Fahrzeuge, Verbrennung der Treibstoffe, Verwertung der Nebenprodukte, Substitution anderer Produkte durch die Nebenprodukte, stoffliche Verluste und Referenznutzung der Fläche bzw. der Biomasse.

Die funktionale Einheit der Lebenszyklusanalyse sind Emissionen oder Energiebedarf bezogen auf

- 1 PKW-km (z.B. g CO₂-Äq./PKW-km)
- 1 kWh Wärme (z.B. g SO₂-Äq./kWh)
- 1 kWh Strom (z.B. g C₂H₄-Äq./kWh)
- 1 kWh Strom+Wärme (z.B. g Staub/(kWh Strom + Wärme))

Die Systemmodellierung und Berechnung der Umweltauswirkungen erfolgt mit dem Computerprogramm GEMIS² Version 4.5 (<http://www.oeko.de/service/gemis>).

Abbildung 8 zeigt das grundlegende Schema für die Bewertung eines Bioenergiesystems im Vergleich zu einem Referenzsystem mit fossiler Energie. Die Elemente dieses Schemas sind:

¹ LCA: Life Cycle Assessment

² GEMIS: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme

Bioenergiesystem

- Sammlung von Reststoffen
- Anbau Energiepflanzen
- Rohstofftransport
- Umwandlung
- Verteilung
- Verwendung
- Konventionelle Herstellung von Produkten, die sonst bei der Referenznutzung der Fläche oder der Biomasse erzeugt werden

Referenzsystem mit fossiler Energie

- Referenznutzung der Reststoffe
- Referenznutzung der Anbaufläche
- Gewinnung der fossilen Ressource
- Transport
- Umwandlung
- Verteilung
- Verwendung
- Konventionelle Herstellung von Produkten, die sonst beim Bioenergiesystem als nicht energetische Nebenprodukte anfallen

In der Berechnung werden die Emissionen und der Energieaufwand der Referenznutzung von Rohstoffen und der Substitution der konventionellen Herstellung von Nebenprodukten beim Biomassevergasungssystem berücksichtigt, da diese Prozesse direkt mit dem Biomassevergasungssystem verbunden sind.

Für den zur Gewinnung der Bioenergie eingesetzten biogenen Kohlenstoff wird angenommen, dass die Bilanz der Netto-CO₂-Fixierung durch die Photosynthese, die Kohlenstoffspeicherung und die Verbrennung der Biomasse Null ist. Diese Annahme entspricht den vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPPC) erstellten Richtlinien für Energiewirtschaft. Damit werden die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse mit Null bilanziert.

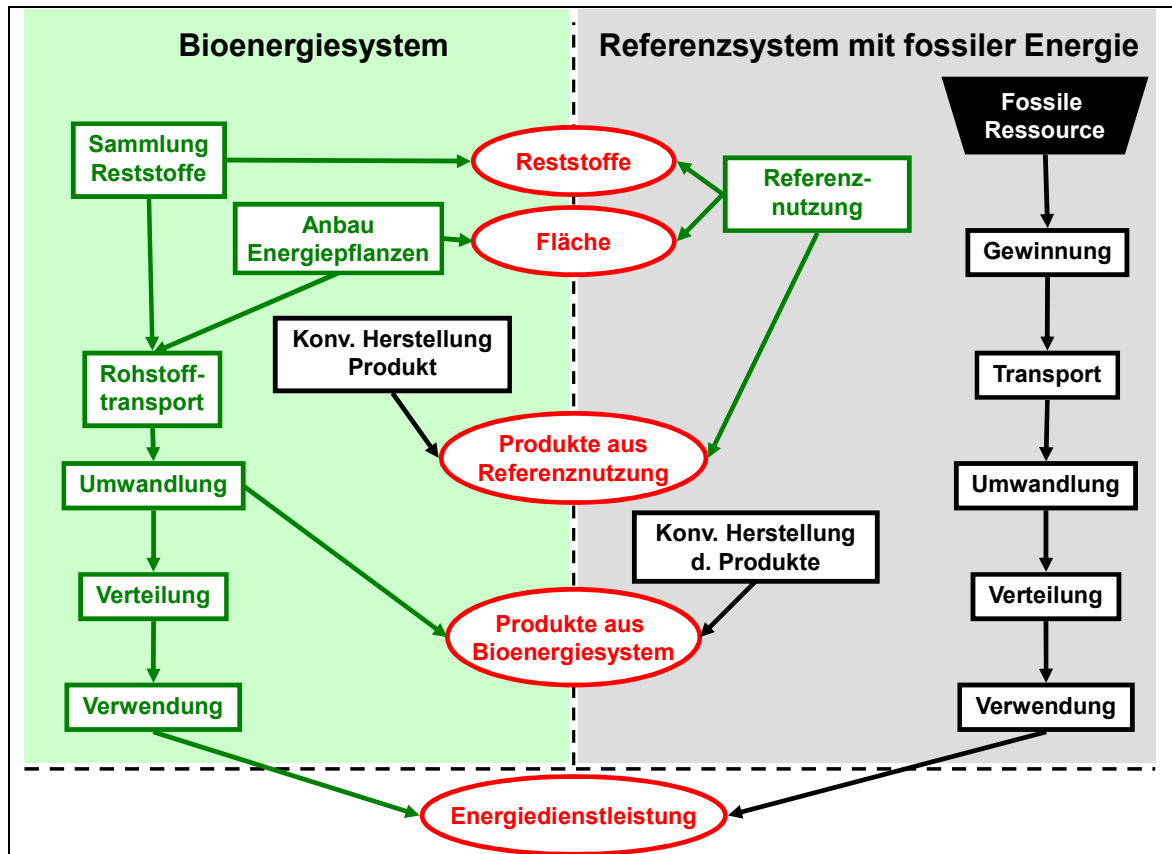


Abbildung 8 - Schema zur Bewertung eines Bioenergiesystems im Vergleich zu einem fossilen Referenzsystem in einer Lebenszyklusanalyse

3.2.2 Biomethan-Systeme

Für die ökologische Bewertung wurden 15 Biomethanherzeugungspfade (Bereitstellung des Rohstoffes, Biogaserzeugung und Biogasaufbereitung) und 4 Anwendungsfälle zur Nutzung des Biomethans ausgewählt. Abbildung 9 gibt einen Überblick über die untersuchten Kombinationen der Biomethanherzeugungspfade und Anwendungsfälle zur Biomethannutzung. Zusätzlich zur Untersuchung von Biomethan wurden auch 5 Biogaserzeugungspfade mit der Nutzung von Biogas in einem BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung untersucht. Die Biomethan- und Biogasnutzungspfade wurden fossilen bzw. anderen erneuerbaren Referenzsystemen gegenübergestellt.

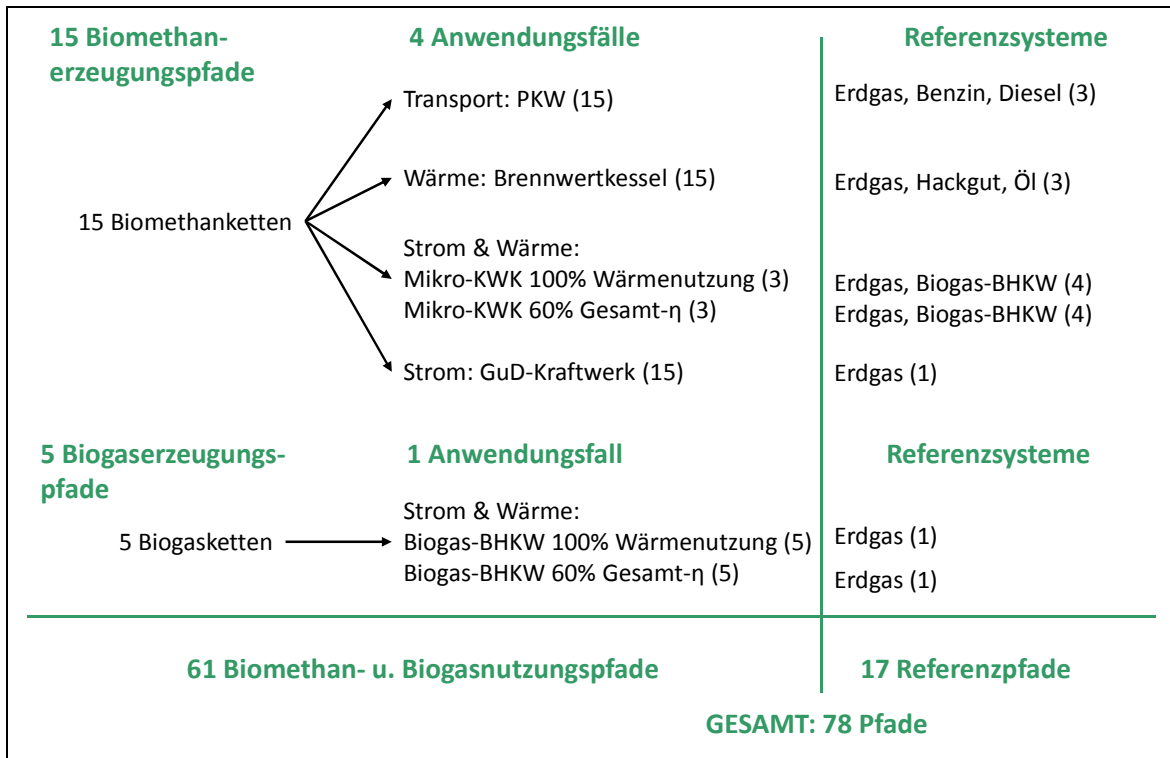


Abbildung 9 – Übersicht der Nutzungspfade die in der ökologischen Bewertung untersucht wurden

Für die ökologische Bewertung wurde die Bezeichnung der Nutzungspfade wie in Tabelle 29 und Tabelle 30 dargestellt gewählt. In die Bezeichnung der Nutzungspfade wurde die Rohstoffzusammensetzung bezogen auf den Jahresinput der feuchten Biomasse integriert, da die Rohstoffzusammensetzung die Ergebnisse der ökologischen Bewertung wesentlich beeinflusst.

Tabelle 29 - Bezeichnung der untersuchten Nutzungspfade mit Biomethaneinspeisung für die ökologische Bewertung

Pfad	Bezeichnung [Einspeisemenge_Rohstoffzusammensetzung]
1a	800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle
1b	600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle
2	800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle
3a	500 Nm ³ /h_100% Reststoffe
3b	400 Nm ³ /h_100% Reststoffe
4	400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*
5	250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe
6	300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe
7a	250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*
7b	130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*

8a	27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle
8b	22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle
9a	27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle
9b	20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle
10	7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist

* zukünftige Technologie

Tabelle 30- Bezeichnung der untersuchten Nutzungspfade mit Biogas BHKW für die ökologische Bewertung

Pfad	Bezeichnung [Biogasmenge_Rohstoffzusammensetzung]
1	1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle
3	800 Nm ³ /h_100% Reststoffe
7	450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*
8	45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle
9	45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle

* zukünftige Technologie

3.2.3 Modellierung

Jeder Nutzungspfad wird im Rahmen der Lebenszyklusanalyse modelliert. Dabei werden für jeden Pfad die Systemgrenzen definiert. Der gesamte Prozess wird in Form einer Prozesskette dargestellt. Die Verwendung von Nebenprodukten der Biogaserzeugung (z.B. Gärreste) und die Referenznutzung der Anbauflächen, der Reststoffe und des Wirtschaftsdüngers werden definiert.

In Abbildung 10 bis Abbildung 14 ist die Modellierung für ausgewählte Nutzungspfade dargestellt. Anhand dieser Nutzungspfade wird die Vorgehensweise bei der Modellierung nachfolgend beschrieben.

800 Nm³/h 85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle

Der Nutzungspfad „800 Nm³/h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle“ basiert auf einer Fruchtfolge von Mais (GPS), Sonnenblume (GPS), Triticale, Grünroggen (GPS) und Rindergülle (Abbildung 10).

In der Lebenszyklusanalyse wird berücksichtigt, was mit Rohstoffen bzw. den Anbauflächen für Rohstoffe passieren würde, wenn diese nicht zur Biomethanerzeugung verwendet werden (Referenznutzung der Fläche, des Wirtschaftsdüngers, der Reststoffe).

Die Referenznutzung der Rindergülle ist die Lagerung und Ausbringung der unvergorenen Gülle auf landwirtschaftliche Flächen als Dünger.

Als Referenznutzung für die Anbauflächen der Fruchtfolge wird auf Basis der regionalen Bedingungen dieses Nutzungspfades der Anbau von Wintergerste, Körnermais, Körnererbsen und Winterweizen angenommen. Diese Produkte werden als Lebens-

bzw. Futtermittel genutzt. Diese Lebens- bzw. Futtermittelmengen fehlen bei der Verwendung der Flächen für den Anbau von Energiepflanzen und müssen deshalb im Biomethansystem zusätzlich erzeugt werden. Es wird angenommen, dass Winterweizen, Körnermais und Körnererbsen aus Ungarn importiert werden. Die daraus folgenden möglichen Auswirkungen auf die Flächen in Ungarn (z.B. Verdrängung von anderen Fruchtarten) und weiterführende Landnutzungsänderungen werden in der Berechnung nicht berücksichtigt.

Ein Teil des anfallenden Gärrestes wird als Dünger auf Flächen aufgebracht, die für den Anbau von Rohstoffen für die Biogasanlage verwendet werden. Für die Düngewirkung der Restmenge an Gärresten wird vereinfachend angenommen, dass die Düngewirkung der Rindergülle bei unvergorener Ausbringung entspricht. Die Annahme beruht auf Untersuchungen im Projekt Ökobilanz Biogas [vgl. Pucker et al 2010], die gezeigt haben, dass der Ersatz oder der zusätzliche Bedarf von mineralischem Dünger auf Grund von Unterschieden in der Düngewirkung auf die Gesamtergebnisse der Lebenszyklusanalyse sehr klein ist.

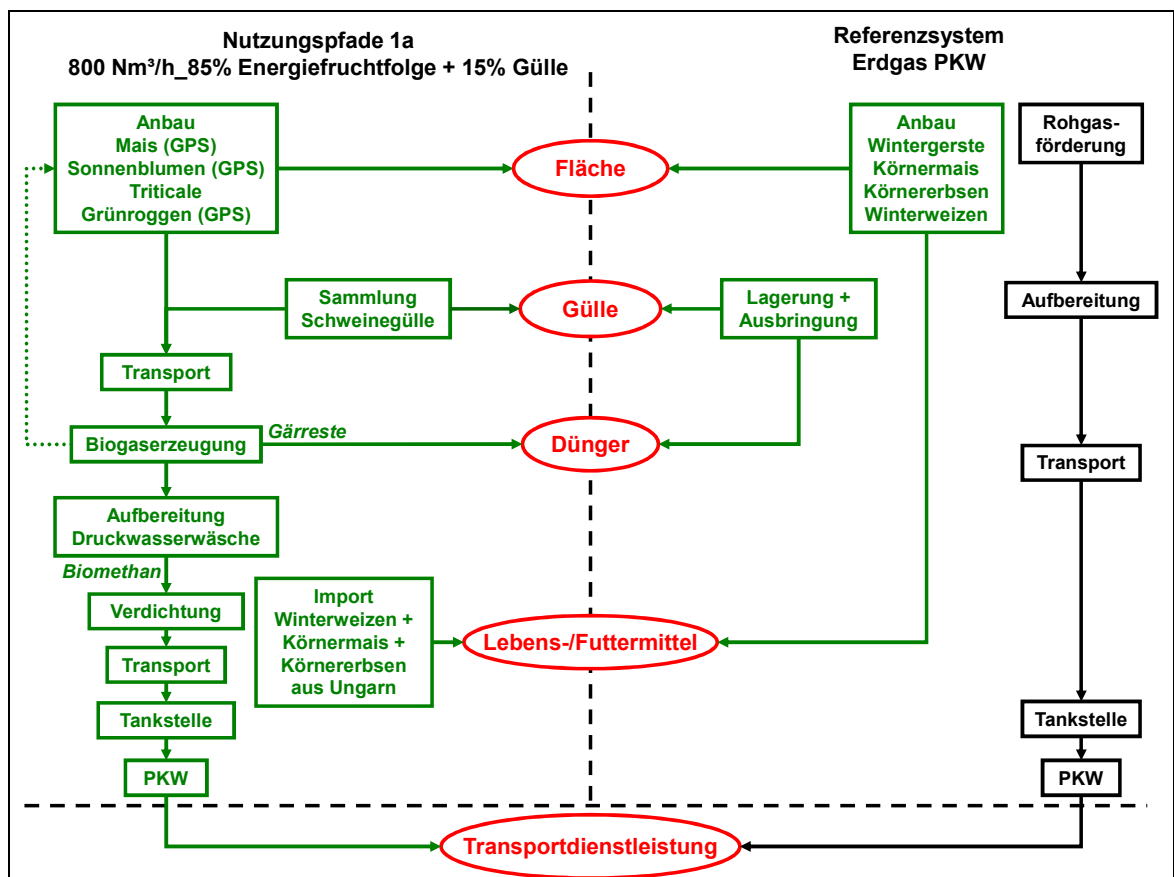


Abbildung 10 - Modellierung von Nutzungspfad „800 Nm³/h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.

500 Nm³/h 100% Reststoffe

Der Nutzungspfad „500 Nm³/h_100% Reststoffe“ nützt die Reststoffe Zuckerrübenschnitzel, Küchenabfälle, Gemüseabfälle, Lecithin und Fettabscheiderrückstände (Abbildung 11).

Die Referenznutzung der Zuckerrübenschnitzel, Küchen- und Gemüseabfälle ist die Kompostierung. Der erzeugte Kompost wird als Dünger eingesetzt. Für die fetthaltigen Rohstoffe Lecithin und Fettabscheiderrückstände wird angenommen, dass sie im Referenzfall einer Kläranlage mit einem anaeroben Abwasserreinigungsprozess zugeführt werden. Da bei diesem Prozess aus dem erzeugtem Klärgas auch Strom und Wärme bereitgestellt wird, muss diese Strom- und Wärmemenge im Biomethansystem berücksichtigt werden. Die Strom- und Wärmemenge wurde anhand der Biogaserträge der einzelnen Rohstoffe abgeschätzt. Im Biomethansystem werden die genutzte Wärmemenge mit Erdgas und die erzeugte Strommenge aus dem österreichischen Strommix bereitgestellt.

Es wird auch hier vereinfachend angenommen, dass die Düngerwirkung der Gärreste der Düngerwirkung des Komposts und des Klärschlamm entspricht.

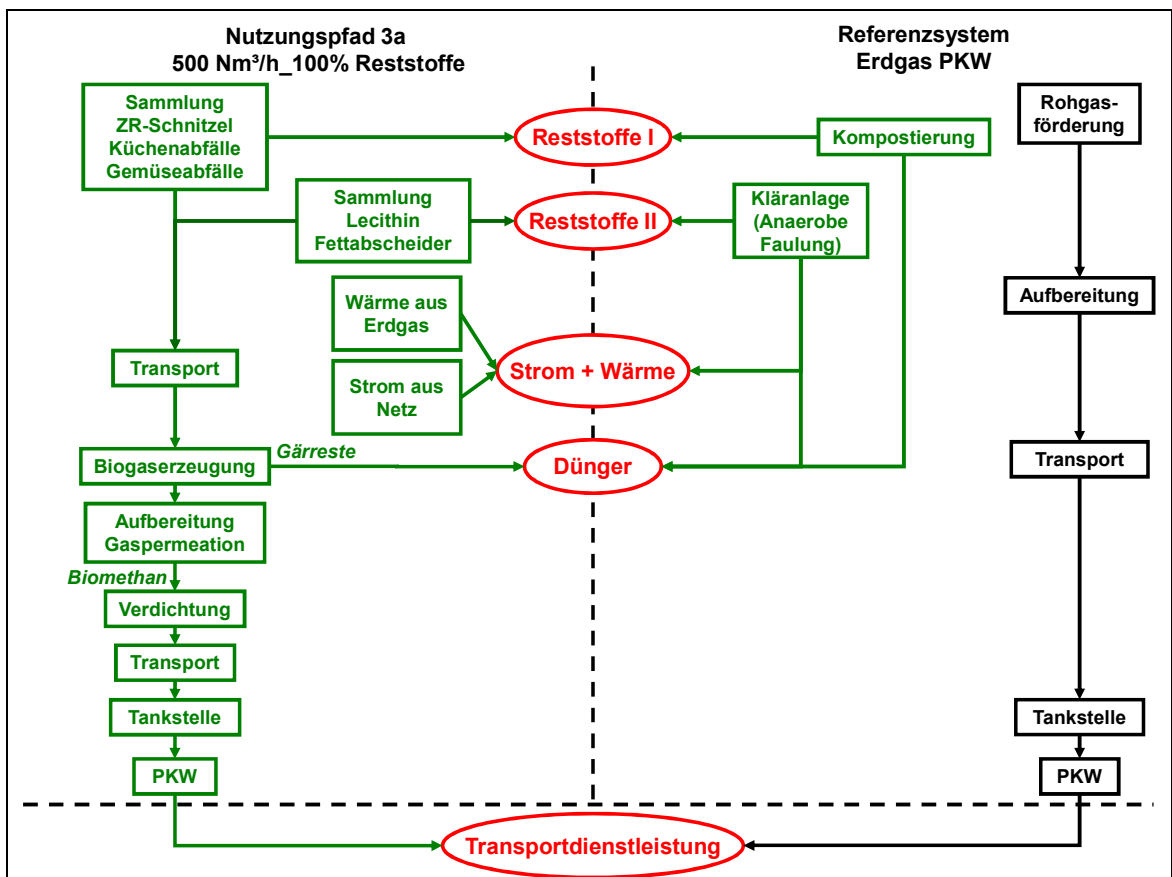


Abbildung 11 - Modellierung von Nutzungspfad „500 Nm³/h_100% Reststoffe“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.

400 Nm³/h 70% Zwischenfrucht + 30% Stroh

Der Nutzungspfad „400 Nm³/h_70% Zwischenfrucht + 30% Stroh“ basiert auf Zwischenfrüchten, Luzerne, Getreide- und Maisstroh (Abbildung 12). Die Referenznutzung der Zwischenfrüchte ist die Brache. Zwischenfrüchte werden zu Zeiten angebaut, in denen Ackerflächen für andere Fruchtsorten nicht genutzt werden können. Die Luzerne würde im Referenzfall zur Gründüngung genutzt. D.h. sie verbleibt am Feld und wird in den Boden eingearbeitet. Auch für das Stroh ist die Referenznutzung der Verbleib und Abbau am Feld. Da die Gärreste wieder auf die gleichen Flächen aufgebracht werden, auf denen die Rohstoffe angebaut werden, wird auch hier von einer ausgeglichenen Düngerwirkung ausgegangen.

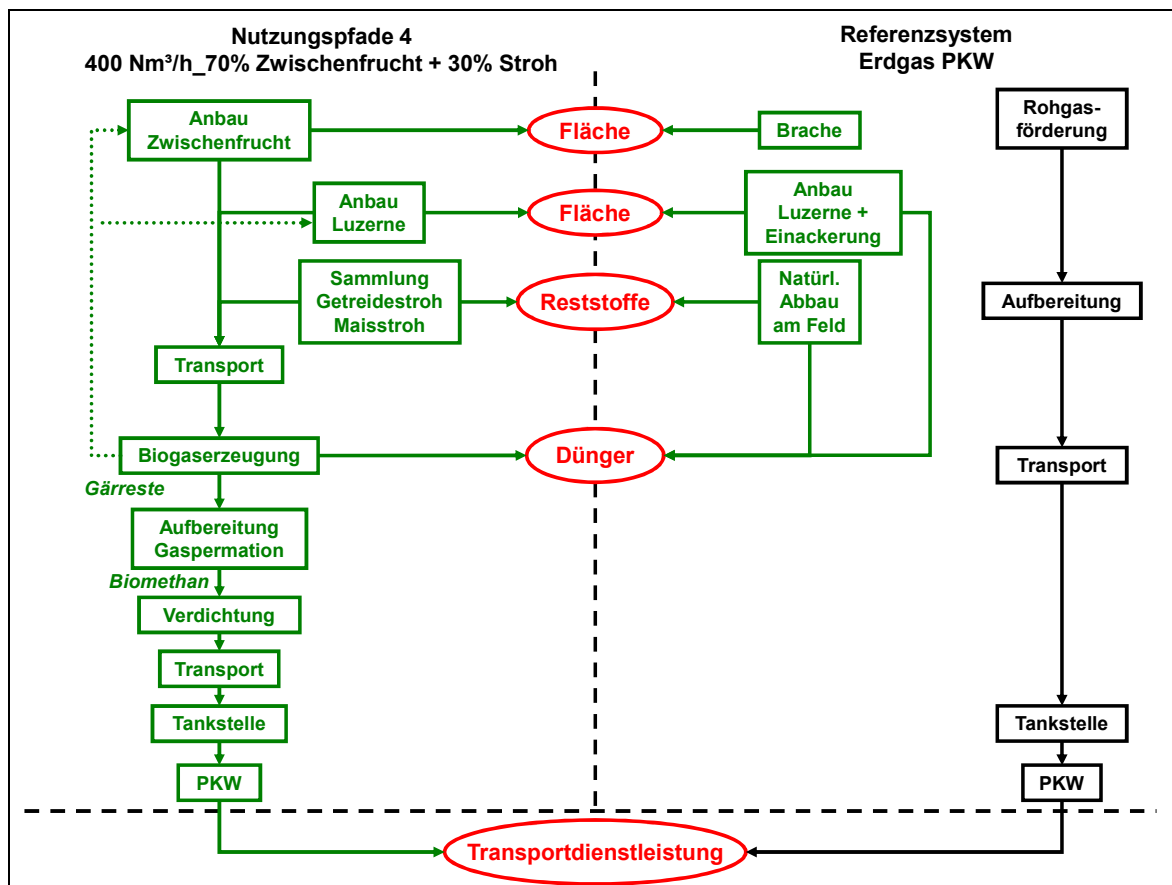


Abbildung 12- Modellierung von Nutzungspfad „400 Nm³/h_70% Zwischenfrucht + 30% Stroh“ eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.

300 Nm³/h 10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe

Im Nutzungspfad „300 Nm³/h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe“ werden die Rohstoffe Schweinegülle, Mais, Schlempe, Glycerin und Rapspresskuchen eingesetzt. Schweinegülle und Mais werden im Referenzfall gleich behandelt wie bereits beschrieben. Schlempe, Glycerin und Rapspresskuchen werden im Referenzfall als Futtermittel eingesetzt. Dieses Futtermittel steht bei der Nutzung der Reststoffe im Biomethansystem nicht zur Verfügung. Hier wird angenommen, dass Mais (CCM – Corn Cob Mix) als Futtermittel aus Ungarn importiert wird. Die daraus folgenden möglichen Auswirkungen auf die Flächen in Ungarn (z.B. Verdrängung von anderen Fruchtarten) und weiterführende Landnutzungsänderungen werden in der Berechnung nicht berücksichtigt.

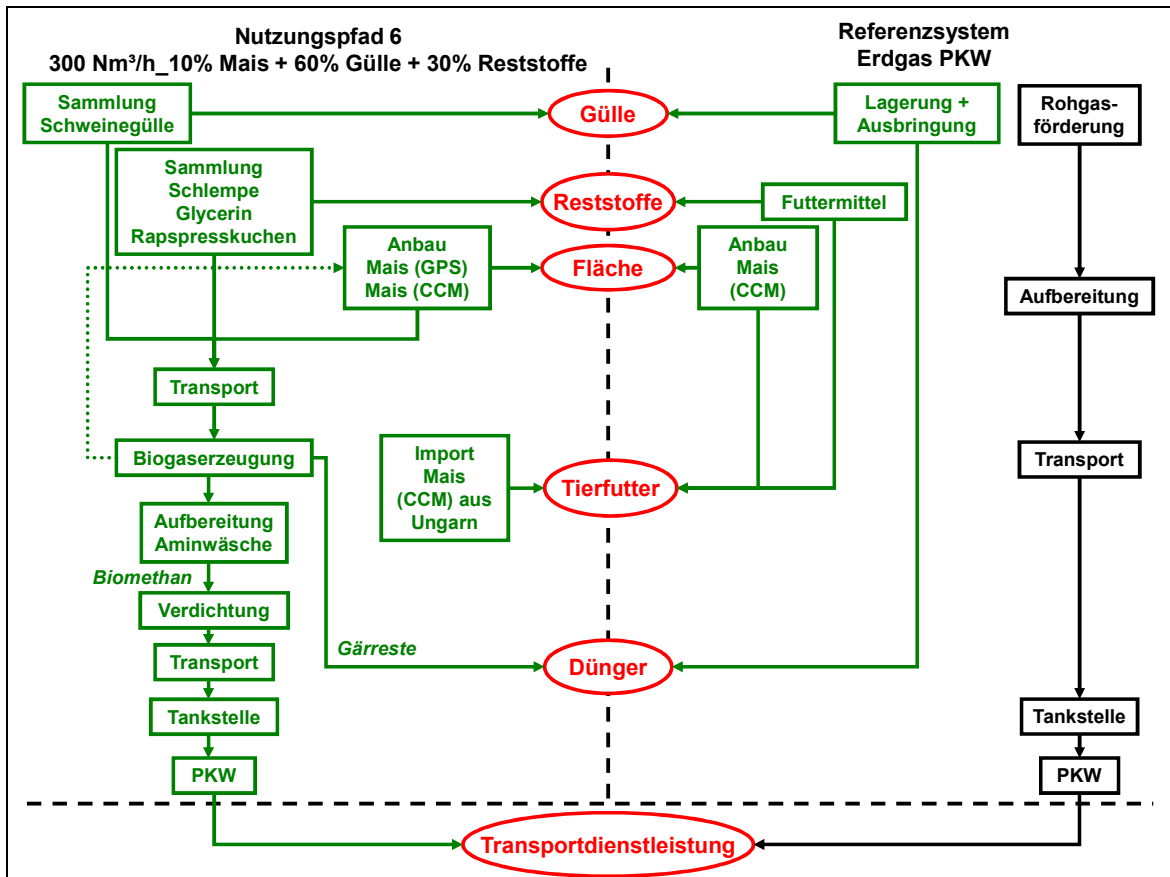


Abbildung 13 - Modellierung von Nutzungspfad „300 Nm³/h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biome-
 than im Vergleich zu Erdgas.

27 Nm³/h 50% Wiesengras+50% Gülle

Im Nutzungspfad „27 Nm³/h_50% Wiesengras + 50% Gülle“ werden die Rohstoffe Wiesengras und Gülle eingesetzt. Gülle wird im Referenzfall unvergoren als Dünger ausgebracht. Wiesengras wird im Referenzfall als Tierfutter eingesetzt. Dieses Futtermittel steht bei der Nutzung des Wiesengras im Biome-
 thanensystem nicht zur Verfügung. Hier wird angenommen, dass Luzerneheu importiert wird. Die daraus folgenden möglichen Auswirkungen auf andere Anbauflächen (z.B. Verdrängung von anderen Fruchtarten) und weiterführende Landnutzungsänderungen werden in der Berechnung nicht berücksichtigt.

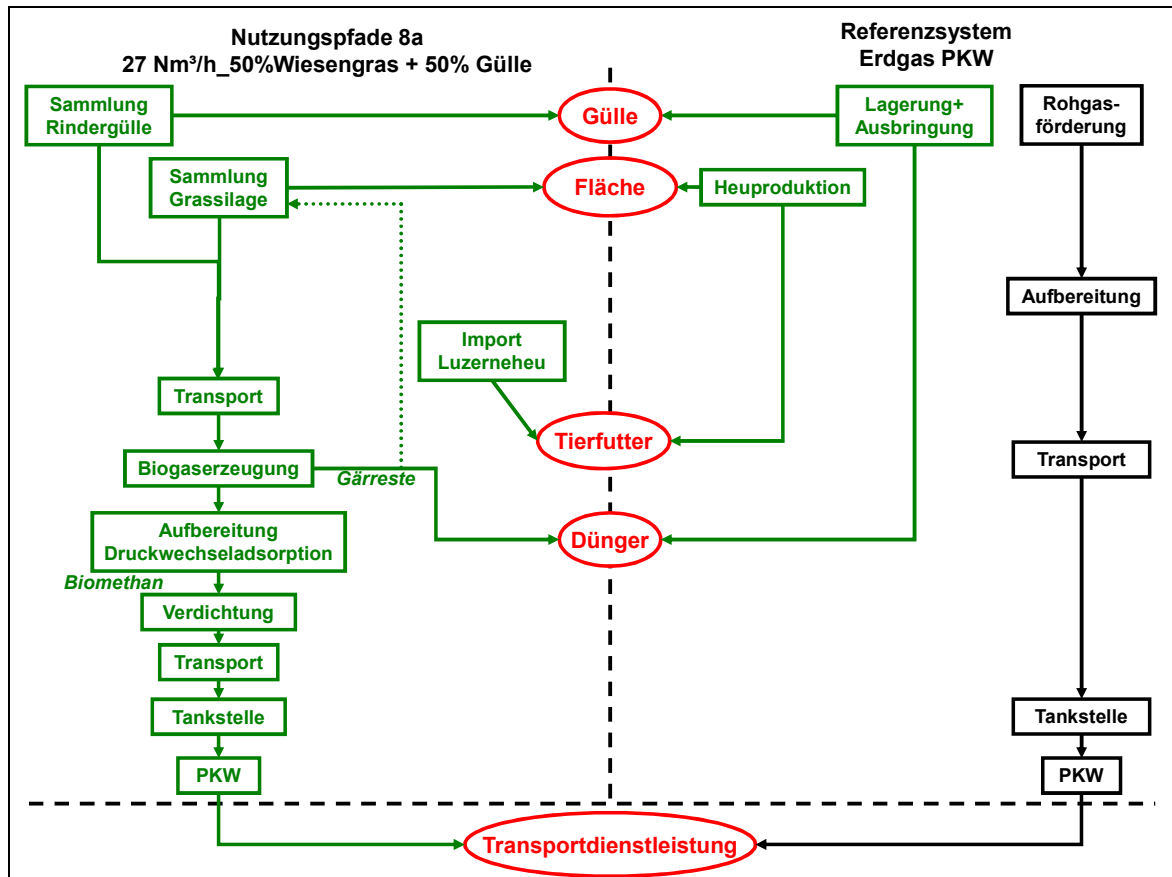


Abbildung 14 - Modellierung von Nutzungspfad „27 Nm³/h_50% Wiesengras+50% Gülle“ für eine PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas.

3.2.4 Umweltwirkungen

Folgende Umweltauswirkungen werden untersucht:

Treibhauseffekt

Es wird die Wirkung von Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N₂O) gewichtet in CO₂-Äquivalente auf den Treibhauseffekt untersucht.

Versauerung

Es wird die Wirkung von Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxiden (NO_x) gewichtet in SO₂-Äquivalente auf die Versauerung untersucht.

Bodennahe Ozonbildung

Es wird die Wirkung von Kohlenmonoxid (CO), Nicht-Methan Kohlenwasserstoffe (NMVOC), Stickstoffoxiden (NO_x) und Methan (CH₄) gewichtet in C₂H₄-Äquivalente auf die bodennahe Ozonbildung untersucht.

Staub-Emissionen

Die hier berücksichtigten Staub-Emissionen beinhalten sowohl Feinstaub (PM10) als auch Grobstaub und werden allgemein als „Staub“ bezeichnet.

Ressourcenbedarf

Als Kriterium für den Ressourcenbedarf wird der fossile Primärenergiebedarf untersucht. Der Primärenergiebedarf umfasst alle Energieeinsätze, die mit der Erzeugung der nutzbaren Energie aus Biomethan (z.B. Strom, Wärme) verbunden sind. Beim fossilen Primärenergiebedarf werden nur jene Anteile erfasst, die aus den fossilen Energieträgern Kohle, Erdgas und Rohöl stammen.

Zur Wirkungsabschätzung werden Emissionen anhand von Äquivalenzfaktoren gewichtet. Die im Projekt verwendeten Äquivalenzfaktoren sind in Tabelle 31 bis Tabelle 33 dargestellt.

Tabelle 31 - Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zum Treibhauseffekt [IPCC 2007]

Emissionen mit Beitrag zum Treibhauseffekt	CO ₂ -Äquivalent
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298

Tabelle 32 - Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zur Versauerung [Öko-Institut 2009]

Emissionen mit Beitrag zur Versauerung	SO ₂ -Äquivalent
SO ₂	1
NH ₃	3
NO _x	0,7

Tabelle 33 - Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zur bodennahen Ozonbildung [Öko-Institut 2009]

Emissionen mit Beitrag zur Ozonbildung	C ₂ H ₄ -Äquivalent
C ₂ H ₄	1
NM VOC	1
CO	0,11
NO _x	1,22
CH ₄	0,014

3.3 Grunddaten

In der Folge sind die derzeit vorliegenden Grunddaten für die ökologische Bewertung beschrieben. Die Biomethanherzeugungspfade wurden in Anlehnung an existierende Biogasanlagen entwickelt. Teilweise konnte dadurch auf tatsächliche Werte für die Grunddaten der Biogaserzeugung zurückgegriffen werden. Diese Werte wurden dann in der Folge durch Literaturdaten und Expertenwissen ergänzt.

3.3.1 Bereitstellung und Transport

3.3.1.1 Energiepflanzen

Material- und Energieaufwand zur Erzeugung der Rohstoffe

In Tabelle 34 sind die Aufwendungen an Material und Hilfsenergie für die Erzeugung der Energiepflanzen angeführt. Die mittels Biogasgülle bzw. zum Teil mittels mineralischem Dünger zugeführte Düngemenge wurde entsprechend der landwirtschaftlichen Praxis bzw. sofern vorhanden entsprechend der Auskunft der Anlagenbetreiber gewählt. Die Nährstoffgehalte in der Biogasgülle entsprechen ebenfalls soweit vorhanden den Betriebsangaben, ansonsten entsprechenden Literaturangaben (KTBL, 2007).

Bei der Menge an eingesetztem Pflanzenschutzmitteln bzw. Saatgut wurden ebenfalls praxisübliche Werte bzw. soweit vorhanden Angaben von Anlagenbetreibern angenommen. Die für den Anbau und Ernte benötigte Treibstoffmenge in Liter Diesel pro Hektar für die untersuchten Kulturarten wurde entsprechenden Literaturangaben angepasst (KTBL, 2006; ÖKL, 2009). Wird Stroh, als Nebenprodukt der Lebens- und Futtermittelherstellung, in der Biogasanlage verwendet, wurden die Mengen an Pflanzenschutzmittel, Saatgut und Treibstoff anteilmäßig für die Bewertung berücksichtigt.

Tabelle 34 – Material- (kg/ha) und Energieeinsatz (l Diesel/ha) zur Bereitstellung der Energiepflanzen

Kulturart	Düngemittel			Pflanzen- schutz- mittel	Samen	Treibstoff
	N	P ¹	K ¹			
Silomais	200 [#]	90-100	150-235	2,5-4	30	105
Sonnenblume	80	40	80	4	4	95
Triticale	170 [#]	60	110	2	100	95
Wickroggen	120	60	110	2	120	95
Grünroggen	120	50-60	110-175	2	120	95
Maisstroh	80	40	100-120	0 ⁺ -1,25*	20*	70*
Luzerne	0	0	0	0	20	60
Kleegras	40	17	60	0	30	60
Weizenstroh	70	35	100	0 ⁺ *	100*	60*
Sonnenblumen- stroh	50	25	75	3,5*	2*	60*
Zwischenfrucht	120	55	180	0	10	100
Körnermais	180	80	200	2,5	40	100
Wiesengras^o	x	x	x	x	x	x

*N...Stickstoff, P...Phosphor, K...Kalium; #...kombinierte Düngung mit Gärrest und mineralischer Dünger (40 kg/ha bei Mais bzw. 50 kg/ha bei Triticale); +...biologisch bewirtschaftet; *...entsprechend Anteil Haupt- und Nebenprodukt; ¹...entsprechend P- und K-Gehalt im Gärrest;*

Flächenerträge der untersuchten Kulturarten

Biomasseerträge der Haupt- und Nebenprodukte stammen von persönlichen Auskünften von Anlagenbetreibern bzw. aus standortsrelevanten Versuchsergebnisse des Instituts für Landtechnik (Leonhartsberger et al., 2008). Die Flächenerträge - in Tonnen organische Trockenmasse - der untersuchten Kulturarten auf den jeweiligen Standorten können aus Tabelle 21 bis Tabelle 24 in Abschnitt Festlegung und Datenanforderung der Nutzungspfade entnommen werden.

Emissionen:

Für die Bewertung der Umweltauswirkungen beim Anbau der Energiepflanzen spielen die gasförmigen Emissionen, die durch die organische und mineralische Düngung entstehen, eine entscheidende Rolle. Anhand der gedüngten Stickstoffmenge wurden entsprechend der Literaturangaben (IPCC, 2006; Strebl et al., 2003) die Emissionen für Lachgas, Ammoniak und Stickoxid berechnet.

Transport Energiepflanzen

Als Transportmittel für die Überführung der Rohstoffe vom Feld zur Biogasanlage wurde bei allen Anlagenszenarien ein Traktor mit Anhänger unterstellt. Die Transportkapazität des Anhängers beträgt je nach Kulturart 12 bzw. 15 Tonnen Frischmasse. Die durchschnittliche Transportentfernung pro Fahrt wurde entsprechend der für die benötigte Substratmenge und daraus resultierenden landwirtschaftlichen Nutzfläche geschätzt. Aus der Transportentfernung und Anzahl der Fahrten pro Kulturart konnte der gesamte Transportaufwand berechnet werden.

3.3.1.2 Wirtschaftsdünger

Mit Ausnahme der beiden Biomethanerzeugungspfade 3 und 4 wird auf den weiteren untersuchten Biomethanerzeugungspfaden Wirtschaftsdünger in Form von Schweine- oder Rindergülle bzw. Hühnermist eingesetzt. Die benötigten Mengen entstammen aus den Angaben von Anlagenbetreibern, bzw. wurden entsprechend der definierten Biomethanerzeugungspfade angenommen.

In den meisten Fällen – speziell bei den größeren Biogasanlagen – sind die Güllemengen nicht oder nicht gänzlich am eigenen Betrieb vorhanden, und werden daher von Betrieben mit Viehhaltung zugeliefert. Als Transportmittel wurde gemäß der landwirtschaftlichen Praxis ein Güllefass mit einem Volumen von 17 m³ angenommen. Vielfach wird bei den Anlagen unvergorene Gülle antransportiert und gleichzeitig vergorene Biogasgülle wieder mitgenommen. Für die Berechnung der Transportdistanz bzw. die ökologische Bewertung wird daher nur der Antransport berücksichtigt.

3.3.1.3 Reststoffe

Biogene Abfälle bzw. Reststoffe werden auf in den Biomethanerzeugungspfaden 3a, 3b, 5 und 6 eingesetzt. Die Angaben zu den Mengen, Transportmitteln und der Transportdistanz entsprechen den Auskünften und tatsächlichen Werten der Anlagenbetreiber.

3.3.2 Maschineneinsatz auf der Biogasanlage

Für den Betrieb der Biogasanlage (Substrateinbringung) und die Einlagerung der Energiepflanzen im Flachsilo ist ein zusätzlicher Einsatz von Traktoren und Radladern erforderlich. Für die Arbeitsgänge Festfahren des Silierguts bzw. die Beschickung der Biogasanlage wurden 0,12 Liter (KTBL, 2005b) bzw. 0,50 Liter Diesel (persönliche Mitteilung) pro Tonne Frischmasse angenommen.

3.3.3 Biogasanlage

Allgemeine Prozesskenndaten

Zur besseren Vergleichbarkeit der betrachteten Biomethanerzeugungspfade wurde allen Erzeugungspfaden, mit Ausnahme von Erzeugungspfade 3, eine Jahresleistung von 8.300 Volllaststunden unterstellt. Um den realen Gegebenheiten bei einer Abfallverwertungsanlage (Erzeugungspfade 3) Folge zu leisten, wurde hier eine jährliche Volllastdauer von 7.900 Stunden gewählt.

Eingesetzte Roh- und Hilfsstoffe

Die Mengenangaben der eingesetzten Substrate der Biomethanerzeugungspfade sind in Tabelle 20 dargestellt. Die Angaben stammen von den Anlagenbetreibern bzw. wurden entsprechend der fiktiven Erzeugungspfade angenommen. Als Hilfsmaterial wird von einigen Anlagen die gebrauchsfertige Präparationslösung Deuto-Clear® Sulfo, zur Reduktion des Schwefelgehaltes, eingesetzt. Mengen entsprechen auch hier den Angaben der Anlagenbetreiber bzw. den Dosierungsempfehlungen des Herstellers. Da die genaue Zusammensetzung von Deuto-Clear® Sulfo jedoch nicht erhoben werden konnte, konnte dieser Hilfsstoff im Endeffekt nicht in die ökologische Bewertung miteinbezogen werden.

Hilfsenergie

Der Eigenstrom- und -wärmebedarf an der Biogasanlage entstammt soweit vorhanden den Angaben der Anlagenbetreiber, bzw. sofern nicht vorhanden Berechnungen mit dem Programm EcoGas anhand der Anlagenleistung. Beim Wärmebedarf der Anlage, speziell zur Beheizung des Fermenters, werden dabei die eingesetzten Substrate sowie die Anzahl und Oberfläche der Fermenter berücksichtigt.

Produkte der Biogasanlage

Im Zuge der Fermentation fällt bei der Biogasanlage das Hauptprodukt Biogas und als Nebenprodukt der Gärrest an. Die produzierte Biogasmenge entspricht dabei der Kapazität der untersuchten Anlagen gemäß den geleisteten Volllaststunden. Entsprechend der Angaben der Anlagenbetreiber und Annahmen aufgrund der eingesetzten Substrate resultieren neben der Biogasmenge der Methan- und H₂S-Gehalt.

Die Gärrestmenge wurde, sofern nicht aus den Aufzeichnungen realer Anlagen bekannt, anhand des Inputs und des anaeroben Abbaus bzw. erzeugten Biogases berechnet.

Materialaufwand der Anlage

Die verwendete Menge an Beton und Stahl zur Errichtung der Biogasanlage wurde sofern vorhanden den Aufzeichnungen der Anlagenbetreiber entnommen, ansonsten entsprechend der Anlagengröße geschätzt.

3.3.4 Entschwefelung

Das bei der Fermentation erzeugte Biogas weist neben den Hauptkomponenten Kohlendioxid und Methan auch einen entsprechend der eingesetzten Rohstoffe bedingten Anteil an Schwefelwasserstoff auf. Dieser H₂S ist sowohl bei der Verbrennung im BHKW als auch bei der Aufbereitung zu Biomethan unerwünscht und wird daher mit unterschiedlichsten Techniken abgetrennt bzw. vermindert. In Tabelle 35 sind die laut Betreiberangaben verwendeten Technologien der einzelnen Anlagen-szenarien aufgelistet. Am häufigsten wird dabei eine Entschwefelung mittels Luft-einblasung in Kombination mit der Zugabe der Präparationslösung Deuto-Clear® Sulfo eingesetzt.

Tabelle 35 – Verwendete Entschwefelungsmethoden der untersuchten Biomethan-erzeugungspfade

Pfad	1a/ 1b	2	3a/3 b	4	5	6	7a/7b	8a/ 8b	9a/ 9b	10
Art der Entsch wefe- lung	L+DC	L+DC	Bio+ DC	Bio+ DC	L+DC	L+DC	L+DC	#	DC	AK

L...Luft-einblasung, DC...Deuto Clear, Bio...biologische Entschwefelung, AK...Aktivkohle, # Daten noch nicht bekannt

3.3.5 Transport Gärrest

Der bei der Biogaserzeugung erzeugte Gärrest kann als wertvoller Dünger in der landwirtschaftlichen Produktion, zumeist wieder auf jenen Flächen, auf denen die Energiepflanzen angebaut wurden, eingesetzt werden. Die zum Teil großen Gär-restmengen ziehen einen beachtlichen Transportaufwand mit sich.

Als Transportmittel zur Ausbringung wurde ein Traktor mit einem 17 m³ großen Gülle-fass angenommen. Der gesamte Transportaufwand errechnet sich somit aus der Gärrestmenge und der durchschnittlichen Transportdistanz. Sofern der Ant-transport mit unvergorener Gülle mit dem Abtransport des Gärrest kombiniert wird, wurde dies in der Berechnung berücksichtigt.

3.3.6 Prozesswärmebereitstellung

Zur Prozesswärmebereitstellung für die Biogaserzeugung wird in 5 Nutzungspfad- en ein BHKW und wenn möglich ein Schwachgasbrenner eingesetzt. In 10 Nutzung- spfad- en wird ein Biomassekessel und wenn möglich ein Schwachgasbrenner ein- gesetzt. Tabelle 36 bis Tabelle 41 zeigen die Grunddaten für BHKWs, Schwachgas- brenner und Biomassekessel.

Da nur wenige Informationen zu tatsächlichen gemessenen Emissionswerten der BHKWs vorlagen wurde auf Grenzwerte und Literaturwerte zurückgegriffen.

Tabelle 36 - Leistungsdaten BHKW

BHKW - Leistungsdaten	Leistung elektrisch	Leistung thermisch	Nutzungsgrad elektrisch	Nutzungsgrad thermisch	Volllaststunden
	[kW]	[kW]	[%]	[%]	[h/a]
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	624	686	40%	44%	8.300
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	249	293	39%	46%	7.900
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	191	230	39%	47%	8.300
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	31	52	31%	52%	8.300
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	31	52	31%	52%	8.300

Quelle: Produktbeschreibung Jenbacher, MAN

Tabelle 37 - Emissionswerte BHKW

BHKW - Emissionen	CH ₄ ^A [mg/Nm ³ Abgas]	SO ₂ ^B [mg/Nm ³ Abgas]	NO _x ^C [mg/Nm ³ Abgas]	CO ^C [mg/Nm ³ Abgas]	NM VOC ^C [mg/Nm ³ Abgas]	Staub ^C [mg/Nm ³ Abgas]	N ₂ O ^D [mg/Nm ³ Abgas]
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	580	91	400	650	50	5	5
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	602	2	400	650	50	5	5
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	607	87	400	650	50	5	5
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	598	12	400	650	50	5	5
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	598	12	400	650	50	5	5

Bezugssauerstoffgehalt: 5 Vol%

^A Berechnet mit Methanschlupf von 1%

^B Berechnet aus Schwefelgehalt im Biogas

^C Grenzwertempfehlung lt. "Technischen Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren"

^D Gemis-Datensatz Österreich, Umweltbundesamt 2009

Tabelle 38 – Leistungsdaten Gasbrenner

Gasbrenner - Leistungsdaten	Nutzungsgrad	Auslastung	Leistung	Hilfsstrom
	[%]	[h/a]	[kW]	[MWh/MWh]
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	80%	8.300	410	0,01
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	80%	8.300	780	0,01
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	80%	8.300	50	0,01

Quelle: Eigene Berechnungen, Nutzungsgrad lt. Produktbeschreibung eflux

Tabelle 39 - Emissionswerte Gasbrenner

Gasbrenner - Emissionen	CH ₄ [mg/Nm ³ Abgas]	SO ₂ [mg/Nm ³ Abgas]	NO _x [mg/Nm ³ Abgas]	CO [mg/Nm ³ Abgas]	NM VOC [mg/Nm ³ Abgas]	Staub [mg/Nm ³ Abgas]	N ₂ O [mg/Nm ³ Abgas]
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	4	102	80	50	2,6	1	1
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	4	98	80	50	2,6	1	1
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	4	13	80	50	2,6	1	1

Quelle: Emissionswerte für Erdgaskessel aus Gemis-Datensatz Österreich, Umweltbundesamt 2009

Tabelle 40 - Leistungsdaten Biomassekessel

Biomassekessel - Leistungsdaten	Brennstoff	Nutzungsgrad	Volllaststunden	Leistung	Hilfsstrom
	[-]	[%]	[h/a]	[kW]	[MWh/MWh]
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	Hackgut	85%	8.300	1.250	0,04
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	Hackgut	85%	8.300	1.250	0,04
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	Hackgut	85%	7.900	800	0,04
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh	Hackgut	85%	8.300	800	0,04
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	Hackgut	85%	8.300	1.000	0,04
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	Hackgut	85%	8.300	800	0,04
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	Hackgut	85%	8.300	1.250	0,04
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	Hackgut	85%	8.300	45	0,04
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	Hackgut	85%	8.300	65	0,04
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	Pellet	85%	8.300	10	0,04

Quelle: Nutzungsgrad lt. ökonomische Analyse, Leistung berechnet

Tabelle 41 – Emissionswerte Biomassekessel

Biomassekessel - Emissionen	CH ₄ [mg/Nm ³ Abgas]	SO ₂ [mg/Nm ³ Abgas]	NO _x [mg/Nm ³ Abgas]	CO [mg/Nm ³ Abgas]	NM VOC [mg/Nm ³ Abgas]	Staub [mg/Nm ³ Abgas]	N ₂ O [mg/Nm ³ Abgas]
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	7	110	123	16	21	16	2
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	7	110	123	16	21	16	2
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	7	110	123	16	21	16	2
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh	7	110	123	16	21	16	2
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	7	110	123	16	21	16	2
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	7	110	123	16	21	16	2
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	7	110	123	16	21	16	2
27 Nm ³ /h_50% Wiesen gras+50% Gülle	7	110	123	16	21	16	2
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	7	110	123	16	21	16	2
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	30	17	82	25	90	12	9

Quelle: Werte aus Gemis-Datensatz Österreich, Umweltbundesamt 2009

3.3.7 Nutzung von Biomethan und Referenzsysteme

Für die Nutzung von Biomethan werden folgende Anwendungen untersucht:

- Nutzung als Treibstoff in einem Erdgas-PKW mit Schadstoffklasse EURO 4. Die Daten für den PKW beziehen sich auf einen Motor, der für einen bivalenten Betrieb mit Benzin und Erdgas ausgelegt ist. In diesem Fall ist der Motor nicht auf einen reinen Erdgasbetrieb optimiert.¹ Die Verbrauchsdaten beziehen sich auf sogenannte „Real World Messungen“ und deren Simulation. Im Unterschied zum Typprüfzyklus sind Geschwindigkeiten, Fahrdynamik und Schaltverhalten im realen Verkehr unterschiedlich und führen im Allgemeinen zu höheren Emissionen als der Typprüfzyklus.
- Die Methanemissionen beim Erdgas-PKW stammen einerseits aus Methanemissionen, die bereits beim Erdgas-Transport auftreten und andererseits aus unverbrannten bzw. teilverbrannten Kraftstoffkomponenten, die beim Erdgas-PKW vorwiegend aus CH₄ bestehen.
- Nutzung zur Wärmebereitstellung in einem Brennwertkessel
- Nutzung zur Strombereitstellung in einem erdgasbefeuerten Gas- und Dampfkraftwerk (GuD-Kraftwerk)
- Nutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung in einer Mikro-KWK Anlage mit Gasturbine

Da das Biomethan zu Erdgasqualität aufbereitet wird und ins Erdgasnetz eingespeist, werden für die Biomethannutzung die gleichen Grunddaten wie für Erdgasverwendung angenommen.

¹ Ein Beispiel für einen Erdgas-PKW, der für einen Betrieb mit Erdgas optimiert ist, wäre der Passat EcoFuel.

Tabelle 42 - Grunddaten PKW; Real World Messungen und deren Simulation durch die TU Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen [vgl. Hofbauer et al 2008]

PKW	Spez. Verbrauch [kWh/km]	Gewicht [kg]	CH ₄ [g/km]	N ₂ O [g/km]	CO [g/km]	NO _x [g/km]	NM VOC [g/km]	Partikel [g/km]
EURO 4 vkm								
Diesel	0,621	1.380	0,0002	0,0056	0,0820	0,5572	0,0105	0,0210
Benzin	0,708	1.231	0,0019	0,0018	0,6555	0,0364	0,0311	0,0016
Erdgas	0,736	1.385	0,0398	0,0033	0,9821	0,0684	0,0431	0,0055

Tabelle 43 - Leistungsdaten der Wärmeerzeugung

Wärmeerzeugung - Leistungsdaten	Nutzungsgrad [%]	Volllaststunden [h/a]	Leistung [kW]	Hilfsstrom [MWh/MWh]
Gasbrennwertkessel	105%	1.600	300	0,02
Pelletkessel	85%	1.600	300	0,04
Ölkessel	87%	1.600	300	0,02

Quelle: Werte aus Gemis-Datensatz Österreich, Umweltbundesamt 2008

Tabelle 44- Emissionswerte der Wärmeerzeugung

Wärmeerzeugung - Emissionen	CH ₄ [mg/Nm ³ Abgas]	SO ₂ [mg/Nm ³ Abgas]	NO _x [mg/Nm ³ Abgas]	CO [mg/Nm ³ Abgas]	NM VOC [mg/Nm ³ Abgas]	Staub [mg/Nm ³ Abgas]	N ₂ O [mg/Nm ³ Abgas]
Gasbrennwertkessel	2	0	108	72	1	0	4
Pelletkessel	30	13	134	5	90	19	9
Ölkessel	4	130	122	70	18	2	4

Quelle: Werte aus Gemis-Datensatz Österreich, Umweltbundesamt 2009 und Jungmeier et al 1997

3.4 Ergebnisse

In diesem Abschnitt sind die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse für die untersuchten Umweltwirkungen in Tabellenform dargestellt. Diagramm zu ausgewählten Ergebnissen befinden sich im Abschnitt „4.2 Ökologische Bewertung der Nutzungspfade in einer Lebenszyklusanalyse“.

3.4.1 Treibhausgasemissionen

3.4.1.1 Transportdienstleistung

Tabelle 45 und Tabelle 46 zeigen die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen bei Biomethannutzung in einem PKW zur Bereitstellung einer Transportdienstleistung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 45 – Treibhausgasemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./PKW-km]			[g CO ₂ -Äq./PKW-km]
Benzin	245	4	1	250
Diesel	198	3	2	203
Erdgas	191	28	1	221
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	64	-13	14	65
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	64	-13	14	65
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	94	7	-3	98
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	57	6	17	79
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	62	-59	18	21
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	58	-48	13	22
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	62	-76	13	-1
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	55	-46	15	23
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	44	-382	-1	-339
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	35	-151	-2	-118

*zukünftige Technologie

Tabelle 46 – Treibhausgasemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./PKW-km]			[g CO ₂ -Äq./PKW-km]
Benzin	245	4	1	250
Diesel	198	3	2	203
Erdgas	191	28	1	221
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	40	-20	18	38
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	80	7	-4	83
130 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	45	-154	23	-86
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	35	-58	18	-4
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	28	-548	-3	-522

*zukünftige Technologie

3.4.1.2 Wärmebereitstellung

Tabelle 47 und Tabelle 48 zeigen die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen bei Biomethannutzung in einem Brennwertkessel zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 47 - Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh]			[g CO ₂ -Äq./kWh]
Pellet	45	2	4	51
Öl	342	3	1	346
Erdgas	224	33	1	259
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	60	-21	18	57
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	60	-21	18	57
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	99	6	-5	99
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	51	4	21	75
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	57	-80	23	1
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	52	-66	16	2
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	57	-102	16	-29
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	48	-64	19	3
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	34	-499	-2	-467
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	23	-200	-3	-180

*zukünftige Technologie

Tabelle 48 - Treibhausgasemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh]			[g CO ₂ -Äq./kWh]
Pellet	45	2	4	51
Öl	342	3	1	346
Erdgas	224	33	1	259
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	29	-30	23	22
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	82	5	-6	81
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	35	-204	30	-139
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	23	-79	23	-33
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	14	-714	-4	-704

*zukünftige Technologie

3.4.1.3 Strombereitstellung

Tabelle 49 und Tabelle 50 zeigen die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen bei Biomethannutzung in einem Erdgas GuD-Kraftwerk zur Strombereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem.

Tabelle 49 - Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh]			[g CO ₂ -Äq./kWh]
Erdgas	415	63	6	483
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	103	-41	37	99
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	103	-40	37	100
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	176	10	-6	180
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	85	7	43	135
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	97	-153	47	-8
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	87	-126	34	-5
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	96	-194	33	-64
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	80	-122	39	-3
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	53	-951	-1	-899
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	32	-382	-3	-352

*zukünftige Technologie

Tabelle 50 - Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh]			[g CO ₂ -Äq./kWh]
Erdgas	415	63	6	483
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	44	-58	46	33
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	143	9	-8	144
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	55	-389	59	-274
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	32	-150	47	-72
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	15	-1361	-4	-1351

*zukünftige Technologie

3.4.1.4 Strom- und Wärmebereitstellung

Tabelle 51 zeigt die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen bei Biomethannutzung in einer Mikro-KWK-Anlage mit Gasturbine zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem bei 100%iger Wär-

menutzung. Tabelle 52 und Tabelle 53 zeigen die Ergebnisse für die Nutzung Biogas in einem Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung für 100%ige Wärmenutzung und einen Gesamtanlagewirkungsgrad von 60%.

Tabelle 51 - Treibhausgasemissionen für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]
Erdgas Mikro KWK	302	46	4	351
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge + 15% Gülle	74	-29	27	71
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	104	7	-6	104
20 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	10	-991	-4	-985

*zukünftige Technologie

Tabelle 52 - Treibhausgasemissionen für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	25	-13	27	39
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	107	34	-7	134
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	38	-175	32	-105
45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	18	-76	29	-29
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	5	-813	-3	-811

*zukünftige Technologie

Tabelle 53 - Treibhausgasemissionen für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtwirkungsgrad. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung

Treibhausgasemissionen	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	[g CO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	40	-21	43	62
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	135	43	-9	169
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	48	-222	40	-133
45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	27	-116	44	-45
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	8	-1369	-5	-1366

*zukünftige Technologie

3.4.2 Versauerung

3.4.2.1 Transportdienstleistung

Tabelle 54 und Tabelle 55 zeigen die Ergebnisse für den Beitrag zur Versauerung bei Biomethannutzung in einem PKW zur Bereitstellung einer Transportdienstleistung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 54 – Versauerung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Versauerung	SO ₂ [g SO ₂ -Äq./PKW-km]	NO _x	NH ₃	Summe [g SO ₂ -Äq./PKW-km]
Benzin	0,22	0,16	0,00	0,38
Diesel	0,17	0,49	0,00	0,66
Erdgas	0,07	0,16	0,00	0,23
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,06	0,29	2,36	2,72
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,06	0,30	2,46	2,81
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,14	0,21	-0,70	-0,35
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,05	0,31	3,18	3,54
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,08	0,35	2,19	2,62
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,08	0,27	0,16	0,51
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,07	0,38	1,51	1,96
27 Nm ³ /h_50% Wiesen gras+50% Gülle	0,06	0,24	0,30	0,59
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,05	0,18	-1,01	-0,78
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,05	0,09	-1,85	-1,71

* zukünftige Technologie

Tabelle 55 - Versauerung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Versauerung	SO ₂ [g SO ₂ -Äq./PKW-km]	NO _x	NH ₃	Summe [g SO ₂ -Äq./PKW-km]
Benzin	0,22	0,16	0,00	0,38
Diesel	0,17	0,49	0,00	0,66
Erdgas	0,07	0,16	0,00	0,23
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,08	0,31	3,08	3,48
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,15	0,22	-0,81	-0,44
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,14	0,37	3,01	3,52
22 Nm ³ /h_50% Wiesen gras+50% Gülle	0,06	0,25	0,36	0,67
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,06	0,13	-1,44	-1,25

* zukünftige Technologie

3.4.2.2 Wärmebereitstellung

Tabelle 56 und Tabelle 57 zeigen die Ergebnisse für den Beitrag zur Versauerung bei der Biomethannutzung in einem Brennwertkessel zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 56 – Versauerung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Versauerung	SO ₂ [g SO ₂ -Äq./kWh]	NO _x	NH ₃	Summe [g SO ₂ -Äq./kWh]
Pellet	0,08	0,63	0,00	0,71
Öl	0,33	0,20	0,00	0,53
Erdgas	0,03	0,18	0,00	0,21
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,04	0,35	3,06	3,45
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,04	0,35	3,18	3,57
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,14	0,24	-0,90	-0,53
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,03	0,35	4,12	4,50
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,06	0,42	2,84	3,32
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,06	0,32	0,21	0,59
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,04	0,45	1,96	2,46
27 Nm ³ /h_50% Wiesen gras+50% Gülle	0,03	0,27	0,38	0,69
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,03	0,19	-1,30	-1,08
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,03	0,08	-2,40	-2,30

* zukünftige Technologie

Tabelle 57 – Versauerung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Versauerung	SO ₂	NO _x	NH ₃	Summe
	[g SO ₂ -Äq./kWh]			[g SO ₂ -Äq./kWh]
Pellet	0,08	0,63	0,00	0,71
Öl	0,33	0,21	0,00	0,54
Erdgas	0,03	0,18	0,00	0,21
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,07	0,37	4,00	4,44
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,16	0,25	-1,04	-0,64
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,14	0,43	3,91	4,48
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,03	0,29	0,47	0,79
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,03	0,13	-1,86	-1,70

* zukünftige Technologie

3.4.2.3 Strombereitstellung

Tabelle 58 und Tabelle 59 zeigen die Ergebnisse für den Beitrag zur Versauerung bei der Biomethannutzung in einem Erdgas GuD-Kraftwerk zur Strombereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem.

Tabelle 58 - Versauerung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Versauerung	SO ₂	NO _x	NH ₃	Summe
	[g SO ₂ -Äq./kWh]			[g SO ₂ -Äq./kWh]
Erdgas	0,02	0,58	0,00	0,60
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,04	0,89	5,84	6,77
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,04	0,90	6,07	7,01
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,24	0,68	-1,72	-0,80
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,02	0,90	7,86	8,78
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,08	1,03	5,42	6,53
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,09	0,85	0,39	1,33
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,05	1,10	3,74	4,89
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,03	0,75	0,73	1,52
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,03	0,60	-2,48	-1,86
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,02	0,39	-4,58	-4,18

Tabelle 59 - Versauerung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Versauerung	SO ₂	NO _x	NH ₃	Summe
	[g SO ₂ -Äq./kWh]			[g SO ₂ -Äq./kWh]
Erdgas	0,02	0,58	0,00	0,60
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,10	0,94	7,62	8,65
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,27	0,70	-1,99	-1,02
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,25	1,05	7,44	8,74
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,03	0,79	0,89	1,71
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,03	0,49	-3,55	-3,04

* zukünftige Technologie

3.4.2.4 Strom- und Wärmebereitstellung

Tabelle 60 zeigt die Ergebnisse für den Beitrag zur Versauerung bei der Biomethannutzung in einer Mikro-KWK-Anlage mit Gasturbine zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem bei 100%iger

Wärmenutzung. Tabelle 61 und Tabelle 62 zeigen die Ergebnisse für die Nutzung Biogas in einem Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung für 100%ige Wärmenutzung und einen Gesamtanlagewirkungsgrad von 60%.

Tabelle 60 - Versauerung für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas

Versauerung	SO ₂ [g SO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	NO _x	NH ₃	Summe [g SO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]
Erdgas Mikro KWK	0,01	0,22	0,00	0,23
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,03	0,45	4,25	4,73
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,20	0,31	-1,45	-0,94
20 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,02	0,15	-2,59	-2,41

Tabelle 61 - Versauerung für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung

Versauerung	SO ₂ [g SO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	NO _x	NH ₃	Summe [g SO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,19	0,75	4,62	5,56
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,21	0,76	-1,51	-0,55
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,26	1,00	3,88	5,14
45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,03	0,66	0,57	1,26
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,02	0,54	-2,19	-1,62

* zukünftige Technologie

Tabelle 62– Versauerung für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtnutzungsgrad. Werte nicht direkt vergleichbar da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung

Versauerung	SO ₂ [g SO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]	NO _x	NH ₃	Summe [g SO ₂ -Äq./kWh Strom+Wärme]
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,30	1,18	7,28	8,76
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,26	0,95	-1,90	-0,68
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,32	1,27	4,92	6,51
45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,05	1,01	0,87	1,93
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,04	0,91	-3,69	-2,74

* zukünftige Technologie

3.4.3 Bodennahe Ozonbildung

3.4.3.1 Transportdienstleistung

Tabelle 63 und Tabelle 64 zeigen die Ergebnisse für den Beitrag zur bodennahen Ozonbildung bei Biomethannutzung in einem PKW zur Bereitstellung einer Transportdienstleistung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 63 – Bodennahe Ozonbildung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biome-
 than im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereit-
 stellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄ [g C ₂ H ₄ -Äq./PKW-km]	NO _x	NMVOC	Summe [g C ₂ H ₄ -Äq./PKW-km]
Benzin	0,094	0,002	0,284	0,068	0,45
Diesel	0,030	0,001	0,856	0,041	0,93
Erdgas	0,135	0,016	0,276	0,074	0,50
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,138	-0,007	0,511	0,068	0,71
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,139	-0,007	0,517	0,070	0,72
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,138	0,004	0,362	0,074	0,58
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,135	0,003	0,535	0,066	0,74
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,138	-0,033	0,608	0,072	0,79
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,137	-0,027	0,478	0,068	0,66
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,138	-0,042	0,671	0,075	0,84
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,137	-0,026	0,414	0,066	0,59
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,134	-0,214	0,306	0,068	0,29
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,131	-0,085	0,154	0,072	0,27

Tabelle 64 - Bodennahe Ozonbildung einer PKW-Transportdienstleistung mit Biome-
 than im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereit-
 stellung für Biomethanerzeugung mit Biogas.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄ [g C ₂ H ₄ -Äq./PKW-km]	NO _x	NMVOC	Summe [g C ₂ H ₄ -Äq./PKW-km]
Benzin	0,09	0,002	0,28	0,07	0,45
Diesel	0,03	0,001	0,86	0,04	0,93
Erdgas	0,14	0,02	0,28	0,07	0,50
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,15	-0,01	0,54	0,07	0,75
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,15	0,004	0,38	0,08	0,61
130 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,15	-0,09	0,64	0,07	0,78
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,15	-0,03	0,44	0,07	0,62
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,14	-0,31	0,22	0,07	0,12

* zukünftige Technologie

3.4.3.2 Wärmebereitstellung

Tabelle 65 und Tabelle 66 zeigen die Ergebnisse für den Beitrag zur bodennahen Ozonbildung bei Biomethannutzung in einem Brennwertkessel zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 65 – Bodennahe Ozonbildung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanerzeugung mit fester Biomasse.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄ [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]	NO _x	NMVOC	Summe [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]
Pellet	0,201	0,001	1,105	0,118	1,43
Öl	0,013	0,001	0,343	0,055	0,41
Erdgas	0,019	0,019	0,317	0,028	0,38
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,021	-0,012	0,604	0,018	0,63
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,022	-0,012	0,611	0,021	0,64
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,021	0,003	0,410	0,026	0,46
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,018	0,002	0,614	0,015	0,65
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,021	-0,045	0,730	0,024	0,73
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,019	-0,037	0,561	0,019	0,56
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,021	-0,057	0,790	0,027	0,78
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,019	-0,036	0,478	0,016	0,48
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,016	-0,279	0,338	0,018	0,09
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,012	-0,112	0,141	0,023	0,06

* zukünftige Technologie

Tabelle 66 - Bodennahe Ozonbildung der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄ [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]	NO _x	NM VOC	Summe [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]
Pellet	0,20	0,0013	1,11	0,12	1,43
Öl	0,014	0,001	0,365	0,058	0,44
Erdgas	0,018	0,019	0,315	0,027	0,38
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,03	-0,02	0,64	0,02	0,68
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,03	0,00	0,43	0,03	0,50
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,04	-0,11	0,75	0,03	0,70
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,03	-0,04	0,51	0,02	0,52
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,02	-0,40	0,23	0,02	-0,13

* zukünftige Technologie

3.4.3.3 Strombereitstellung

Tabelle 67 und Tabelle 68 zeigen die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen bei Biomethannutzung in einem Erdgas GuD-Kraftwerk zur Strombereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem.

Tabelle 67 - Bodennahe Ozonbildung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄ [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]	NO _x	NM VOC	Summe [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]
Erdgas	0,080	0,035	1,005	0,076	1,20
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,085	-0,023	1,556	0,059	1,68
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,086	-0,022	1,571	0,064	1,70
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,085	0,006	1,187	0,075	1,35
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,079	0,004	1,576	0,054	1,71
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,085	-0,085	1,797	0,070	1,87
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,081	-0,071	1,474	0,060	1,54
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,085	-0,109	1,911	0,076	1,96
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,081	-0,068	1,316	0,055	1,38
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,075	-0,532	1,050	0,059	0,65
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,068	-0,214	0,675	0,069	0,60

* zukünftige Technologie

Tabelle 68 - Bodennahe Ozonbildung der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄ [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]	NO _x	NM VOC	Summe [g C ₂ H ₄ -Äq./kWh]
Erdgas	0,08	0,04	1,01	0,08	1,20
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,11	-0,03	1,63	0,07	1,77
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,10	0,01	1,23	0,09	1,42
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,12	-0,22	1,84	0,07	1,81
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,10	-0,08	1,38	0,07	1,46
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,09	-0,76	0,85	0,06	0,23

* zukünftige Technologie

3.4.3.4 Strom- und Wärmebereitstellung

Tabelle 69 zeigt die Ergebnisse für den Beitrag zur bodennahen Ozonbildung bei der Biomethannutzung in einer Mikro-KWK-Anlage mit Gasturbine zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem bei 100%iger Wärmenutzung. Tabelle 70 und Tabelle 71 zeigen die Ergebnisse für die

Nutzung Biogas in einem Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung für 100%ige Wärmenutzung und einen Gesamtanlagewirkungsgrad von 60%.

Tabelle 69 – Bodennahe Ozonbildung für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄	NO _x	NM VOC	Summe
	[g C ₂ H ₄ -Äq./kWh Strom+Wärme]				[g C ₂ H ₄ -Äq./kWh Strom+Wärme]
Erdgas Mikro KWK	0,02	0,03	0,38	0,06	0,48
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,03	-0,02	0,78	0,04	0,83
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,04	0,00	0,54	0,06	0,65
20 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,03	-0,56	0,26	0,04	-0,22

Tabelle 70 – Bodennahe Ozonbildung für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄	NO _x	NM VOC	Summe
	[g C ₂ H ₄ -Äq./kWh Strom+Wärme]				[g C ₂ H ₄ -Äq./kWh Strom+Wärme]
Erdgas BHKW	0,06	0,03	0,57	0,05	0,71
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,14	-0,01	1,31	0,10	1,54
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,16	0,019	1,32	0,14	1,64
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,20	-0,10	1,75	0,15	2,00
45 Nm ³ /h_50% Wiesen gras+50% Gülle	0,12	-0,04	1,15	0,10	1,32
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,14	-0,46	0,94	0,11	0,74

* zukünftige Technologie

Tabelle 71 – Bodennahe Ozonbildung für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.

Bodennahe Ozonbildung	CO	CH ₄	NO _x	NM VOC	Summe
	[g C ₂ H ₄ -Äq./kWh Strom+Wärme]				[g C ₂ H ₄ -Äq./kWh Strom+Wärme]
Erdgas BHKW	0,08	0,04	0,78	0,07	0,98
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,22	-0,01	2,07	0,16	2,43
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,21	0,024	1,66	0,17	2,06
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,25	-0,12	2,21	0,18	2,53
45 Nm ³ /h_50% Wiesen gras+50% Gülle	0,19	-0,06	1,76	0,15	2,03
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,24	-0,77	1,59	0,18	1,24

* zukünftige Technologie

3.4.4 Staubemissionen

3.4.4.1 Transportdienstleistung

Tabelle 72 und Tabelle 73 zeigen die Ergebnisse für die Staubemissionen bei der Biomethannutzung in einem PKW zur Bereitstellung einer Transportdienstleistung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 72 - Staubemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Staub	Summe [mg/PKW-km]
Benzin	34
Diesel	41
Erdgas	36
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	49
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	50
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	59
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	42
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	67
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	58
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	72
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	44
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	46
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	28

* zukünftige Technologie

Tabelle 73 - Staubemissionen einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Staub	Summe [mg/PKW-km]
Benzin	34
Diesel	41
Erdgas	36
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	41
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	59
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	44
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	38
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	29

* zukünftige Technologie

3.4.4.2 Wärmebereitstellung

Tabelle 74 und Tabelle 75 zeigen die Ergebnisse für die Staubemissionen bei der Biomethannutzung in einem Brennwertkessel zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 74 - Staubemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Staub	Summe [mg/kWh]
Pellet	156
Öl	20
Erdgas	9
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	31
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	33
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	44
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	22
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	54
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	43
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	61
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	24
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	28
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	3

* zukünftige Technologie

Tabelle 75 - Staubemissionen der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Staub	Summe [mg/kWh]
Pellet	156
Öl	20
Erdgas	9
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	21
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	44
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	25
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	16
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	5

* zukünftige Technologie

3.4.4.3 Strombereitstellung

Tabelle 76 und Tabelle 77 zeigen die Ergebnisse für die Staubemissionen bei der Biomethannutzung in einem Erdgas GuD-Kraftwerk zur Strombereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem.

Tabelle 76 - Staubemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Staub	Summe [mg/PKW-km]
Erdgas	15
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	57
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	60
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	82
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	40
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	100
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	79
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	113
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	44
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	50
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	3

* zukünftige Technologie

Tabelle 77 - Staubemissionen der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas

Staub	Summe [mg/kWh]
Erdgas	15
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	36
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	81
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	44
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	28
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	6

* zukünftige Technologie

3.4.4.4 Strom- und Wärmebereitstellung

Tabelle 78 zeigt die Ergebnisse für die Staubemissionen bei der Biomethannutzung in einer Mikro-KWK-Anlage mit Gasturbine zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem bei 100%iger Wärmenutzung. Tabelle 79 und Tabelle 80 zeigen die Ergebnisse für die Nutzung Biogas in

einem Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung für 100%ige Wärmenutzung und einen Gesamtanlagewirkungsgrad von 60%.

Tabelle 78 - Staubemissionen für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biome-
 than in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas

Staub	Summe [mg/kWh Strom+Wärme]
Erdgas Mikro KWK	17
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	48
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	65
20 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	11

Tabelle 79 - Staubemissionen für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im
 Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche
 Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung

Staub	Summe [mg/kWh Strom+Wärme]
Erdgas BHKW	15
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	28
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	69
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	39
45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	23
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	10

* zukünftige Technologie

Tabelle 80 – Staubemissionen für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtnutzungsgrad
 im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschied-
 liche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung

Staub	Summe [mg/kWh Strom+Wärme]
Erdgas BHKW	21
1500 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	44
800 Nm ³ /h_100% Reststoffe	86
450 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	49
45 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	35
45 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	16

* zukünftige Technologie

3.4.5 Fossiler Primärenergiebedarf

3.4.5.1 Transportdienstleistung

Tabelle 81 und Tabelle 82 zeigen die Ergebnisse für den Beitrag zur Versauerung
 bei Biomethannutzung in einem PKW zur Bereitstellung einer Transportdienstlei-
 stung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 81 – Fossiler Primärenergiebedarf einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/PKW-km]
Benzin	0,90
Diesel	0,72
Erdgas	0,95
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,26
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,26
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,37
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,23
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,24
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,22
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,24
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,23
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,18
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,15

* zukünftige Technologie

Tabelle 82 – Fossiler Primärenergiebedarf einer PKW-Transportdienstleistung mit Biomethan im Vergleich zu Benzin, Diesel und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/PKW-km]
Benzin_2008	0,90
Diesel_2008	0,72
Erdgas_2008	0,95
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,13
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,29
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,14
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,14
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,11

* zukünftige Technologie

3.4.5.2 Wärmebereitstellung

Tabelle 83 und Tabelle 84 zeigen die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen bei Biomethannutzung in einem Brennwertkessel zur Wärmebereitstellung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Tabelle 83 – Fossiler Primärenergiebedarf der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Pellet	0,16
Öl	1,27
Erdgas	1,16
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,25
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,25
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,39
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,21
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,23
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,20
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,22
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,22
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,16
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,11

* zukünftige Technologie

Tabelle 84 – Fossiler Primärenergiebedarf der Wärmebereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Pellet, Öl und Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Pellet	0,16
Öl	1,27
Erdgas	1,16
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,09
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,29
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,10
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,10
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,06

* zukünftige Technologie

3.4.5.3 Strombereitstellung

Tabelle 85 und Tabelle 86 zeigen die Ergebnisse für den fossilen Primärenergiebedarf bei der Biomethannutzung in einem Erdgas GuD-Kraftwerk zur Strombereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem.

Tabelle 85 – Fossiler Primärenergiebedarf der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit fester Biomasse.

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Erdgas	2,17
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,44
800 Nm ³ /h_87% Int. Fruchtfolge+13% Gülle	0,44
500 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,72
400 Nm ³ /h_70% Zwischenfrüchte+30% Stroh*	0,36
250 Nm ³ /h_40% Mais+52% Gülle+8% Reststoffe	0,39
300 Nm ³ /h_10% Mais+60% Gülle+30% Reststoffe	0,35
250 Nm ³ /h_52% Int. Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,39
27 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,39
27 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,26
7 Nm ³ /h_56% Schweinegülle+44% Hühnermist	0,18

* zukünftige Technologie

Tabelle 86 – Fossiler Primärenergiebedarf der Strombereitstellung mit Biomethan im Vergleich zu Erdgas. Prozesswärmebereitstellung für Biomethanherzeugung mit Biogas.

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Erdgas	2,17
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,13
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,52
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle	0,16
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,14
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,09

* zukünftige Technologie

3.4.5.4 Strom- und Wärmebereitstellung

Tabelle 87 zeigt die Ergebnisse für den fossilen Primärenergiebedarf bei der Biomethannutzung in einer Mikro-KWK-Anlage mit Gasturbine zur Strom- und Wärmebereitstellung im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Referenzsystem bei 100%iger Wärmenutzung. Tabelle 88 und Tabelle 89 zeigen die Ergebnisse für die Nutzung Biogas in einem Biogas-BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung für 100%ige Wärmenutzung und einen Gesamtanlagewirkungsgrad von 60%.

Tabelle 87 – Fossiler Primärenergiebedarf für die Strom- und Wärmebereitstellung mit Biomethan in einer Mikro-KWK (Gasturbine) im Vergleich zu Erdgas

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Erdgas Mikro KWK	1,58
800 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,32
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,38
20 Nm ³ /h_25% Schweinegülle+75% Rindergülle	0,06

Tabelle 88 – Fossiler Primärenergiebedarf für ein Biogas-BHKW mit 100% Wärmenutzung im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Erdgas BHKW	1,48
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,08
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,39
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,12
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,05
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,00

* zukünftige Technologie

Tabelle 89 – Fossiler Primärenergiebedarf für ein Biogas-BHKW mit 60% Gesamtwirkungsgrad im Vergleich zu Erdgas. Werte nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche Verhältnisse von Strom- zu Wärmenutzung.

Fossiler Primärenergiebedarf	Summe [kWh/kWh]
Erdgas BHKW	2,03
600 Nm ³ /h_85% Energiefruchtfolge+15% Gülle	0,12
400 Nm ³ /h_100% Reststoffe	0,49
130 Nm ³ /h_52% Int.Fruchtfolge+6% Stroh+43% Gülle*	0,15
22 Nm ³ /h_50% Wiesengras+50% Gülle	0,07
20 Nm ³ /h_25% Scheinegülle+75% Rindergülle	0,00

* zukünftige Technologie

4 Betriebswirtschaftliche Analyse und Bewertung

4.1 Aufgabenstellung

Die Aufgabenstellungen dieses Arbeitspaketes sind:

1. Festlegung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Kalkulationsparameter und Adaption des Berechnungswerkzeugs
2. Definition der notwendigen Datengrundlage – Kommunikation mit den Arbeitspaketen des Leitprojekts
3. Ökonomische Beschreibung der Biogasnutzungspfade (max. 20). Einbindung der Ergebnisse aus AP 10.2
4. Kalkulation und Abschätzung der kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten => Ableitung von Vollkosten
5. Kalkulation von spezifischen Kenngrößen wie Biogas-, Strom-, Wärme- Gesteungskosten, CO₂-Vermeidungskosten, ...
6. Analyse der Kostenstruktur
7. Durchführung von Sensitivitätsanalysen
8. Vergleich mit anlegbaren Marktpreisen als Referenz => Ableitung von Kriterien zur wirtschaftlichen Optimierung
9. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

4.2 Methodik

Die Analyse und Bewertung der Nutzungspfade wird mit einem wirtschaftlichen Variantenvergleich auf Basis Vollkosten in Anlehnung an die VDI 2067 bzw. die Ö-Norm M 7140 [vgl. ÖNORM M7140] durchgeführt, wobei auch die Kalkulation von spezifischen Gesteungskosten, die Analyse der Kostenstrukturen und die Durchführung von Sensitivitätsanalysen enthalten sind. Die internen und externen Diskussionen der Ergebnisse stellen einen wichtigen Teil dar.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden wie folgt im Rahmen des Projektkonsortiums festgelegt:

- Basis der schwankenden Kosten bzw. Preisen: Mittelwert des Jahres 2008;
- Konkrete Anlagenbeispiele und kein Technologievergleich;
- Analyse und Bewertung der definierten Nutzungspfade und keine Projektoptimierung;
- Beheizung der Fermenter und der Gas-Aufbereitung mit Offgas aus Aufbereitung (soweit Wärme rückgewinnbar ist) und ergänzend entweder Hackgut- bzw. Pellets-Heizkessel oder Biogas-BHKW;

- Förderungen (zB Umweltförderung im Inland KPC) wurden nur dort berücksichtigt, wo explizit darauf verwiesen ist;
- Die einzelnen Komponenten der Nutzungspfade stellen abgeschlossene Systeme dar, dh alle Inputs und Outputs wurden finanziell bewertet soweit dies möglich war.

4.3 Eingangsdaten

4.3.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Sofern nicht anders angegeben wurden für alle Berechnungen nach ÖNORM M 7140 folgende wirtschaftliche Rahmenbedingungen angesetzt.

Tabelle 90 – Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Berechnungen

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	Einheit	
Projektbeginn	Jahr	2008
Betrachtungszeitraum	Jahre	15
Finanzierungszinssatz	%	5,0%
Finanzierungszeitraum	Jahre	15

4.3.2 Rohstoffe, Transporte und Biogasanlagen

Die Daten der Rohstoffe, des Transports, des Gärresttransports und der Biogasanlagen wurden aus dem Arbeitspaket 10.2 übernommen, vergleiche dazu Anhang 2.

4.3.3 Aufbereitungsanlagen

In diesem Kapitel werden die Eingangsdaten der Anlagen zur Aufbereitung auf Erdgas-Qualität gemäß ÖVGW G31 und G33 [vgl. ÖVGW 2001]. Für alle Anlagen wurde folgendes angesetzt:

- Feinentschwefelung wenn notwendig gemäß Herstellerangaben
- Anteilig Investitions-, Verbrauchs- und Betriebskosten Biomassekessel bzw. Schwachgasbrenner für jene Erzeugungspfade mit Biomasse als Wärmequelle und Aufbereitungsanlagen mit Wärmebedarf (vergleiche dazu Kapitel 2.3.1 Kostendaten der Biogasanlagen)
- Anteilig Investitions- und Betriebskosten für jene Erzeugungspfade mit Rohbiogas als Wärmequelle und Aufbereitungsanlagen mit Strombedarf (vergleiche dazu Kapitel 2.3.1 Kostendaten der Biogasanlagen)
- Odorierung (Hinzufügung von Riechstoffen) [vgl. biogas-netzeinspeisung.at]
- Output-Brennwert Hs Biomethan: 10,7 kWh/m³ [vgl. ÖVGW 2001]
- Abgasnachbehandlung inklusive Wärmerückgewinnung wenn möglich gemäß Herstellerangaben

4.3.3.1 Energiefruchtfolge1500_2008 und Integrierte Fruchtfolge1500_2008:
 Malmberg Druckwasserwäsche GR18

Die nächste Tabelle zeigt die Inputdaten der Druckwasserwäsche der Fa. Malmberg [vgl. Malmberg 2009], welche für die angegebenen Nutzungspfade verwendet wurde. Folgende Aspekte wurden bei diesem Verfahren berücksichtigt:

- Kein Grob-Entschwefelungsverfahren nötig
- Methanverlust (Off-Gas) der Aufbereitungsanlage 1,0 %, welches in einer regenerativ thermischen Oxidation behandelt wird und nicht für andere Zwecke verwendet werden kann

Tabelle 91 – Wirtschaftliche Eingangsdaten der Druckwasserwäsche von Malmberg

Technische Outputparameter	Einheit	EnergieFF1500, 2008, DWWAufbereitung	EnergieFF1500BHKW, 2008, DWWAufbereitung	IntegrFF1500, 2008, DWWAufbereitung
Leistung Rohgasdurchsatz	m ³ /h o. kW	1.500,0	1.200,0	1.500,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	1000m ³	6.482	4.981	6.482
Inputmengen/Endenergiebedarf	1000m ³	12.450	9.567	12.450
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	2.848.000	2.232.407	2.848.000
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	261.317	204.833	261.317
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	80.000	77.780	80.000
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	401.820	1.200	401.820
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	1.500	1.200	1.500
Hilfsstromkosten	€/a	400.320	0	400.320
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	743.137	283.813	743.137
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/1000m ³	114,6	57,0	114,6
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Brennwert Hs	€/kWh	0,0107	0,0053	0,0107

4.3.3.2 Reststoffe800_2008 und Zwischenfrüchte&Stroh800_2020:
 Gaspermeation der Technischen Universität Wien und der Fa. Axiom

Die nächste Tabelle zeigt die Inputdaten der Gaspermeation der Fa. Axiom, welches mit der Technischen Universität Wien entwickelt wurde [vgl. TU-Wien 2009] und welches für die angegebenen Nutzungspfade verwendet wurde. Als Basis für die technischen und wirtschaftlichen Daten diene eine Anlage mit 250 Nm³/h Rohbiogasdurchsatz. Folgende Aspekte wurden bei diesem Verfahren berücksichtigt:

- Biologisches Grob-Entschwefelungsverfahren
- Feinentschwefelung mit Eisenoxid und Zinkoxid
- Methanverlust (Off-Gas) der Aufbereitungsanlage 10,0 %, welches zur Fermenterbeheizung in einem Schwachgasbrenner verwendet werden kann

Tabelle 92 – Wirtschaftliche Eingangsdaten der Gaspermeation der TU-Wien und Axiom

Technische Outputparameter	Einheit	Reststoffe800, 2008, Gaspermeation	Reststoffe800BHKW, 2008, Gaspermeation	ZwF&Stroh800, 2020, Gaspermeation
Leistung Rohgasdurchsatz	m3/h o. kW	800,0	700,0	800,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	1000m3	3.636	3.168	3.143
Inputmengen/Endenergiebedarf	1000m3	6.320	5.507	6.640
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	1.482.728	1.427.785	1.482.728
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	136.047	131.006	136.047
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	63.332	66.326	63.332
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	202.732	39.936	155.815
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	45.671	39.936	20.046
Hilfsstromkosten	€/a	157.061	0	135.769
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	402.111	237.267	355.194
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/1000m3	110,6	74,9	113,0
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Brennwert Hs	€/kWh	0,0103	0,0070	0,0105

4.3.3.3 Mais450_2008, Mais&Rohglycerin450_2008 und Integrierte FF&Stroh450_2020: Aminwäsche Fa. MT-Biomethan

Die nächste Tabelle zeigt die Inputdaten der Aminwäsche der Fa. MT-Biomethan [vgl. MT-Biomethan 2009], welche für die angegebenen Nutzungspfade verwendet wurde. Folgende Aspekte wurden bei diesem Verfahren berücksichtigt:

- Grob-Entschwefelung durch Lufteinblasung
- Fein-Entschwefelung durch Aktivkohle
- Der angegebene Methanverlust der Aufbereitungsanlage mit 0,1 % wurde vernachlässigt.

Tabelle 93 – Wirtschaftliche Inputdaten Aminwäsche von MT-Biomethan

Technische Outputparameter	Einheit	Mais450, 2008, AWasch	Mais&Rohglycerin450, 2008, AWasch	Integrierte FF&Stroh450, 2020, AWasch	Integrierte FF&Stroh450BHKW, 2020, AWasch
Leistung Rohgasdurchsatz	m3/h o. kW	500,0	500,0	500,0	250,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	1000m3	2.080	2.503	2.080	1.043
Inputmengen/Endenergiebedarf	1000m3	3.735	3.735	3.735	1.873
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	1.577.875	1.577.144	1.574.120	1.409.272
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	144.777	144.710	144.433	129.307
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	62.200	62.178	62.087	50.841
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	106.291	106.291	106.291	3.000
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	56.989	56.989	56.989	3.000
Hilfsstromkosten	€/a	49.302	49.302	49.302	0
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	313.268	313.179	312.811	183.148
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/1000m3	150,6	125,1	150,4	175,6
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Brennwert Hs	€/kWh	0,0140	0,0117	0,0140	0,0164

4.3.3.4 Wiesengras45_2008, Wirtschaftsdünger45_2008 und Wirtschaftsdünger11_2008: Druckwechseladsorption

Die nächste Tabelle zeigt die Inputdaten einer Druckwechseladsorption aus [vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2007, Seite 137] und welche für die angegebenen Nutzungspfade verwendet wurde. Folgende Aspekte wurden bei diesem Verfahren berücksichtigt:

- Grob-Entschwefelungsverfahren: Sulfidfällung durch Eisenchlorid
- Fein-Entschwefelung durch Aktivkohle

- Die Kosten der Aufbereitungsanlage wurden von der angegebenen Anlage mit einer Leistung von 50 m³/h auf die notwendigen Leistungsklassen von 32 und 37 m³/h umgerechnet. Dabei wurden die Investitions- und Betriebskosten mit dem Skalen-Faktor 0,7^{0,75} bzw. 0,8^{0,75} umgerechnet und die Verbrauchskosten anteilig dem Größenverhältnis angesetzt.
- Die Kosten der kleinsten Aufbereitungsanlage wurden von der angegebenen Anlage mit einer Leistung von 50 m³/h auf die notwendige Leistung von 11 m³/h umgerechnet. Dazu wurden von den Investitions- und Betriebskosten 40 % und von den Verbrauchskosten 25 % angesetzt.
- Methanverlust (Off-Gas) der Aufbereitungsanlage 3,0 %, welches zur Fermenterbeheizung in einem Schwachgasbrenner verwendet werden kann
- Flüssiggaszugabe in Höhe von 1 % des Produktgases zur Erreichung der ÖVGW Richtlinien

Tabelle 94 – Wirtschaftliche Inputdaten Druckwasserwäsche ≤ 45 m³/h

Technische Outputparameter	Einheit	Wiesengras45, 2008, PSA	Wiesengras45 BHKW, 2008, PSA	Rinder/Schweinegülle45, 2008, PSA	Rinder/Schweinegülle45BHKW, 2008, PSA	Schweinegülle/Hühnermist11, 2008, PSA
Leistung Rohgasdurchsatz	m ³ /h o. kW	45,0	37,0	45,0	32,0	11,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	1000m ³	226	186	226	161	60
Inputmengen/Endenergiebedarf	1000m ³	374	308	374	265	91
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	572.093	503.063	572.093	471.022	229.261
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	52.492	46.158	52.492	43.218	21.036
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	28.605	25.153	28.605	23.551	11.463
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	16.040	6.281	16.040	5.608	4.073
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	7.418	6.281	7.418	5.608	1.918
Hilfsstromkosten	€/a	8.622	0	8.622	0	2.156
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	97.137	77.592	97.137	72.377	36.572
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/1000m ³	429,1	416,3	429,1	450,0	610,0
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Brennwert Hs	€/kWh	0,0400	0,0388	0,0400	0,0419	0,0569

4.3.4 Netzeinspeisung

Für die Einspeisung des aufbereiteten Biomethans in das Erdgasnetz sind folgende Komponenten ab der Aufbereitungsanlage notwendig:

- Kompressor zur Verdichtung,
- Rohrleitung,
- Mess- und Regeltechnik und
- Einbindung in das Erdgasnetz.

Die Verdichtung auf das Druckniveau des Erdgasnetzes wurde einheitlich für die Netzebene 2 mit 70 bar ausgelegt. Die Investitionskosten für den Kompressor wurden von der Verdichteranlage der Biomethan-Einspeiseanlage Bruck an der Leitha umgerechnet [vgl. EVN, 2008]:

- Gasdurchsatz 800 m³/h: 236.250,- €
- Gasdurchsatz 600 m³/h: 196.875,- €
- Gasdurchsatz 400 bis 500 m³/h: 157.500,- €
- Gasdurchsatz 250 bis 300 m³/h: 105.000,- €
- Gasdurchsatz 130 m³/h: 87.500,- €
- Gasdurchsatz 19 bis 27 m³/h: 31.111,- €

- Gasdurchsatz 7 m³/h: 20.222,- €

Als Betriebskosten wurden für die Kompressoren ein einheitlicher Wert von 1,4 €cent/m³ Biomethan für Service angesetzt. Die Verbrauchskosten für den Stromverbrauch für die Kompression auf 70 bar wurden mit einheitlich 3,4 €cent/m³ Biomethan angesetzt [vgl. biogas-netzeinspeisung.at, 2009].

Die Rohrleitung für den Transport des Biomethans zum Erdgasnetz wurde einheitlich mit 1000 m Länge bzw. eine Verlegung in einfachen Geländebeziehungen angenommen und dafür ein Vollkosten-Preis von 200 € pro Meter angesetzt [vgl. EVN, 2008]. Als Rohrleitungen kommen Stahlrohre mit einem Durchmesser von DN 100 für Durchsätze von >400 m³/h und DN 50 für <400 m³/h in Frage.

Die mess- und regeltechnische Anlage inklusive der Signalübertragung ist von Seiten der Gasnetzbetreiber unbedingt notwendig, ist unabhängig von der eingespeisten Biomethan-Gasmenge und erfordert Investitionen in Höhe von rund 100.000 € [vgl. EVN, 2008 und Energie Steiermark, 2009]. Als Wartungskosten für diese Anlage wurden 2,0 % der Investitionskosten pro Jahr angesetzt [vgl. biogas-netzeinspeisung.at, 2009].

Die Einbindung in das Erdgasnetz wurde unabhängig von der eingespeisten Biomethan-Gasmenge einheitlich mit 20.000 € angesetzt [vgl. EVN, 2008 und Energie Steiermark, 2009].

Die Regelung der Einspeiseanlage gemäß vereinbartem Fahrplan ist nicht unerheblich und wird als Personalkostenaufwand mit einheitlich 3.000 € pro Jahr festgelegt [vgl. EVN 2008].

Jedem Erdgasnetzbenutzer, dh jeder Einspeiseanlage, wird vom Netzbetreiber für den bereits vorfinanzierten Ausbau des Netzes ein Netzbereitstellungsentgelt verrechnet. Dieses Entgelt wird gemäß Gas-Systemnutzungstarife-VO 2008 im Zuge der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses einmalig pauschal in Höhe von 3,0 € pro kW installierte Leistung in Rechnung gestellt [vgl. E-Control 2008].

4.3.5 Energiedienstleistungen

4.3.5.1 Transport - PKW

Folgende Aspekte wurden bei dieser Anwendung berücksichtigt:

- Fahrzeugdaten von Volkswagen Touran [vgl. GEA, Projekt Madegascar, 2008]:
 - Erdgas-PKW mit 80 kW Leistung, 1984 cm³ Hubraum, Ecofuel, concept line
 - Diesel-PKW mit 77 kW Leistung, 1896 cm³ Hubraum, TDI D-PF, concept line
 - Benzin-PKW mit 75 kW Leistung, 1595 cm³ Hubraum, TSI, concept line
- Verbrauch Biomethan, Erdgas, Diesel und Benzin gemäß Fahrzeugtests [vgl. TU Graz, Institut f. Verbrennungskraftmaschinen, Projekt: FT-Treibstoffe in Österreich]
- Durchschnittliche Treibstoffkosten für Erdgas [vgl. Steirische Gas & Wärme 2010] und Diesel sowie Benzin [vgl. ÖAMTC 2010]

Tabelle 95 – Wirtschaftliche Inputdaten PKW VW Touran

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	Einheit	Biomethan, maximale Kosten	Biomethan, minimale Kosten	Erdgas	Diesel	Benzin
Betrachtungszeitraum	Jahre	10	10	10	10	10
Finanzierungszeitraum	Jahre	10	10	10	10	10
Technische Outputparameter						
Leistung	kW	80,0	80,0	80,0	77,0	75,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	km Transport	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000
Inputmengen/Endenergiebedarf	MWh	11,0	11,0	11,0	9,3	10,6
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	18.224	18.224	18.224	18.594	16.933
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	2.248	2.248	2.248	2.293	2.089
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	1.420	1.420	1.420	1.344	1.277
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	1.150	852	526	793	892
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	1.150	852	526	793	892
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	4.818	4.520	4.194	4.430	4.258
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/km Transport	0,321	0,301	0,280	0,295	0,284

4.3.5.2 Transport - LKW

Folgende Aspekte wurden bei dieser Anwendung berücksichtigt:

- Fahrzeugdaten von Mercedes [vgl. Georg Pappas Automobil AG 2010]:
 - Erdgas-LKW Eonic 1828 LS NGT mit 205 kW Leistung, 18 Tonnen höchstzulässiges Gesamtgewicht
 - Diesel-LKW Actros 1832 LS mit 235 kW Leistung, 18 Tonnen höchstzulässiges Gesamtgewicht
- Verbrauch Biomethan, Erdgas und Diesel gemäß Fahrzeugtests [vgl. Magna Steyr, Projekt: Clean Heavy Duty, 2009]
- Durchschnittliche Treibstoffkosten für Erdgas [vgl. Steirische Gas & Wärme 2010] und Diesel sowie Benzin [vgl. ÖAMTC 2010]
- Wartungskosten aufgrund Vollwartungsvertrag nach Herstellerangaben [vgl. Georg Pappas Automobil AG 2010]

Tabelle 96 – Wirtschaftliche Inputdaten LKW Mercedes Eonic und Actros

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	Einheit	Biomethan, maximale Kosten	Biomethan, minimale Kosten	Erdgas	Diesel
Betrachtungszeitraum	Jahre	7	7	7	7
Finanzierungszeitraum	Jahre	7	7	7	7
Technische Outputparameter					
Leistung	kW	205,0	205,0	205,0	235,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	km Transport	75.000	75.000	75.000	75.000
Inputmengen/Endenergiebedarf	MWh	304,6	304,6	304,6	288,6
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	150.000	150.000	150.000	125.000
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	24.689	24.689	24.689	20.574
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	15.130	15.130	15.130	14.302
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	31.742	23.517	14.509	28.097
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	71.561	63.336	54.328	62.972
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/km Transport	0,954	0,844	0,724	0,840

4.3.5.3 Wärme – Beheizung Internat

Folgende Aspekte wurden bei dieser Anwendung berücksichtigt:

- Kesselanlagen inklusive Regelungsanlage, hydraulischer Einbindung ins bestehende Wärmeverteilungs-system, Kamin, etwaiger Pufferspeicher und sonstiger Kosten [vgl. Grazer Energieagentur et al 2008]:
 - Erdgas-Brennwertkessel, Jahresnutzungsgrad 95 %
 - Öl-Brennwertkessel, Jahresnutzungsgrad 90 %
 - Holz-Pellets-Kessel, Jahresnutzungsgrad 85 %
- Betriebsgebundene Kosten inklusive Kehrgebühren, Wartung, Instandhaltung und etwaiger Aufwand für Betreuung der Anlage

Tabelle 97 – Wirtschaftliche Inputdaten Erdgas-, Öl- und Pellets-Kesselanlagen

Technische Outputparameter	Einheit	Biomethan, maximale Kosten	Biomethan, minimale Kosten	Erdgas	Heizöl EL	Pellets
Leistung	kW	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	MWh	344	344	344	344	344
Jahresnutzungsgrad	%	95,0%	95,0%	95,0%	90,0%	85,0%
Inputmengen/Endenergiebedarf	MWh _{HS}	362	362	362	382	405
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	70.000	70.000	70.000	68.000	125.000
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	6.423	6.423	6.423	6.239	11.469
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	2.000	2.000	2.000	2.700	4.500
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	34.193	24.416	17.790	21.534	12.544
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	42.616	32.839	26.213	30.474	28.513
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/MWh	123,883	95,462	76,199	88,586	82,888

4.3.5.4 Strom und Wärme – Mikro-KWK-Anlage Gasturbine in Einkaufszentrum

Die Mikro-Gasturbine der Firma Capstone wurde inklusive Gas-Druckerhöhung, Regelungsanlage, hydraulischer Einbindung ins bestehende Wärmeverteilungs-system, Kamin und sonstiger Kosten [vgl. Wels Strom 2010] bewertet.

Tabelle 98 – Wirtschaftliche Inputdaten Mikro-KWK-Anlage Gasturbine

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	Einheit	Biomethan, maximale Kosten	Biomethan, minimale Kosten	Erdgas
Finanzierungszeitraum	Jahre	15	15	15
Technische Outputparameter	Einheit			
Leistung	kW	65,0	65,0	65,0
Volllaststunden	h/a	6.364	6.364	6.364
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	MWh	414	414	414
Jahresnutzungsgrad	%	26,2%	26,2%	26,2%
Inputmengen/Endenergiebedarf	MWh _{HS}	1.582	1.582	1.582
Outputmengen Wärme	MWh/a	783	783	783
Jahresnutzungsgrad Wärme	%	49,5%	49,5%	49,5%
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	126.900	126.900	126.900
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	11.644	11.644	11.644
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	8.237	8.237	8.237
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	104.018	61.311	32.207
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	101.345	58.638	29.534
Hilfsstromkosten	€/a	2.673	2.673	2.673
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	123.898	81.191	52.087
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/MWh	299,524	196,280	125,921

4.3.5.5 Strom und Wärme – Mini-KWK-Anlage Gasmotor in Einkaufszentrum

Die Mini-KWK-Anlage mit einem Gasmotor wurde inklusive Regelungsanlage, hydraulischer Einbindung ins bestehende Wärmeverteilsystem, Kamin und sonstiger Kosten [vgl. ASUE 2005] bewertet.

Tabelle 99 – Wirtschaftliche Inputdaten Mini-KWK-Anlage Gasmotor

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	Einheit	Biomethan, maximale Kosten	Biomethan, minimale Kosten	Erdgas
Finanzierungszeitraum	Jahre	10	10	10
Technische Outputparameter				
Leistung	kW	7,5	7,5	7,5
Volllaststunden	h/a	8.660	8.660	8.660
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	MWh	65	65	65
Jahresnutzungsgrad	%	26,4%	26,4%	26,4%
Inputmengen/Endenergiebedarf	MWh _{HS}	246	246	246
Outputmengen Wärme	MWh/a	130	130	130
Jahresnutzungsgrad Wärme	%	52,8%	52,8%	52,8%
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	21.604	21.604	21.604
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	2.665	2.665	2.665
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	2.215	2.215	2.215
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	15.145	8.503	4.936
Rohstoff-/Energieträgerkosten (Summe)	€/a	14.755	8.114	4.547
Hilfsstromkosten	€/a	390	390	390
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	20.025	13.383	9.816
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/MWh	308,307	206,046	151,128

4.3.5.6 Strom und Wärme – Groß-KWK-Anlage Gas- und Dampf-Kombi-Kraftwerk mit Fernwärmeauskoppelung

Das Beispiel der Groß-KWK-Anlage ist an das im Moment in Bau befindliche Gas- und Dampf-Kombi-Kraftwerk südlich von Graz angelehnt. Das Kraftwerk wurde so bewertet, dass die Abwärme an die Fernwärmenetze der Steirischen Gas Wärme und der Energie Graz abgegeben wird. Die Anlage wurde mit pauschalen Kosten für die Errichtung und Betrieb bewertet [vgl. Kleine Zeitung, 2010 und Land Steiermark, UVP-Gutachten, 2005]

Tabelle 100 – Wirtschaftliche Inputdaten Groß-KWK-Anlage GuD-Kraftwerk

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	Einheit	Biomethan, maximale Kosten	Biomethan, minimale Kosten	Erdgas
Finanzierungszeitraum	Jahre	30	30	30
Technische Outputparameter				
Leistung	kW	832.000	832.000	832.000
Volllaststunden	h/a	6.500	6.500	6.500
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	MWh	5.408.000	5.408.000	5.408.000
Jahresnutzungsgrad	%	56,0%	56,0%	56,0%
Inputmengen/Endenergiebedarf	MWh _{HS}	9.657.143	9.657.143	9.657.143
Outputmengen Wärme	MWh/a	1.352.000	1.352.000	1.352.000
Jahresnutzungsgrad Wärme	%	14,0%	14,0%	14,0%
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	550.000.000	550.000.000	550.000.000
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	34.074.561	34.074.561	34.074.561
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	16.500.000	16.500.000	16.500.000
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	765.833.571	505.090.714	297.462.143
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	816.408.133	555.665.276	348.036.704
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/MWh	150,963	102,749	64,356

4.3.5.7 Strom und Wärme – Biogas-Blockheizkraftwerke

Die Biogas-Blockheizkraftwerke nutzen das nicht aufbereitete Biogas direkt aus der Biogasanlage. Die BHKWs wurden zu diesem Zweck genau auf die Biogas-Produktion der vier Biogasanlagen ausgelegt. In die Bewertung wurden zwei Motoren von GE Jenbacher mit 2200 und 1200 kW_{el} [vgl. GE Jenbacher 2010] und ein Motor von KraftWerk Kraft-Wärme-Kopplung [vgl. ASUE 2005] genommen.

Tabelle 101 – Wirtschaftliche Inputdaten Biogas-BHKW Gesamtwirkungsgrad 60 %

	Einheit	2200 kW _{el} Reststoffe 800m ³ /h, 2008	1200 kW _{el} Mais & Rohglycerin 450m ³ /h, 2008	1200 kW _{el} Integrierte FF & Stroh 450m ³ /h, 2020	26 kW _{el} Schweinegülle / Hühnermist 11m ³ /h, 2008
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen					
Finanzierungszeitraum	Jahre	12	12	12	12
Technische Outputparameter					
Leistung	kW	2.188,0	1.190,0	1.190,0	26,0
Volllaststunden	h/a	7.569	7.078	7.078	6.185
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	MWh	16.562	8.423	8.423	161
Jahresnutzungsgrad	%	42,4%	41,9%	41,9%	31,0%
Inputmengen/Endenergiebedarf (Heizwert Hi)	MWh _{Hi} /a	39.060	20.104	20.104	519
Inputmenge Biogas	1000m ³	6.320	3.735	3.735	91,3
Jahresnutzungsgrad Wärme	%	17,6%	18,1%	31,3%	29,0%
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	1.142.400	598.500	598.500	61.950
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	122.754	64.310	64.310	6.657
Betriebsgebundene Kosten (Summe)	€/a	77.000	44.000	39.000	5.000
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	1.513.449	778.713	1.262.328	17.543
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	1.713.203	887.024	1.365.638	29.200
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/MWh	103,4	105,3	162,1	181,6

Tabelle 102 – Wirtschaftliche Inputdaten Biogas-BHKW max. Wärmenutzung

	Einheit	2200 kW _{el} Reststoffe 800m ³ /h, 2008	1200 kW _{el} Mais & Rohglycerin 450m ³ /h, 2008	1200 kW _{el} Integrierte FF & Stroh 450m ³ /h, 2020	26 kW _{el} Schweinegülle / Hühnermist 11m ³ /h, 2008
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen					
Finanzierungszeitraum	Jahre	12	12	12	12
Technische Outputparameter					
Leistung	kW	2.188,0	1.190,0	1.190,0	26,0
Volllaststunden	h/a	7.569	7.078	7.078	6.185
Outputmengen/Nutzenergiebedarf	MWh	16.562	8.423	8.423	161
Jahresnutzungsgrad	%	42,4%	41,9%	41,9%	31,0%
Inputmengen/Endenergiebedarf (Heizwert Hi)	MWh _{Hi} /a	39.060	20.104	20.104	519
Inputmenge Biogas	1000m ³	6.320	3.735	3.735	91,3
Jahresnutzungsgrad Wärme	%	42,5%	41,8%	41,8%	67,0%
Investitionskosten (Summe Komp. 1-10)	€	1.089.900	567.000	567.000	56.700
Kapitalkosten, Annuität jährlich	€/a	117.113	60.926	60.926	6.093
Verbrauchsgebundene Kosten (Summe)	€/a	997.972	526.192	1.150.853	7.096
Summe der Jahreskosten (Jahr 1)	€/a	1.192.085	631.118	1.255.779	18.188
Spezifische Gesamtkosten bezogen auf Nutzenergie	€/MWh	72,0	74,9	149,1	113,1

4.4 Weitere Ergebnisse und Auswertungen

4.4.1 Biomethanerzeugung bis Einspeisung ins Erdgasnetz

Tabelle 103 – Spezifische Gestehungskosten der Komponenten der Biomethan-
 Erzeugungspfade vom Rohstoff bis zur Einspeisung ins Erdgasnetz sowie
 Erdgasreferenzpreis und Erdgasabgabe

Angaben in [€cent/kWh]	Rohstoff	Transport	Gärresttransport	Biogasanlage	Aufbereitung	Netz-einspeisung	Erdgas (Ø 2008, o. Netz)	Erdgasabgabe
7 m³/h Schweinegülle/Hühnermist	0,0	0,0	0,5	3,9	5,7	7,3		
19 m³/h Rinder/Schweinegülle	0,0	1,6	1,5	4,5	4,2	2,6		
22 m³/h Wiesengras	2,5	0,4	0,4	4,4	3,9	2,3		
27 m³/h Wiesengras	2,0	0,3	0,3	4,0	4,0	2,0		
27 m³/h Rinder/Schweinegülle	0,0	1,2	1,1	3,6	4,0	2,0		
250 m³/h Mais	2,6	0,3	0,3	2,6	1,4	0,6		
300 m³/h Mais&Rohglycerin	1,5	0,2	0,2	1,8	1,2	0,6		
400 m³/h Reststoffe	0,4	0,4	0,6	2,9	0,7	0,6		
500 m³/h Reststoffe	0,3	0,4	0,5	2,9	1,0	0,6		
600 m³/h Energiefruchtfolge	2,8	0,5	0,3	2,3	0,5	0,5		
800 m³/h Integrierte Fruchtfolge	2,2	0,6	0,4	2,3	1,1	0,5		
800 m³/h Energiefruchtfolge	2,2	0,4	0,3	2,3	1,1	0,5		
130 m³/h Integrierte FF&Stroh	3,4	1,1	1,0	5,0	1,6	0,8		
250 m³/h Integrierte FF&Stroh	1,7	0,6	0,5	3,4	1,4	0,6		
400 m³/h Zwischenfrüchte&Stroh	1,1	0,2	0,3	2,7	1,0	0,6		
Erdgas Referenz							2,9	0,6

Tabelle 104 – Gestehungskostenanteile der Komponenten der Erzeugungspfade in Prozent

Kostenanteile der Komponenten	Rohstoff, Transport und Gärresttransport	Biogasanlage	Aufbereitung und Netzeinspeisung
7 m³/h Schweinegülle/Hühnermist	2,9%	22,3%	74,8%
19 m³/h Rinder/Schweinegülle	21,8%	31,2%	47,0%
22 m³/h Wiesengras	23,4%	31,8%	44,8%
27 m³/h Wiesengras	21,0%	31,5%	47,5%
27 m³/h Rinder/Schweinegülle	18,8%	30,3%	50,9%
250 m³/h Mais	40,8%	33,2%	26,0%
300 m³/h Mais&Rohglycerin	35,0%	33,0%	32,0%
400 m³/h Reststoffe	24,6%	52,3%	23,2%
500 m³/h Reststoffe	20,9%	51,0%	28,1%
600 m³/h Energiefruchtfolge	52,4%	32,3%	15,3%
800 m³/h Integrierte Fruchtfolge	44,6%	32,7%	22,7%
800 m³/h Energiefruchtfolge	42,3%	33,9%	23,8%
130 m³/h Integrierte FF&Stroh	42,4%	38,5%	19,1%
250 m³/h Integrierte FF&Stroh	33,4%	41,7%	24,9%
400 m³/h Zwischenfrüchte&Stroh	27,1%	45,7%	27,1%

Im nächsten Diagramm werden die Biomethan-Outputmengen mit den spezifischen Gestehungskosten in €cent/kWh verglichen. Der Vergleich wurde mit Biomethan-Erzeugungspfaden mit unterschiedlichen Rohstoffen und unterschiedlichen Technologien durchgeführt, womit kein systematischer Ansatz zugrunde liegt. Als Ergebnis zeigt die Trendkurve einen deutlichen Anstieg der Kosten bei Leistungen von kleiner als 1,5 Millionen m³/a Biomethan.

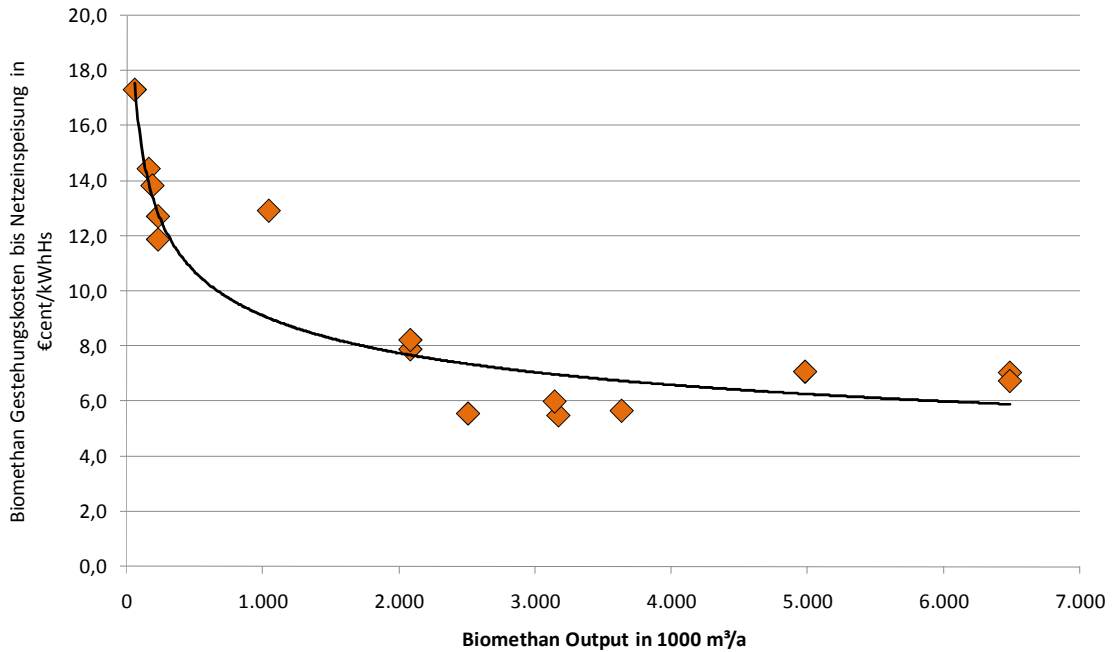


Diagramm 42 – Vergleich Biomethan-Outputmengen mit spezifischen Gesteungskosten

4.4.2 Rohstoffe, Transporte und Biogasanlage

Im nächsten Diagramm werden ausschließlich die Gesteungskosten für die Biogas-Produktion miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass alle Erzeugungspfade bereits über den Erdgasreferenzkosten liegen. Zusätzlich fallen die stark unterschiedlich großen Kostenblöcke der Nutzungspfade für die einzelnen Komponenten auf, welche nach den eingesetzten Rohstoffen unterschiedlich sind.

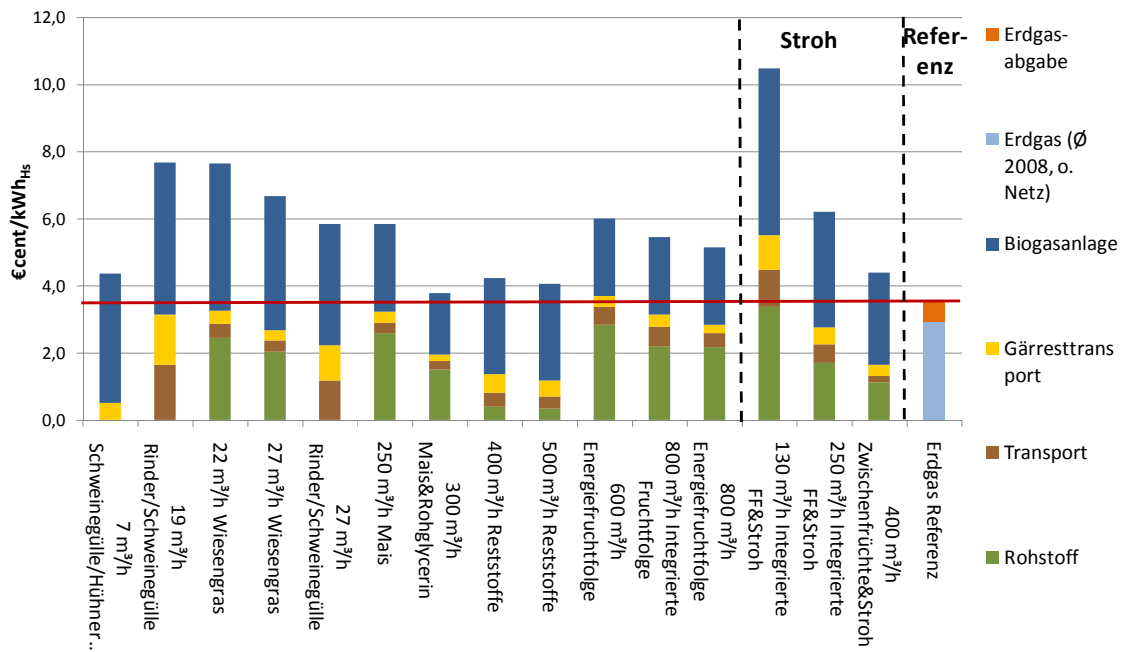


Diagramm 43 – Kosten der Biogaserzeugung (ohne Aufbereitung und Netzeinspeisung) im Vergleich zu den Erdgasreferenzkosten

4.4.3 Aufbereitung und Netzeinspeisung

Im nächsten Diagramm werden die Gestehungskosten ausschließlich für die Biogas-Aufbereitung auf Erdgas-Qualität gemäß ÖVGW G31 und G33 [vgl. ÖVGW 2001] und Einspeisung ins Erdgasnetz dargestellt. Alle Nutzungspfade wurde dabei mit einheitlichen Kriterien bewertet, zB Kompression auf 70 bar Druck und 1 km Rohrleitung bis zum Erdgasnetz.

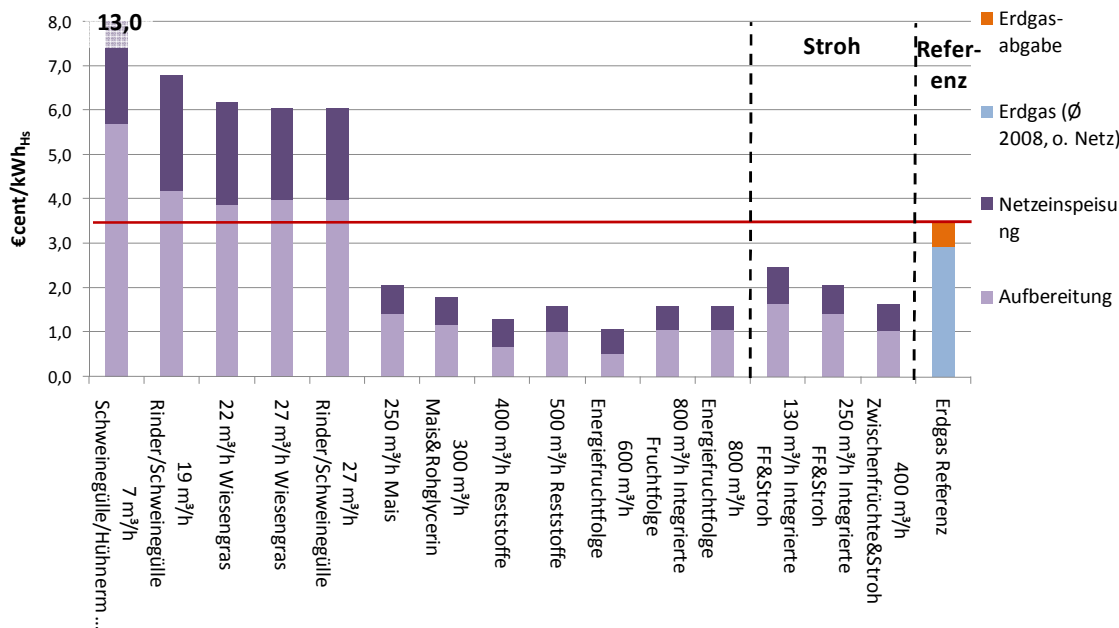


Diagramm 44 – Kosten der Biomethan Aufbereitung und Netzeinspeisung im Vergleich zu den Erdgasreferenzkosten

Es zeigt sich, dass die Kosten dieser Komponenten gerade bei Erzeugungspfaden mit weniger als 250 m³/h Biomethan-Netzeinspeisung besonders hoch sind, wodurch diese für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtpfades entscheidend sind. Die Kosten bei allen anderen Pfaden bewegen sich zwischen 1 und 2 €cent/kWh_{H₂S}.

4.4.4 Energiedienstleistungen Transport, Wärme und Strom

4.4.4.1 Transport – LKW

Für die Untersuchung wurden folgende LKWs im Werkszulieferverkehr mit einem höchstzulässigen Gesamtgewicht von 18 Tonnen vom selben Hersteller miteinander verglichen: Erdgas-LKW mit 205 kW Leistung, Diesel-LKW mit 235 kW. Einheitlich wurde mit einer Jahresfahrleistung von 75.000 km gerechnet.

Das Beispiel ist im nächsten Diagramm dargestellt. Die beiden linken Balken zeigen die Biomethan-LKW und rechts davon sind die LKW mit Erdgas und Diesel Betrieb dargestellt. Die Vollkosten der Biomethan-Pfade für die Anwendung in einem LKW liegen ca. 15 bis 30 % über der Erdgas-Referenz, aber nur ca. 0 bis 15 % über der Diesel-Referenz. Es ist auffällig, dass bei der derzeit im Markt vorherrschenden Diesel-Variante die verbrauchsgebundenen Kosten der größte Kostenfaktor sind. Die auch am Markt verfügbare Erdgas-Variante hat hingegen sehr viel geringere

verbrauchsgebundene Kosten bei jährlichen Vollkosten von ca. 15 % unter der Diesel-Variante.

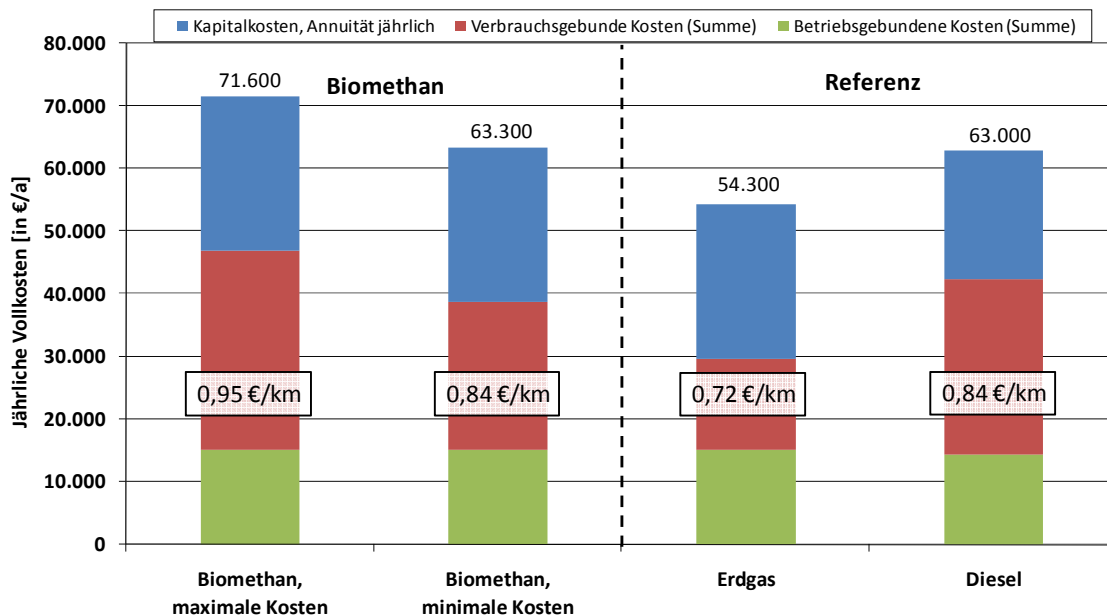


Diagramm 45 – EDL Transport – Vollkosten LKW

4.4.4.2 Strom und Wärme – Mini-Kraft-Wärme-Kopplung Gasmotor

Die Ergebnisse der Mini-KWK-Anlage Gasmotor in einem Einkaufszentrum mit einer Leistung von 7,5 kW_{el} sind im Diagramm unten dargestellt. Die Kosten der Wärme sind berücksichtigt, in dem für die Wärmebereitstellung eine Gutschrift für die vermiedenen Brennstoffkosten in den verbrauchsgebundenen Kosten berücksichtigt wurde. Die Vollkosten der Stromproduktion liegen bei den beiden Biomethan-Varianten mit 40 und 205 % über der Erdgas-Referenz. Es zeigen sich spezifische Vollkosten für Biomethan von 206 bis 308 €/MWh_{el} (+ 35 bis 105 %) gegenüber Erdgas mit 151 €/MWh_{el}, trotz hoher jährlicher Volllaststunden von 8.660. Die verbrauchsgebundenen Kosten, vermindert um die Wärmegutschrift, machen auch hier einen sehr großen Anteil aus, was den Einfluss der höheren Brennstoffkosten bei den Biomethan-Varianten erklärt.

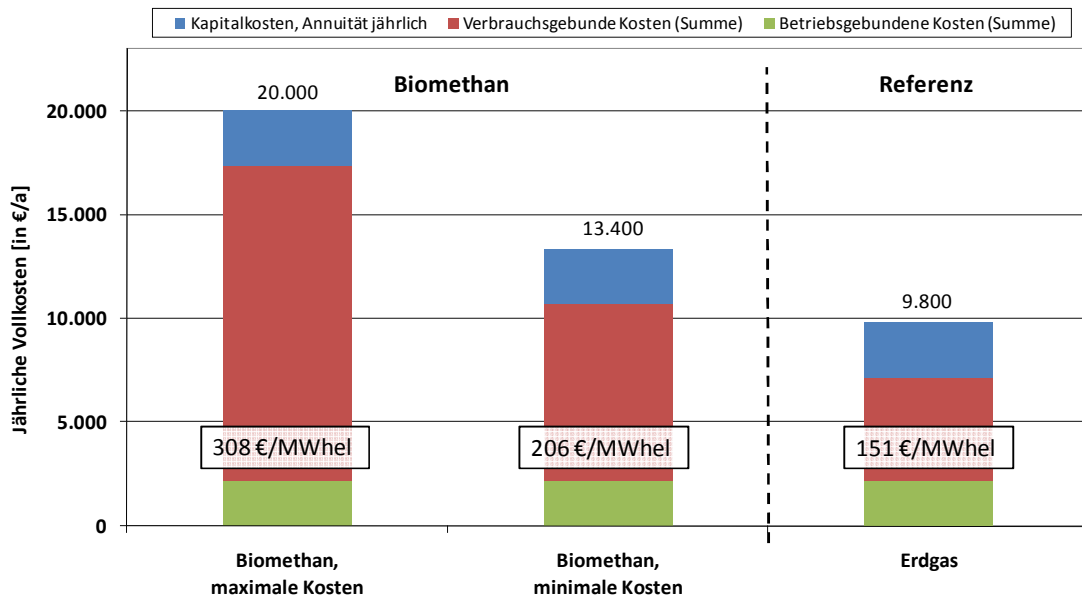


Diagramm 46 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Mini-KWK Gasmotor

4.4.4.3 Strom und Wärme – Groß-KWK-Anlage Gas- und Dampf-Kombi-Kraftwerk

Die Ergebnisse der Groß-KWK-Anlage Gas- und Dampf-Kombi-Kraftwerk mit einer Leistung von 832 MW_{el} und einer Abwärmenutzung zur Fernwärmeversorgung sind im Diagramm unten dargestellt. Die Kosten der Wärme sind berücksichtigt, in dem für die Wärmebereitstellung eine Gutschrift für die vermiedenen Brennstoffkosten in den verbrauchsgebundenen Kosten berücksichtigt wurde. Die Vollkosten der Stromproduktion liegen bei den beiden Biomethan-Varianten mit 60 und 235 % über der Erdgas-Referenz. Die spezifischen Vollkosten sind mit 103 bis 151 €/MWh_{el} über den Kosten für den Erdgas Betrieb mit 64 €/MWh_{el}. Die verbrauchsgebundenen Kosten, vermindert um die Wärmegutschrift, machen hier von allen Energiedienstleistungen den größten Anteil aus, was den Einfluss der höheren Brennstoffkosten bei den Biomethan-Varianten erklärt.

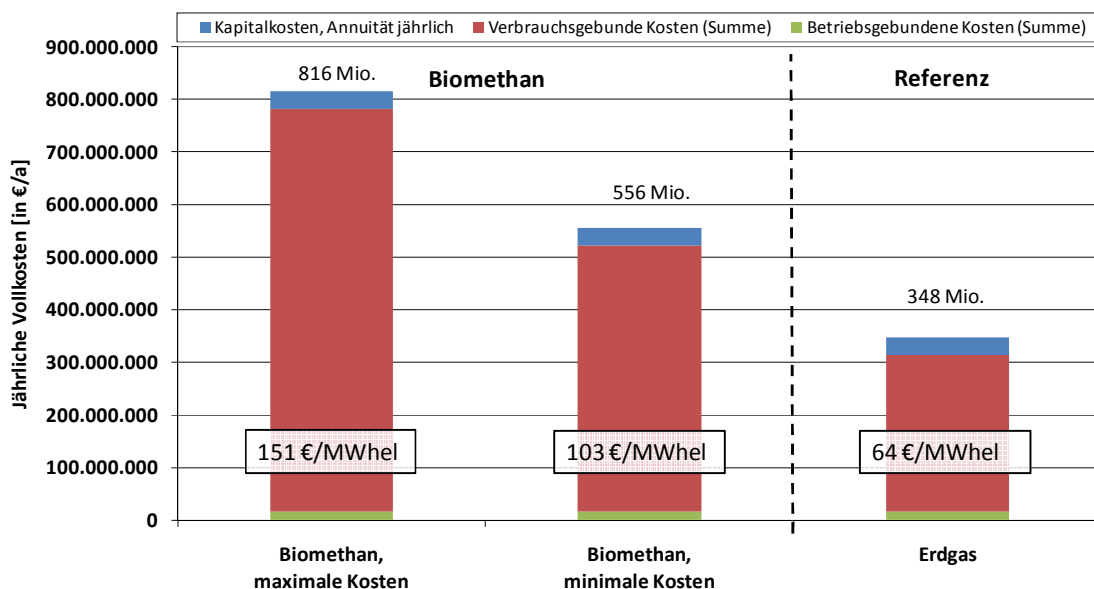


Diagramm 47 – EDL Strom u. Wärme – Vollkosten Groß-KWK GuD-Kombi-Kraftwerk

4.4.4.4 Strom und Wärme – Biogas-Blockheizkraftwerke mit maximaler Wärmenutzung

Das bisher vorherrschende System, die Strom und Wärmeproduktion aus Biogas direkt bei der Biogasanlage, wurde anhand von vier unterschiedlichen Biogasanlagen und zwei Wärmenutzungsvarianten untersucht. Die Ergebnisse der Varianten mit einer maximalen Wärmenutzung sind hier dargestellt und jene mit einer Wärmenutzung bis zu einem Gesamtwirkungsgrad von 60 % im Kapitel 5.3.2.3.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die Ergebnisse der Vollkostenbetrachtung der Biogas-BHKWs, wobei eine etwaige Wärmenutzung als Gutschrift in den verbrauchsgebundenen Kosten berücksichtigt ist und indikativ auch die Ökostrom-Einspeisetarife gemäß Ökostromverordnung 2008 [vgl. ÖSVO 2008] angegeben sind.

Die günstigsten spezifischen Kosten der Stromproduktion liegen bei 75 €/MWh_{el} bei der Anlage 1200 kW_{el} aus Mais & Rohglycerin und 76 €/MWh_{el} bei der Anlage 2200 kW_{el} Reststoffe. Die Anlage 26 kW_{el} Schweinegülle und Hühnermist kommt auf spezifische Kosten von 117 €/MWh_{el} und die Anlage 1200 kW_{el} Integrierte Fruchtfolge & Stroh liegt aufgrund der hohen Biogasproduktionskosten auf 159 €/MWh_{el}. Im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis in Österreich im Jahr 2008 [vgl. E-Control, Marktstatistik Strom Börse, 2008] entstehen ca. 15 bis 140 % Mehrkosten. Einzig die Stroh-Anlage liegt mit ihren Kosten der Stromproduktion unter dem Ökostromtarif.

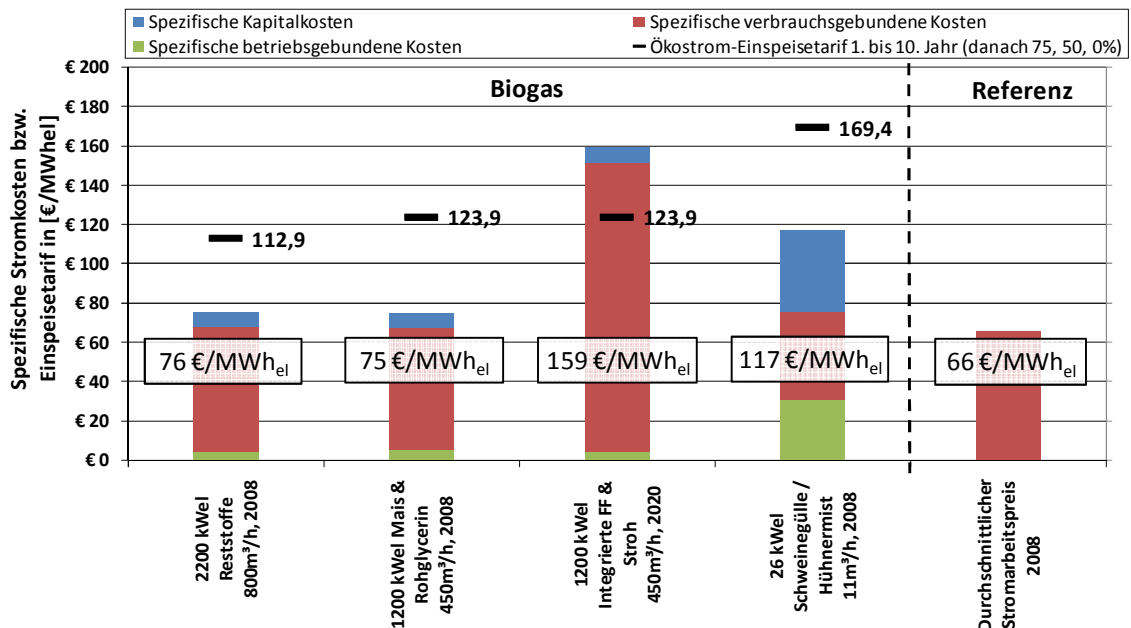


Diagramm 48 – EDL Strom und Wärme – Vollkosten Biogas-Blockheizkraftwerk mit maximaler Wärmenutzung

5 Sozialwissenschaftliche Analyse von Rahmenbedingungen zur Implementierung

5.1 Einleitung: Ziele, Methodik und Inhalt der sozialwissenschaftlichen Analyse

In Ergänzung zu ökonomischen und ökologischen Analysen einer vermehrten Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz und dessen nachfolgender Nutzung als ‚Virtuelles Biogas‘ entlang verschiedener Nutzungspfade (z.B. als Kraftstoff oder zur Strom- und Wärmeerzeugung), wurde in diesem Projekt auch eine sozialwissenschaftliche Analyse bestehender und erforderlicher Rahmenbedingungen für die Implementierung ‚virtueller Biogaskonzepte‘ durchgeführt. Im Hintergrund dieser Untersuchung steht die Annahme, dass ökologisch sinnvolle Technologien oft selbst unter ökonomisch vorteilhaften Bedingungen in einem zu geringen Ausmaß genutzt werden, bzw. umgekehrt, dass es immer wieder Fälle gibt, wo Technologien und Produkte eine gewisse Verbreitung selbst unter ökonomisch widrigen Umständen erfahren. Die Akzeptanz und Verbreitung von Technologien hängt neben ihrer ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit auch von der Kooperation der beteiligten Akteure – und damit deren Erwartungen, Interessen, bisherigen Routinen etc. – sowie den institutionellen Rahmenbedingungen ab. Institutionen umfassen dabei nicht nur Gesetze, Regulierung oder Förderstrukturen, sondern auch normative und kognitive Institutionen, wie kollektive Zukunftsbilder über die weitere Entwicklung oder kulturelle Werte. Gerade die Nutzung von Biogas liegt an der Schnittstelle unterschiedlicher Wirtschaftssektoren, wie Landwirtschaft, Verkehr, Gas- und Elektrizitätswirtschaft mit oft sehr verschiedenen Interessen, Professionskulturen, Kompetenzen und Kooperationsformen. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die Etablierung eines funktionierenden Systems der Biogaserzeugung und –nutzung einen langfristigen Prozess darstellt, der eine hohe Bereitschaft der beteiligten Akteure, aber auch eine entsprechende Unterstützung der Politik erfordert. Die sozialwissenschaftliche Analyse dieses Arbeitspakets soll für solche Maßnahmen erste Grundlagen schaffen.

Im Rahmen des AP 10.5 wurden daher aus sozialwissenschaftlicher Perspektive Herausforderungen, erforderliche Rahmenbedingungen und mögliche Problem- und Konfliktfelder bei der Implementierung von virtuellem Biogas untersucht. Wesentliches Element dieser Arbeit war die Analyse der unterschiedlichen Positionen, Einschätzungen und Kooperation wichtiger beteiligter Akteure, um frühzeitig mögliche Kooperationspotentiale und Konfliktfelder bei der Umsetzung von virtuellem Biogas zu identifizieren und Handlungsbedarf für die Weiterentwicklung von Regelungs- und Fördermaßnahmen festzustellen. Thema der akteurs- und institutionsbezogenen Analysen war auch die Weiterentwicklung der Schnittstellen zwischen dem Energie- und Landwirtschaftssektor.

Methodisches Kernelement dieser Analyse von Akteurskonstellationen und institutionellen Rahmenbedingungen waren 12 halbstrukturierte, leitfadenbasierte Inter-

views mit VertreterInnen unterschiedlicher Stakeholdergruppen bei der Entwicklung und Nutzung von virtuellem Biogas. Diese meist ein- bis eineinhalbstündigen Interviews wurden daraufhin transkribiert und mit inhaltsanalytischen Methoden ausgewertet. Die InterviewpartnerInnen setzen sich aus VertreterInnen folgender Gruppen zusammen:

- Gasversorger / Netzbetreiber (OMV, EVN, Steirische Gas-Wärme, Wien Energie Gasnetz)
- (Potentielle) Erzeuger / Einspeiser (Energiepark Bruck/Leitha; AEVG Graz)
- Konsulenten / Forschung (FH Joanneum / Infrastrukturwirtschaft, Hornbachner Energie Innovation)
- Landwirtschaftskammer / Biomasseverband
- Agenturen / Netzwerkmanagern (ARGE Kompost-Biogas; Landesenergieverein Steiermark, Lokale Energieagentur / Netzwerk Ökoenergie Steiermark – Kompetenzknoten Biogas)

In Ergänzung zu den Interviews mit den verschiedenen Akteuren (Leitfaden siehe Anhang dieses Teilberichts) wurden weitere Materialien und Publikationen – sowohl bezogen auf die österreichische Situation als auch internationale Studien - zu diesen Fragestellungen recherchiert und analysiert (z.B. Ulz, 2003; LEV, 2005; EurObserv'ER, 2007, Puchas, 2003; Veigl and Tretter, 2005; Hornbachner et al., 2005; Ahrer et al., 2006; Braun, 2007). Wo sich daher sinnvolle Parallelen herstellen lassen, beinhaltet dieser Bericht auch Verweise auf internationale Erfahrungen und Handlungsstrategien. Der Vergleich mit Regulierungsmaßnahmen und Politikstrategien in anderen Ländern wird in diesem Teilbericht jedoch nicht systematisch durchgeführt, da dieser Gegenstand eines weiteren Arbeitspaketes ist (AP 10.6 Analyse der Schnittstellen Agrar- und Energiepolitik), mit dem in der sozialwissenschaftlichen Analyse eng kooperiert wurde.

Als Ergebnis dieses sozialwissenschaftlichen Arbeitspakets versucht der vorliegende Bericht ein differenzierteres Verständnis des sozialen Umfelds (Stakeholder, Regelungen etc.) bei der Implementierung von virtuellem Biogas zu entwickeln, welches das frühzeitige Erkennen möglicher Konflikte und Lösungsansätze ermöglichen und Hinweise für daraus resultierende Handlungsstrategien geben soll.

5.2 Ausgangslage: Zur Situation der Biogas-Nutzung in Österreich

Die Entwicklung von Biogas zur Energienutzung reicht in Österreich im wesentlichen zu den Ölpreisschocks Ende der siebziger, Anfang der achtziger Jahre zurück, wobei in der Anfangsphase eher Anlagen für die Vergasung von Klärschlamm (mit direkter Nutzung des Biogases für den Eigenenergiebedarf des Klärwerks) überwogen und mit einigen Anlagen von ‚Bastlern‘ im Bereich der Landwirtschaft ergänzt wurden. Ein markantes Wachstum der Biogaserzeugung gibt es erst seit Beginn dieses Jahrtausends, insbesondere seit der Einführung spezieller Einspeisetarife im Rahmen des Ökostrom-Gesetzes und seiner Vorläufer (z.T. auf Bundesländerebene). Im Jahr 2007 wurden in etwa 600 Biogas-Anlagen insgesamt etwa 445 GWh Strom erzeugt, was etwa 0.9% der österreichischen Stromerzeugung ausmacht. 2006 nahm Österreich den 5. Rang unter den EU-27 Ländern in der Pro-Kopf Stromerzeugung von Biogas ein (und Nr. 6 in absoluten Zahlen). Bezogen auf die Erzeugung von Biogas

aus dezentralen landwirtschaftlichen Anlagen, kommunaler Nutzung biogener Materialien und zentraler Ko-Fermentationsanlagen liegt Österreich sogar EU-weit an zweiter Stelle (EurObserv'ER, 2007).

Verglichen mit anderen Ländern, sticht in Österreich der hohe Anteil von NAWARO-Anlagen mit energetischer Nutzung landwirtschaftlicher Erzeugnisse heraus, während in anderen Ländern beispielsweise die Reststoff- oder Güllebehandlung deutlich überwiegt. Hierin spiegelt sich die starke Unterstützung der Biogasentwicklung durch die Landwirtschaftskammer (wenn auch nach anfänglichem Zögern), die Biogas-Anlagen als Chance für die Stärkung des ländlichen Raums und eine Möglichkeit zur Generierung von Zusatzeinkommen für Landwirte erkannt hat.

Diese dynamische Entwicklung der Biogaserzeugung ist inzwischen aus mehreren Gründen zum Erliegen gekommen. Zum einen erwiesen sich die regulatorischen Rahmenbedingungen für Ökostrom-Erzeugung in Österreich als äußerst instabil. Während in der ersten Phase des Ökostrom-Gesetzes (2002-2004) eine stark steigende Zahl von Anlagen genehmigt wurden, die dann auch in den Folgejahren bis 2006 ans Netz gingen, folgte seither eine Phase der großen Förderunsicherheit, da sich die Novellierung des Ökostrom-Gesetzes über viele Jahre hinzog und keine neuen Verordnungen zur Regelung der Einspeisetarife erlassen wurden. Eine Folge dieses ‚regulatorischen Vakuums‘ für Neuanlagen ist das Fehlen stabiler Rahmenbedingungen für Neuinvestitionen, wodurch der Bau neuer Anlagen fast vollständig zum Erliegen kam. Ein weiterer Faktor waren die stark steigenden Rohstoffpreise in den letzten Jahren (derzeit wieder eher in einer Phase der Entspannung), vor allem durch den Preisanstieg von Nahrungsmitteln bedingt. Zudem führte diese Situation zu einer äußerst kritischen öffentlichen Wahrnehmung von landwirtschaftlichen Rohstoffen zur Energieerzeugung, die vielfach als Konkurrenz zu Nahrungsmitteln oder als Preistreiber für landwirtschaftliche Produkte gesehen wurden. Ein weiteres Problem für die starke Konzentration von Biogasanlagen auf den ländlichen Raum war schließlich das Fehlen einer ausreichenden Wärmeabnahme, was die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen stark einschränkte.

Laut Biogas Branchenmonitor (Tragner et al., 2008), dem eine Befragung aller Biogasanlagenbetreiber zugrunde liegt, schätzen dementsprechend 68% der Befragten die gegenwärtige Situation der Biogasbranche als wenig bis gar nicht zufriedenstellend ein, während nur 9% mit der Situation zufrieden sind. Weitgehend deckungsgleich ist das Urteil der parallel dazu befragten ExpertInnen. Nahezu dramatisch ist auch die wirtschaftliche Situation der Anlagenbetreiber – 48% gaben im Branchenmonitor an, im Vorjahr (2007) Verluste auf ihre Investition erlitten zu haben, während 32% der Betreiber sogar eine Stilllegung der Anlage erwägen und über 60% (!) nicht wieder in eine neue Anlage investieren würden.

In Übereinstimmung mit der obenstehenden Analyse sehen die befragten ExpertInnen Hindernisse für die Entwicklung der Biogasbranche in der fehlenden Kontinuität der politischen Rahmenbedingungen (92%), im effizienten Substratanbau und -nutzung (82%) und in der großen Abhängigkeit von zu geringen Ökostromtarifen (82%).

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz und die spätere Entnahme als ‚Biogas‘ oder ‚Biomethan‘ (d.h. auf Erdgasqualität gereinigtes Biogas) und Nutzung als Treibstoff für den Verkehr oder zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme an Orten mit einem entsprechenden Wärmebedarf stellt zweifellos einen möglichen Weg aus dem derzeitigen Dilemma dar – auch 88% der im Rahmen des Biogas Branchenmonitors befragten 50 ExpertInnen sind der Meinung, dass sich dieses Einsatzfeld in Zukunft durchsetzen wird. Wieweit die Implementierung eines sol-

chen Biomethansystems allerdings gelingen wird, ist dies von verschiedensten Rahmenbedingungen und Voraussetzungen abhängig. Eine wichtige Ebene dabei sind jedenfalls die beteiligten Akteure – auf Anbieterseite, Verbraucherseite, aber auch auf der Ebene von Politik, Verwaltung oder vermittelnden Organisationen, wie Energieagenturen, Netzwerkmanager etc. Die Frage der Kooperationsformen, Erwartungen und Interessen dieser Beteiligten steht im Mittelpunkt der weiteren Ausführungen dieses Kapitels.

5.3 **„Virtuelles Biogas“: Ein erstes Mapping der Akteure**

Die vermehrte Nutzung von Biogas, das in das bestehende Erdgasnetz eingespeist wird, erfordert de facto den Aufbau und das Wachstum eines ‚sozio-technischen Systems‘: die Entwicklung oder Anpassung entsprechender Technologien (Gasreinigung, Speicherung etc.), den Aufbau eines stabilen Netzes von Akteuren (Betreiber der Anlagen, Rohstofflieferanten, Netzbetreiber, Abnehmer etc.) mit ihren jeweiligen Erwartungen und Interessen, die Entwicklung und Aushandlung institutioneller Rahmenbedingungen (technische Standards, Regulierung, Einspeisebedingungen, Kontrollstrukturen zur Kontrolle der Balance Einspeisung-Entnahme von Biogas etc.), den Aufbau von Förderstrukturen, die Entwicklung spezifischer Kompetenzen, die Entwicklung funktionierender Geschäftsmodelle und vieles mehr. Der Aufbau solcher neuen Strukturen bedeutet immer auch einen Eingriff in bestehende Systeme der Energieerzeugung und Nutzung und erfordern Anpassungsleistungen und Aushandlungsprozesse der beteiligten Akteure, bedeutet oft den Markteintritt neuer Akteure und erzeugt in manchen Fällen Gewinner und Verlierer dieser neuen Entwicklung.

„Virtuelles Biogas“ bedeutet den Aufbau neuer Akteurskonstellationen quer über verschiedene wirtschaftliche Sektoren hinweg und erfordert das Zusammenspiel unterschiedlicher Organisationen und Individuen. In erster Linie werden folgende Sektoren berührt:

- **Landwirtschaft:** Wie erwähnt, ist der Biogassektor in Österreich stark im landwirtschaftlichen Bereich verankert. Die Frage ist, welche Rolle Landwirte und ihre einschlägigen Organisationen wie Landwirtschaftskammer oder Biomasseverband spielen. Einige Fragen in diesem Zusammenhang sind: Sind sie Betreiber von Anlagen oder reine Rohstofflieferanten, d.h. welche Geschäftsmodelle und Organisationsformen gibt es auf Landwirtschaftsseite. Wie weit wird die Entwicklung neuen Wissens oder neuer Praktiken aktiv unterstützt – etwa die Entwicklung möglichst effizienter Arten der Rohstoffherzeugung, oder das Zusammenspiel energetischer und landwirtschaftlicher Nutzung von Flächen? Wie weit wird die Entwicklung von Modellen, z.B. zur Vertragsgestaltung seitens der Landwirtschaftskammer unterstützt? Wofür und wie stark setzen sich Interessensvertretungen politisch für Förderungen und Rahmenbedingungen virtueller Biogasnutzung ein?
- **Gaswirtschaft:** Auch hier stellt die Nutzung von Biogas eine neue Situation dar, es werden bestimmte Fördermodelle präferiert, Geschäftsmodelle müssen entwickelt werden, technische Standards werden vorgegeben etc. Die ‚Gaswirtschaft‘ weist natürlich auch eine hohe Binnendifferenzierung mit verschiedenen Positionen und Betroffenheiten auf und reicht von Großhändlern wie der OMV, über Gasversorger wie EVN, Netzbetreibern, Regelzonenverantwortlichen bis zu Regulatoren (e-Control). Die Abnahme, Durchleitung und Nutzung von Biogas stellt viele dieser Akteure vor eine neue Situation und kann in der Folge die Ein-

beziehung von Biogas in das bestehende System erleichtern oder deutlich erschweren.

- **Elektrizitätswirtschaft:** Hier gibt es schon längere Erfahrungen mit Biogas, die durch Netzeinspeisung nicht sehr berührt werden, aber in der Mitgestaltung von Rahmenbedingungen für Ökostrom (Tarife, Anschlussvoraussetzungen, Standards etc.) spielt die E-Wirtschaft natürlich eine große Rolle.
- **Verkehr:** Biogas – insbesondere in Verbindung mit der Einspeisung ins Gasnetz – kann auch für den Verkehrsbereich eine zunehmende Rolle spielen und steht in Verbindung mit dem Aufbau neuer Infrastrukturen für gasbetriebene Fahrzeuge, dem Einsatz von Biomethan durch Betreiber öffentlicher Verkehrsmittel, Taxigesellschaften, Fuhrparks etc.
- **Kommunen und Kompostierer:** Gerade bei der Erzeugung und Nutzung ‚virtuellen Biogases‘ spielen eine Reihe weiterer Akteure eine Rolle: Städte und Gemeinden als mögliche Anlagenbetreiber und Anbieter von Reststoffen, Akteure aus bestehenden Verwertungssystemen, etwa Kompostierer oder die Abfallwirtschaft.
- **Nachfrageseitige Akteure:** Weiters spielen eine Rolle die möglichen Abnehmer von Biogas, etwa Wohnbauträger, die durch Nutzung erneuerbarer Energie bestimmte Förderkriterien erfüllen wollen.
- **Akteure des intermediären Systems** (siehe Umbach-Daniel and Rütter, 2004): Eine Reihe von Organisationen hat den spezifischen Zweck, den Aufbau neuer Strukturen zu unterstützen (Agenturen, Netzwerkmanager), den Wissensfluss zwischen den Beteiligten Akteuren zu unterstützen etc.

Diese Auflistung ist sicher nicht vollständig, zeigt aber, dass die erforderliche Integrationsleistung für den Aufbau eines Systems ‚Virtuelles Biogas‘ doch beträchtlich ist, zu Konflikten führen oder auf andere Weise, die an das Zusammenspiel der Akteure gestellten Anforderungen nicht erfüllen kann.

Die folgende Grafik zeigt den konzeptionellen Rahmen einer Analyse des ‚Technischen Innovationssystems Biogas‘ in der Schweiz (Markard, 2008) und illustriert die vorhin diskutierte Überschneidung der einzelnen Akteursgruppen bzw. eigentlich Teilsysteme mit eigener Logik, eigenen Geschäftsmodellen, Traditionen und Institutionen sehr deutlich. Rechts oben sind die weiteren externen Rahmenbedingungen abgebildet, Klimawandel, Liberalisierung der Energiemärkte, Ölpreisentwicklung etc., die die Entwicklungsdynamik des Innovationssystems Biogas mitbestimmen.

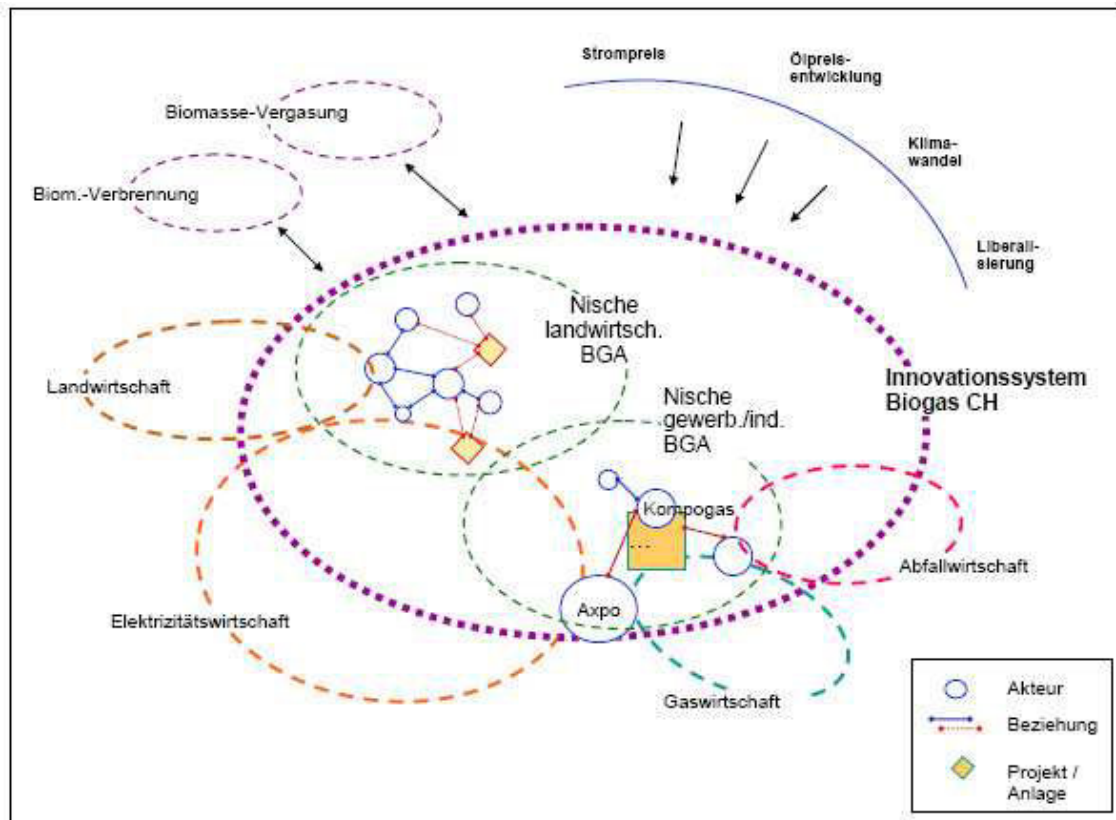


Abbildung 15: Biogas als Innovationssystem am Beispiel der Schweiz (Quelle: Markard, 2008)

Die folgenden Ausführungen geben einen Abriss der unterschiedlichen Positionen, Probleme und möglichen Konflikte der beteiligten Akteure für den spezifischen Fall der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz.

5.4 Motive der Gaswirtschaft

Die Interviews – und nicht zuletzt auch die Existenz des Projekts ‚virtuelles Biogas‘ – zeigen, dass in der Gaswirtschaft (Netzbetreiber, Versorger, Großhändler etc.) durchaus ein ‚vorsichtiges‘ Interesse für eine stärkere Einspeisung und Nutzung von Biogas vorhanden ist. ‚Vorsichtig‘ in dem Sinn, dass es das derzeitige Ziel eher ist, Erfahrungen zu sammeln und Biogasprojekte vor allem dann angegangen werden, wenn sie sich ‚wirtschaftlich darstellen lassen‘. Es ist ein ganzes Bündel von Motiven, das Biogas für die Gaswirtschaft interessant macht.

- Ein mögliches Motiv ist die langfristige Auslastung der Gasnetze und die Versorgungssicherheit mit Erdgas. Ein Interviewpartner von außerhalb der Gaswirtschaft berichtet: „Und manche Gasversorger haben es, einer hat zumindest ganz ehrlich gesagt: Ich habe das Gasnetz, ich weiß aber nicht wie viel Gas ich in 10 oder 20 Jahren drinnen habe. Ich will Gas haben, weil ich das Netz habe. Der hat es ganz klar ausgesprochen.“ (I11¹). Allerdings gibt ein Gasversorger in diesem Zusammenhang auch zu bedenken: „Ich glaube, dass wir in Österreich

¹ Die Zitate werden im Bericht ausschließlich anonymisiert wiedergegeben. Die Nummer in Klammer verweist auf den jeweiligen Interviewpartner.

vielleicht 5 % des Marktes mit Biogas abdecken können. Was man wirklich kann, wissen wir ja alle nicht. Und mit 5 % kriegen Sie keine Energiesicherheit, da müssten wir 80 % oder was abdecken können.“ (I1)

- Ein zentraleres Motiv für Gasversorger scheinen da schon Nachhaltigkeitsüberlegungen zu sein. Wie ein Interviewpartner meint: „Wir wollen schon die Firma im Produktspektrum nachhaltiger gestalten, nachhaltige Energie anbieten.“ (I1). Diese Einschätzung wird im Wesentlichen von den anderen Gaswirtschafts-Akteuren geteilt. Allerdings wird auch betont, dass der Imagegewinn für das jeweilige Unternehmen nur sehr begrenzt ist.
- Zudem wird betont, dass sich diese Bestrebungen, nachhaltiger zu werden, in engen ökonomischen Grenzen bewegen müssen: „Aber es darf nicht zu viel kosten. Das Ziel ist nicht Geld versenken. (I1) Bzw. an anderer Stelle: „Alle alternativen Energien, die wir verfolgen, müssen mittelfristig ein Geschäft werden und das Potential dazu haben. Was ja bei Biogas gegeben ist. Da sind wir viel näher an einer Wirtschaftlichkeit, als wenn wir z.B. von einer Fotovoltaik reden.“ (I1)
- Ein wichtiges Motiv, das weiter unten noch separat diskutiert wird, sind Entwicklungen auf der Nachfrageseite. Dabei ist weniger das Interesse von ökologisch motivierten KundInnen am Produkt ‚Biogas‘ gemeint; denn hier wird das Potential eher begrenzt gesehen: „Es kaufen ungefähr so viele Kunden Biogas wie sie Ökostrom kaufen. Von denen kann man als große Firma nicht leben.“ (I1) Bedeutender sind aber gesetzliche Regelungen und Förderstrukturen auf der Nutzungsseite von Biogas. Einerseits betrifft das die EU-Regelung, dass ein bestimmter Kraftstoffanteil bis zum Jahr 2020 biogener Herkunft sein muss (aktuell 10% lt. Erneuerbare Energie Richtlinie der EU), was Betreiber von Erdgas-Tankstellennetzen nur durch einen entsprechenden Biogasanteil erreichen können. Andererseits machen es auch Förderkriterien, wie die Beschränkung der Wohnbauförderung auf regenerativ wärmeversorgte Gebäude attraktiv, über das Angebot von Biogasprodukten auch im Markt für die Wärmeversorgung von Neubauten zu bleiben. Nicht zuletzt gibt es Firmenkunden, vor allem im Verkehrsbereich, die aus Ökologie- oder Imagegründen an regenerativen Kraftstoffen interessiert sind. So wird etwa in Wien durchaus ein Potential gesehen, bei der geplanten Umstellung der bisher flüssiggasbetriebenen Busse der Wiener Linien mit einem Biogasangebot punkten zu können.

Besonders in Bezug auf die nachfrageseitigen Entwicklungen wird das Problem gesehen, dass die Versorgung mit Biogas nicht ausreichend sein könnte. Ein Gasversorger: „Ja, und das ist das Problem, weil wir sind ein Gasnetz oder Gasvertrieb und es gibt zu wenige Initiativen um Biogasanlagen zu bauen. Warum? A) weil das Ökostromgesetz, da hast du bis vor kurzem ja nicht mal einen Tarif mehr bekommen. Zwei Jahre war Stillstand, die zwei Jahre holst jetzt nicht mehr auf. Das nächste ist dann, dass die ganzen Biogasanlagen, die derzeit in Betrieb sind zu vergessen sind.“ (I2) Auch ein anderer Gasversorger äußert diese Befürchtung: „Momentan ist noch zu wenig Gas da. Wenn das stärker kommen sollte, möglicherweise auch gefördert wird. Warum gibt’s eigentlich de facto keine Förderung für Biogas? Weil es ja auch ein Wahnsinn eigentlich ist, wenn man sich anschaut, die Ziele die wir erfüllen sollen. Und die Struktur, die da eigentlich fehlt dazu.“ (I3) Dieses Dilemma zieht sich durch die meisten Analysen: Während einerseits aktuell der Anreiz Biogasanlagen zu bauen und Biomethan ins Gasnetz einzuspeisen, sehr gering ist, wird gleichzeitig darauf hingewiesen, wie wichtig es sei, für eine langfristige Versorgung bereits jetzt Strukturen aufzubauen und Modelle zu erproben.

5.5 Motive Landwirtschaft

Wenden wir uns noch kurz der Landwirtschaft zu – deren Motivlage wurde ja bereits eingangs angesprochen und hängt nicht unmittelbar mit der Netzeinspeisung von Biogas zusammen (im Gegensatz zur Situation der Gaswirtschaft, die daher ausführlicher zu Wort kommt). Ein zentrales Motiv für Biogaserzeugung ist zweifellos, „dass einfach für die Landwirte ein zusätzliches Einkommen geschaffen wird, und dass das einfach eine alternative Ackernutzung ist, die wirtschaftlich attraktiv ist.“ (17) Ohne Netzeinspeisung ist der Spielraum von Landwirten allerdings gering und sind attraktive Standorte (mit ausreichender Wärmeabnahme) rasch erschöpft.

Hier kann die Netzeinspeisung den Landwirten die Möglichkeit bieten, ortsunabhängiger zu werden und das Spektrum möglicher Biogasnutzungen besser auszunutzen. Denn, es handelt sich um einen „eigentlich fantastischen Energieträger, weil mit Biogas kann ich mir aussuchen ob ich [nur] Strom produziere oder ob ich [nur] Wärme produziere, ob ich Strom und Wärme produziere, ob ich Erdgassubstitut produziere oder ob ich Biogas produziere. Ich meine die Biogasanlage ändert sich dadurch ja nicht, es ändert sich nur das Energieverwertungskonzept.“ (17)

Der höchste Mehrwert wird seitens der Landwirtschaft aber nicht im Verkauf an Gasversorger gesehen und damit in der direkten Konkurrenz mit Erdgas (und seinen niedrigen Preisen), sondern in der Nutzung als Treibstoff für den Verkehr. Wie ein Vertreter des Biomasseverbandes betont: „Daher jetzt der Weg Biogas aufzubereiten zu Erdgasqualität (...). Und das Biomethan, da bin ich jetzt dafür, gleich in den Treibstoffmarkt zu geben. Ein Grund [für diesen Schritt] ist, dass wir dezentral draußen eine schlechte Wärmenutzung haben. Wenn wir dann über das Gasnetz in die Städte gehen könnten wir zwar gute Wärmenutzung machen, aber das wäre dann eher wieder aufwendig. Und deswegen ist meine Meinung, dass der Treibstoffmarkt viel interessanter und wichtiger wird, weil, und da kommt sicher die österreichische Situation zu tragen, da wir bei Strom ja eine Eigenversorgung von 65 - 70 % durch Wasserkraft haben, und bei Treibstoff 7 %. Das wissen die wenigsten Leute, das wird in der Öffentlichkeit viel zu wenig kommuniziert.“ (15)

Ein Element der Stärke auf Landwirtschaftsseite ist zweifellos ihr hoher Organisationsgrad und die Stärke ihrer Interessensvertretung bei der Durchsetzung politischer Interessen. Biogaserzeugung wird in diesem Zusammenhang als Strategie zur längerfristigen Sicherung ländlicher Erzeugungsstrukturen gesehen. Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist vor diesem Hintergrund allerdings durchaus ambivalent zu sehen, da in diesem Fall eine ausreichende Anlagengröße Voraussetzung ist, während in der kleinteilig strukturierten Landwirtschaft eher kleine Anlagengrößen dominieren. Bei Großanlagen ist es daher nicht unrealistisch, dass Energieversorger eine deutlich dominante Rolle spielen, wie das zunehmend bereits in Deutschland der Fall ist (vgl. Mautz et al., 2008; Dany, 2008).

5.6 Zusammenspiel Gaswirtschaft - Landwirtschaft

Grundsätzlich überlappen sich die Interessen der Energie- und Landwirtschaft also durchaus in der Frage der Biogaserzeugung und –netzeinspeisung. Das bedeutet jedoch nicht, dass das Zusammenspiel zwischen diesen beiden Branchen reibungsfrei ist und dass nicht noch viel Aufbauarbeit für ein gut funktionierendes System ‚Virtuelles Biogas‘ geleistet werden muss.

Ein zentraler Punkt, mit dem seitens der Gas- und Landwirtschaft etwa noch gerungen wird, sind entsprechende Geschäftsmodelle in Zusammenhang mit Biogas. Dies betrifft sowohl die Erzeugungs- und Einspeisungsseite als auch die Kundenseite, die noch später diskutiert wird. Einspeisungsseitig geht es vor allem darum, wie die Wertschöpfungskette organisiert wird, d.h. welche Teile z.B. von der Gaswirtschaft selbst wahrgenommen oder ausgelagert werden, wie die Verträge zwischen Landwirten und Gasversorgern aussehen etc.

In jedem Fall muss eine zufriedenstellende und effiziente Form der Zusammenarbeit zwischen Land- und Energiewirtschaft gefunden werden. Denn zumindest sind die beiden Seiten aufeinander angewiesen, wie ein Vertreter einer Energieagentur betont: „Die [Firmen der Gasbranche] haben aber keinen Rohstoff. Das heißt sie sind nicht der Rohstoffbesitzer und haben auch keine Flächen, wo sie ihren Gärrest ausbringen können. Das heißt sie brauchen eine sehr enge Kooperation zur Landwirtschaft. (...) Ein Energieversorger betreibt eine Biogasanlage, das wäre im Grunde ein schönes Modell: die Landwirte liefern den Rohstoff zur Biogasanlage und bringen den Gärrest wieder auf ihre Felder raus. Damit wird regionalpolitisch aber sozusagen die Landwirtschaft zum Rohstofflieferanten degradiert. Das muss man vorsichtig betrachten. Aber andere Modelle, wo Landwirte und EVUs gemeinsam in einer Betreibergesellschaft sozusagen auf gleicher Augenhöhe das machen, dass wollen beide Seiten wieder nicht. Das heißt da gibt es noch Entwicklungsbedarf.“ (I7)

Dieser Entwicklungsbedarf wird von Versorgerseite bestätigt: „Das ist bei uns noch nicht genau entschieden, wo unsere Grenze ist. Kaufen wir jetzt das Biogas ein, reinigen es und speisen es ein, oder gehen wir schon einen Schritt weiter und überlegen uns, Rohstoffe einzukaufen.“ (I1) Jedenfalls ist das Zusammenspiel mit der Landwirtschaft für die Gaswirtschaft ein neues und ungewohntes Terrain, für das erst entsprechende Modelle entwickelt werden müssen. Denn, wie derselbe Interviewpartner meint: „Wir wollen eigentlich nicht Ackerbau betreiben und Biogasanlagen betreiben, nicht einmal reinigen. Wir wollen eigentlich gereinigtes Biogas ins Netz übernehmen und möglichst an Großkunden weiter verkaufen.“ (I1)

Die Frage ist, wie entsprechende Geschäftsmodelle aussehen können. Hier gibt es verschiedene Ideen, aber noch keine eingespielte Praxis: „Wobei ich im ersten Ansatz glaube, dass man das in Österreich wahrscheinlich über die Raiffeisenorganisationen spielen muss. Weil die doch die besseren Kontakte zu den einzelnen Bauern haben. Das ist ein Feld, wo wir von der Energiewirtschaft eigentlich nicht wirklich fit sind.“ (I1) Dabei kann man sich erfahrene Landwirte durchaus als Anlagenbetreiber, auch von Anlagen im Besitz von Gasversorgern, vorstellen, allerdings: „Es geht eher um die Betriebsführung dann und nicht, dass er was liefert. Also er wäre dann rein Angestellter oder Betriebsleiter oder wie auch immer auf dieser Anlage. Aber mit Bauern machen wir nichts.“ (I3)

Wie sich in dieser und anderen Aussagen zeigt, gibt es hier noch keine stabilen Beziehungen zwischen den Akteuren auf Energiewirtschafts- und Landwirtschaftsseite. Es ist nicht wirklich klar, was man sich von der anderen Seite erwarten kann, man fürchtet ‚über den Tisch gezogen zu werden‘, man misstraut einander tendenziell. Was gleichzeitig auch nicht verwundert, angesichts der völlig unterschiedlichen Strukturen und Kulturen in den beiden Sektoren.

Zum Ausdruck kommen viele dieser ‚kulturellen Probleme‘ in der Gestaltung der Vertragsbeziehungen zwischen den betreffenden Partnern, etwa den Lieferverträgen für Rohstoffe. Ein Vertreter einer Energieagentur beschreibt das mit folgenden Worten: „Das heißt sie bekommen [mit Landwirten] maximal Lieferverträge, also übli-

cherweise für ein Jahr, maximal sind es drei Jahre. Das ist aber den EVUs jetzt als wirtschaftlich denkendes Unternehmen zu wenig. Das heißt da haben sie ein viel zu hohes Risiko. Jetzt würden sie vielleicht eine Biogasanlage bauen, die auf 15 Jahre abgeschlossen sein muss, dann haben sie aber nur für drei Jahre garantiert einen Liefervertrag. Das bekommen sie kaum bei ihrer Gesellschaft durch.“ (I7)

Die Erfahrungen mit kurzen Lieferverträgen waren, zumindest im Beispiel der Biogasanlage Bruck an der Leitha nicht unproblematisch, allerdings eher wegen des hohen Organisationsgrades der Landwirte: „Die kurzfristigen Verträge sind ja dort eher gescheitert. Der hat sich eigentlich gedacht, die Bauern werden ein bisschen Konkurrenz miteinander haben. Und wenn der eine dann mit dem Preis zu hoch wird, geht er [als Betreiber] zu dem anderen hin. Das hat es aber nicht gespielt, weil ganz einfach die Lobby der Bauern halt eben stärker ist, und die haben ganz einfach alle zugemacht und plötzlich ist er dagestanden und hat nichts gehabt, kein Substrat.“ (I1)

In vielen Fällen hilft es da aus Sicht der Gaswirtschaft auch nichts, wenn die Landwirte vertraglich gebunden oder am Betrieb der Biogasanlage beteiligt sind. Auch im Fall einer Genossenschaft mit der 10 Landwirte in der Anlage ‚mit drinnen‘ waren, hätte das nicht gereicht: „Zwei Jahre lang war’s super, weil er einen guten Preis bekommen hat bei der Anlage, im dritten Jahr explodiert der Maispreis. Und die [Landwirte] sind die ersten, die ihre Genossenschaft fallen lassen, weil sie kriegen am Markt ja das doppelte und sie machen einen Verlust [mit Biogas]. Was zwar so nicht stimmt, denn sie haben ja eigentlich das Anlagenkonzept auf 13 Jahre gerechnet, aber es ist halt so.“ (I3)

Tendenziell erhöhen diese Schwierigkeiten bei der Gaswirtschaft das Interesse, einer Kooperation mit Landwirten auszuweichen und bei größeren Projekten mit Netzeinspeisung eher nach anderen Kooperationspartnern zu suchen. Ein Gasversorger drückt das so aus: „Also in Österreich sind wir einfach so kleinstrukturiert, dass wir es nicht darauf anlegen mit mehreren Landwirten zu verhandeln. Wenn es eine Situation wie letztes Jahr gibt, dann stehst mit dem Rücken zur Wand, da springt, Vertrag hin oder her, ein Landwirt nach dem andren ab. Und das ist eine Situation, die an und für sich nicht tragbar ist für ein Projekt. Insofern sind Kommunen einfach, vielleicht auch schwierige Partner, aber verlässlichere Partner, weil wenn man mit denen einmal etwas ausgehandelt hat, dann passt das normalerweise für 20 - 25 Jahre, weil sie wollen ja auch ihre Ruhe haben für längere Zeit und nicht jedes Jahr nachverhandeln.“ (I3)

Auf diese Alternativschiene ‚Kommunalprojekte‘ wird weiter unten noch näher eingegangen. Vorher soll in Bezug auf die Kooperation mit Landwirten aber noch kurz ein möglicher Ausweg angeschnitten werden, nämlich die Entwicklung von Kooperationsmodellen mit einem zwischengeschalteten ‚Systemintegrator‘, wie es ja eigentlich auch in Bruck an der Leitha mit dem Energiepark als Betreiber der Biogasanlage der Fall ist und auch funktioniert. Ein Gasversorger drückt in diesem Zusammenhang die Hoffnung aus, „vielleicht entsteht da ein neuer Geschäftszweig von Leuten, so wie eine Zeitlang eben Windparks gebaut worden sind und jetzt dann aufgekauft werden von den großen Stromgesellschaften. Vielleicht entsteht da eine neue Klasse von Unternehmen die so was bauen und betreiben. Aber genauso wie wir keine Biodieselanlagen betreiben und bauen, sondern den Biodiesel kaufen, so wird das da auch sein, dass wir keine Biogasanlagen betreiben. Das ist nicht unser Geschäft.“ (I1)

5.7 Komplexes Zusammenspiel der Akteure

Der Herausforderung für die Gaswirtschaft, die Beziehungen zwischen Landwirtschaft und Energiewirtschaft erfolgreich zu organisieren, steht allerdings die Herausforderung für (z.B. genossenschaftliche) Biogasanlagenbetreiber gegenüber, mit den komplexen Strukturen innerhalb der Gaswirtschaft umzugehen. Denn im Gegensatz zu Ökostrom, wo die Situationen und Regelungen, denen sich Einspeiser gegenübersehen, inzwischen verhältnismäßig transparent und kalkulierbar sind, muss ein Biogaseinspeiser komplexe Verhandlungen mit vielen netzseitigen Akteuren führen und hängt in gewissem Ausmaß von deren Good-will ab. Biogaseinspeiser müssen nicht nur Verträge mit Abnehmern von Biogas abschließen (anders etwa als bei Einspeisern mit Ökostromtarif), sondern auch Verhandlungen mit Netzbetreibern und Regelzonenzuständigen führen. Die Auflagen, die Einspeiser dann erhalten, sind eher auf die bestehende Erdgaswirtschaft zugeschnitten und sind für Biogaseinspeiser nicht leicht zu erfüllen.

Ein Netzbetreiber stellt diese komplexe Situation schön dar und das Dilemma, vor dem er steht, wenn er sich mit Einspeiseinteressenten auseinandersetzen muss: „Ich habe eigentlich nur ein Netz, muss schauen, dass das Netz nicht zerstört wird durch die Stoffe, die drinnen sind und schaue, dass die Stoffe transportiert werden zu den Endkunden. Aber das Gas im Sinne, was Sie da haben wollen, das macht der Vertrieb. Und wenn Sie dann Regelzonen hören, Speichergesellschaften hören, was es da alles gibt, und wie kompliziert das aufgebaut ist. Ja, wie soll denn eine Biogasanlage das überhaupt schaffen? Da wird ja der Preis noch höher. Weil Sie müssen sich eines denken: Ich muss jede Stunde bekannt geben, wie viel Verbrauch ich die nächste Stunde habe. Wie kann ich denn das? Da muss ich ja zu einer Astrologin gehen, die mir die Karten aufschlägt und die sagt mir dann, ob vielleicht die Witterung plötzlich einen Temperatursturz hat oder der Herr X jetzt seine Heizung einschaltet. Ich weiß das ja auch nicht.“ (I2)

Denn im Gegensatz zu Ökostrom geht es nicht nur um die vorherige Bekanntgabe der Einspeisung, sondern um die Balance zwischen Einspeisung und Entnahme auf Kundenseite. Das ist aus Sicht der Netzbetreiber oft schwierig im Vorhinein zu kommunizieren: „Das muss alles im Vorfeld theoretisch abgehandelt werden, weil wenn die Biogasanlage da steht und ich komme das erste Mal zu dem Biogasproduzent hin und ich sage, lieber Herr Biogasproduzent, Sie müssen mir jetzt 5000 € zahlen, sagt der, von wo? Und am nächsten Tag freut er sich, weil er zu viel produziert hat und ich sage, jetzt müssen Sie mir Speicher zahlen, sagt er wieso? Das ist ja nicht so einfach das zu begreifen. Und da habe ich, da haben wir natürlich schon selbst Probleme, weil wir das selber auch nicht begreifen.“ (I1) „Das ist, wie wenn Sie eine Doppelmühle gemacht haben beim Mühle spielen und Sie fahren hin und her und der Kunde schaut nur zu wie Sie spielen.“ (I2)

Auch dies sind Zeichen eines noch nicht eingespielten Systems: dass Akteursbeziehungen jedes Mal von neuem ausverhandelt werden müssen und der Anteil an Transaktionskosten hoch ist. Dementsprechend ist der Spielraum, bestimmte Regelungen im Interesse der ‚mächtigeren‘ Partner durchzusetzen, hoch und stellt ein Hindernis für Interessenten an einer Netzeinspeisung dar. Denn, es „hängt davon ab, welchen Vertrag du mit dem Gasnetzbetreiber bzw. mit dem Gashändler bekommst. Das ist die ganz gleiche Situation, die wir bei der Stromproduktion hatten vor den ersten Ökostromtarifen, vor dem ersten Ökostromgesetz. Sozusagen Verhandlungsspielraum. Wenn du ein EVU findest, oder einen Gashändler, der dir einen

bestimmten Tarif bezahlt, den du brauchst, um die Anlage wirtschaftlich zu betreiben, dann wirst du das machen. Wenn nicht, dann musst du es bleiben lassen.“ (I7)

Wie weiter unten noch angesprochen wird, können viele dieser Probleme durch eine intelligente Regulierung gelöst werden – und das aktuelle Erneuerbare Energien Gesetz bzw. Gaseinspeisegesetz in Deutschland ist ein gutes Beispiel dafür. In Österreich werden aber derzeit weder seitens der Politik noch auf Initiative der Regulierungsbehörden entsprechende Schritte gesetzt. Bei uns gilt offensichtlich eher: „Der Regulator bemüht sich, das zu behindern soweit es geht.“ (I1)

5.8 Orientierung am kommunalen Bereich / Reststoffnutzung

Wie bereits angesprochen, sehen Vertreter der Gaswirtschaft das Zusammenspiel mit Landwirten oft als Problem an und bevorzugen andere Konstellationen für Anlagen zur Netzeinspeisung von Biogas. „Wir werden uns eher an dem kommunalen Bereich orientieren.“ (I3), bringt das ein Vertreter der Gasbranche zum Ausdruck.

„Kommunaler Bereich“ bedeutet hier in erster Linie Anlagen zur Verwertung biogener Reststoffe. Allerdings gibt es in diesem Bereich das Problem, dass bereits eingespielte Verwertungssysteme bestehen. Mit diesen sind unterschiedlichste Interessen verbunden, was eine Änderung oft schwierig macht. Gegenwärtig gibt es etablierte und weit verbreitete Verwertungsverfahren: „Naja, die pressen ab und es wird verbrannt. Und natürlich ist die Schiene, dass man... Wie soll man sagen? Das ist auch eine Industrie, die wird auch ihr Produkt haben, man verdient Geld damit.“ (I11) Der Wunsch nach Vergärung der Reststoffe in Biogasanlagen stößt da oft auf Widerstand: „Der sagt: Wieso soll ich das machen, warum soll ich meinen Kunden vergrämen, den ich jetzt schon langfristig dran gebunden hab? Also das sind einige Probleme, die du hast und wo du dich eben durchbeißen musst, was man in der Gasindustrie gar nicht gewohnt ist.“ (I2)

Ähnlich verhält es sich bei einem geplanten Projekt zur Vergärung biogener Abfälle aus Graz in einer gemeinsam mit dem Steirischen Landesenergieversorger geplanten Biogasanlage. Hier wird bisher der Biomüll nicht gepresst und verbrannt, sondern aufbereitet und von einer Bauernkooperative kompostiert. Auch wenn es rechtlich kein Problem wäre, so ist es unter Umständen doch schwer durchsetzbar, diese Lieferbeziehungen zu ändern. Wie der Betreiber bestätigt: „Soweit ich weiß, gibt’s auch schon entsprechende, wie soll ich sagen, Fürsprachen und Lobbying diesbezüglich. Hab ich zumindest gehört von unseren Bauern, die doch schon ein paar Jahre für uns den Bioabfall kompostiert haben. Die haben wir schon informiert und gesagt, es wird irgendwann mal kommen.“ (I12)

Allerdings existieren durchaus bereits Modelle, die bestehende Strukturen wie Kompostierung nicht aus dem Markt drängen, sondern mit Biogaserzeugung verbinden. „Und zwar hat die Kompostierung den Fehler, dass man relativ viel Energie hineinsteckt, sofern es noch frisches Material ist. (...) Ich glaube, dass es bei der Kompostierung eine gewisse neue Weichenstellung geben muss, nämlich, dass sie nachgeschaltet zu Biogasanlagen betrieben wird. Es gibt da ein paar sehr schöne Projekte, ich hab erst letzte Woche eines angeschaut in Passau, wo sie zuerst 20.000 t kompostiert haben und jetzt übernehmen sie 39.000 Tonnen Biomüll und den Gärrest, der dahinter rauskommt, das sind 18.000, 19.000 Tonnen, das wird noch einmal nachkompostiert. (...) Das heißt der Kompostiervorgang bleibt erhalten, aber für ein bisschen eine andere Struktur...“ (I3) Eine ähnliche Strategie ist auch in Graz ge-

plant, falls die Anlage gebaut wird. Auch hier wird eine Nachkompostierung durch dieselben Landwirte angedacht, die dann aufgrund des höheren Materialinputs in die Anlage (hier sind zum bisherigen Bioabfall auch Schlachtabfälle und Brauereiabfälle geplant) sogar beinahe das bisherige Volumen umfassen würde.

Allerdings wird betont, dass es gerade für Netzeinspeisungsprojekte wichtig sei, entsprechende Größenordnungen zu erreichen, die ebenfalls ein Umdenken der gegenwärtigen Strukturen der Abfallsverwertung erforderlich machen würden. „Naja wir haben in Österreich schon sehr viele Kompostierer und sehr viele kleine Strukturen, die insofern einen Sinn machen, dass die Logistik recht gering gehalten wird. Man muss da ein bisschen abwägen zwischen zentraler Anlage, die insofern Sinn macht, dass man Economies-of-scale verwirklichen kann bzw. einfach bessere Anlagentechnologie einsetzt, effizientere Technologie, die aber teurer ist. Und auf der anderen Seite verkürzen Kleinstrukturen die Transportwege. (...) Das ist eine Bestätigung zumindest für regionale Anlagen. Ich rede jetzt nicht von zwei zentralen Anlagen für Österreich, aber ich glaube, man muss sich viel mehr den regionalen Verbund anschauen. Auch über möglicherweise Bundeslandgrenzen hinweg.“ (I13)

Generell ist es selbst bei kommunalen Anlagen nicht einfach, die Rohstoffaufbringung in Bezug auf den garantierten Lieferumfang und den Preis sicherzustellen. So betont ein voraussichtlicher Anlagenbetreiber in Graz, dass man „eben auch die Inputseite absichern müsse. Das ist immer das Problem, wie krieg ich die entsprechenden Abfälle und zu welchen Preisen krieg ich sie geliefert? Das ist ja, wie soll ich sagen, ein sensibler Bereich deshalb, weil natürlich die Abfallentsorger immer davon ausgehen, dass wenn die Energiepreise steigen, dass die Entsorgungskosten für Abfälle niedriger werden.“ (I12) In Graz bestehe außerdem das Problem, dass die Preise die derzeit für die Entsorgung des Bioabfalls bezahlt werden müssten, deutlich niedriger als z.B. in Wien seien, da die Kompostierung kostengünstiger ist. Damit sind die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage schwieriger als in anderen Städten. Außerdem ist Graz allein zu klein für die geplante Größenordnung der Anlage: „60.000 Tonnen ist keine Kleinigkeit und das muss man schon mal zusammenbekommen. Die Frage ist dann natürlich auch, was für ein Umkreis ist vertretbar, weil das muss man herführen. Also ein Umkreis von 50 – 100 km täte ich als Maximum sehen.“ (I12) Außerdem gebe es durchaus bereits Konkurrenz um nutzbare Bioabfälle – so sei etwa in Slowenien ein Projekt des in der Steiermark operierenden Abfallentsorgers „Saubermacher“ geplant, dessen Einzugsbereich sich durchaus mit dem der Grazer Anlage überlappen könne. Deshalb sei man auch sehr auf die Schlacht- und Brauereiabfälle angewiesen, wo man aber auch nicht genau wisse, wie die Konditionen sein werden.

Entwicklungspotentiale für Biogaseinspeisung sind auf dieser Schiene also durchaus vorhanden, aber wie im Fall der Landwirtschaft besteht die Herausforderung darin, ein komplexes neues System aufbauen zu müssen, das nicht nur technischen und ökonomischen Anforderungen genügt, sondern das Zusammenspiel der beteiligten Akteure auf befriedigende Weise regelt (siehe auch Dany, 2009). Denn, „es ist nicht so einfach das Ganze. Die sind sehr komplex, die ganzen Themen und sie ziehen sich so herum. Wenn du irgendwo ansetzt, da baut sich vor dir ein fürchterlicher Berg auf, der gar nicht schlecht gemeint ist. Aber du hast ihn eigentlich nicht erwartet, dass er dort auftaucht. Du denkst, jetzt bin ich endlich bei der Lösung des ganzen, aber die Lösung ist nicht da, es ist sehr komplex das Ganze.“ (I2)

5.9 Lernprozesse

Gerade angesichts dieser komplexen Anforderungen zum Aufbau einer Versorgung mit ‚Virtuellem Biogas‘ sind Pilot- und Demonstrationsprojekte von zentraler Bedeutung und tragen zu wichtigen Lernprozessen bei. Lernen findet in solchen Prozessen nicht nur in bezug auf technische Machbarkeit statt, sondern auch in Bezug auf die Gestaltung von Kooperationen, Verträgen oder Standards. Einem Projekt wie der Biogasanlage Bruck/Leitha wurde dieser hohe Beitrag zu Lernprozessen und dem Aufbau von Erfahrungen und Kompetenzen von allen Seiten konzidiert. Vertretend dafür ein Versorger: „Mit dem Projekt haben wir wahnsinnig viel gelernt.“ (I1) Oder zu den Erfahrungen mit der Verwertung von Abfallstoffen: „Aber wenn es Abfallstoffe sind, dann kannst du das überhaupt nicht steuern, weil du gar nicht weißt, was in dem blöden Abfallstoff drinnen ist. Da haben wir einiges an Lehrgeld gezahlt, weil auf einmal ist der Schwefelgehalt im Abgas so gestiegen, also in dem Biogas so gestiegen, dass wir ihn ganz einfach über das, was wir vorgesehen haben zum reinigen, gar nicht mehr ganz raus gekriegt haben.“ (I2)

Die Biogasanlage Bruck/Leitha ist auch ein Beispiel für ein Projekt, bei dem alle auftauchenden Schwierigkeiten erfolgreich überwunden werden konnten und eine wichtige Erfahrungsbasis für weitere Projekte darstellen: „Naja wir haben jetzt gute Erfahrungen gemacht, wir sind ca. seit 4 Monaten voll am Netz. (...) Und wir kommen immer mehr dazu, dass wir fast bei 95% Produktionsstunden sind. Das ist super und das kriegen die Deutschen auch nicht zusammen mit ihren ganzen Anlagen. Die fangen zu weinen an.“ (I2)

Generell sollte es eine wichtige Strategie der Förderung der Netzeinspeisung von Biogasanlagen sein, dass solche Experimente und Erfahrungsräume für Lernprozesse bewusst geschaffen werden.

5.10 Ausbaupotentiale / Orientierung der Akteure

Eine wichtige Voraussetzung für den Aufbau eines erfolgreichen und wachsenden Erzeugungs- und Versorgungssystems für ‚Virtuelles Biogas‘ ist das Vorhandensein gemeinsam geteilter kollektiver Vorstellungen und Orientierungen über die zukünftige Entwicklung dieses Bereichs. Welchen Stellenwert wird Biogas-Netzeinspeisung erhalten? Was sind die zentralen Probleme, die überwunden werden müssen? Wo müssen neu entwickelte Rahmenbedingungen und Regulierungen die Entwicklung des Sektors stabilisieren? Was ist die Rolle der verschiedenen beteiligten Akteure? Was sind funktionierende Geschäftsmodelle? Weitgehend geteilte Vorstellungen über Fragen wie diese, erlauben es, die Handlungen sehr unterschiedlicher Akteure in verschiedenen ökonomischen Sektoren, in der Politik oder auf der Kundenseite zu koordinieren und ihnen eine gemeinsame Stoßrichtung zu verleihen.

Auffällig beim Thema Biogasnetzeinspeisung ist in diesem Zusammenhang allerdings, wie wenig Übereinstimmung es über das grundsätzliche Potential und die Sinnhaftigkeit solcher Projekte gibt. Entsprechend Biogas Branchenmonitor (Tragner et al., 2008) ist der überwiegende Teil von 50 befragten Experten, nämlich 88%, der Ansicht, dass Biogas-Netzeinspeisung ein Feld ist, dass sich in Zukunft durchsetzen wird. Zwar geben in derselben Branchenbefragung drei Viertel der Anlagenbetreiber an, nicht an Netzeinspeisung interessiert zu sein, allerdings liegt das vor allem an nicht vorhandenen Einspeisetarifen und anderen nicht gegebenen Voraussetzungen.

Wie groß jedoch das Potential für Biogasnetzeinspeisung unter verschiedenen Voraussetzungen anzusetzen wäre, d.h. ob es sich auch im Biogasbereich um eine eher kleine Nischenanwendung handelt oder eine zentrale Strategie für den Ausbau der Biogasversorgung sein könnte, darüber gehen die Meinungen in den Interviews im Rahmen des vorliegenden Projektes stark auseinander.

Einerseits herrscht Übereinstimmung, dass einfach aus der landwirtschaftlichen Fläche hochgerechnete Biogaspotentiale nicht sehr aussagekräftig und eher kontraproduktiv sind. Wie es ein Versorger ausdrückt: „Das ist immer die Frage der Herangehensweise. Gehe ich von theoretischen Potentialen aus? Da gibt's ja phantastische Ansätze, es ist immer nur eine Frage in der Theorie, wie weit lasse ich meine Phantasie spielen? (...) [Aber,] ich habe von theoretischen Potentialen nichts, ganz im Gegenteil, die verzerren eigentlich sehr stark die Realität und stoßen dann, wenn es sich im realen Leben nicht so darstellt, Entscheidungsträger, Förderstellen oder wen auch immer, ziemlich vor den Kopf.“ (I3)

Zur Kernfrage wird damit: Welcher Teil des theoretischen Biogaspotentials ist durch Netzeinspeisung auch unter ökonomisch vertretbaren Bedingungen erschließbar? Hier gehen die Meinungen teils stark auseinander. Klar ist, dass das Potential zur Einspeisung auf Ortsgasnetzebene allein sehr begrenzt ist, da im Sommer in solchen Netzen nahezu keine Abnahme vorhanden ist. „Genau und der restriktive Parameter ist die Sommerlast. Und da haben wir selbst bei großen Netzen wie, keine Ahnung, Wiener Neustadt, Mödling, sind wir da recht grenzwertig unterwegs. (...) Sinnvolle Gasnetze sind für uns Gasnetze, die ein entsprechendes Abnahmeprofil haben und da sprechen wir eben von Siedlungen, ja, um die 35 - 55.000 Einwohner mindestens. Das heißt wo ein entsprechendes Gewerbe, vielleicht ein bisschen eine Industrie da ist. Industrie ist eh ein Problem, die hängen eher am Hochdrucknetz und haben eigene Anschlüsse und sehr gute Verträge, da kommt man eh nicht dazu.“ (I3)

Andere Experten halten selbst solche Bezirksstädte für problematisch: „Und eben so Bezirksstädte wie Knittelfeld oder Zeltweg, die haben doch 20.000 Einwohner, durchaus ein Bereich wo man sagen könnte, ja, das würde passen. Die haben im Sommer einen Gasverbrauch von 20, 30 Norm m³. (...) Im Winter ja, im Winter bringt man das alles unter, aber es macht ja keinen Sinn, die Biogasanlage nur halbjährlich zu betreiben.“ (I4)

Der Ausweg für die Biogaseinspeisung kann also nur in die Einspeisung in das übergeordnete Leitungsnetz liegen: „In Wahrheit kann man nur auf Netzebene 2 einspeisen. Das ist nicht Ortsgasversorgung, weil im Bereich der Ortsgasversorgung die Abnahmedichte, vor allem in den Sommermonaten sehr gering ist, sodass kein Gasnetzbetreiber dort Biogas einspeisen lassen wird.“ (I7) Gleichzeitig wird jedoch darauf hingewiesen, dass dieser Umstand für rein agrarisch dominierte Bereiche, wo Biogasanlagen eben vorzugsweise betrieben werden, nicht optimal ist.

Doch auch über die Speicherfähigkeit der übergeordneten Netzebene 2 gehen die Ansichten auseinander. Für einen maßgeblichen Anteil von Biogas würde das Netz als Speicher nicht ausreichen, man müsse da schon in Tiefenspeicher (mit entsprechendem Druckniveau) gehen. „Das heißt, wenn man wirklich jetzt Biogas in einem ordentlichen Ausmaß einspeisen will ins Netz, dann gibt's aus meiner Sicht eigentlich nur einen Standort, das ist nämlich direkt in Baumgarten wegen dem Gashahn. Man könnte dort riesige Biogasanlagen hinmachen, großtechnisch, das ganze auch aufbereiten und da kannst du einspeisen. Und auch alles, was du an Gas leer lieferst und das nicht gebraucht wird, kommt rein in den Speicher.“ (I4)

In der Praxis – etwa der Biogasanlage Bruck/Leitha – kann (bei derzeitigem Einspeiseniveau) das Mitteldrucknetz vor allem als Puffer in den Sommermonaten genutzt werden, wodurch man sich die Kosten für eine Verdichtung des Gases das ganze Jahr über sparen kann: „In Bruck an der Leitha haben wir die Situation, dass wir eigentlich 10 Monate ins Ortsnetz reinfahren können, teilweise ist das Netz mit annähernd 100 % Biomethan geflutet. Und die zwei Monate im Sommer, das ist vor allem Juli, August, fahren wir solange ins Ortsnetz wie es geht, und wenn es dann ansteht, tun wir hochverdichten auf 60 Bar, Hochdruck auf jeden Fall. Für zwei Monate ist das [kostenmäßig] darstellbar.“ (I3)

Auch die Möglichkeit einer saisonalen oder auch kurzzeitigeren Speicherung wird sehr kritisch gesehen, denn „Gasspeicher sind normalerweise keine günstigen Varianten. (...) Ich kann mir nicht vorstellen, dass das wirklich die Lösung für Biogasanlagen ist, dass sie noch riesige Gasspeicher bauen.“ (I3) Das tatsächlich nutzbare Biogaspotential wird daher von einigen Befragten sehr kritisch gesehen: „Also aus diesen ganzen Gründen glaube ich persönlich, dass Biogas, so vom potentialmäßigen, jetzt eine gewisse Größenordnung erreicht hat, aber ich weiß nicht, ob da wirklich noch viel drinnen sein wird. Ganz abgesehen davon: wo kommen die Substrate her? Die ja auch in direkter Konkurrenz sind zu, also von der Flächennutzung her, also Nahrungsmittelproduktion vielleicht bei uns nicht so stark stehen, aber zu anderen Nutzungen.“ (I4)

Fast diametral stehen solchen Einschätzungen, die ein sehr begrenztes Einspeisepotential an wenigen Netzknotenpunkten sehen (v.a. Übergang von Mitteldruck- zu Ortsnetzebene, wo wie in Bruck die Verdichtung auf die Sommerzeit beschränkt werden kann), andere Expertenmeinungen gegenüber, die in einer Kombinationen unterschiedlicher Speicher und Nutzungsformen ein insgesamt großes Potential sehen, d.h. Netzeinspeisung in einem relativ großen Umfeld von Erdgasleitungen, den Aufbau von eigenen Mikronetzen zur Versorgung von Häusergruppen oder Dörfern mit Biogas, der verstärkte Einsatz von Gasspeichern unterschiedlicher Größenordnungen, die Nutzung neuer Versorgungskonzepte für Tankstellen (,virtuelle Pipelines' mit Zulieferung verdichteten Biogases an Tankstellen per LKW) etc. Bei Förder- und Einspeiserahmenbedingungen, wie sie derzeit in Deutschland gegeben sind, so wird argumentiert, seien viele dieser Konzepte bereits heute ökonomisch sinnvoll umsetzbar. (I9) Als realistisches Ziel wird aus solcher Perspektive durchaus gesehen, dass bis zur Hälfte des österreichischen Gasbedarfs ohne Konkurrenz zur Landwirtschaft mit Biogas abgedeckt werden könne.

Offensichtlich bedarf es jedenfalls noch einiger Klärungsarbeit in der Frage der Nutzbarkeit des Erdgasnetzes für eine verstärkte Biogasverwendung. Eine weitgehende Übereinkunft darüber, unter welchen technischen, ökologischen und ökonomischen Bedingungen welche Biogaspotentiale tatsächlich erschließbar sind, sollte eine Voraussetzung für die Entwicklung einer koordinierten Strategie zum Biogasausbau in Österreich sein und könnte auch möglichen beteiligten Akteuren stabilere Perspektiven und Rahmenbedingungen für ihre Firmenaktivitäten ermöglichen. Neben dem grundsätzlichen Einspeisepotential sollte darüber hinaus die stabile und förderliche Gestaltung von rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen eine Voraussetzung für eine langfristige und wachstumsorientierte Orientierung der Biogasbranche sein. Mit dieser Frage, die ebenfalls deutliche Präferenzunterschiede zwischen beteiligten Akteuren zutage fördert, setzt sich der folgende Abschnitt detaillierter auseinander.

5.11 Institutionelle Rahmenbedingungen: Regulierung, Förderung

Die Aussichten für die vermehrte Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz hängen in nicht unbeträchtlichem Ausmaß auch von den rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen ab, die die Erzeugung, Nutzung und Verteilung dieses Energieträgers regeln. Im folgenden sollen zwei getrennte – wenn auch an vielen Stellen zusammenhängende – Regelmaterien diskutiert werden: zum einen Strukturen zur finanziellen Förderung der Einspeisung von Biogas, zum anderen ordnungspolitische Maßnahmen, die verschiedene Bedingungen und Voraussetzung für die Gaseinspeisung regeln. In beiden Bereichen stellen die aktuellen gesetzlichen Regelungen in Deutschland (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gasnetzzugangsverordnung) derzeit eine Benchmark für die gesetzliche Förderung von Erneuerbaren Energien im Allgemeinen und Biogas im Besonderen dar und sollen in der folgenden Diskussion als Referenzpunkt dienen.

5.11.1 Fördermaßnahmen

Eine Maßnahme zur Förderung von Biomethan, die auch die uneingeschränkte Unterstützung der Gasbranche erhält, ist die steuerliche Begünstigung von Biomethan auf verschiedenen Ebenen. Derzeit ist Biomethan bereits von der Erdgasabgabe bzw. bei Verwendung als Kraftstoff von der Mineralölsteuer ausgenommen. So fordert der Fachversorgung der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) die Österreichische Wirtschaftskammer in einem Schreiben (24.11.2008) auf, im Rahmen der Verhandlungen um Konjunkturpakete und Steuerreform, folgende Biomechan als Kraftstoff betreffende Punkte zu fordern: Befreiung von Erdgas als Kraftstoff mit einem Biomethananteil von mindestens 20% von der Erdgasabgabe, bzw. für einen Übergangszeitraum von 2-3 Jahren auch Erdgas mit 10%igem Biomechananteil; Verstärkung der Förderanreize für Produktion, Aufbereitung und Distribution von Biogas.

Bisher waren diese Bemühungen jedoch nicht von Erfolg gekrönt und mehrere Interviewpartner bringen ihre diesbezügliche Enttäuschung zu Ausdruck. „Ja, wir warten. Ich war bei vielen Besprechungen etc. dabei und es hat immer ein Ministerium gefehlt: das ist das Ministerium für Finanzen. Und wir hätten uns so gewünscht, dass der wenigstens da ist und wenigstens gesagt hätte, ich höre mir das einmal an. Aber sie sind ja nicht einmal fähig, sich die Probleme anzuhören.“ (I2) Auch ein weiterer Kollege aus der Gasbranche bestätigt: „Ja, wir sind ja damals beim Finanzministerium abgeblitzt. Wir (...) wollten nicht mal Förderung sondern indirekt eigentlich nur steuerliche Begünstigung. Und sind damit aber beinhart abgeblitzt, wo ich mir denke, schade und unverständlich eigentlich.“ (I3)

Ganz im Sinne des FGW-Briefes wird auch in den Interviews vor allem die Meinung vertreten, dass es solche Förderungen vor allem für eine Übergangsphase bräuchte. Etwa in der Variante: „...bis zu dem gewissen Ausbaugrad gibt's die Steuererleichterung bzw. auch Unterstützungsmaßnahmen. Und dann kann ich auch sagen, erreicht der fossile Energieträger früher ein Preisniveau, wo ich schon kostendeckend werde, dann kann ich das im Prozentmaßstab zurückfahren.“ (I11) Denn es ist anzunehmen, dass auch „der Benzin und Dieselpreis nicht auf diesem Niveau bleiben wird. Der wird steigen, und dann ist natürlich die Schmerzgrenze auch wesentlich geringer.“ (I10)

Allerdings gibt es durchaus auch in Fragen der Steuererleichterung kritische Stimmen und die Hoffnung, dass die steigenden Preise für fossile Energieträger das Preisgleichgewicht ohnehin bald aufheben werden. Ein Gasvertreter: „Wobei ich nicht wirklich dran glaube, die Rahmenbedingungen mit irgendwelchen steuerlichen Verrenkungen und Zwängen oder was weiß ich was herzustellen. Das kommt ganz von allein. Wir sind beim Biogas so nahe dran, dass wir eigentlich nur ein bisschen warten müssen, mit einem Bonus etwa durch den CO₂ Vorteil kommen wir hin, dass sich das in absehbarer Zeit einfach wirtschaftlich trägt.“ (I1)

Im Moment gehe allerdings auch von CO₂ Zertifikaten nur eine sehr begrenzte Wirkung aus. „Das gibt pro Kilowattstunde alles nichts aus. Das sind Zehntel Cent die da rauskommen. Wir haben das einmal gerechnet: wenn CO₂ 30 Dollar kostet, dann ergibt das einen Viertel Cent auf die Kilowattstunde. Das ist auch was, aber es rettet die Welt nicht.“ (I1)

5.11.2 Einspeiseregulungen

Eine andere Maßnahme, die in der Gaswirtschaft jedoch wesentlich kritischer gesehen wird und vielmehr von Biogaserzeugern und Energieexperten gefordert wird, sind verbesserte Einspeiseregulungen für Biogas analog zu Ökostrom. Während nämlich steuerliche Anreize von der Allgemeinheit getragen werden, müssen Kosten aufgrund erhöhter Einspeisetarife oder die Übernahme anderer Kosten an die Gaskunden weitergegeben werden, was deutlich weniger im Interesse der Gasindustrie ist.

Im Fall von Ökostrom, der häufig als anzustrebendes Modell herangezogen wird, besteht ja einerseits eine Verpflichtung zum Anschluss des Erzeugers an das Netz und zur Abnahme des eingespeisten Stroms zu einem festgesetzten erhöhten Tarif (unter definierten Bedingungen). In der Tat war in Deutschland anfangs eine ähnliche Einspeiseregulung in Diskussion, d.h. dass Biomethan zu einem fixen Preis abgenommen werden und die Mehrkosten nach bestimmten Regeln auf die GaskonsumentInnen verteilt werden müssen. Zwar konnte sich diese Regelung nicht durchsetzen, doch auch die schlussendlich beschlossenen Maßnahmen stellen eine deutlich stärkere Förderung von Biomethan dar, als die österreichischen Regelungen.

Auf den Vergleich internationaler Regelungen wird in einem eigenen Arbeitspaket näher eingegangen, daher seien an dieser Stelle nur kurz einige Eckpunkte der Regelungen in Deutschland angeführt. Grundsätzlich gilt, dass wie vorhin erwähnt, die Einspeisung in das Gasnetz noch keine Vergütungspflicht für Biomethan nach EEG auslöst, sondern erst die nachfolgende Entnahme und Verstromung an anderer Stelle. Im Rahmen der Gasnetzzugangsverordnung 2008 werden jedoch erstmals Sonderregelungen für Biomethan festgelegt, die Biogas teilweise gegenüber anderen Nutzern des Gasnetzes privilegieren. So gibt es die Verpflichtung für einen vorrangigen Netzanschluss von Biogaseinspeiseanlagen, der nur unter sehr eingeschränkten Bedingungen (physikalischen Netzengpässen, nicht Kapazitätsengpässen) verwehrt werden darf. Ebenso ist geregelt, dass die Anschlusskosten bis zu einer Länge der Verbindungsleitung von 10 km zwischen Einspeiser und Netzbetreiber zu gleichen Teilen übernommen werden. Dem Netzbetreiber gehört der Anschluss und er hat die Betriebskosten für Qualitätsmessung und Kompression zu tragen. Ähnliche Regelungen gelten für den Ausspeisepunkt. Weiters ist der Netzbetreiber in gewissem Umfang zu Netzoptimierungen verpflichtet, die auch in Sommermonaten eine Einspeisung ermöglichen (z.B. Druckerhöhung im Netz). Weitere

Regelungen betreffen erweiterte Bedingungen für die Bilanzierung ein- und ausgespeisten Gases über einen Zeitraum von 12 Monaten (im Gegensatz zu der weiter oben in Österreich kritisierten Regelung einer stündlichen Bilanzierung), sowie die Verpflichtung des Netzbetreibers für vermiedene der Einspeisung vorgelagerte Netzkosten, ein pauschales Entgelt von 0,7 Cent/kWh eingespeisten Biogases zu bezahlen (unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird).

In Österreich gibt es keine vergleichbaren Regelungen. Nur für die nachfolgende Verstromung gelten mit Deutschland vergleichbare Fördermaßnahmen, allerdings auf niedrigerem Niveau und (wie weiter vorne dargestellt) mit dem Makel einer Stop-and-go Regulierung, die das Erfordernis stabiler Rahmenbedingungen unterläuft. Entsprechend wird die weitere Entwicklung des Biogasaufkommens in Österreich sehr skeptisch gesehen: „Genau, weil die Einspeisetarife zu niedrig sind, das Volumen, das sozusagen zur Verfügung steht, lässt nicht wirklich eine Entwicklung zu. (...) Da ist nicht wirklich viel zu erwarten in der Zukunft.“ (I7) Wie bereits erwähnt, ist nicht zuletzt aus diesem Grund die Neuerrichtung von Biogasanlagen so gut wie zum Erliegen gekommen und stehen viele bestehende Anlagen vor dem wirtschaftlichen aus.

Gefordert werden daher Regelungen, die mit den dargestellten deutschen Rahmenbedingungen vergleichbar sind: „Aber was wir derzeit noch nicht haben, was wir unbedingt bräuchten, wäre so ein Regelwerk für die Einspeisung. Dass man genau weiß, wer kann wo einspeisen etc. Aber das ist jetzt ziemlich offen.“ (I10) Oder: „Man müsste mindestens die Hälfte der Netzkosten den Biogasanlagen gut schreiben (...). Und dann ist die Differenz zwischen dem so genannten Marktpreis und dem [des erzeugten Biogases] bei weitem nicht mehr so groß...“ (I5)

Seitens der Gaswirtschaft werden solche Förderstrategien jedoch höchst kritisch gesehen – insbesondere mit dem Argument, dass im Gegensatz zu Strom, Gaskunden bei zusätzlicher finanzieller Belastung auf alternative Energieträger ausweichen könnten. Eine stellvertretende Meinung: „Das heißt, aus meiner Sicht ist da einfach teilweise eine total falsche Herangehensweise, dass man sagt, man kann überall einspeisen. Meiner Meinung nach eine vollkommen falschen Herangehensweise, weder energieeffizient noch ökonomisch sinnvoll und zahlen tut es der Gaskunde. Das ist ja das, wo die Gasversorger zurecht sagen: Wir wollen keinen Gaseinspeisetarif, weil wenn so was kommt, zahlt jeder Gaskunde die Geschichte mit. Und beim Gas kann man wählen, dass man kein Gas nimmt. Da nimmt man einen Ölkessel vielleicht, wenn man das Gas nicht mehr will. Das ist ja auch die Diskussion beim Strom, aber beim Strom kommt man nicht aus.“ (I3) Oder drastischer ausgedrückt: „Ja, aber das ist die kommunistische Planwirtschaft.“ (I1) Denn, „das ist nicht wirklich der Weg. Wir müssen nicht schauen, dass das Geld irgendwoher kommt, sondern, dass wir wirtschaftlich werden. Natürlich unter Nutzung der Vorteile. Dass das nachhaltig ist, dass das CO₂ neutral ist, oder dass wir in der Industrie CO₂ Zertifikate ersparen.“ (I1)

Dennoch wird der Weg über eine verbesserte Einspeiseregulierung als kaum vermeidlich gesehen. Einerseits wegen der Effektivität dieser Maßnahme: „Mir ist bewusst, dass man bei einem System mit garantieren Einspeisetarifen effizienter in der Umsetzung ist, dass mehr gemacht wird. Das hat Deutschland gezeigt.“ (I1), so ein Vertreter der Gaswirtschaft, der ansonsten solchen Regelungen durchaus kritisch gegenüber steht. Oder ein Biogas-Experte: „Ich bin davon überzeugt, dass die gleiche Situation eintreffen wird, wie beim Strom. Wir brauchen eine Reglementierung, damit es eine gesicherte Einspeisung gibt. Das wird eine Zeitlang funktionieren, bis alle draufkommen, hoppala, das kostet doch Geld. Und bestimmte Interessen wol-

len es eben dann doch nicht im Gasnetz haben, und dann werden sie die Daumenschraube wieder anziehen. Aber das wird aber hoffentlich viele Jahre dauern, bis sie da draufkommen oder bis das dann wieder unmöglich gemacht wird.“ (I7)

Abschließend sei noch auf einen Regulierungsbereich hingewiesen, der ebenfalls die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz betrifft und von vielen als Barriere gesehen wird: die verschiedenen Qualitäts- und technischen Standards, die von Biomethan verlangt werden. Dazu gehören etwa Regelungen, die die genaue Anpassung des Brennwertes von Biomethan an das im Netz befindliche Erdgas festlegen – was laut Auskunft der Gasbranche zur kuriosen Situation führt, dass ein zunehmend hoher Brennwert verlangt wird, der in Kürze auch bei 100%igen Methananteil des Biogases nicht mehr erfüllt werden könne. Viele dieser Regelungen sind komplex und waren – so ein Interviewpartner – auch der Skepsis der Netzbetreiber und Regelzonenverantwortlichen Biomethan gegenüber geschuldet, d.h. nicht allein sachlich gerechtfertigt. So gelte eine Reihe von zu erfüllenden Richtlinien: „Dann gibt’s natürlich auch nicht nur die ÖVGW Richtlinien für die Qualität, sondern es gibt eine, aber eine versteckte Richtlinie, die über das Gaswirtschaftsgesetz hereinkommt. Dort besagt das nämlich, dass Gas welches in einer Regelzone das ganze Jahr über verteilt wird, da wird ein Durchschnitt genommen über das ganze Jahr und sie dürfen für die Einspeisung, also die Gasqualität darf sich im Jahr nur um +/- 2 % von diesem Mittelwert weg bewegen.“ (I2)

Es ist zu hoffen, dass die Ausführungen zu den institutionellen Rahmenbedingungen der Einspeisung von Biogas in das Gasnetz – die Förderrahmenbedingungen und die Vielzahl an weiteren Regelungen, die die Voraussetzungen und Kostenabgeltungen der Einspeisung regeln – gezeigt haben, wie sehr ein erfolgreiches System der Biogasnetzeinspeisung von funktionierenden und förderlichen Maßnahmen auf diesen Ebenen abhängt. Die Ausgestaltung solcher Regelungen bedarf des gestaltenden Eingriffs der Politik, um langfristige Zielsetzungen zu erreichen, sie bedeutet aber auch einen Aushandlungsprozess der verschiedenen beteiligten Parteien, da solche Regulierungsmaßnahmen natürlich das ‚Machtgleichgewicht‘ zwischen den Beteiligten verschieben können und sich vor- oder nachteilig für die derzeitigen Akteure auswirken können. Unter BiogasexpertInnen gilt jedoch die Branche angesichts der politischen Zielsetzungen als nicht ausreichend gefördert. Im Biogas Branchenmonitor empfehlen 80% der befragten 50 ExpertInnen eine Novellierung des Ökostromgesetzes (z.B. Ausdehnung der Laufzeit, ‚Virtuelle Verstromung‘ durch Einspeisung in das Erdgasnetz und Verstromung in Ballungsräumen), 78% fänden eine Forcierung von Biogas als Treibstoff durch Anreizsysteme und steuerliche Vergünstigungen sinnvoll und immerhin 70% verlangen die oben diskutierte Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz mit fixen Tarifen analog zum Ökostromgesetz. (Tragner et al., 2008)

5.12 Nachfrageseitige Antriebskräfte und Barrieren

Der Hauptantrieb für die Einspeisung von Biomethan aus Sicht der Gasversorger besteht derzeit weniger darin, dass Biomethan gegenüber Erdgas ökonomisch konkurrenzfähig wäre. Dies wird in näherer oder fernerer Zukunft erwartet, je nachdem wann die Erdgaspreise wieder stärker ansteigen – denn eine bedeutende Kostenreduktion wird auf der Erzeugungsseite von Biogas auch für die Zukunft nicht erwartet.

Antriebsquelle von Pilotprojekten für eine vermehrte Einspeisung von Biogas in das Gasnetz sind vielmehr nachfrageseitige Entwicklungen, die vor allem durch spezifi-

sche Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energieträger induziert werden. Einige wichtige ‚Driver‘, die zum Teil bereits angesprochen wurden, sind:

- Nationale und EU Ziele zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an den Treibstoffen (siehe auch vorangehender Abschnitt). Bei Gasversorgern, die auch Tankstellennetze betreiben, lässt sich eine solche Vorgabe nur durch Beimengung von Biomethan einlösen.
- Die Bindung von Wohnbaufördermaßnahmen an die Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energieträger, wie es etwa in Niederösterreich gefordert wird. Hier haben Gasversorger nur dann eine Möglichkeit, Marktanteile bei neuen Wohnbauten zu halten, wenn sie Biogas anbieten. Das wird in Niederösterreich durch die EVN auch bereits tatsächlich so vorangetrieben. Die Balance zwischen eingespeistem und konsumiertem Biogas wird durch den TÜV überprüft und zertifiziert. Allerdings: „Wir gehen momentan nur in den großräumigen Wohnbau, weil die dort dann durch die Wohnbauförderung wieder einen Vorteil haben und sich der Mehrpreis wieder rechtfertigen lässt.“ (I3)
- Durch die Nachfrage von Firmen oder kommunalen Betrieben – das Beispiel ‚Wiener Linien‘, die in Zukunft ihre bisher flüssiggasbetriebenen Busse neu ausschreiben werden, wurde bereits erwähnt – die ein (politisches) Interesse an der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger haben. Ähnliches Interesse wird für ein geplantes Grazer Projekt vermeldet, wo das aus Bioabfällen gewonnene Biogas zu 100% in das Netz eingespeist werden soll, um dann die Grazer Busflotte mit ‚virtuellem Biogas‘ betreiben zu können („die können das imagemäßig brauchen“). Hier kann in vielen Fällen, vor allem im Verkehrsbereich aber potentiell auch bei Gebäuden, Biogas ein interessantes Angebot sein und der Gaswirtschaft neue Märkte erschließen. Allerdings muss der entsprechende Markt erst aufbereitet werden: „Jetzt müssen wir uns noch Geschäftsmodelle überlegen, wie wir das am besten an den Mann bringt.“ (I10) Grundsätzlich wären in diesem Zusammenhang (wieder in Analogie zu Ökostrom) zum Beispiel auch Zertifikatsysteme denkbar, mit denen die ‚Umweltattribute‘ von Biogas gehandelt werden könnten, ohne dass Biogas physikalisch zu den NutzerInnen fließt (d.h. es handelt sich hier um eine spezifische Form ‚virtuellen Biogases‘). „Wenn jetzt [unser Gasunternehmen] sagt, wir produzieren eine Million Norm m³ Biomethan, das speisen wir ins Netz ein und dann verkaufen wir Zertifikate an Klimabündnisgemeinden, an Busbetreiber, an Transportbetreiber und, und, und, dann können wir das über die eine Million verkaufen. So könnte eine Idee sein.“ (I10)
- Auch im Privatkundensegment kann analog zu Ökostrom von einem zwar begrenzten, aber ökonomisch vermutlich doch interessanten, Segment von ökologisch bewussten KonsumentInnen ausgegangen werden, die in engen Grenzen auch bereit wären, einen Premiumpreis für Biogas gegenüber Erdgas zu bezahlen. Doch auch kundenseitig ist die Frage noch nicht befriedigend gelöst, wie Biogas vermarktet werden soll: „Ich muss dem Kunden wirklich ein neues Produkt anbieten.“ (I10), meint etwa ein Versorger. Oder ein Branchenkollege: „Wir haben viele Anfragen jetzt mittlerweile schon für Biogastarif, also ‚Optimal Biogas‘ oder wie auch immer der dann heißen soll, für Privatkunden.“ (I3)
- Längerfristig sind durchaus auch Modelle zur Integration von Biogas in eine möglicherweise bedeutender werdende Wasserstoffwirtschaft vorstellbar. Dass sich Gasversorger mit diesem Thema durchaus bereits auseinandersetzen, unterstreicht ein Zitat: „Also wir haben das auch schon rechnerisch durchexeku-

tiert. Biogas aus Bruck in Leuna in Deutschland zu Biowasserstoff zu verarbeiten, das geht. Man kann das durchrechnen.“ (I1)

Die Bedeutung der Entwicklung entsprechender Verkaufsstrategien und das Erfordernis, Biogas im Rahmen eines Gesamtkonzeptes zu sehen, soll nochmals kurz anhand des Verkehrsthemas hervorgehoben werden. Zum einen ist hier die Gaswirtschaft gefordert, nicht nur Geschäftsmodelle zu entwickeln, sondern eine entsprechende Infrastruktur aufzubauen, die erst die Basis für die Entwicklung einer qualifizierten Nachfrage sein kann. Denn: „Vor allem, was uns abgeht, ist die generelle Infrastruktur und der Wille des Kunden umzustellen. Das muss man auch sagen. Ohne Gaswirtschaft wird das nie funktionieren.“ (I11)

Nachfrageseitig wird sich neben infrastrukturellen Voraussetzungen ein entsprechender Bedarf aber nur durch ein aktives Entwickeln des Marktes erzielen lassen. Ein Gasversorger beschreibt derartige Bemühungen: „Es ist ein Erklärungsbedarf an der Technologie. Da geht’s hauptsächlich um Sicherheitsaspekte. Das zweite ist die Wirtschaftlichkeit und da muss man auch mit Kunden Businessszenarien entwickeln, dass sie das auch günstig darstellen können. Also wir haben auch mit der ÖBB ein Projekt gehabt, einen dreimonatigen Pilotversuch, um zu testen, ob das wirklich ein wirtschaftlicher Betrieb ist mit dem Erdgasfahrzeug, also gegen ein Dieselfahrzeug. Da hat das Erdgasfahrzeug souverän gewonnen, im Stadtbetrieb, Landbetrieb und Autobahnbetrieb.“ (I10) Oder: „Wir kooperieren mit Autohändlern (...). Und dann machen wir auch aktives Marketing, also da gehen wir wirklich zu den Endkunden hin, Betreiber, beraten die, machen Wirtschaftlichkeitsanalysen, Fahrtrainings und diese ganze Palette.“ (I10)

Ein letzter Punkt, der in Bezug auf die Nachfrage nach Biogas noch aufgegriffen werden soll, ist die Frage der öffentlichen Akzeptanz, die bei Biogas – und hier vor allem bei solchem aus nachwachsenden Rohstoffen – in den letzten Jahren stark von der Diskussion um Flächenkonkurrenzen zwischen Nahrungsmittelanbau und energetischer Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen bestimmt wird (siehe auch, Harlander, 2007; Schmidhuber, 2008). Ausgangspunkt für diese Diskussion war zwar nicht Biogas, sondern die Produktion von Ethanol aus Weizen und anderen Energiepflanzen, die aus ökologischen und Effizienz-Gründen kritisiert wurden (hoher Energieeinsatz in der Herstellung, Monokulturen mit negativen ökologischen Effekten) und denen auch ein Einfluss auf die zeitweise stark steigenden Nahrungsmittelpreise zugeschrieben wurde. Diese Wahrnehmung kann durchaus zu einem Problem werden, wie ein Versorger an einem Beispiel schildert: „Nein, es gibt ja Kunden, die sagen, wir kaufen extra Biogas und nicht aus NAWAROs. Diese Aussagen haben wir. Da ist es unnötig, in diese Diskussion zu kommen, dass du das eh nicht essen kannst, oder Pflanzenteile, aber solange das, von der Seite diskutiert wird, will ich mich nicht in dieses Eck stellen lassen. (...) Es gibt ja immer wieder diese Strategie, also man muss ja aufpassen, um dann nicht in diese Agrar-Treibstoff-Nahrungstreibstoff Diskussion hineinzukommen. Also wir schauen jetzt einmal in erster Linie dorthin, wo man sagt, da sind Industrieabfälle.“ (I10)

Eine sinnvolle Strategie, auf dieses Thema zu reagieren ist das Ausweichen der Nutzung von Zwischenfrüchten als Rohstoff für Biogasanlagen. Dabei werden in der Zeit außerhalb des Wachstums der Hauptfrucht (die als Nahrungs- oder Futtermittel genutzt wird) eine Zwischenfrucht angebaut, die auf energetische Nutzung (Produktion biogenen Materials) optimiert werden kann. Zwar liegt der Ertrag einer solchen Fläche für die Biogasanlage im Allgemeinen nur bei der Hälfte bis einem Drittel des Ertrags einer rein für Energiepflanzen genutzten Fläche, aber das Vermeiden von Flächenkonkurrenzen ermöglicht es auch, der Volatilität konkurrenzierender Nah-

rungsmittelpreise zu entkommen und kann sich längerfristig auch vorteilhaft auf die öffentliche Diskussion niederschlagen. Laut Interviewpartnern aus der Biogasbranche war zu Beginn der Experimente mit Zwischenfrüchten die Landwirtschaftskammer noch sehr skeptisch und hat diese Strategie nicht aktiv unterstützt, inzwischen hat sich die Situation jedoch geändert und auch die Landwirtschaftsseite das Potential von Zwischenfrüchten erkannt. Denn mit dem Anbau von Zwischenfrüchten ließe sich ein zwar im allgemeinen geringer, aber langfristig dafür stabiler, Ertrag erzielen. Interessant ist das Modell auch für Betreiber- oder Liefergenossenschaften, die mit Zwischenfrüchten ihre Verpflichtungen gegenüber der Biogaserzeugung erfüllen können und gleichzeitig preislich attraktivere Nahrungsmittel anbauen könnten. Auch im Rahmen der Biogasanlage Bruck an der Leitha wurde in den letzten Jahren mit Zwischenfrüchten experimentiert und mit einzelnen Pflanzen und Fruchtfolgen sehr gute Erfolge erzielt, während es bei anderen Pflanzen überhaupt nicht funktionierte. Das Ziel der ist etwa ein Ertrag von ca. 3000 m³ Biogas je Hektar Fläche gegenüber 5000 m³ bei Normalanbau.

Generell ergibt sich aus der Intensivierung der Nutzung erneuerbarer Energieträger jedoch ein potentiell Konfliktfeld zwischen Klima- und Naturschutz (siehe Mautz et al., 2008), das die öffentliche Wahrnehmung Erneuerbarer Energien beeinträchtigen kann und auf das frühzeitig reagiert werden sollte. Denn auch in unserem Fall stellen die größeren Biogasanlagen, die für die Einspeisung in das Gasnetz erforderlich sind, durchaus einen weiteren Intensivierungsschritt gegenüber dezentralen landwirtschaftlichen Kleinanlagen dar, und ziehen potentiell neben dem Thema Flächenkonkurrenz auch Fragen der Ausweitung landwirtschaftlicher Monokulturen etc. nach sich.

Die Akzeptanz von ‚virtuellem Biogas‘ in der Bevölkerung betrifft natürlich auch die Akzeptanz der Biogasanlagen selbst – und hier bei größeren Anlagen vor allem die Angst vor verstärktem Verkehrsaufkommen, Geruch, Lärm, Monokulturen im Rohstoffanbau (siehe z.B. Vogt et al., 2008) – allerdings unabhängig davon, ob Biogas in das Netz eingespeist wird, oder nicht. Auch hier kann frühzeitige Einbeziehung der Nachbarn oder eine präventive und professionelle Informationsarbeit einen Beitrag zur Vermeidung späterer Probleme leisten. Ganz allgemein wird in der zitierten Studie des ifeu empfohlen, zielgruppenspezifische Informationskampagnen zu initiieren, Best-practice Erfahrungen zusammenzustellen und das Know-how regional sichtbar zu machen, z.B. durch die Vernetzung von Anlagenbetreibern durch Stammtische etc. Auch eine Reihe weiterer Studien befassen sich mit der Verbesserung der Akzeptanz von Biogasanlagen und bieten praktische Empfehlungen. So wurde im Projekt ‚Biogasakzeptanz‘ (Ahrer et al., 2006) ein Bewertungstools für die regionale Akzeptanz von Biogasanlagen entwickelt. Auch Puchas, 2006, legt einen Ratgeber zur Verbesserung der Biogasakzeptanz durch verschiedene Öffentlichkeitsarbeitsmaßnahmen, Biogasstammtische etc. vor, der Planern und Betreibern von Biogasanlagen wertvolle Anregungen geben kann.

6 Analyse der Schnittstellen Agrar- und Energiepolitik - Anhang

6.1 Überblick über agrarpolitischen Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden nun die agrarpolitischen Rahmenbedingungen Österreichs mit Rahmenbedingungen anderer europäischer Mitgliedsstaaten verglichen. Neben diesem Vergleich sollte diese detaillierte Darstellung der europäischen und nationalen Agrar- und Energiepolitiken ein Herausarbeiten der Besonderheiten, Stärken und Schwächen der diesbezüglichen österreichischen Rahmenbedingungen ermöglichen.

6.1.1 Die Agrarpolitik im europäischen Vergleich

Durch die Gestaltung der Agrarpolitik auf europäischer Ebene gibt es unter den EU-Mitgliedsstaaten zwar auf Ebene des Instrumentenportfolios nur geringfügige Abweichungen, in der tatsächlichen Detailausgestaltung der Instrumente kommt den Nationalstaaten jedoch teilweise Bedeutung zu.

Die 1. Säule der GAP (Marktordnung) erreicht 2009 in Österreich ein Volumen von knapp € 784 Mio. Die Volumina der jährlichen Zahlungen dieser Säule sind in Tabelle 105 dargestellt.

Tabelle 105 – Gesamtausgaben für 1. Säule der GAP in Österreich (BMLFUW, 2010b, Daten aus Tabelle 5.1.4)

Ausgaben für Marktordnung (1. Säule der GAP) in den Jahren 2000-2009										(EU,
Bundes- und Landesbeiträge in Österreich)										
Zahlungsjahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Zahlungsbetrag (Mio. €)	674,5	699,6	720,5	708,0	766,4	796,6	819,6	754,6	762,1	784,0

Ein Teil davon entfällt auf das zentral gesteuerte Instrument „Einheitliche Gemeinsame Marktorganisation“ (GMO), wodurch es zu keinen einzelstaatlichen Akzentuierungen kommt. Dieses Instrument ist jedoch nur ein kleiner Teil der 1. Säule der GAP. So machen beispielsweise die Ausgaben für Exporterstattungen von Getreide, Zucker, Milch und Fleisch gerade noch 2 % der Ausgaben für die 1. Säule der GAP aus.¹

Der größte Teil der 1. Säule der GAP entfällt auf das in allen EU-Mitgliedsstaaten implementierte agrarpolitische Förderinstrument „Einheitlichen Betriebsprämie“ (EBP). Obwohl Teil der Gemeinsamen Europäischen Agrarpolitik (GAP), gibt es doch nationalstaatliche – sowie teilweise sogar regionale – Akzentuierungen (Abbildung 16). So werden in Österreich wie auch in anderen süd- und westeuropäischen Mitgliedsstaaten die Zahlungsansprüche der geförderten Betriebe auf Basis der histori-

¹ Siehe BMLFUW (2010b), S. 116

schen (2000-2002) Direktzahlungen zugeteilt (Betriebsmodell).¹ Bei diesem Modell erhalten landwirtschaftliche Betriebe einer Region unterschiedlich hohe Zahlungen je ha.² Alternativ dazu können Mitgliedsstaaten sich jedoch auch für ein sogenanntes „Regionalmodell“ entscheiden, bei dem für alle Flächen eines Landes einheitliche Prämien je ha festgelegt werden. Dies ist bei allen „neuen“ EU-Mitgliedsstaaten der Fall. Möglich sind auch Hybridmodelle (Kombimodelle) wie beispielsweise in Schweden und Deutschland. Unter anderem Deutschland wählte dabei ein dynamisches Hybridmodell, das einen schrittweisen Übergang eines Betriebsmodells in ein Regionalmodell vorsieht.

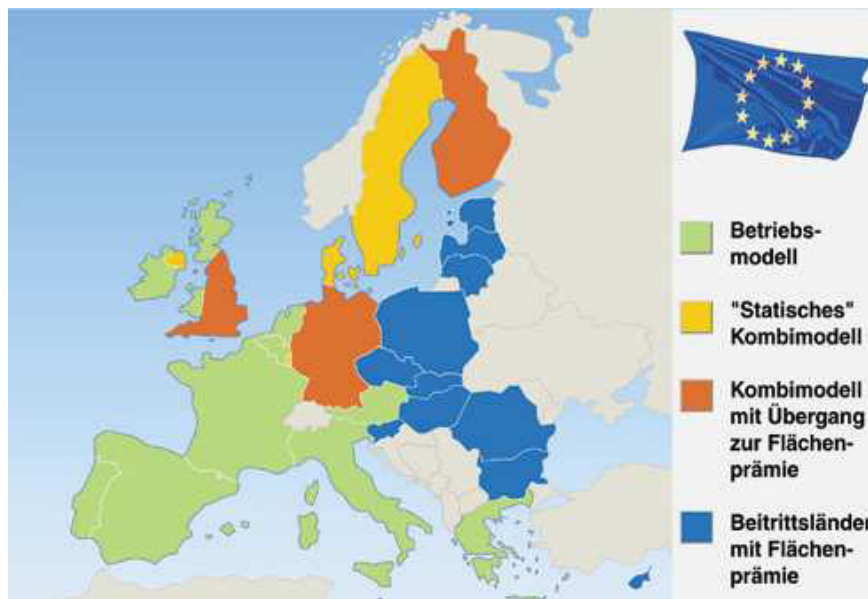


Abbildung 16 – Berechnungsmodelle für Direktzahlungen der GAP (Deutscher Bauernverband, 2010, S. 116)

Durch die Ausnützung der von der EU gewährten Spielräume (Betriebsmodell vs. Regionalmodell; vorläufige teilweise Beibehaltung von gekoppelten Zahlungen; Möglichkeit der Umwidmung von EU-Direktzahlungen in spezifische Fördermaßnahmen – sog. Art. 68 Zahlungen)³ kommt es zu länderspezifischen Unterschieden von EU-Direktzahlungen (Diagramm 49). Dabei ist zu beobachten, dass die EU-Direktzahlungen in Österreich geringfügig unter dem EU 27-Durchschnitt liegt. Die EU-Direktzahlungen in einigen „alten“ EU-Mitgliedsstaaten liegen jedoch wesentlich über dem österreichischen Niveau, unter ihnen Österreichs Nachbarländer Deutschland und Italien.

¹ Siehe Hovorka et al. (2010), SS 2-3.

² Siehe dazu exemplarische Kalkulationen von Hovorka et al. (2010)

³ Deutscher Bauernverband (2010), S. 114

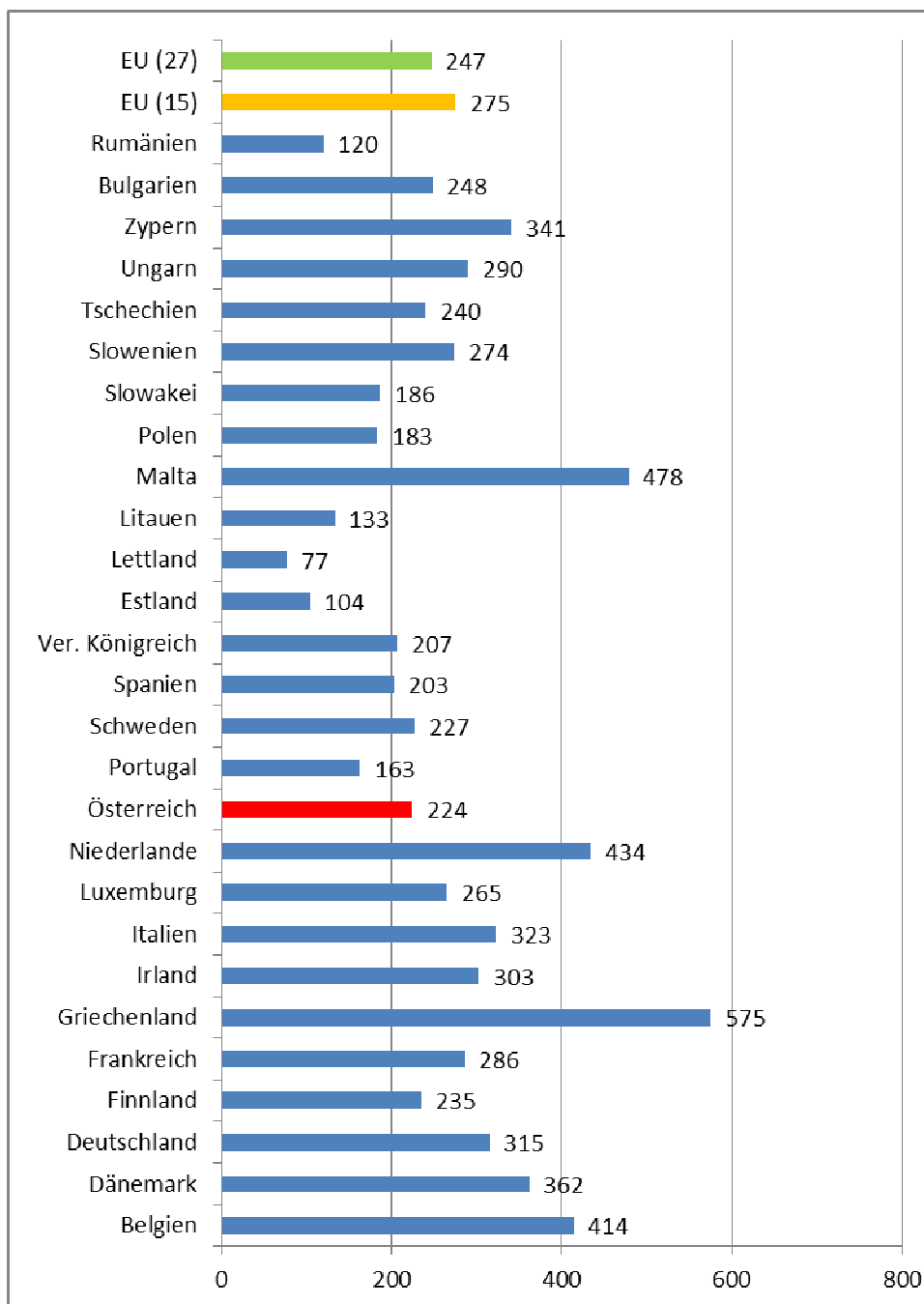


Diagramm 49 – Durchschnittliche EU-Agrarförderungen der 1. Säule bezogen auf die landwirtschaftliche Fläche (in Euro je Hektar LF, Jahr 2013), (Quelle: Daten aus Deutscher Bauernverband, 2010, S. 125)

Die zweite Säule der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) der EU besteht in der Förderung der ländlichen Weiterentwicklung. Dazu hat die EU Schwerpunkte und Maßnahmen definiert, die von ihr im Falle einer nationalstaatlichen Durchführung co-finanziert werden. Die Art der Schwerpunkte und Maßnahmen sind in der Verordnung (EG) Nr. 1698/2005 des Rates vom 20. September 2005 über die Förderung der Entwicklung des ländlichen Raums durch den Europäischen Landwirtschafts-

fonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) definiert.¹ Die Dotierung des ländlichen Entwicklungsprogramms wird von den jeweiligen EU-Mitgliedsstaaten gemeinsam mit der Europäischen Kommission festgelegt², wobei die oben genannte Verordnung eine prozentuelle Mindestzuteilung der vorhandenen Finanzmittel zu einzelnen Schwerpunkten vorsieht.³ Österreich misst der 2. Säule der GAP generell eine relativ hohe Bedeutung zu, was sich in der Aufstellung des neuntgrößten ländlichen Entwicklungsprogramms⁴ der EU trotz vergleichsweise geringer Landesgröße zeigt. Für die Jahre 2007-2013 stehen in Österreich daher insgesamt mehr als € 8 Mrd. dafür zur Verfügung.⁵ Über den mehrjährigen Vergleich zeigt sich ein (inflationbereinigt) nahezu gleichbleibender Betrag für die ländliche Entwicklung – zusammengesetzt aus Zahlungen für die 2. Säule und rein nationale Zahlungen (Tabelle 106).

Tabelle 106 – Gesamtausgaben für 2. Säule der GAP in Österreich plus rein nationale Beiträge zur ländlichen Entwicklung (BMLFUW, 2010b, Daten aus Tabelle 5.1.4)

Ausgaben für ländliche Entwicklung (2. Säule der GAP & nationale Förderungen) in den Jahren 2000-2009 (EU, Bundes- und Landesbeiträge in Österreich)										
Zahlungsjahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Zahlungsbetrag - (2. Säule EU-kofinanziert (Mio. €))	908,93	1062	1006,4	1057,8	1093,6	1093,1	1149,8	918,75	1066,8	1147,6
Zahlungsbetrag - national (Mio. €)	313	332,62	319,09	319,75	269,3	269,91	266,81	283,95	286,01	284,95
Summe (Mio. €)	1221,9	1394,7	1325,5	1377,5	1362,9	1363,0	1416,6	1202,7	1352,9	1432,6

Die relative Größe des ländlichen Entwicklungsprogramms ergibt sich jedoch nicht nur durch hohe Ko-Finanzierung aus nationalen Mitteln. Vielmehr kann Österreich einen im EU-Vergleich hohen Anteil an EU-Mitteln von durchschnittlich € 167,- pro Hektar landwirtschaftlicher Fläche lukrieren (siehe Diagramm 50). Dies ist deutlich mehr als die EU-Mittel der westeuropäischen Nachbarländer Deutschland oder Italien. Osteuropäische Nachbarländer Österreichs können jedoch höhere Beträge je Hektar landwirtschaftlicher Fläche für die ländliche Entwicklung verwenden.

¹ Siehe Ortner et al. (2009), S. 87

² Siehe Ortner et al. (2009), S. 92

³ Für Schwerpunkte 1 und 3 sind mindestens je 10 % und für Schwerpunkt 4 mindestens 5 % der Mittel zu verwenden (siehe Ortner et al. (2009), S. 88); für Schwerpunkt 2 sind mindestens 25 % der Mittel zu verwenden (siehe Tödtling-Schönhofer et al. (2008), S. 145).

⁴ Lt. Ortner et al. (2009), S. 89

⁵ BMLFUW (2010b), S. 121

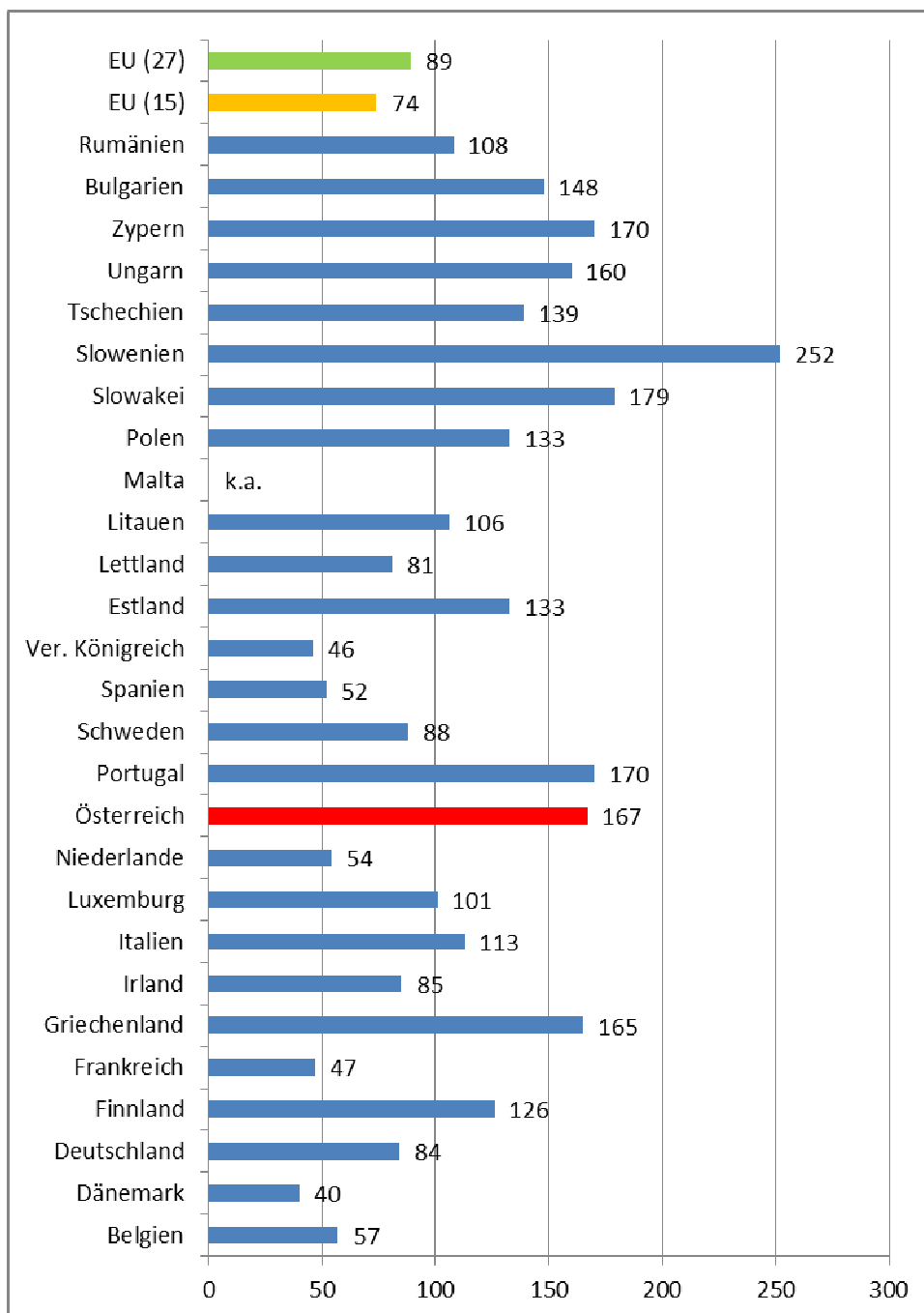


Diagramm 50 – Durchschnittliche EU-Agrarförderungen der 2. Säule bezogen auf die landwirtschaftliche Fläche (in Euro je Hektar LF, Jahr 2013), (Quelle: Daten aus Deutscher Bauernverband, 2010, S. 125)

Trotz dieser Besserstellung Österreichs ist der Betrag an EU-Mitteln für die ländliche Entwicklung in Österreich stetig sinkend. Im Unterschied dazu verzeichnen Deutschland und Italien einen Anstieg, jedoch Slowenien und teilweise die Slowakei ebenfalls eine Reduktion. Es findet daher auf lange Frist tendenziell eine Anpassung der Flächenförderbeträge seitens der EU statt (Tabelle 107).

Tabelle 107 – EU-Agrarmittel für die ländliche Entwicklung 2007 bis 2013 nach Mitgliedstaaten (in BMLFUW, 2010b, Tabelle 5.8.10)

Mitgliedstaaten	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2007-2013 insgesamt
	in Millionen Euro							
Belgien	63,99	63,96	62,46	70,64	73,17	75,50	77,78	487,48
Bulgarien	244,06	337,14	456,84	412,75	398,06	397,70	395,70	2.642,25
Tschechische Republik	396,62	392,64	409,04	415,63	406,64	412,67	424,26	2.857,51
Dänemark	62,59	66,34	67,41	85,05	91,23	98,80	106,49	577,92
Deutschland	1.185,00	1.186,94	1.202,87	1.311,26	1.365,56	1.398,36	1.429,71	9.079,70
Estland	95,61	95,57	101,04	104,67	104,64	108,91	113,30	723,74
Griechenland	461,38	463,47	482,11	492,92	665,57	669,03	671,75	3.906,23
Spanien	286,65	1.277,65	1.320,83	1.400,09	1.227,61	1.255,98	1.284,26	8.053,08
Frankreich	931,04	942,36	947,34	1.091,75	1.169,09	1.223,92	1.278,99	7.584,50
Irland	373,68	355,01	346,85	363,52	351,70	352,27	351,50	2.494,54
Italien	1.142,14	1.135,43	1.183,87	1.256,58	1.403,61	1.422,95	1.441,21	8.985,78
Zypern	26,70	24,77	23,95	23,91	22,40	21,78	21,04	164,56
Lettland	152,87	147,77	150,34	153,23	148,78	150,19	151,20	1.054,37
Litauen	260,97	248,84	249,95	253,86	248,00	250,28	253,90	1.765,79
Luxemburg	14,42	13,66	13,26	13,84	13,29	13,28	13,21	94,96
Ungarn	570,81	537,53	527,08	529,16	547,60	563,30	584,61	3.860,09
Malta	12,43	11,53	11,26	10,96	10,35	10,46	10,66	77,65
Niederlande	70,54	72,64	73,67	87,11	90,41	96,08	102,75	593,20
Österreich	628,15	594,71	580,73	586,98	556,07	545,97	532,96	4.025,58
Polen	1.989,72	1.932,93	1.971,44	1.935,87	1.860,57	1.857,24	1.851,15	13.398,93
Portugal	560,52	562,49	584,18	592,62	582,64	586,69	589,87	4.059,02
Rumänien		1.146,69	1.502,69	1.401,64	1.357,85	1.359,15	1.356,17	8.124,20
Slowenien	149,55	139,87	136,51	134,10	124,08	118,86	113,03	915,99
Slowakei	303,16	286,53	282,75	266,60	263,03	275,03	319,81	1.996,91
Finnland	335,12	316,14	308,27	313,97	298,49	294,41	288,62	2.155,02
Schweden	292,13	277,23	270,82	280,49	278,78	277,86	275,76	1.953,06
Vereinigtes Königreich	264,00	645,00	706,12	746,33	748,99	752,46	749,22	4.612,12
Insgesamt	10.873,9	13.274,8	13.973,7	14.335,5	14.408,2	14.589,1	14.788,9	96.244,2

1) Budget für Strukturfonds 2007 bis 2013 sind im Internet (zweites Tabellenblatt) zu finden.
2) Davon Mindestbetrag für die unter das Ziel "Konvergenz" fallenden Regionen insgesamt.

Quelle: RL 2006-636; EU-Kommission.

Neben zu höchst unterschiedlichen Dotierungen der ländlichen Entwicklung innerhalb Europas ist auch die Prioritätensetzung für einzelne Schwerpunkte höchst unterschiedlich. Österreich legt dabei einen starken Fokus auf die „Verbesserung der Umwelt und der Landschaft“ (Schwerpunkt 2 des LE 07-13) mit Zuweisung von 72 %¹ der gesamten Fördermittel des LE 07-13. Dieser Schwerpunkt beinhaltet unter anderem das ÖPUL (42 % der Mittel aus LE 07-13)² – welche sowohl ertragssteigernde Anreize (z.B. Förderung integrierter Fruchtfolge) als auch ertragsmindernde Anreize (z.B. Verzicht auf ertragssteigernde Betriebsmittel auf Ackerflächen) inkludiert – sowie die Ausgleichszulagen (AZ, 24 % der Mittel aus LE 07-13)³ welche mit ihren Anreizen eine Bewirtschaftung nicht rentabler Gebiete stimulieren und so zu vermehrter Bereitstellung von Rohstoffen zur Biogasproduktion beitragen. Aus diesem Grund wird in Österreich ein relativ schwacher Fokus auf den Schwerpunkt 3 des LE 07-13 (Lebensqualität im ländlichen Raum und Diversifizierung der ländlichen Wirtschaft) gelegt (10,4 %)⁴. Dies wirkt sich unter anderem auf die Dotierung der Maßnahme 311 („Diversifizierung hin zu nichtlandwirtschaftlichen Tätigkeiten“) aus, welche unter anderem die Unterstützung landwirtschaftlich organisierter Biogasproduktion intendiert. Trotzdem werden dieser Maßnahme 5,4 %⁵ des Volumens im Schwerpunkt 3 zugewiesen, was über dem europäischen Durchschnitt von weniger als 3%⁶ liegt. Spitzenreiter dieser Kategorie ist die Region Toskana mit

¹ Siehe Tödting-Schönhofer et al. (2008), S. 147

² BMLFUW (2010b), S. 162

³ BMLFUW (2010b), S. 162

⁴ BMLFUW (2010b), S. 161

⁵ BMLFUW (2011), S. 375

⁶ Tödting-Schönhofer (2008), Figure 24.

einer Zuweisung von 10,6 %¹ der landesweit für ländliche Entwicklung zur Verfügung stehenden Mittel auf diese Maßnahme. Trotz der verhältnismäßig guten Dotierung dieser Maßnahme konnte sie auf die Forcierung landwirtschaftlich organisierter Biogasproduktion offenbar keine attraktive Wirkung ausüben – nur € 909.052,- wurden im Zeitraum 2007-2009 an Förderungen für Biogasanlagen aufgewendet.² Zudem waren nach diesem Zeitraum bereits mehr als 90 %³ der für die Maßnahme 311 zur Verfügung stehenden Mittel durch andere Fördergegenstände verbraucht.

Zusätzlich zu den von der EU co-finanzierten Aktivitäten zur Entwicklung des ländlichen Raums gibt es noch rein national finanzierte Aktivitäten. Die für die Biogaserzeugung am relevantesten sind die Zuschüsse zu Risiko- und Ernteversicherungen im Ausmaß von 25 %.⁴

6.1.2 Agrarpolitische Anreize im weiteren Sinn in Österreich und anderen Ländern

Österreich:

Eine agrarpolitische Komponente der Energiepolitik ist der Rohstoffzuschlag für Ökostromanlagen auf Basis von flüssiger Biomasse oder von Biogas (Ökostromgesetz⁵). Der Rohstoffzuschlag hat das Ziel, Betreiber von Ökostromanlagen auf Basis von flüssiger Biomasse oder von Biogas erhöhte Kosten für Rohstoffe abzugelten. In der neuesten Novelle des Ökostromgesetzes⁶ wird dieser jedoch nur noch für jene Anlagen gewährt, welche bereits zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 114/2008⁷ über einen Vertrag einer Ökostromabnahme mit der Ökostromabwicklungsstelle verfügten. Der Höchstbetrag von 4 Cent/KWh zusätzlich zu den Ökostromtarifen ist daher nicht für Neuanlagen anwendbar. Überdies ist der Gesamtbetrag, welcher zur Gewährung des Rohstoffzuschlags verwendet wird, limitiert: Bei Überschreitung dieses Betrages wird der Rohstoffzuschlag aliquot gekürzt. Damit federt dieses Instrument zwar Preissteigerungen von Inputrohstoffen ab, führt jedoch aufgrund der Möglichkeit der aliquoten Kürzung bei gleichzeitig unveränderten Preissteigerungen bzw. der nach oben begrenzten Limitierung bei gleichzeitig möglichen Preissteigerungen zu Unsicherheiten über zukünftige Ertragsverhältnisse. Überdies fordert die neueste Ökostromverordnung⁸, dass die Ökostromeinspeisetarife für Anlagen < 250 kW „nur unter der Bedingung gewährt werden, dass tierischer Wirtschaftsdünger mit einem Masseanteil von mindestens 30% eingesetzt wird.“⁹ Diese Regelung intendiert daher insbesondere eine

¹ Tödting-Schönhofer (2008), Figure 25.

² BMLFUW (2011), S. 380

³ Eigene Berechnung basierend auf BMLFUW (2011), S. 375

⁴ BMLFUW (2010b), S. 129

⁵ „Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz-ÖSG)“, Bundesgesetz in der Fassung vom 05.10.2009

⁶ BGBl. I Nr. 104/2009

⁷ Anmerkung: Ökostromgesetz idF BGBl I Nr. 114/2008

⁸ 25. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle im Jahr 2011 verpflichtet ist (Ökostromverordnung 2011- ÖSVO 2011)

⁹ Ökostromverordnung 2011, § 10, Abs. 2

Reduktion des Maissilageeinsatzes, um die damit verbundenen Nutzungskonkurrenz für Nahrungs- und Futtermittelzwecke abzuschwächen.¹ Zudem reduzieren sich die Einspeisetarife für Strom aus Biogas (unabhängig von der Größe) um 20 % bei Einsatz von anderen als rein-landwirtschaftlichen Substrat-Einsatzstoffen.

Deutschland:

Ähnliche agrarpolitische Anreizkomponente enthält z.B. das deutsche „Erneuerbare Energiegesetz (EEG)“ mit einem Bonus für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo-Bonus) bei der Ökostromerzeugung in Deutschland. Dieser Bonus beträgt für Anlagen bis 500 KW_{el} 7 Cent/KWh und für Anlagen bis 5MW_{el} 4 Cent/KWh². Der Bonus für die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen für die Stromerzeugung durch Biogas erhöht sich, wenn zur Stromproduktion überwiegend Pflanzen oder Pflanzenbestandteile eingesetzt werden, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen. Dieser Bonus beträgt zusätzlich 2 Cent/KWh für Anlagen bis zu einer Leistung von einschließlich 500 KW_{el}.³ Ebenso enthält das EEG einen sogenannten „Güllebonus“, der bei bestehenden und zukünftigen Anlagen den Fokus weg von der Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen und stärker hin zur Verwendung von Gülle für die Biogasproduktion lenken soll. Dieser Güllebonus wird zusätzlich zum NawaRo-Bonus zuerkannt, wenn mindestens 30 Masseprozent Gülle für die Produktion von Strom aus Biogas verwendet wird. Er beträgt für Anlagen bis 150 KW_{el} zusätzlich zum NawaRo-Bonus 4 Cent/KWh und für Anlagen bis 500 KW_{el} zusätzlich 1 Cent/KWh⁴. Ein Vergleich zwischen österreichischen und deutschen Rahmenbedingungen zeigt, dass in Deutschland die Verwendung von Gülle zur Produktion von Ökostrom zusätzlich gefördert wird, während dies in Österreich für kleinere Anlagen eine Zugangsvoraussetzung zur Förderung unter dem Ökostromregime darstellt. Agrarpolitisch

Schweden:

Schweden definierte in der Vergangenheit einige grundlegende Prinzipien, die der Produktion und Verwendung von unter anderem Biogas Vorschub leisteten.

Eine gute Basis dafür bildete die Definition von 15 so-geannten „environmental quality objectives“⁵. Zur Erreichung dieser Objectives wird jenen Maßnahmen Priorität eingeräumt, welche mehrere dieser Objectives gleichzeitig erreichen können. „This requirement can be seen as favourable to biogas systems because they contribute to the achievement of multiple environmental quality objectives, including objective number one: reduced climate impact.“⁶

Eine vermehrte Verwendung von landwirtschaftlichen Abfällen zur Generierung von Energie wurde ebenso begünstigt durch das Ziel Schwedens, nicht wie erlaubt seine CO₂-Emissionen in der Kyoto-Verpflichtungsperiode um 4 % zu erhöhen, sondern

¹ Siehe BMLFUW (2010b), S. 147

² Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009; http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_verguetungsregelungen.pdf

³ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG); Anlage 2 – Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen, Nummer 6

⁴ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG); Anlage 2 – Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen, Nummer 6

⁵ Die unterschiedlichen Ministerien haben dabei „shared responsibility“ über die erfolgreiche Promotion dieser Objectives

⁶ Savola (2006), S. 34

um 4 % zu senken und dabei keinen Gebrauch von den flexiblen Mechanismen JI oder CDM zu machen.¹

Zudem hat Schweden 2006 eine Steuer auf die Verbrennung von Abfällen eingeführt.² Ein explizites Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung des Anreizes für das Recycling von Abfällen, inklusive biologischer Behandlung. Damit sollte die Weiterverwendung auch von biogenen Abfällen – beispielsweise für die Biogaserzeugung – konkurrenzfähig gegenüber der Verbrennung von Abfällen gemacht werden.

Noch vor dem Verbot einer Lagerung biogener Abfälle auf Deponien wurde im Jahr 2000 eine Besteuerung von deponierten Abfällen eingeführt.³ Diese Steuer beträgt € 40,- und sollte die Konkurrenzfähigkeit der biologischen Abfallbehandlung gegenüber einer Deponierung von Abfällen verbessern.

Ebenso förderlich für eine sichere Bereitstellung von Rohmaterialien für die Biogasproduktion ist das Ziel Schwedens, dass 35 % der Nahrungsmittelabfälle in Kommunen und alle unkontaminierten Nahrungsmittelabfälle aus der Nahrungsmittelindustrie bis zum Jahr 2010 biologisch behandelt werden sollten. Konkurrenz für diese Behandlungsart gibt es jedoch durch Kompostierung, wo ein Lock-in durch bereits getätigte Investitionen besteht.⁴ Die Wahl der Behandlungsmethode orientiert sich jedoch letzten Endes immer an den Abnahmepreisen für die Abfälle. Lantz et al. (2007) sieht hier besonders für besagte Abfälle aus der Industrie einen Vorteil der anaeroben Vergärung gegenüber Verfeuerung.⁵

6.1.3 Ausblick der europäischen Agrarpolitik post 2013 und Auswirkungen auf die Biogaserzeugung

Die Gestaltung der Gemeinsamen Europäischen Agrarpolitik nach 2013 ist derzeit noch in Diskussion, wobei noch keine Aussagen zum künftigen finanziellen Rahmen enthalten sind.⁶ Nach den Plänen der Europäische Kommission⁷ sollte sich die Agrarpolitik an den Oberzielen Ernährungssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz sowie Entwicklung ländlicher Räume orientieren.⁸ Die Grundzüge des Vorschlags der Europäischen Kommission sind in Abbildung 17 dargestellt.

¹ Savola (2006), S. 34

² Siehe Savola (2006), Seite 33

³ Siehe Savola (2006), Seite 33

⁴ Lantz et al. (2007), S. 1835

⁵ Lantz et al. (2007), S.1835

⁶ Deutscher Bauernverband (2010), S. 124

⁷ Europäische Kommission (2010)

⁸ Siehe Deutscher Bauernverband (2010), S. 122; vgl. auch Europäische Kommission (2010)



Abbildung 17 – Gegenüberstellung der GAP 2007-2013 mit vorgeschlagener GAP 2014-2020 (Deutscher Bauernverband, 2010, S. 124; auf Basis Europäische Kommission, 2010)

Zur Reform der 1. Säule sollten diesen Plänen zufolge entkoppelte Basis-Direktzahlungen in unionsweit einheitlicher Höhe als „Basis-Einkommensstützung“ eingeführt werden und so wie auch bisher an die Einhaltung von – nunmehr verwaltungstechnisch vereinfachten – Cross Compliance Bestimmungen¹ gebunden sein. Diese Direktzahlung stellt die – aufgrund der Unsicherheit ihrer Höhe derzeit nur mögliche – Basis dazu dar, landwirtschaftliche Betriebe trotz sich teilweise verringernder Produktpreise weiter zu bewirtschaften und sichert somit die ausreichende und lokale Produktion von landwirtschaftlichen Rohstoffen unter anderem für die Herstellung von Biogas. Darüber hinaus sollten Zuschläge zusätzlich zu Unterstützungen im Rahmen der 2. Säule (z. B. Ausgleichszahlungen) für Gebiete mit „besonderen natürlichen Einschränkungen“ die Bewirtschaftung von sonst aufgrund der dieser natürlichen Einschränkungen unrentablen Flächen ermöglichen. Dies erhöht tendenziell die landwirtschaftliche Produktion. Überdies sollten die Direktzahlungen eine „obligatorische Ökologisierungskomponente“ beinhalten, welche sowohl klima- als auch umweltpolitische Ziele verfolgt. Die Europäische Kommission nennt diesbezüglich über Cross-Compliance hinausgehende Umweltmaßnahmen wie Dauergrünland, Gründedecke, Fruchtfolge oder ‚Flächenstilllegung.² Diese Ökologisierungskomponente führt vergleichbar mit ÖPUL des LE07-13 sowohl zu einer Ausweitung (z. B. Fruchtfolge) als auch zu einer Verringerung (Flächenstilllegung) der landwirtschaftlichen Rohstoffproduktion.

Festgehalten werden sollte lt. Europäischer Kommission³ an den Marktverwaltungsinstrumenten (Interventionen) zur Stützung des Marktes in Krisenzeiten. Ebenso sollte die Funktionsweise der Lebensmittelversorgungskette verbessert werden, um den Anteil der Landwirtschaft an der Wertschöpfung der Lebensmittelversorgungskette zu erhöhen. Diese Maßnahmen dienen ebenfalls einer finanziellen Stützung der Landwirte durch Verhinderung eines existenzgefährdenden Preisverfalls von landwirtschaftlichen Produkten, was eine lokale Produktion tendenziell stabilisiert. Dies bedeutet jedoch auch eine tendenzielle Verbesserung der Verhandlungspositi-

¹ Bestimmungen zu Umwelt- und Tierschutz, Lebens- und Futtermittelsicherheit, sowie Bodenschutz und Wasserrecht.

² Europäische Kommission (2010), S. 10

³ Europäische Kommission (2010), S. 11

on von Landwirten als Rohstoffproduzenten und daher eine Verschlechterung der Verhandlungsposition von Biogasanlagenbetreibern als Rohstoffnachfrager.

Zur Reform der 2. Säule der GAP (ländliche Entwicklung) sieht die Europäische Kommission Umwelt, Klimawandel und Innovation als Leitthemen. Allerdings sind hierbei die Pläne weniger konkret als für die 1. Säule.

6.2 Überblick über energiepolitische Rahmenbedingungen

Im Gegensatz zu agrarpolitischen Rahmenbedingungen für den vermehrten Einsatz von Biogas, sind die energiepolitischen Rahmenbedingungen überwiegend den einzelnen EU-Mitgliedstaaten überlassen. Eine Reihe von sehr unterschiedlichen Ansätzen in einzelnen Mitgliedsstaaten ist daher die Folge. Die meisten Instrumente sind fiskalpolitischer Natur und setzen an verschiedenen Interventionsebenen an. Für Österreich ist im Folgenden nur die Berechnung der UFI für die Erzeugungspfade dieses Projekts dargestellt, für andere Länder eine kurze Übersicht ihrer energiepolitischen Rahmenbedingungen.

6.2.1 Berechnung der Umweltförderung Inland (UFI) für die untersuchten Biomethan-Erzeugungspfade

Fördermappe: Herstellung von Biogene Brenn- und Treibstoffen

Der Fördergegenstand sind Biogasanlagen zur Biomethanherzeugung inkl. der Aufbereitungstechnologie für die Einspeisung in ein Gasnetz oder zur Nutzung als Treibstoff. Die Fördervoraussetzung ist, dass die Anlage unter das AWG fällt. Es handelt sich um eine De minimis-Förderung, d.h. eine Förderung bis zu einem maximalen Ausmaß von EUR 200.000,- innerhalb von 3 Steuerjahren. Gefördert werden Anlagen nur dann, wenn sie unter Einrechnung des Investitionszuschusses profitabel sind. Der Standardförderungssatz beträgt 25 % der umweltrelevanten Investitionskosten. Es ist aber ein Nachhaltigkeitszuschlag von 5 % ab einer Einsparung von 45 % der THG-Emissionen möglich. Dieser wird gemäß Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe der Richtlinien zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen (Draftversion) bestimmt. Die Förderung erfolgt im Ausmaß der im Inland abgesetzten biogenen Brenn- und Treibstoffe. Die zum Einsatz kommenden Rohstoffe müssen regional aufgebracht werden. Die Transportdistanz darf maximal 100 km betragen. Die Rohstoffaufbringung und die gesamte Treibhausgasbilanz der erzeugten Biokraftstoffe müssen den Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen genügen.

Berechnung der UFI für alle 15 Nutzungspfade ohne und mit Modell Oberösterreich

Für alle 15 Nutzungspfade wurde zuerst ermittelt, ob sie über 15 Jahre einem operativen Gewinn machen. Dabei wurden die Betriebskosten (Rohstoff, Transport...) über 15 Jahre den Erlösen gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass zu Marktpreisen keine Anlage einem operativen Gewinn macht und somit nicht förderfähig ist. Unter Berücksichtigung des Modells Oberösterreich (Erdgas/Biogasmischung 70/30 und einem Aufschlag von 1,38 Cent/KWh) machen die meisten Anlagen einen operati-

ven Gewinn. Bei einigen Anlagen werden die Gesamtkosten der Anlage (Investitionskosten plus deren Betrieb) bereits gedeckt, bei anderen kann die Umweltförderung Inland den entscheidenden Beitrag zur Deckung der Gesamtkosten der Anlage beitragen. Nur bei wenigen Anlagen reicht die Umweltförderung Inland immer noch nicht aus, um die Gesamtkosten zu decken.

Die UFI Förderung wurde wie folgt berechnet: Es gibt drei Berechnungsarten, um Förderhöhen zu bestimmen, der geringste Betrag wird von der UFI tatsächlich gewährt.

Fördersatz 1: Investitionskosten multipliziert mit einer Förderquote innerhalb von de minimis¹ von 30% (der Standardförderungssatz beträgt 25 % (und allfällige Zuschläge) der umweltrelevanten Investitionskosten. Ein Zuschlag (Nachhaltigkeitszuschlag) von 5 % zum Standardförderungssatz ist ab einer Einsparung von 45 % an Treibhausgasemissionen möglich).

Fördersatz 2: Die Investitionskosten abzüglich operativen Gewinns innerhalb von 5 Jahren sind die umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten. Auf diese wird der maximale Fördersatz für Anlagen außerhalb de minimis von 30% plus 20% für Kleinunternehmer angewendet.

Technikdeckel: („Deckel für anerkannte Investitionskosten“): Die anerkannten umweltrelevanten Investitionskosten werden mit einer Förderquote von 30% multipliziert. Die umweltrelevanten Investitionskosten sind dabei durch den Technikdeckel begrenzt (max. 150€/t für Emissionseinsparungen der Anlage innerhalb von 10 Jahren).

¹ Definition „de-minimis“-Förderung: Sämtliche als „de-minimis“-Förderung gewährten Förderungen zugunsten eines Unternehmens bis zu einem maximalen Ausmaß von 200.000 Euro innerhalb von drei Steuerjahren.

7 Volkswirtschaftliche Bewertung einer erhöhten Biomethannutzung durch Einspeisung

7.1 Modellierungsergebnisse im Detail

Hier werden die Modellierungsergebnisse der volkswirtschaftlichen Bewertung im Detail dargestellt. Diese Darstellung ist gemäß der Diskussion der volkswirtschaftlichen Ergebnisse eingeteilt in Nettoeffekte der Biomethanerzeugung, Effekte durch Subventionierung von Biomethan und Effekte durch eine Zumischungsverpflichtung von Biomethan zu Erdgas.

7.1.1 Nettoeffekte der Biomethanerzeugung

Tabelle 108 – Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		7 Nm ³ /h Schweinegülle/ Hühnermist	19 Nm ³ /h Rinder/ Schweinegülle	22 Nm ³ /h Wiesengras	27 Nm ³ /h Wiesengras	27 Nm ³ /h Rinder/ Schweinegülle
BIP	Veränderung BIP (%)	-0,113	-0,069	-0,056	-0,044	-0,038
	Veränderung BIP (in Mio. €)	-270,161	-163,857	-132,612	-104,454	-91,914
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	1709	2400	2871	2776	2514
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	420	1197	2593	2354	1322
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	2556	1247	842	594	785
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	-1268	-44	-565	-174	407
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	61,575	63,515	65,669	62,055	59,011
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	0,024	-2,585	-10,521	-8,524	-2,703
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	-16,115	-22,634	-27,064	-26,168	-23,7
	Veränd. öffentliche Nachfrage	77,714	83,564	82,212	79,699	80,008

Tabelle 109 – Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE			250 Nm ³ /h Mais	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	400 Nm ³ /h Reststoffe	500 Nm ³ /h Reststoffe	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge
BIP	Veränderung BIP (%)		0,008	0,03	0,032	0,027	0,017
	Veränderung BIP (in Mio. €)		16,896	69,805	73,921	64,468	41,018
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)		3135	2861	3019	2760	3331
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)		4270	7042	1447	1439	4455
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)		-3003	-18612	-2517	-2457	-4289
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)		1868	14431	4090	3777	3164
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)						
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern		53,031	45,101	49,396	45,267	54,58
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern		-14,311	-7,225	-0,754	-0,995	-13,071
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben		-29,55	-26,969	-28,466	-26,015	-31,399
	Veränd. öffentliche Nachfrage		68,27	64,845	77,108	70,287	72,908

Tabelle 110 – Partialökonomische Effekte der Biomethanerzeugung

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE			800 Nm ³ /h integrierte Fruchtfolge	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh
BIP	Veränderung BIP (%)		0,015	0,014	-0,043	0,003	0,024
	Veränderung BIP (in Mio. €)		35,174	33,486	-103,889	8,609	57,673
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)		2994	2727	3408	3081	2875
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)		4184	3290	4254	3406	2435
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)		-4514	-3074	-337	-1833	-3241
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)		3324	2511	-507	1509	3681
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)						
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern		49,059	45,029	68,793	53,973	47,243
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern		-11,735	-11,477	-18,793	-11,381	-4,644
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben		-28,226	-25,703	-32,13	-29,052	-27,102
	Veränd. öffentliche Nachfrage		65,55	30,803	82,13	71,644	69,701

7.1.2 Effekte bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“

Tabelle 111 – Jährlicher Förderbedarf einzelner Anlagentypen

Anlagennumerierung	Anlagenbezeichnung	Jährlicher Förderbedarf (Mio. €) in durchschnittlichem Produktionsjahr
10	7 Nm ³ /h Schweinegülle/ Hühnermist	529.2
9b	19 Nm ³ /h Rinder/Schweinegülle	395.4
8b	22 Nm ³ /h Wiesengras	347.2
8a	27 Nm ³ /h Wiesengras	300.3
9a	27 Nm ³ /h Rinder/Schweinegülle	287.3
5	250 Nm ³ /h Mais	111.3
6	300 Nm ³ /h Mais&Rohglycerin	36.5
3b	400 Nm ³ /h Reststoffe	53.0
3a	500 Nm ³ /h Reststoffe	51.6
1b	600 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	89.1
2	800 Nm ³ /h integrierte Fruchtfolge	81.2
1a	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	72.7
7b	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	304.4
7a	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	128.7
4	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte&Stroh	60.3

Tabelle 112 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		7 Nm ³ /h Schweinegülle/ Hühnermist	19 Nm ³ /h Rinder/ Schweinegülle	22 Nm ³ /h Wiesengras	27 Nm ³ /h Wiesengras	27 Nm ³ /h Rinder/ Schweinegülle
BIP	Veränderung BIP (%)	-0,267	-0,179	-0,158	-0,136	-0,122
	Veränderung BIP (in Mio. €)	-634,957	-424,987	-375,043	-323,684	-291,171
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	-4535	-2081	-1354	-1136	-980
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	404	1501	10367	14412	3069
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	4339	3761	10921	14651	5368
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	-9278	-7344	-22643	-30199	-9418
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	-47,34	-15,1	-8,233	-6,651	-2,976
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	-24,073	-20,244	-26,977	-23,762	-16,506
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	42,756	19,622	12,769	10,709	9,242
	Subvention Biomethan (Wirkung auf öff. Budget)	-529,319	-395,444	-347,284	-300,302	-287,381
	Veränd. öffentliche Nachfrage	-638,896	-441,968	-392,704	-339,179	-309,729
	Vermiedene Kosten für Emissionszertifikate	4,599	8,469	2,564	2,247	6,381

Tabelle 113 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		250 Nm³/h Mais	300 Nm³/h Mais&Rohglycerin	400 Nm³/h Reststoffe	500 Nm³/h Reststoffe	600 Nm³/h Energiefruchtfolge
BIP	Veränderung BIP (%)	-0,03	0,018	0,016	0,011	-0,011
	Veränderung BIP (in Mio. €)	-71,95	43,191	38,328	26,522	-25,656
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	1443	2333	2294	1987	2049
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	1490	1398	839	814	1720
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	393	422	870	760	446
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	-439	513	585	413	-117
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	23,415	35,885	37,204	32,192	32,336
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	-20,471	-9,093	-3,344	-3,733	-17,702
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	-13,604	-21,994	-21,623	-18,736	-19,315
	Subvention Biomethan (Wirkung auf öff. Budget)	-111,342	-36,48	-52,997	-51,586	-89,142
	Veränd. öffentliche Nachfrage	-92,558	14,566	4,056	-2,988	-53,109
	Vermiedene Kosten für Emissionszertifikate	2,271	2,257	1,567	1,401	2,083

Tabelle 114 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Subventionierung von Biomethan“

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		800 Nm³/h integrierte Fruchtfolge	800 Nm³/h Energiefruchtfolge	130 Nm³/h Integrierte FF&Stroh	250 Nm³/h Integrierte FF&Stroh	400 Nm³/h Zwischenfrüchte&Stroh
BIP	Veränderung BIP (%)	-0,013	-0,007	-0,134	-0,039	0,005
	Veränderung BIP (in Mio. €)	-30,432	-17,37	-319,512	-91,762	12,153
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	1713	1806	-402	1182	1963
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	1493	1497	-993	1265	1187
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	352	372	-486	459	625
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	-132	-64	1076	-542	151
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	26,839	28,208	2,12	20,722	31,662
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	-16,315	-15,062	-33,507	-18,391	-7,891
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	-16,154	-17,022	3,792	-11,14	-18,511
	Subvention Biomethan (Wirkung auf öff. Budget)	-81,193	-72,686	-304,445	-128,709	-60,313
	Veränd. öffentliche Nachfrage	-52,745	-40,742	-336,141	-112,717	-16,419
	Vermiedene Kosten für Emissionszertifikate	1,771	1,776	3,499	2,53	1,612

7.1.3 Effekte bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“

Tabelle 115 – Gesamtwirtschaftliche Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		7 Nm³/h Schweinegülle/ Hühnermist	19 Nm³/h Rinder/ Schweinegülle	22 Nm³/h Wiesengras	27 Nm³/h Wiesengras	27 Nm³/h Rinder/ Schweinegülle
BIP	Veränderung BIP (%)	0,061	0,062	0,05	0,042	0,049
	Veränderung BIP (in Mio. €)	145,813	147,453	120,062	101,054	116,513
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	8809	7828	7304	6333	6172
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	-69	901	2157	1933	1071
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	3970	2250	1813	1546	1628
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	4909	4678	3333	2854	3473
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	214,083	177,235	158,596	136,691	134,51
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	25,678	16,474	4,955	3,713	9,832
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	-83,051	-73,804	-68,856	-59,708	-58,185
	Veränd. öffentliche Nachfrage	327,42	275,977	234,972	202,362	208,915
	Vermiedene Kosten für Emissionszertifikate	4,599	8,469	2,564	2,247	6,381

Tabelle 116 – Gesamtwirtschaftliche Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		250 Nm³/h Mais	300 Nm³/h Mais&Rohglycerin	400 Nm³/h Reststoffe	500 Nm³/h Reststoffe	600 Nm³/h Energiefruchtfolge
BIP	Veränderung BIP (%)	0,034	0,039	0,047	0,041	0,041
	Veränderung BIP (in Mio. €)	81,238	93,055	111,039	97,199	96,829
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	4189	3231	3599	3258	4246
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	2329	1518	846	832	2234
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	429	392	788	687	428
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	1431	1321	1966	1738	1584
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	75,39	52,826	61,886	56,19	73,904
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	-10,46	-5,826	1,412	0,892	-9,693
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	-39,489	-30,46	-33,932	-30,711	-40,03
	Veränd. öffentliche Nachfrage	106,657	79,72	98,801	89,197	106,326
	Vermiedene Kosten für Emissionszertifikate	2,271	2,257	1,567	1,401	2,083

Tabelle 117 – Gesamtökonomische Effekte der Biomethanerzeugung bei Szenario „Zumischungsverpflichtung von Biomethan“

MAKROÖKONOMISCHE EFFEKTE		800 Nm ³ /h Integrierte Fruchfolge	800 Nm ³ /h Energiefruchtfolge	130 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	250 Nm ³ /h Integrierte FF&Stroh	400 Nm ³ /h Zwischenfrüchte & Stroh
BIP	Veränderung BIP (%)	0,034	0,035	0,047	0,036	0,04
	Veränderung BIP (in Mio. €)	80,901	82,228	110,921	85,804	94,841
Beschäftigung	Veränderung Beschäftigung (JBV)	3714	3596	7168	4356	3449
	Veränderung Beschäftigung in Primärsektor (JBV)	2002	1918	3187	2110	1312
	Veränderung Beschäftigung in Sekundärsektor (JBV)	335	353	1079	547	581
	Veränderung Beschäftigung in Tertiärsektor (JBV)	1376	1325	2903	1699	1556
Öffentlicher Haushalt	Folgen für Staatshaushalt (in Mio. €)					
	Veränd. durch Einn. direkte Steuern	64,639	62,028	147,392	80,925	59,736
	Veränd. durch Einn. indirekte Steuern	-9,029	-8,543	-5,662	-6,803	-2,48
	Veränd. der arbeitsmarktbez. Ausgaben	-35,012	-33,9	-67,581	-41,069	-32,517
	Veränd. öffentliche Nachfrage	92,391	89,161	212,801	117,714	91,387
	Vermiedene Kosten für Emissionszertifikate	1,771	1,776	3,499	2,53	1,612

7.2 Zugrundeliegendes Bewertungsmodell

Als zentraler methodischer Ansatz zur ökonomischen Bewertung einer erhöhten inländischen Biomethanproduktion und einer daraus resultierenden teilweisen Substitution von Erdgas wurde ein angewandtes allgemeines Gleichgewichtsmodell gewählt. Dieses wird in der Folge mit anderen alternativen Ansätzen verglichen und detailliert beschrieben.

7.2.1 Das angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodell

Zur quantitativen Abbildung und modellgestützten Analyse makroökonomischer Wirkungen bieten sich grundsätzlich mehrere Methoden an: ökonometrische Analyse, Input-Output-Analyse und Angewandte Allgemeine Gleichgewichtsanalyse (Computable General Equilibrium, CGE).

Die *ökonometrische* Herangehensweise hat ihre Stärke in der Einbeziehung statistisch erfasster Beziehungen und Reaktionsmuster aus vergangenen Erfahrungen. Ein möglicher Nachteil liegt in nur rudimentär modellierbaren Rückwirkungen und möglichen offenen Flanken in der Darstellung von Budgetrestriktionen – beides resultierend aus der nicht strikten Geschlossenheit und nicht gegebenen Forderung zur vollständigen Aktivitätsabbildung dieses Modellierungsansatzes.

Die *Input-Output-Analyse* hat ihre Stärke in der Abbildung detaillierter struktureller und sektoraler Verflechtungen, ihren Nachteil in vorgegebenen fixen Input-Koeffizienten, die relevante Adaptionen der Wirtschaftssubjekte (beispielsweise an eine Veränderung von Politikparametern und relativen Preisen) nur exogen einbeziehbar machen.

Die *Computable General Equilibrium Analyse* ist die für makroökonomische Fragestellungen im Bereich der Ressourcen- und Umweltökonomik sowie der Finanzwissenschaft international am häufigsten eingesetzte Modellierungsmethode und bietet sich somit grundsätzlich auch für die Verschränkung zwischen diesen Gebieten an. Die

Stärke der Methode liegt in der sektoralen detailgetreuen Abbildung (Input-Output-Tabelle als eine Datengrundlage) bei gleichzeitig endogen modellierbaren Inputkoeffizienten. Der mögliche Nachteil der Methode liegt in der Abhängigkeit der Ergebnisse von der Wahl der so genannten Substitutionselastizitäten, die die Stärke der Reaktion des Faktoreinsatzverhältnisses auf Preisänderungen der Faktoren abbilden.

Im Hinblick auf die Ermittlung der Auswirkungen auf die Budgetstruktur der öffentlichen Hand kommt eine Stärke der Einbeziehung der Angewandten Allgemeinen Gleichgewichtsanalyse in die Modellierung besonders zum Tragen: die in diesem Modellierungsansatz notwendig gegebene Schließung des Modells, d.h. die bereits vom Modellansatz her vorgegebene Verpflichtung, alle in der Simulation erhöhten Ausgaben eindeutig spezifiziert zu finanzieren bzw. alle verringerten Ausgaben eindeutig einer (oder anteilig mehreren) nunmehrigen Verwendungen zukommen zu lassen. Es werden dadurch jeweils weitere makroökonomische Wirkungen ausgelöst, die in einer partialökonomischen Betrachtung oftmals nicht mitberücksichtigt werden.

Wird beispielsweise infolge von entsprechenden staatlichen Subventionen die vermehrte inländische Produktion von Biomethan und die darauffolgende Substitution von Erdgas ermöglicht, so führt dies zu einem Anstieg der Produktion zunächst in einigen dafür zentralen Wirtschaftssektoren (insbesondere der Landwirtschaft, Bauwirtschaft, Maschinenbau). In der direkten Wirkung fallen damit für die öffentliche Hand Förderausgaben, aber auch Steuereinnahmen an (etwa führt die erhöhte Beschäftigung zu erhöhten Lohnsteuereinnahmen) und verringern sich öffentliche Ausgaben (etwa durch die aufgrund gesunkener Arbeitslosigkeit niedrigeren Zuschüsse an die Arbeitsmarktverwaltung). Während bereits reine Input-Output-Modelle die Produktionsveränderungen auch der Vorleistungssektoren abbilden, so bildet der in dieser Studie verwendete CGE-Ansatz zudem die makroökonomischen Folgewirkungen des veränderten öffentlichen Haushalts endogen ab. Werden – wie in der gegenständlichen Modellierung angenommen – die genannten Förderungen auf Kosten anderer öffentlicher Ausgaben getätigt, so führt dies zu einer Verringerung des öffentlichen Konsums. Diese Verringerung des derzeitigen öffentlichen Konsums durch vermehrte Verwendung öffentlicher Gelder für Subventionszwecke führt wiederum zu einem in die Gegenseite wirkenden Effekt, d.h. zu einem Nachfrageausfall sowie einer Reduktion der Wertschöpfung. In der gegenständlichen ökonomischen Evaluierung führt dies auch zu einem Freisetzen von Arbeitskräften – jedoch in den meisten Fällen nicht in einem Ausmaß um die Beschäftigungswirkung der direkten Wirkung auszugleichen. Somit werden in diesem Modell endogen neben den Primäreffekten auch die errechneten Rückwirkungen – das sind Sekundär-, Tertiär- und Multiplikatoreffekte – berücksichtigt, und können jeweils separat ausgewiesen werden.

7.2.2 Modellbeschreibung

Grundidee des Ansatzes ist die Darstellung der komplexen interdependenten Beziehungen einer Volkswirtschaft am Beispiel Österreich in Form eines allgemeinen Gleichgewichts. Auf jedem der Märkte – für Produktionsfaktoren, Güter und Dienstleistungen sowie Vorleistungen – erreicht ein Preis-Anpassungsmechanismus die Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage, wie sie sich nach Berücksichtigung aller Feedback-Effekte in der mittleren oder langen Frist einstellt. Jeder Wirtschaftsakteur – die Unternehmen, die Haushalte, der Staatssektor – unterliegt einer explizit modellierten Budgetrestriktion und ist durch Verhaltensbedingungen (wie z.B. die Kostenminimierung in der Produktion) charakterisiert.

Für die Bestimmung der Modellcharakterisierung der österreichischen Wirtschaft werden die Daten des Jahres 2006 als Basisjahr herangezogen. Wird nun die Simulation im Modell eingeführt (Effekte einer vermehrten Biomethanproduktion und daraus resultierenden Erdgassubstitution), so kann mit dem Modell jener Preisvektor für alle Güter, Faktoren und Vorleistungen gefunden werden, zu dem die Wirtschaft mittel- und langfristig tendiert hätte, ebenso wie die damit verbundenen Mengen in der Produktion, im Konsum, in der Staatsnachfrage, im Außenhandel, am Arbeitsmarkt etc. Die Abweichungen dieser Mengen von den tatsächlichen Werten des Basisjahres zeigen den Einfluss der modellierten Aktivitäten des Bereichs Biomethanerzeugung sowohl im Hinblick auf die Richtung als auch auf das Ausmaß.

Produktion

Die wirtschaftliche Produktion wird im Austrian Climate Policy Investment Model (ACPI-Model) zunächst in 35 Sektoren disaggregiert. Die sektorale Klassifikation beruht auf der am Österreichischen Institut für Wirtschaftsforschung entwickelten Klassifikation MULTIMAC IV (vgl. Kratena, Zakarias, 2001). Zur Abbildung der Effekte der intendierten Fragestellung wurde zudem ein weiterer Sektor eingeführt, welcher die Gasversorgung explizit getrennt vom Sektor Energieversorgung darstellt.

Tabelle 118 – Sektorale Klassifikation

36 Sektoren des ACPI		ÖNACE-Entsprechung
1	Land- und Forstwirtschaft	1, 2, 5
2	Kohlebergbau	10
3	Erdöl- und Erdgasbergbau	11
4	Erdölverarbeitung	23
5	Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	40A, 40C
6	Wasserversorgung	41
7	Eisen und Nicht-Eisen-Metalle	27
8	Stein- und Glaswaren, Bergbau	13, 14, 26
9	Chemie	24
10	Metallerzeugnisse	28
11	Maschinenbau	29
12	Büromaschinen	30
13	Elektrotechnische Einrichtungen	31, 32
14	Fahrzeugbau	34, 35
15	Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	15, 16
16	Textilien, Bekleidung, Schuhe	17, 18, 19
17	Holzverarbeitung	20
18	Papier und Pappe	21
19	Verlagswesen, Druckerei	22
20	Gummi- und Kunststoffwaren	25
21	Recycling	37
22	Sonstige Sachgüterproduktion	33, 36
23	Bauwesen	45

36 Sektoren des ACPI		ÖNACE-Entsprechung
24	Handel und Lagerung	50, 51, 52
25	Beherbergungs- und Gaststättenwesen	55
26	Straßen-, Bahn- und Busverkehr	60
27	Schifffahrt, Luftverkehr	61, 62
28	Sonstiger Verkehr	63
29	Nachrichtenübermittlung	64
30	Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	65, 66, 67
31	Realitätenwesen	70, 71
32	Datenverarbeitung, Datenbanken	72
33	F&E, unternehmensbezogene Dienstleistungen	73, 74
34	Sonstige marktmäßige Dienste	92, 93, 95
35	Nicht-marktmäßige Dienste	75, 80, 85, 90, 91
36	Gasversorgung	40B

In jedem der Sektoren erfolgt die Produktion gemäß einer Nested Constant Elasticity of Substitution-Produktionsfunktion¹ (CES-Produktionsfunktion) aus den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital (siehe Gleichung 1). Die Substitutionselastizität zwischen Arbeit und Kapital wird in der Literatur üblicherweise im Bereich zwischen 0 und 1,2 angenommen (Bergmann, 1991). Da bei geringstmöglicher Substitutionselastizität die größten Effekte auftreten, wird zur Abschätzung der größtmöglichen Effekte in der Regel eine Substitutionselastizität von Null unterlegt. Auf der obersten Ebene wird eine Leontieff-Produktionsfunktion zur Modellierung der Inputs aus Vorleistungen herangezogen (siehe Gleichung 2), wobei auch diese nur einen Spezialfall einer CES-Produktionsfunktion darstellt.²

$$(1) \quad H_j = [\delta_j K_j^{(\sigma_j-1)/\sigma_j} + (1-\delta_j) L_j^{(\sigma_j-1)/\sigma_j}]^{\sigma_j/(\sigma_j-1)}$$

$$(2) \quad X_j = \min(H_j / A_j, X_{ij} / a_{ij})$$

Tabelle 119 – Variablenliste

Faktornachfrage	
L	gesamtwirtschaftliche Nachfrage nach dem Faktor Arbeit
K	gesamtwirtschaftliche Nachfrage nach dem Faktor Kapital
Produktionsfunktion	
X _j	Bruttoproduktion des Sektors j
K _j	Kapitaleinsatz im Sektor j

¹ Hierarchisch strukturierte („nested“) Produktionsfunktion, in der auf jeder Hierarchieebene eigenständige Elastizitäten der Faktorsubstitution unterschieden werden. Diese Elastizitäten sind innerhalb jeder Ebene konstant.

² Siehe Paltsev, 2000, S. 25

L_j	Arbeitseinsatz im Sektor j
H_j	Faktoraggregat aus Kapital und Arbeit im Sektor j
A_j, a_{ij}	Leontief-Input-Output-Koeffizienten im Sektor j
δ_{Hj}	CES-Verteilungsparameter für das Aggregat H im Sektor j
σ_{Hj}	Substitutionselastizität zwischen den beiden Faktoren in der Produktionsfunktion H im Sektor j

Außenhandel

EX_j	Exporte des Sektors j
M_j	Importe des Sektors j
P_j	Produktionspreis des Güteraggregats X im Sektor j
P_j^W	Weltmarktpreis des Güteraggregats M im Sektor j
EX_0, M_0	Export- und Importmengen im Sektor j im Basisszenario
ε_j	Außenhandelspreiselastizität der Nachfrage im Sektor j

Öffentlicher Sektor

$LTAXR$	Lohnsteuer- und Sozialversicherungsanteil an der Faktorentlohnung für Arbeit
$KTAXR$	Anteil der direkten Steuern der Kapitalgesellschaften am Faktoreinkommen Kapital
$ITAXR_j$	Anteil am Bruttoproduktionswert des Sektors j, der als Nettoergebnis aus indirekten Steuern (z.B. Umsatzsteuer) und Subventionen vom Sektor j an die öffentliche Hand abgeführt wird.
$UbpW$	Unemployment benefit per worker – Zuschuss der öffentlichen Hand zur Arbeitsmarktverwaltung, statistisch pro gemeldeter/m Arbeitsloser/m

Arbeitsmarkt

Der Faktormarkt für Arbeit wird nicht geräumt. Die im jeweiligen Jahr herrschende Arbeitslosigkeit wird durch einen nach unten rigiden Mindestlohn bedingt (klassische Arbeitslosigkeit). Die veränderte Nachfragestruktur durch vermehrte heimische Biomethanproduktion ändert die Nachfrage direkt (z.B. durch den Arbeitseinsatz im Sektor Bauwirtschaft) und indirekt (z.B. durch den Arbeitseinsatz, der zur Herstellung der Baumaschinen benötigt wird). Dadurch verschiebt sich die Arbeitsnachfragefunktion. Eine Erhöhung (Verringerung) der Arbeitsnachfrage wirkt dabei zunächst nicht auf den Preis der Arbeit (Lohnsatz), sondern auf die Erhöhung (Verringerung) der eingesetzten Menge an Arbeit.

Außenhandel

Hier wird, wie es in empirischen Modellen kleiner offener Volkswirtschaften üblich ist, die Armington-Annahme verwendet (Armington, 1969). In jeder Güterkategorie werden heimisch produzierte Güter als verschieden von importierten Gütern betrachtet, die relativen Nachfragemengen beider werden aus ihrem Preisverhältnis bestimmt (siehe Gleichung 4). Ähnlich wird im Export durch das Verhältnis der im Export erzielbaren Preise zu den heimischen Nachfragepreisen der Anteil bestimmt,

der aus der heimischen Produktion einer Güterkategorie exportiert wird (siehe Gleichung 3).

$$(3) \quad EX_j = EX_j^0 \left(P_j^W / P_j \right)^{\varepsilon_j}$$

$$(4) \quad M_j = M_j^0 \left(P_j / P_j^W \right)^{\varepsilon_j}$$

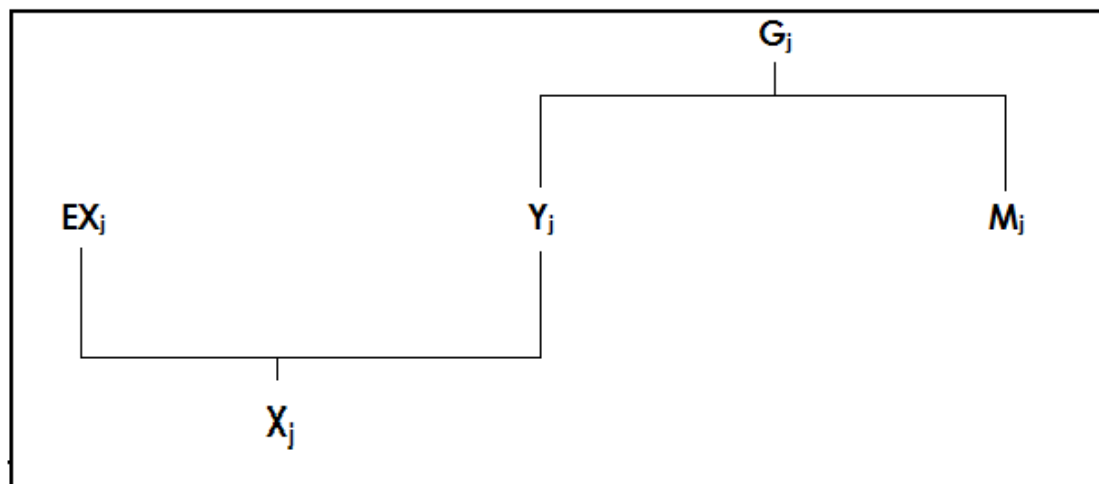


Abbildung 18 – Aggregate je Güterkategorie j

Diese Außenhandelsmodellierung besagt, dass je Güterkategorie explizit fünf verschiedene Aggregate unterschieden werden: Die heimische Produktion X spaltet sich auf in jene heimische Produktion, die auch heimisch verkauft wird (Y) und in die Exporte (EX); zum heimischen Güterangebot G hingegen kommen neben Y noch die importierten Güter M hinzu. Jedem dieser Aggregate ist ein spezifischer Preisindex zugeordnet.

Heimische Endnachfrage

In der heimischen Endnachfrage G_j werden (für die einzelnen Sektoren) zwei Nachfragekategorien unterschieden: Investitions- und private Konsumnachfrage auf der einen Seite und öffentliche Konsumnachfrage auf der anderen. Für die Ermittlung der Verteilung der Ausgaben auf die einzelnen Sektoren wird in beiden Fällen ein Linear Expenditure System angewandt. Dies besagt, dass relative Preiserhöhungen einzelner Güter zu einer Einschränkung der nachgefragten Menge dieser Güter in genau jenem Ausmaß führen, dass die Ausgabenanteile am Haushaltsbudget (privat bzw. öffentlich) je Güterkategorie konstant bleiben.

Öffentlicher Sektor

Die öffentlichen Einnahmen setzen sich aus den Lohn- und Einkommenssteuereinnahmen $LTAXR \cdot L$, den Kapitalsteuereinnahmen $KTAXR \cdot K$, den indirekten Steuereinnahmen $ITAXR_j \cdot X_j$ sowie der Nettogröße aus Transfers an die Haushalte und Gebühren und weiteren Steuereinnahmen (Grundsteuer, Erbschaftssteuer etc.), für welche die Haushalte aufkommen, zusammen.

Die öffentlichen Ausgaben bestehen zum einen im öffentlichen Konsum. Dieser verteilt sich – wie unter 0 bereits spezifiziert gemäß einer Linear Expenditure Funktion

– auf die Sektoren „Forschung und Entwicklung“, „Sonstige Dienstleistungen“ sowie „Nicht-marktmäßige Dienste“. Zum anderen werden innerhalb der Transfers an die Haushalte die arbeitsmarktbezogenen Transfers (Zuschüsse an die Arbeitsmarktverwaltung) separat modelliert und sind damit modell-endogen.

Implementierung und Algorithmus

Das Austrian Climate Policy Investment Model (ACPI Model) ist implementiert im General Algebraic Modeling System (GAMS) (Brooke et al., 1998) und seinem Subsystem MPS/GE (Rutherford, 1992, 1998). Als Lösungsalgorithmus wurde der Solver PATH eingesetzt (Dirkse und Ferris, 1995) in dessen – gemeinsam mit Todd Munson – erweiterter Version 4.6.04 (vom 2. Juni 2003)

IMPRESSUM

Verfasser

Grazer Energieagentur Ges.m.b.H.
(Projektleitung sowie AP 4, 9 und 10)

Jan W. Bleyl-Androschin
Daniel Schinnerl
Kaiserfeldgasse 13/I, 8010 Graz
Tel.: +43-316-811848-0
E-Mail: office@grazer-ea.at
Web: www.grazer-ea.at

Joanneum Research
Forschungsgesellschaft mbH
(AP 1, 3, 6, 7 und 8)

Gerfried Jungmeier
Johanna Pucker
Franz Pretenthaler
Andreas Türk
Daniel Steiner
Leonhardstraße 59, 8010 Graz
Tel.: +43/316/876-1313
E-Mail: gerfried.jungmeier@joanneum.at
Web: www.joanneum.at

Universität für Bodenkultur (AP 2)
Thomas Amon

Christian Leonhartsberger
Michael Eder
Gregor Mendel Straße 33, 1180 Wien
Tel.: +43/1/47654-3520
E-Mail: christian.leonhartsberger@boku.ac.at
Web: www.boku.ac.at

IFZ – Interuniversitäres Forschungszentrum
für Technik, Arbeit und Kultur (AP 5)

Harald Rohracher
Schlögelgasse 2, 8010 Graz
Tel.: +43/316/813909-24
E-Mail: Rohracher@ifz.tu-graz.ac.at
Web: www.ifz.tugraz.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH