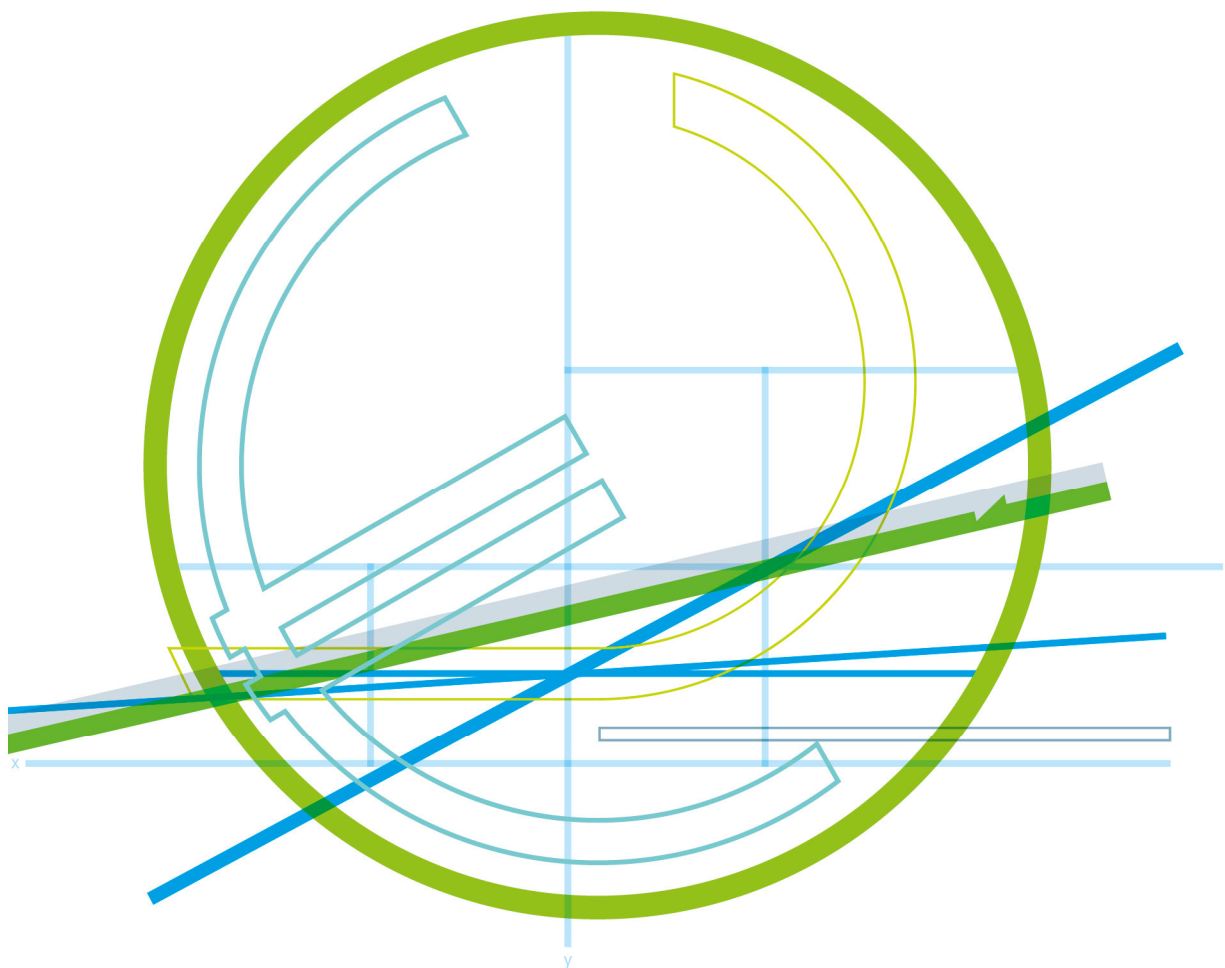


Biogas Smart Business

Neue Geschäftsmodelle für alternative Formen der Biogasnutzung und Integration ins Gesamtsystem



Richard Zweiler et al.

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 „Neue Energien 2020“. 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, reading "Theresia Vogel".

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading "Ingmar Höbarth".

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis:

1	Zusammenfassung	5
2	Einleitung	7
3	Inhaltliche Darstellung	9
3.1	AP1 Bestimmung der Modellregionen	9
3.1.1	Erhebung und Auswertung der demographischen und wirtschaftlichen Daten in potentiellen Modellregionen:	9
3.1.2	Erhebung von Status und Ausgangslage der Biogasanlagen:	11
3.1.3	Erforderliche Aufbereitungstechnologie:	11
3.2	AP2 - Potential- und Nachfragerhebung in den Modellregionen	14
3.2.1	Erhebung des Status in der derzeitigen Energieversorgung (speziell Wärme).....	14
3.2.2	Ergebnisse	15
3.2.3	Befragung Biogas Smart Business	17
3.3	AP3 - Technische und wirtschaftliche Bewertung der Modellregionen	21
3.3.1	Auswahl der geeigneten Biogasanlagen bzw. Modellregionen	22
3.3.2	Planungsgrundlagen für die konkreten Modellregionen	22
3.4	AP4 - Entwicklung von Geschäftsmodellen für konkrete Modellregionen.....	28
3.4.1	Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz.....	31
3.4.2	Netzferne Biomethantankstellen.....	33
3.4.3	Biogasnetz:	34
3.5	AP 5 - Konzeption und Präsentation von konkreten Modellprojekten.....	39
3.5.1	Machbarkeitscheck:.....	39
3.5.2	Förderungen:.....	46
3.6	AP6 - Dissemination und Projektmanagement	47
3.6.1	Lokale Energieinitiativen:.....	47
3.6.2	BSB Expo:.....	47
3.6.3	Biomethanzertifikate.....	48
3.6.4	Zusammenfassung Infoabend Kilb	49
3.6.5	Hot-Line für Anfragen zur dezentralen Biogasnutzung	49
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	50
5	Ausblick und Empfehlungen.....	53
6	Anhang	54
7	Kontaktdaten.....	55

1 Zusammenfassung

Kurzbeschreibung des Projektes:

Die Erhebungen der Wirtschaftsdaten von Biogasanlagen in Österreich zeigen, dass deren wirtschaftliche Situation sehr kritisch ist.

Für die Umsetzung alternativer Gasverwertungsstrategien in den Bereichen Strom, Wärme, Kraftstoff in der Praxis wurden nun, gemeinsam mit einem Vertreter aus der Energiewirtschaft, neuartige Geschäfts- und Kooperationsmodelle für EVUs, Kunden und Biogasanlagenbetreiber entwickelt und auf ihre Umsetzbarkeit hin geprüft, um sie künftig am Markt zu etablieren.

Die Schwerpunkte des Projektes lagen bei der standortspezifischen Systemintegration von solchen Biogasverwertungsstrategien in vorhandene Energieversorgungsinfrastruktur und der Erstellung von attraktiven Geschäfts- und Kooperationsmodellen für unterschiedliche Regionen und Kundengruppen.

Dafür wurden Produktions- und Verbrauchspotentiale sowie Synergien mit vorhandener Infrastruktur in ausgewählten Regionen erhoben und analysiert. Die Ergebnisse dieser Analyse wurden für eine technische und wirtschaftliche Bewertung der Modellregionen genutzt. Damit wurde die Grundlage für die Umsetzung einer nachhaltigen und krisenunabhängigen Energieversorgung mit Biogas in den Modellregionen geschaffen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes:

Österreichweit wurde nach geeigneten Modellregionen mit positiven Randbedingungen gesucht. Es folgte ein iterativer Prozess zur Auswahl von drei Modellregionen (Kilb, Wallern, Südburgenland) und die Entwicklung von Geschäftsmodellen.

Zusätzlich wurde umfangreiche Dissemination abgehalten, die Rückmeldungen von der BSB Expo und des Infoabend's Kilb in die Ergebnisse mit einbezogen und die Meinung der wichtigen Entscheidungsträger per Fragebogen evaluiert. So wurde erkannt, dass derzeit durchaus noch Potential bei innovativen Personen, Firmen, usw. herrscht, welche in den nächsten Jahren den Absatz an Biomethan erhöhen und z.Bsp. den Prozentsatz an Erdgasfahrzeugen auf das internationale Niveau anheben könnten.

Schließlich wurden Geschäftsmodelle zur direkten Nutzung des erzeugten Biomethans in Tankstellen, oder für Mehrparteienwohnhäuser, zur Einspeisung in das Erdgasnetz, zur Nutzung in netzfernen Tankstellen, sowie zur Nutzung in einem dezentralen Biogasnetz entwickelt. Unter den derzeit herrschenden Bedingungen ist es mit Ausnahme des Biogasnetzes aus betriebswirtschaftlicher Sicht noch nicht möglich die Umsetzung eines solchen Geschäftsmodelles zu empfehlen.

So kostet etwa ein kg Biomethan, welches durch Biogas aus einer NAWARO Anlage gespeist wird und an einer Tankstelle gezapft wird, die einige Kilometer entfernt ist, 1,31 EUR inkl. MWSt.

Sollte eine der Variablen in diesem System besser sein, als der österreichweite Durchschnitt, welcher den Berechnungen zugrunde gelegt wurde, kann eines dieser Geschäftsmodelle durchaus lukrativ werden. Besitzer einer Anlage mit geringeren Substratpreisen, bzw. einer abgeschriebenen Anlage, oder

Standorte, wo eine Tankstelle direkt an der Biogasanlage betrieben wird, können diese Modelle aus wirtschaftlicher Sicht schon heute umsetzen.

Die Endkundenpreise für Wärme aus dem Biogasnetz betragen je nach Anschlussdichte zwischen 100 und 115 EUR/MWh.

Im Zuge der Diskussionen der österreichischen Anwender, EVU und Entscheidungsträgern kristallisierte sich heraus, dass es außerdem unbedingt erforderlich ist die folgenden Maßnahmen kurzfristig umzusetzen, bzw. zu klären:

- Festlegung der Erdgasabgabepflicht, Rechtssicherheit für Biomethan
- Steuersicherheiten (mind. 15 Jahre) für Biomethan als Treibstoff
- Definition Biomethannetzeinspeisung

Damit wird die Umsetzung der in diesem Projekt erarbeiteten Geschäftsmodelle bereits wesentlich erleichtert, wobei zudem voraussichtlich verhältnismäßig wenig Förderanreize zu setzen sein werden.

Als erster Schritt dazu muss ein einheitliches Bilanzierungssystem, wie das bereits entwickelte Biomethanregister, betrieben und ausgebaut werden.

Aufgrund der geringen zu erwartenden Gewinnspannen und dem verbundenen Risiko ist die Motivation der Biogasanlagenbetreiber relativ gering die hier entwickelten Geschäftsmodelle umzusetzen.

Außerdem erfordert die derzeitige Wirtschaftslage, dass diese Besitzer derzeit risikoärmeren Geschäften mit höheren Gewinnspannen nachgehen. Deshalb würde es die Verbreitung dieser Geschäftsmodelle fördern, wenn auf Basis der Erkenntnisse dieses Projektes Businesspläne für die Entscheidungsträger und Biogasanlagenbesitzer erstellt werden. Dazu ist auch ein begleitendes Marketing mit Erschließung der Zielgruppen und Verhandlungen mit EVU's zur Netzeinspeisung erforderlich.

Ausblick und Resümee:

Unter den derzeit herrschenden Rahmenbedingungen wird die Nutzung von Biomethan und die Implementierung neuer Geschäftsmodelle keine wesentliche Verbreitung finden.

Als ersten Schritt, der nicht in dieses bestehende System eingreift, sollte die Etablierung eines Biomethanregisters erfolgen. Dieses stellt für alle Beteiligten eine Win-Win Situation dar und ist die kostengünstigste Möglichkeit Biomethan schon heute zu den üblichen Marktpreisen abzusetzen. Ebenso muss Rechtssicherheit bezgl. Biomethannutzung geschaffen werden (Erdgasabgabepflicht, Festlegung Besteuerung Mobilitätssektor, etc.), damit potentielle Investoren und Entscheidungsträger ihre Projekte verwirklichen können.

Dieses Projekt hat auch wesentlich zur Vernetzung aller Entscheidungsträger beigetragen und den derzeitigen Stand der Technik in die Zielgruppe transportiert. Dabei wurden zum ersten Mal transparent die Möglichkeiten und Kosten der einzelnen Prozessschritte veröffentlicht. Der Knackpunkt, ob eines dieser Geschäftsmodelle, oder Kombinationen daraus, realisiert werden, ist der derzeitige Marktpreis der einzelnen Randbedingungen. Sollte einer dieser Faktoren an künftigen Standorten optimiert werden können (niedriger Substratpreis, abgeschriebene Biogasanlage, erhöhter Abnahmepreis, Einsparung von Leitungen, oder Verteilsystemen, usw.) werden in den nächsten Jahren einige Projekte zur Einsparung von Treibhausgasemissionen realisiert werden.

2 Einleitung

Einordnung in das Programm:

Mit der Diversifizierung der Energieversorgung in den Regionen und dem Umstieg auf regionale Biogasproduktionskapazitäten wurden gleichzeitig mehrere Programmziele der vorliegenden Ausschreibung erreicht. So ermöglicht die mobile Biogasversorgung eine Substitution von Heizöl und Flüssiggas, wodurch eine wesentliche CO₂-Reduktion, eine Steigerung der energetischen Unabhängigkeit und Versorgungssicherheit, sowie eine Erhöhung der regionalen Wertschöpfung erreicht werden kann.

Ausgangssituation/Motivation des Projektes:

Biogas weist ein hohes Potential für die Erzeugung von erneuerbarer und CO₂-neutraler Energie auf (Amon 2005). Mit rund 1000 Biogasanlagen wäre es möglich 1,8 Millionen Tonnen Heizöl zu substituieren (Verbrauch im Jahr 2009) und dabei jährlich rund 6,1 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen einzusparen (ca. 1/3 der österr. Kyotoverpflichtungen) und rund 1,4 Milliarden Euro Umsatz p.a. im ländlichen Raum zu generieren. Auch bestehende Biogasanlagen können ihre Gasproduktion um bis zu 30% steigern und diese überschüssigen Gasmengen für lokale Biogasversorgung in ländlichen Regionen einsetzen.

Allerdings müssen für alternative Biogasverwertungsszenarien neue Geschäftsmodelle entwickelt werden. Dafür ist es erforderlich, die Kooperationsmöglichkeiten zwischen Biogasanlagenbetreibern, lokalen Energieversorgern und potentiellen Gasverbrauchern in ausgewählten Modellregionen zu untersuchen und Synergien bzw. mögliche Geschäftsmodelle darzustellen.

Zielsetzungen des Projektes:

Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurden nun für die Planung von Pilotprojekten in ausgewählten Modellregionen notwendige Informationen eingeholt und Geschäftsmodelle entwickelt. Damit kann die Grundlage für die standortspezifische Systemintegration einer Biogasversorgung in vorhandene lokale Infrastruktur, sowie Schaffung geeigneter Gasverwertungsstrategien erreicht werden.

Die Ziele wurden durch folgende Maßnahmen umgesetzt:

- a) Ermittlung der Standortdaten in Modellregionen
- b) Bestimmung der Modellregionen in Kooperation mit EAA-Erdgas Mobil GmbH
- c) Entwicklung von Geschäftsmodellen und Machbarkeitschecks in ausgewählten Modellregionen
- d) Initiierung der Zusammenarbeit von Gasnetzbetreibern über EAA-Erdgas Mobil GmbH und regionalen Energieagenturen, Biogasanlagenbetreibern und potentiellen Gasverbrauchern.
- e) Informationsarbeit mit Biogasanlagenbetreibern, Kommunen, mit dem Ziel, die Zielgruppe über neue Möglichkeiten der Biogasverwertung zu informieren.
- f) Beratungen für Anlagenbetreiber und Interessierte über rechtliche und wirtschaftliche Voraussetzungen für die Errichtung von Biogas-Mikronetzen und netzfernen Biogas-Tankstellen.
- g) Öffentlichkeitsarbeit zur Steigerung der Akzeptanz von Biogas als Treib- und Brennstoff bei KonsumentInnen, insbesondere in den ausgewählten Modellregionen.

Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes inkl. Methodik:

Im Rahmen dieses Grundlagenforschungsprojektes wurden die Methoden verschiedener Disziplinen miteinander vereint. So wurde etwa durch umfangreiche Simulationen der einzelnen technischen Grundlagen ein aktuelles Abbild des Verbundes von Biogasanlagen mit den neuen Geschäftsmodellen unter den derzeit vorherrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erstellt. Für die technische, bzw. wirtschaftliche Analyse und Bewertung der regionalen Potentiale wurden in einem iterativen Prozess, der sich über die Arbeitspakete 1-5 erstreckte, detaillierte Planungsunterlagen erstellt.

So wurden etwa zunächst von den Partnern GET, TBB Bala und ARGE unabhängig voneinander Berechnungsmodelle für Biogasgestehungskosten und Biomethangestehungskosten erstellt. Diese wurden abgeglichen und schließlich ein gemeinsames Berechnungsmodell erarbeitet.

Ein wesentliches Element der technischen Methodik stellt hier die Vereinheitlichung sämtlicher Prozessschritte dar, um schlussendlich die einzelnen Einheiten durch Kosten miteinander vergleichbar machen zu können. Dazu wurde eine detaillierte numerische Simulation und Parametervariation durchgeführt und sämtliche Rahmenbedingungen mit einbezogen. Eine wesentliche Herausforderung stellte die Erarbeitung einer einheitlichen Basis dar, um „Äpfel nicht mit Birnen“ zu vergleichen. Dieser Aufwand wird am Beispiel der Aufbereitungsanlagen deutlich. So gaben nicht alle Hersteller sämtliche Details ihrer Technologien bekannt, bzw. erteilten nicht die uneingeschränkte Erlaubnis zur Veröffentlichung der Daten. Außerdem resultiert aus den verschiedenen Verfahren ein unterschiedlicher Reinheitsgrad des aufbereiteten Gases. Unter Beachtung aller Feinheiten, wie etwa, ob ein ein- oder mehrstufiger Trennprozess verwendet wurde, wurden die Randbedingungen für das Gesamtszenario einheitlich gewählt und schließlich jeder Prozessschritt in EUR/MWh angegeben. Damit wird ersichtlich, welche Prozessschritte in der Aufbereitungskette kritisch sind und welche relativ geringfügige Kosten verursachen. Die Ergebnisse der umfangreichen Berechnungen wurden in Form der Poster der BSB-Expo (siehe Anhang Dokument 11005-LK000b_BSB-Tagungsband_LQ.pdf) zusammengefasst und dort dem einschlägigen, interessierten Fachpublikum präsentiert.

Weiteres zentrales Element der Methodik waren die vierteljährlichen Projekttreffen, wo die Ergebnisse der einzelnen Partner diskutiert, abgeglichen und bei Bedarf iterativ weiterentwickelt wurden. Daneben fanden noch zahlreiche weitere Treffen zwischen den einzelnen Partnern, bzw. die Arbeitstreffen mit Gasnetzbetreibern, EVU, Interessensvertretungen, Anlagenbetreibern, usw. statt. Die Ergebnisse wurden stets protokolliert und innerhalb des gesamten Projektteams disseminiert.

Im Bereich Entwicklung der Modellregionen wurden die erforderlichen Parameter zur Durchführung der Grundlagenforschung aus den bereits vorhandenen technischen und weiteren Planungsunterlagen extrahiert, um schließlich die Basis für die neuen Geschäftsmodelle zu entwickeln.

Diese Arbeiten erfolgten in enger Abstimmung mit der Zielgruppe. Die Interessen und die Blickwinkel aus dieser wurden durch Direktmailings, Telefonumfragen und weiteren Fragebögen, welche bei den Veranstaltungen verteilt wurden, ausgewertet und zusammengefasst.

Schließlich erfolgte Dissemination durch die Pressekontakte der Partner, welche zu zahlreichen Veröffentlichungen führte.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 AP1 Bestimmung der Modellregionen

3.1.1 Erhebung und Auswertung der demographischen und wirtschaftlichen Daten in potentiellen Modellregionen:

Durch regionale Kenntnisse der Projektpartner(ARGE/GET/TBB), sowie der Betreiberdatenbank des österreichischen Biogasverbands (ARGE) wurde eine Vorselektion von Biogas-Produktionsstätten aufgrund eines Kriterienkataloges getroffen. Dabei wurden folgende Kenndaten berücksichtigt.

- Ende der Tariflaufzeit nach öst. Ökostromgesetz
- Max. mögliche Biogaserzeugungsmengen
- Wahrscheinliche nutzbare Biogaserzeugungsmengen
- Wärmenutzung und Gesamtwirkungsgrade
- Entfernung zu Kraftstoff-Infrastruktur (Gasnetz, Tankstellen)
- Verwendete Substrate
- Biogas Gestehungskosten (wenn möglich)
- Bestehen Interessensgruppen oder Initiativen in den Modellregionen, die sich für das Projekt einsetzen würden.

Dabei ist anzumerken, dass es sich hierbei um keine Ausschlusskriterien handelt. Alle zur Verfügung stehenden Informationen wurden in den Projektbesprechungen diskutiert, um ein möglichst detailliertes Vorab-Bild der regionalen Begebenheiten und die sich daraus ergebende Eignung für das Projekt zu evaluieren. Dadurch konnte eine überschaubare Gruppe von Biogas-Produktionsstätten und Modellregionen für eine weitere Analyse ermittelt werden.

Für folgende potentiell für die Bildung von Modellregionen in Frage kommenden Biogasanlagen wurden Strukturdaten der Standort-Gemeinden ermittelt:

- Bios1 Untergrafendorf (Gemeinde Böheimkirchen)
- Rohkraft Ing. Karl Pfiel GmbH (Gemeinde Sitzenberg-Reidling)
- Wenninger Biogas GmbH (Gemeinde Kilb)
- BGA Mank GmbH (Gemeinde Mank)
- Aigner Biogas KG (Gemeinde Oberndorf an der Melk)
- Bioenergie aus Japons (Gemeinde Japons)
- Bioenergie Drosendorf (Gemeinde Drosendorf)
- BEB Bioenergie AG (Gemeinde Göpfritz an der Wild)
- BGA Jürgen Feigl (Gemeinde Schönkirchen-Reyersdorf)
- Agrar Strom GmbH (Gemeinde Michaelnbach)
- Ökoenergiepark Grieskirchen GmbH (Gemeinde Grieskirchen)
- BGA Strem (Gemeinde Strem)
- BGA Heiligenkreuz (Gemeinde Heiligenkreuz)

Dabei wurden anhand von Zahlenmaterial der Statistik Austria demographische Daten wie Bevölkerungsdichte, Altersstruktur und Bevölkerungsentwicklung sowie Daten zur Wirtschaftsstruktur der Gemeinden erhoben.

Über Internet und telefonische -Recherchen wurde erhoben, ob und in welcher Zahl bezüglich Biogas-Nachfragepotentials relevante Betriebe und Unternehmen (z.B. mit Fuhrpark) in den Gemeinden ansässig sind.

In einem weiteren Schritt wurde erhoben, ob und inwiefern lokale Initiativen, an die eine Biogas-Modellregion angebunden werden könnte bzw. die unterstützend für eine Modellregion wirken könnten, vorhanden sind.

3.1.2 Erhebung von Status und Ausgangslage der Biogasanlagen:

Die Betreiber der potentiell in Frage kommenden Biogasanlagen (oben) wurden telefonisch, bzw. per Mail kontaktiert, um einerseits das Projekt „Biogas-Smart-Business“ vorzustellen und andererseits Informationen zu Gasproduktionskapazitäten, Planungen für die Zukunft der Anlagen und zur Interessenslage vor Ort einzuholen.

Es wurde ein Informationsblatt zu den Zielen und Umsetzungsschritten des Projekts ausgearbeitet und an die Anlagenbetreiber übermittelt.

Erhebung der Produktionspotentiale und Einholen von Einverständniserklärungen:

Die Betreiber der entsprechenden Anlagen wurden gebeten konkrete Daten zu ihren Anlagen (produzierte Rohbiogasmenge, verfügbare Rohbiogasmenge für alternative Verwertung, BHKW-Leistung, produzierte Strom- und Wärmemenge, Wärmeverwertung, eingesetzte Substrate) darzulegen und ihr Einverständnis zur Verwendung dieser Daten im Rahmen des Projekts zu erklären.

3.1.3 Erforderliche Aufbereitungstechnologie:

Die Beispiele 1 und 2 beschreiben mögliche Synergien, die eine kostengünstige Erweiterung des CNG-Tankstellennetzes und die Möglichkeiten für netzferne Biogasnutzung ermöglichen. Als netzferne Biogasnutzung wird eine Belieferung von Biogaskunden mit gereinigten und auf bis zu 200 bar verdichtetem Biogas gesehen.

Beispiel 1. Biogas wird nach der Aufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist. Netzferne Biogaskunden werden aus einer bereits vorhandenen Erdgastankstelle oder Gasnetz mit virtuellem Biogas versorgt. Die Abrechnung erfolgt über Vertriebsstrukturen der Gasanbieter.

Vorteil: In diesem Fall können die Investitionen für Kompressionsanlage bei der Biogasanlage vermieden werden. Die Gastankstelle und der Gashändler kann ein ökologisches Produkt Ihren Kunden unabhängig von der Nähe zur Biogasanlage anbieten.

Die Gastankstelle kann somit an gut frequentierten Standorten errichtet werden.

Beispiel 2. Bei einer Biogasanlage werden eine Gasaufbereitungs- und eine Kompressionsanlage aufgebaut. Mit dem auf 200 bar komprimierten Biogas können sowohl netzferne Kunden als auch neue Gastankstellen versorgt werden. Vorteil: die konventionellen Tankstellen können komprimiertes Biogas geliefert bekommen und auf eigene (kostenaufwendige) Installation von Gasleitungen und Kompressionsanlage verzichten. Die Gasaufbereitung und die Kompressionsanlage wäre dadurch besser ausgelastet.

Folgende Grafik stellt die Verwertungsstrategien für Biogas in beiden Varianten dar.

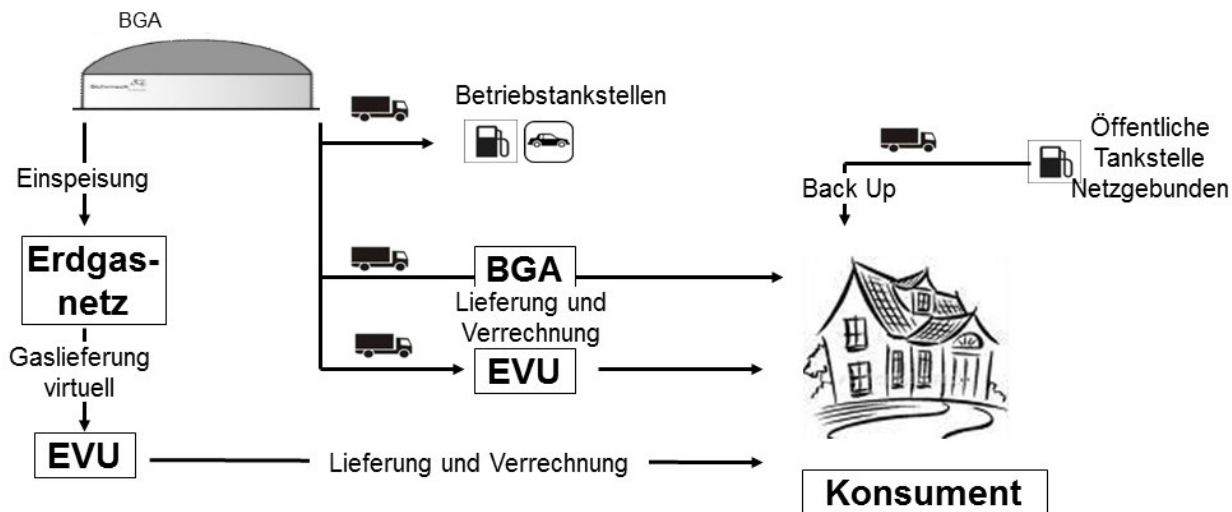


Abbildung 1 Geschäftsmodelle der Biogasversorgung und Verwertungsstrategien für Biogas

In Abbildung 2 ist eine netzferne CNG-Tankstelle dargestellt die mit Containern versorgt wird und nur über einen kleinen Kompressor zur Nachverdichtung des Gascontainers verfügt. Eine solche Gastankstelle benötigt keinen Gasnetzanschluss und kann sogar aus Photovoltaik mit Strom versorgt werden. Damit wäre die Tankstelle völlig autark.



Abbildung 2 Gasnetzautarke CNG Tankstelle von CeH4 Technologies

Diese beiden Varianten und Kombinationen davon wurden für die unterschiedlichen Standorte untersucht. Für sämtliche Standorte konnte die klare Aussage getroffen werden, dass keine mobile Aufbereitung zur Anwendung kommen sollte. Vielmehr sollte eine fest installierte Anlage verbaut werden. Dies liegt vor allem daran, dass die betrachteten Biogasanlagen über keine ausreichenden Speichermöglichkeiten verfügen. Die damit verbundenen hohen Investitionskosten stellen das Knock-Out Kriterium für die mobile Aufbereitung dar.

Die Grundlagenforschung führte aber zu dem Ergebnis, dass eine mobile Aufbereitung für den Bereich kleiner 30m³/h Aufbereitungskapazität Biomethan durchaus von Interesse sein könnte. Die betrachteten Anlagen verfügen aber abgesehen von der nicht gelösten Speicherproblematik auch nicht über die entsprechenden Biomethan-Abnehmer. Zusätzlich befinden sich auch im näheren Umfeld der ausgewählten Anlagen keine weiteren Biogasanlagen, welche Bedarf an einer mobilen Aufbereitungsanlage hätten. Daher ist es sinnvoll die Synergien mit vorhandener Infrastruktur (Erdgasnetz, Erdgastankstellen) zu nutzen.

3.2 AP2 - Potential- und Nachfragerhebung in den Modellregionen

3.2.1 Erhebung des Status in der derzeitigen Energieversorgung (speziell Wärme)

Auf Basis vorhandener statistischer Daten wurden die derzeit zur Gebäudeheizung eingesetzten Energieträger in den Modellregion-Gemeinden erhoben (zu welchen Anteilen werden Heizöl, Gas, Holz, Kohle, Hackschnitzel, Strom, Fernwärme genutzt). Details dazu siehe Anhang „Nachfragerhebungen“.

Telefonische Befragung der Anlagenbetreiber bezüglich potentieller Abnehmer:

Bei den Anlagenbetreibern wurde erhoben, wer aus deren Sicht potentielle Abnehmer für alternative Biogasverwertungen sein könnten bzw. wo sie Anknüpfungspunkte in der Region sehen.

Vorgangsweise

In der Gemeinde Kilb wurde via postalischer Aussendung und einer Info-Veranstaltung das Interesse der lokalen Bevölkerung an einer lokalen Versorgung mit Biomethan als Treibstoff für Erdgasfahrzeuge abgefragt.

Methode

In der Gemeindezeitung erschien im Dezember 2012 ein Artikel, der das Thema Erdgasauto thematisiert und Vorteile dieser Antriebsart aufzeigt. Im zweiten Schritt wurde in der zweiten Jänner-Woche ein Direkt-Mailing an alle Einwohner von Kilb ausgesandt. Enthalten waren Informationen zu Biomethan/Erdgasautos sowie ein Fragebogen. Mitte Jänner 2013 fand zusätzlich eine Informationsveranstaltung zu dem Thema statt, wo ExpertInnen direkt vor Ort das Thema erklärten und offene Fragen der EinwohnerInnen beantworteten. Zusätzlich stand der Fragebogen zur Beantwortung online auf der Gemeindewebsite zur Verfügung.

Zielsetzung Erhebung

Durch den Fragebogen und die Info-Veranstaltung wurde das Nachfragepotential in der Region erhoben. Folgende Inhalte werden u.a. darin abgefragt (vollständiger Fragebogen siehe Anhang):

- Akzeptanz eines Beteiligungsmodells
- Ausschlaggebende Kriterien für den Autokauf
- Image von Erdgasautos
- Zielgruppe (Pendler, Privatpersonen, Fuhrparkbesitzer)

3.2.2 Ergebnisse

53 Personen nahmen an der Umfrage in Kilb teil.

Die höheren Anschaffungskosten und den geringeren Verbrauch von Erdgasfahrzeugen im Vergleich zu Benzin und Diesel haben die meisten Befragten richtig eingeschätzt. Ebenso wurden die günstigsten Treibstoffkosten pro 100 km korrekt dem Erdgasauto zugeschrieben. Trotz eben genannter Angaben, schätzten 23 Personen die Reichweite einer Erdgas-Tankfüllung im Vergleich zu Diesel geringer ein. Nur sechs Personen gaben an, sich unsicherer in Erdgasautos zu fühlen, 40 Personen fühlen sich gleich sicher. Erdgasautos wurden zudem von fast allen Befragten als umweltfreundlicher bewertet. Fast die Hälfte der Befragten wird sich innerhalb der nächsten drei Jahre ein neues Fahrzeug anschaffen. Nur zwei Personen gaben an, prinzipiell kein Erdgasfahrzeug in Erwägung zu ziehen, jeweils die Hälfte kann sich hingegen vorstellen ein Erdgasfahrzeug zu besitzen beziehungsweise ist sich unsicher (siehe Abbildung 3).

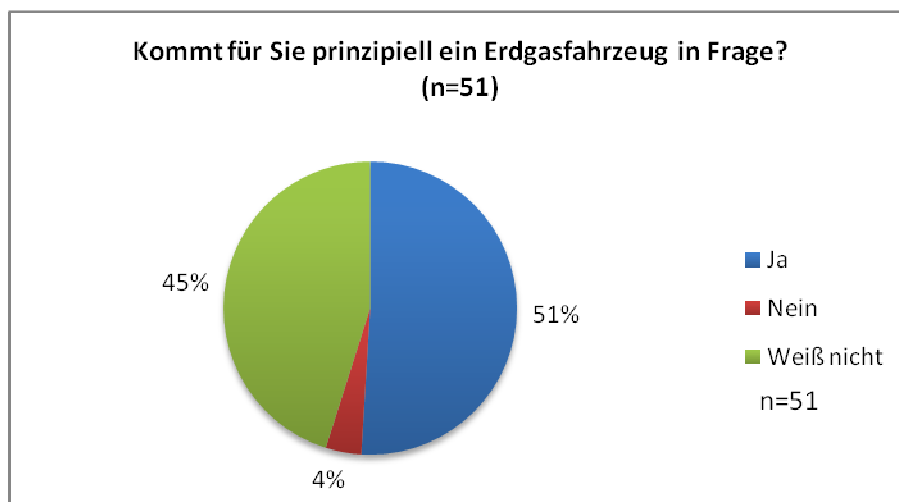


Abbildung 3: Kommt für Sie prinzipiell ein Erdgasfahrzeug in Frage?

Als Gründe für eine Anschaffung werden vor allem Kosten (62 %) und Umweltfreundlichkeit (76 %) genannt. Die Mehrkosten in der Anschaffung sollten sich für den Großteil der Befragten (86 %) spätestens ab dem dritten Jahr durch die günstigeren Tankkosten gerechnet haben. (siehe Abbildung 4)

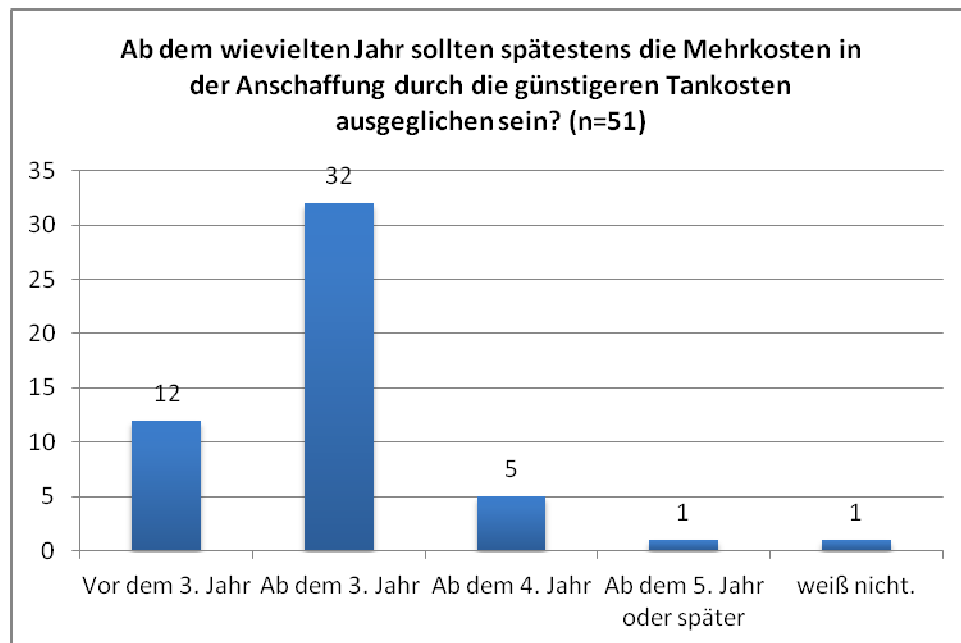


Abbildung 4: Amortisation Anschaffungskosten

Als wichtigstes Kriterium für den Autokauf wurden von den Befragten die Treibstoffkosten je 100 km bewertet. Zweitwichtigster Aspekt ist die Sicherheit, gefolgt vom Anschaffungspreis und Umweltaspekten.

Unter der Annahme, bereits ein Erdgasfahrzeug zu besitzen, schließt nur ein Fünftel die Beteiligung an einer Biomethan-Tankstelle aus. (siehe Abbildung 5)

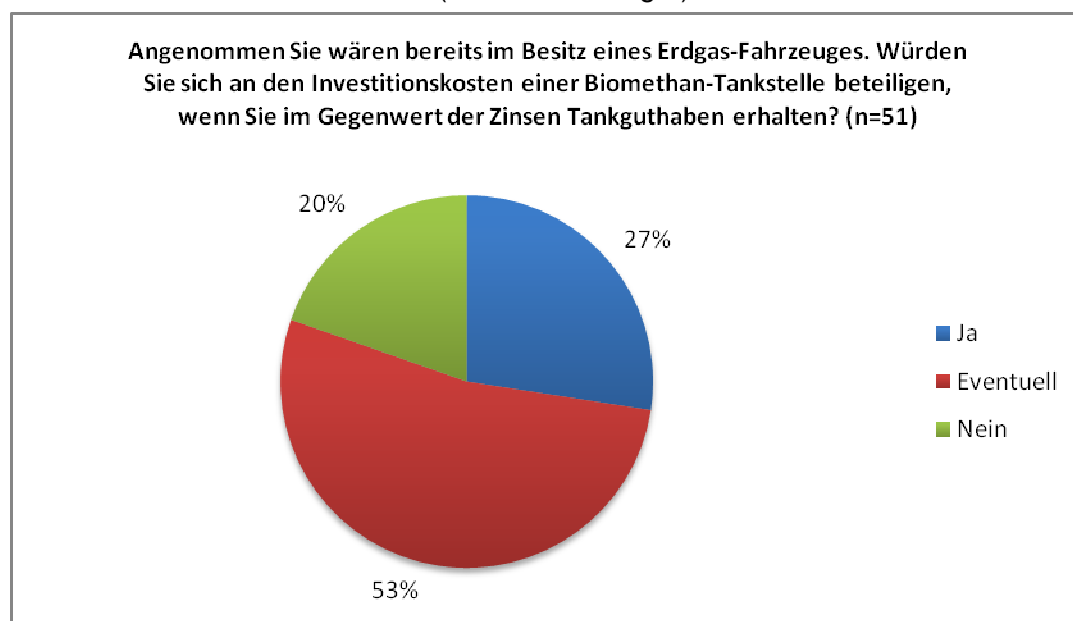


Abbildung 5: Beteiligungsmodell Teilnahme

Bezüglich des Investitionsbetrages werden eher geringere Beträge (rund 1.000,- Euro) genannt. Biomethan-Tankstellen werden vor allem relevant erachtet für FuhrparkbesitzerInnen, PendlerInnen und Landwirte.

Bezüglich der Herstellung von Biomethan spiegelt sich die Negativ-PR in Bezug auf Bio-Treibstoffe aus landwirtschaftlichen Rohstoffen wider. So wird mehrmals der Bezug zu Lebensmitteln hergestellt, rund die Hälfte der Befragten (48 %) lehnen landwirtschaftliche Produkte als Rohstoff für die Biomethan-Produktion ab.

Ein großer Anteil der Befragten (18 Personen) fährt jährlich insgesamt (privat und beruflich) mehr als 20.000 km – die Angaben reichen dabei von 25.000 bis 70.000 gefahrenen Kilometern pro Jahr.

Potential und Nachfrageerhebung Wallern an der Trattnach

Die Biogasanlage Wallern ist mit dem lokalen Gasnetz verbunden. Eine Einspeisung ins Erdgasnetz wäre aus diesem Grund das bevorzugte Geschäftsmodell, weil bei einer Einspeisung mit einer konstanten, regelmäßigen, sicheren Abnahme über einen längeren Zeitraum zu rechnen ist. Zu diesem Zwecke wurde im ersten Schritt mit Oberösterreich Gas-Wärme Kontakt aufgenommen, um eine potentielle Abnahme zu erfragen. Aus den Gesprächen ging folgendes Ergebnis hervor: Prinzipiell hat OÖ Gas-Wärme Interesse an einer Netzeinspeisung, es muss eine entsprechende Abnahme geprüft werden.

Potential und Nachfrageerhebung Südburgenland

Es gibt Erstgespräche zur Vernetzung mehrerer Biogasanlagen über ein Biogasnetz zur Versorgung von Kunden. In den Gemeinden Neustift, Inzenhof, Kleinmürbisch und Großmürbisch wurden Informationsveranstaltungen durch maßgebliche Unterstützung von GET abgehalten. In Neustift wurden bereits Vorverträge mit 20-30% der Bevölkerung abgeschlossen. Die restlichen Gemeinden wurden ebenso postalisch informiert, leider konnte hier jedoch nicht der erwartete Rücklauf erzielt werden.

3.2.3 Befragung Biogas Smart Business

Im Zuge einer Informationsveranstaltung, der Biogas Smart Business Expo wurden im September 2012 die unterschiedlichen Geschäftsmodelle Bauträgern, Energieversorgungsunternehmen und anderen Stakeholdern präsentiert. Im Zuge der Veranstaltung wurden die Besucher gebeten, einen Fragebogen zur Bewertung der Geschäftsmodelle auszufüllen.

An der Befragung nahmen 23 Personen teil, es handelt sich also nicht um repräsentative Ergebnisse für eine Gemeinde sondern vielmehr um realistische Einschätzungen der Geschäftsmodelle von qualifizierten Experten. Personen aus folgenden Branchen wurden befragt: Energieversorgungsunternehmen, Automobilbranche, Politik/Verwaltung, Bauunternehmen und Anlagenbetreiber.

Lokale Biogasnetze

Der Großteil der Befragten (83 %) gab an, dass Lokale Biogasnetze eine Alternative zu anderen „grünen“ Heizformen darstellen können (siehe Abbildung 6).

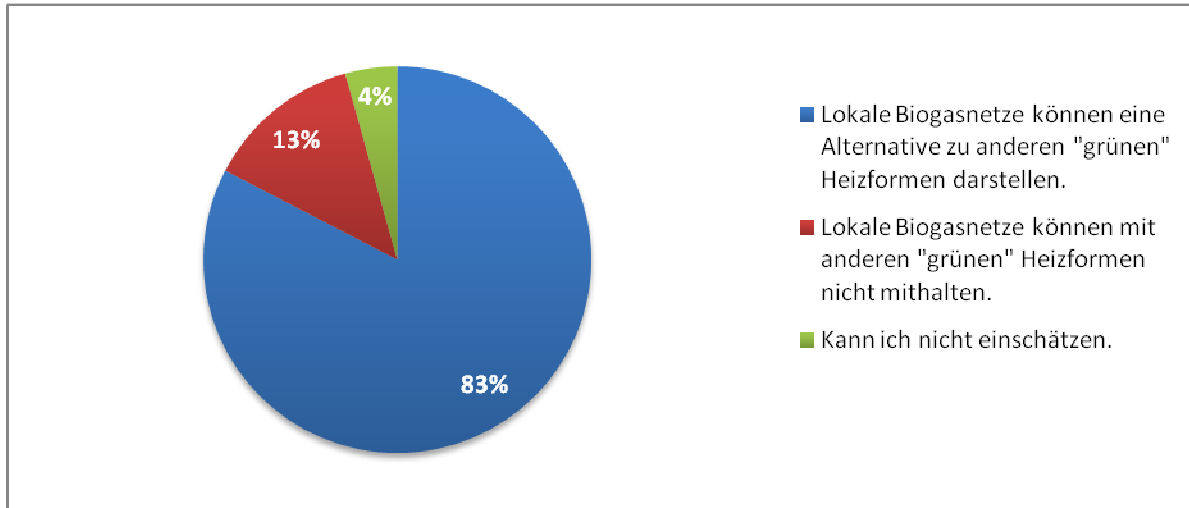


Abbildung 6: Wettbewerbsfähigkeit lokaler Biogasnetze im Vergleich zu anderen "grünen" Heizformen

Hinsichtlich der Zielgruppe für lokale Biogasnetze fielen die Antworten recht ausgewogen aus: Neubau von Siedlungen (78 %) und Industrie/Gewerbeparks (74 %) wurden relativ gleich bewertet, aber auch bestehende Haushalte (52 %) werden durchaus als relevante Zielgruppe erachtet. Etwa die Hälfte der Befragten teilte die Einschätzung, dass rund 30 % der lokalen Bevölkerung tatsächlich auch auf ein lokales Biogasnetz umsteigen würde. Die Investitionskosten sind laut Einschätzung der Befragten der wichtigste Faktor, wenn ein Bauträger sich für eine Heizform entscheidet. An zweiter und dritter Stelle finden sich als ausschlaggebende Kriterien die laufenden Kosten und der Komfort der Wärmeversorgung.

Biomethan-Tankstelle

Bezüglich des Aufpreises von Biomethan in Vergleich zu Erdgas spalten sich bei den Befragten die Meinungen: Abbildung 7 zeigt, dass für rund die Hälfte ein Aufpreis von bis zu 10 Cent pro kg Biomethan (entspricht etwa 2 Euro pro Tank) denkbar wäre. Gleichzeitig geben jedoch 33 % der Befragten an, dass Kunden ihrer Einschätzung nach keinen Aufpreis zahlen würden.

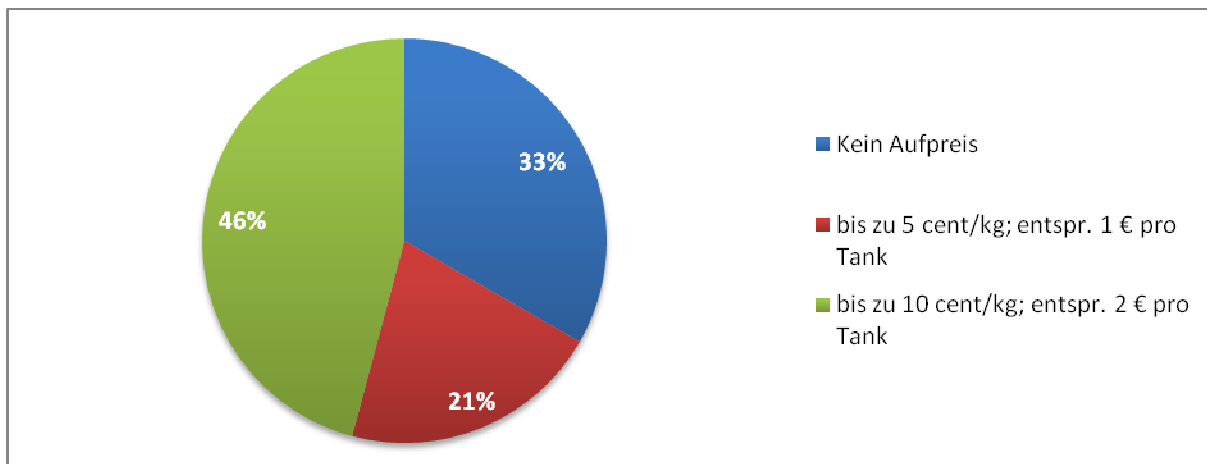


Abbildung 7: Maximaler Aufpreis für Biomethan

Die Bereitschaft der Bevölkerung in ein Beteiligungsmodell zu investieren wurde vom überwiegenden Teil der Befragten (56 %) als niedrig eingestuft. Fuhrparkbesitzer wurden von fast allen Befragten (83 %) als zentrale Zielgruppe für eine Biomethan-Tankstelle angesehen. Mehr als die Hälfte der Befragten gaben aber auch Pendler (61 %) und Privatpersonen (52 %) als mögliche Abnehmer an.

Netzeinspeisung

In Bezug auf das Thema Netzeinspeisung wurden Barrieren und förderliche Faktoren bei den Experten abgefragt. Abbildung 8 zeigt, dass fast alle Barrieren relativ gleich stark bewertet wurden.

Folgende Barrieren wurden abgefragt:

- Fehlendes Ökogaseinspeisegesetz (Sicherstellung der notwendigen Infrastruktur).
- Unsichere finanzielle Rahmenbedingungen auf längere Sicht - 15 Jahre (Produktpreise, Investkostenförderungen)
- Steuerliche Gleichsetzung von Biomethan mit Erdgas bei der Netzeinspeisung.
- Steuerliche Gleichsetzung von Biomethan mit Erdgas bei der Tankstelle.
- Unzureichende Entwicklung entsprechender Vermarktungsmodelle.
- Zeitgleiche Abnahme derselben Menge Biomethan während der Einspeisung.

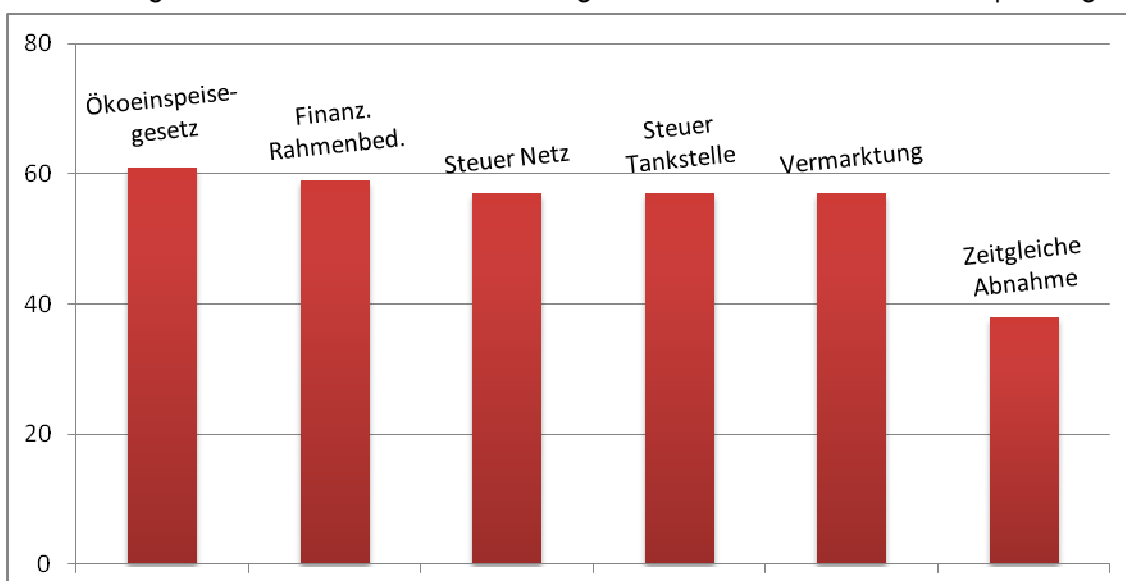


Abbildung 8: Barrieren für die Netzeinspeisung

Bei den förderlichen Kriterien wurden steuerliche Begünstigungen sowie eine stärkeren Verbreitung von CNG-Fahrzeugen als wichtigste Kriterien bewertet, knapp gefolgt von einer Subventionierung von Biogas/Biomethan im Wohnbau.

Biomethan-Zertifikate

Alle Befragten waren der Meinung, dass prinzipiell eine Bereitschaft seitens der Kunden besteht, CNG-Fahrzeuge mit bereits inkludiertem Kilometerguthaben zu kaufen. Die Bereitschaft für ein solches Geschäftsmodell wurde von etwa der Hälfte der Befragten als hoch und ebenso der Hälfte als niedrig eingestuft. Die Befragung ergab außerdem, dass der Grün-Aufpreis maximal € 2.000,- betragen sollte. 43 % der Befragten gab sogar an, dass der Aufpreis nicht höher als € 1.000,- sein sollte. Um den lokalen Nutzen hervor zu streichen wurde auch abgefragt, ob es als förderlich erachtet wird, wenn der Konsument weiß, von welcher Biogas-Anlage das getankte Biomethan produziert wird. Abbildung 9 zeigt, dass dreiviertel der Befragten diese Möglichkeit als förderliches Kriterium angaben.

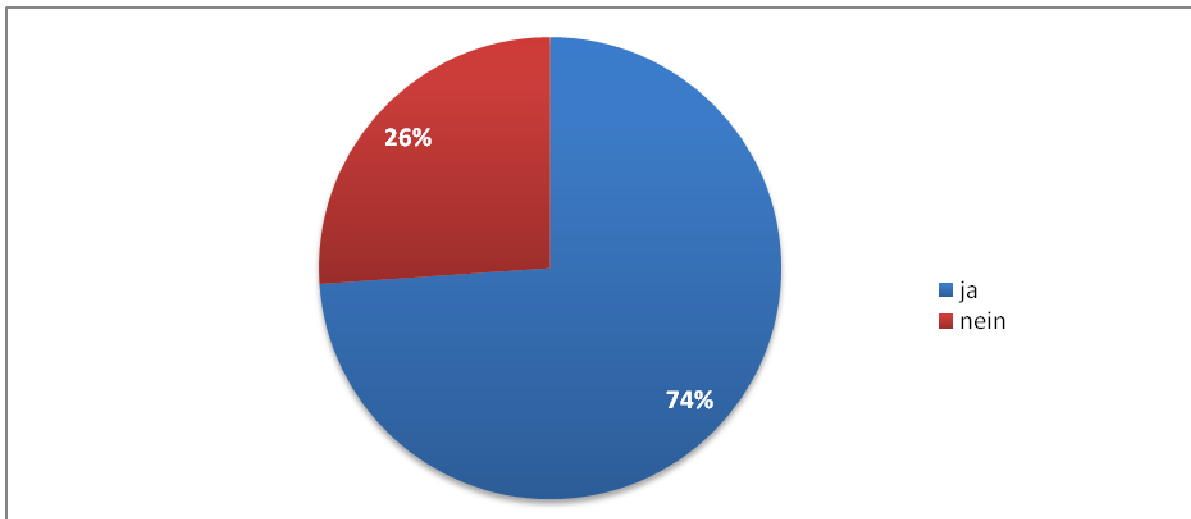


Abbildung 9: Herkunft von Biogas als förderliches Kriterium

Teilweise wurden Wirtschaftlichkeitsanalysen aus AP3 vorgezogen, um in der Befragung der Bevölkerung (z.B. in der Modellregion Kilb) und durch Informationen via Direct-Mailings konkretere Kostenrahmen abfragen zu können.

Eine detaillierte Beschreibung der Regionen bezüglich der Wärmeversorgung, Infrastruktur, Wirtschaftsstruktur, Wirtschaftlicher Ausrichtung, Projekten der Region sowie der jeweiligen Biogasanlage findet sich im Anhang:

11005-BB010a_Nachfrageerhebungen.pdf

3.3 AP3 - Technische und wirtschaftliche Bewertung der Modellregionen

Zur Bewertung der Modellregionen wurden zunächst die folgenden Biogasanlagen in verschiedenen Bundesländern detailliert recherchiert.

Name	Art	Land	PLZ	kWel	Erstgenehmigung	Inbetriebnahme
Bios 1 GesmbH (Untergraffendorf)	Abfall	NÖ	3071	500	16.10.1996	2003
Rohkraft Ing. Karl Pfiel GmbH (Sitzenberg-reidling)	NAWARO	NÖ	3454	500	31.03.2003	12.12.2003
Biogasanlage Mank GmbH	NAWARO	NÖ	3240	500	05.07.2004	20.04.2005
Kilb/Pöchlarn/Inning	NAWARO	NÖ	1220	500	09.10.2003	01.12.2003
Bioenergie aus Japons/	NAWARO	NÖ	3763	625	18.05.2004	10.10.2005
Bioenergie Drosendorf 500kW	NAWARO	NÖ	2095	500	15.07.2005	23.02.2006
BEB Bioenergie AG Biogasanlage Göpfritz	NAWARO	NÖ	3800	625	13.12.2004	19.12.2006
Ökoenergiepark Grieskirchen GmbH & Co KG	NAWARO	OÖ	4710	250		30.08.2006
Strem Wird gasaufbereitungsanlage errichtet Biogasnetz und Erdgasnetz sind geplant	NAWARO	B	7522	500		15.01.2005
Heiligenkreuz/Güssing Wolf	NAWARO	B	7561	1000		24.10.2007
Freudenthal Rudolf	Abfall	NÖ	2022	250	02.01.2002	01.10.2003
Feigl Jürgen	NAWARO	NÖ	2241	330	01.10.2002	01.06.2003
G&H Energieerzeugung GmbH & Co KG	NAWARO	NÖ	4431	250	01.12.2003	21.06.2004
Wenninger Biogas GmbH	NAWARO	NÖ	3233	500	24.11.2003	01.02.2004
Roch Edeltraud und Ferdinand	NAWARO	NÖ	3434	300	25.05.2004	11.11.2004
Lanzenlechner Biostrom KG	NAWARO	NÖ	3232	260	03.07.2003	22.12.2003
Biogas Bruck/Leitha GmbH	Abfall	NÖ	2460	1672	05.09.2002	01.06.2004
Aschauer Franz GmbH	NAWARO	NÖ	3542	250	22.10.2003	01.05.2004
Freudenthal Rudolf	Abfall	NÖ	2022	250	02.01.2002	01.10.2003
Landwirtschaftsbetriebe Stift Schotten	NAWARO	NÖ	1220	500	09.10.2003	01.12.2003

Weiters wurden Recherchen zum Transport von Biogas durchgeführt. Diese sind für weitere Bewertung der Modellregionen und Berechnung von Bedeutung. Biomethan fällt wie Erdgas unter die ADR Regeln mit Ausnahme des Transports durch Landwirte, da diese eine Ausnahme für eigene Materialien / Betriebsmittel haben. Man könnte somit das eigene Gas auch ohne ADR Führerschein zustellen.

Wenn man mit einem Traktor als Zugmaschine fährt, gelten derzeit noch keine Fahrverbote. Mit einem Abrollcontainer (Vitcovec, 10.000l Volumen = ca. 3.000m³ Gas) mit 16t Gewicht ist ein Transport des

Biogases möglich. Dieser wird mittels Hakenliftanhänger (exemplarisch siehe <http://www.seiringer.at/transportloesungen/produkte.php?hid=1>) transportiert (Ladegewicht 20t Fahrgeschwindigkeit max. 80km/h). Der Anhänger konnte von einem Traktor (lokaler Transport) oder einem Sattelaufzieger (für Überlandfahrten) gezogen werden. Abrollcontainer und Hakenliftanhänger sind auch in der Landwirtschaft weit verbreitet. Die ADR Zulassung ist nur für den Anhänger NICHT für das Zugfahrzeug nötig. 1 großer Container ist besser als 2 kleinere, da immer nur 1 Container hin/retour geführt werden muss (billiger, weniger Transportgewicht). Im Idealfall übernehmen die Landwirte den Transport selbst, wenn nicht muss er eben vergeben werden.

Es besteht ein großes Potential in der Definition einer „freien“ Übergabestelle am Hochdrucknetz (in örtlicher Näher von max. 20km zu mehreren Biogasanlagen) und dem täglichen Transport eines oder auch mehrerer Container zu dieser Übergabestelle, wie sie aufgestellt und kontrolliert ins Hochdrucknetz entleert werden. Dazu benötigt man nur eine Übergabestelle, eine Messung, eine Überwachung.

3.3.1 Auswahl der geeigneten Biogasanlagen bzw. Modellregionen

Auf Basis der bisher dargestellten Recherchen und Gespräche wurden folgende Anlagen als geeignet für die weitere Bearbeitung im Rahmen von Modellregionen erachtet:

- Wenninger Biogas GmbH (Gemeinde Kilb)
- BGA Strem/Heiligenkreuz/Güssing
- BGA Wallern (Wallern an der Trattnach, Mostlandl-Hausruck)

Die restlichen Anlagen wurden aus diversen Gründen ausgeschlossen:

- bestehende Pläne zur Gasnetzeinspeisung (BGA Jürgen Feigl, Gemeinde Schönkirchen-Reyersdorf)
- voll ausgeschöpfte Wärmenutzung, daher wenig Interesse an alternativen Verwertungen
- wenig potentielle Absatzmöglichkeiten für alternative Biogasverwertung in der Region
- mangelndes Interesse des Anlagenbetreibers

3.3.2 Planungsgrundlagen für die konkreten Modellregionen

Wallern

Erzeuger:

Als Einspeiser und Produzent kommt nur die Biogasanlage Wallern in Frage. Angestrebt wurde eine Aussage über den Biogaspreis.

Abnehmer:

Als Planungsgrundlage für die Region Wallern konnten nach ersten Gesprächen und auf Basis der Recherchen folgende Möglichkeiten identifiziert werden:

- Netzeinspeisung
- Versorgung von Wohnhausanlagen
- Biomethantankstelle

Abgeklärt werden müssen für den groben Machbarkeitscheck die Preisgestaltung, sowie die weiteren Randbedingungen für die Erschließung dieser weiteren Abnehmer.

Voraussetzung seitens der Biogasanlage wäre eine Preisbindung von fünf bis zehn Jahren.

Unter der Voraussetzung, dass von der Biogasanlage nur zertifiziertes Biomethan aus Kofermentation eingespeist wird, bestünde seitens OÖ Gas-Wärme Interesse an einer Geschäftsbeziehung. Auch eine Aufbereitung auf eigene Kosten wäre für OÖ Gas-Wärme denkbar. In dem Fall würde seitens der Biogasanlage Wallern nur das Rohgas verrechnet werden.

Grundsätzlich kommen verschiedene Möglichkeiten in Frage:

Netzeinspeisung:

Biomethan aus dem Netz kann verstromt werden. Klärgas ist nicht ökostromfähig, daher könnte nur der Kofermentationsanteil der Anlage dafür verwendet werden. Der Klärgas-Anteil könnte weiterhin direkt bei der Anlage verstromt werden wodurch gewährleistet wäre, dass nur Biomethan aus der Kofermentation ins Netz eingespeist wird.

Wohnbauförderung: Biomethan kann auch zur Wärme-Versorgung von Haushalten genutzt werden. Bei der letzten Novelle der Wohnbauförderung wurde im Land Oberösterreich der Anteil von Biomethan auf 60 % erhöht. Dadurch ist das Heizen mit Biomethan im Vergleich zu anderen Versorgungsarten nicht mehr konkurrenzfähig. OÖ Gas-Wärme wäre hier an einer Reform der Förderbedingungen interessiert, da diese Form der Beheizung unter derzeitigen Marktbedingungen nicht umsetzbar ist.

Biomethan-Tankstelle: Die Schwierigkeit einer Biomethan-Tankstelle ist, dass für eine fixe Abnahme für wettbewerbsfähige Preisen gesorgt sein müsste. Durch die geringe Verbreitung von Erdgasautos ist diese Voraussetzung nicht gegeben. Vertreter sämtlicher Autohersteller mit signifikantem Marktanteil haben ausdrücklich festgehalten, dass großes Interesse besteht Fahrzeuge mit CNG-Antrieb zu etablieren. Dieser Umstand wird durch die maßgebliche Verbreiterung der Produktpalette in den letzten Jahren belegt. Trotzdem ist das CNG Fahrzeug derzeit noch ein Nischenprodukt in Österreich. Zusätzliche Steuersicherheit für Biomethan, z.B. dass für die nächsten zehn Jahre garantiert keine Steuer eingeführt wird, würde den Anteil an Gasfahrzeugen wesentlich steigen lassen. Damit würde auch ein weiterer Teil des Teufelskreises durchbrochen werden, denn aus technischer Sicht ist es nicht nachvollziehbar, dass Gasfahrzeuge teurer als Dieselfahrzeuge sind. Bei entsprechender produzierter Stückzahl an Gasfahrzeugen wären sogar geringere Endverbrauchspreise zu erwarten, als für Dieselfahrzeuge.

Prinzipiell ist es möglich, über die bestehende Leitung von der Biogasanlage Wallern (darüber wird derzeit Gas bezogen) Biomethan einzuspeisen. Die Aufbereitung von Biogas zu Erdgas-Qualität wird von der Anlage durchgeführt. Üblicher Weise gewährleistet der Produzent die Qualität, der Netzbetreiber prüft diese. Die einzige Herausforderung besteht darin, dass die Einspeisung ins Netz und die Entnahme aus dem Netz parallel ablaufen müssen. OÖ Gas-Wärme hat mit dieser Rahmenbedingung Erfahrung aus vergangenen Projekten.

Kilb

Seitens des engagierten Kilber Umweltgemeinderats wurde im Zuge der Ausweisung als Klimaschutzgemeinde ein Biogastankstellenprojekt vorgeschlagen. Die Anlage liegt 150 m neben der stark befahrenen Bundesstraße 29. Eine Möglichkeit bestünde auch in der Verlängerung der Erdgasstrecke von St. Margarethen/Sierning bis Kilb. Dabei würde sich eine aufgelassene Bahntrasse für die Verlegung einer Leitung anbieten.

Wie in der Nachfrageerhebung im Anhang detaillierter beschrieben ist der lokale Biogasanlagenbetreiber, die Wenninger Biogas GmbH interessiert, neue Nutzungsmodelle für Biogasanlagen in Kilb zu etablieren.

Problematisch können die Kosten für die Substrataufbringung der Überkapazität gesehen werden. Derzeit wird die Biogasanlage mit einer Mischung aus den Abfällen der Stallungen des Betriebes und weiteren agrarischen Rohstoffen betrieben. Für eine Überproduktion müssten zusätzliche Substrate zugekauft werden. Durch den stark fluktuierenden Marktpreis resultiert aus diesem Geschäftsmodell ein nicht kalkulierbares Risiko.

Die Berechnungen in den folgenden Arbeitspaketen zeigten, dass die Installation einer Tankstelle an der B29 am attraktivsten erscheint. Wie sich beim Infoabend in Kilb dann herausstellte ist zwar verhältnismäßig großes Interesse in der regionalen Bevölkerung an dieser Möglichkeit vorhanden, die Abnahme ist aber nicht gesichert. Daraus resultiert ein weiteres, erhebliches Risiko.

Die Wenninger Biogas GmbH ist daran interessiert einen Teil des Risikos selbst zu tragen und etwa selbst einen Teil der Investitionen zu tätigen, für die Umsetzung des Gesamtkonzeptes sind aber in jedem Fall weitere Partner erforderlich.

Südburgenland:

Aufgrund der relativ dünn besiedelten Struktur bieten sich in dieser Region einige Möglichkeiten, um das Biogaspotential weiter auszubauen.

Grundsätzlich ist derzeit noch so gut wie keine Infrastruktur vorhanden, um eine eventuelle Aufbereitung auf Biogas zu ermöglichen. So sind weite Teile des Bezirkes Güssing nicht an das Gasnetz angeschlossen. Die nächsten Erdgastankstellen sind mindestens 20km entfernt (Körmend, Fürstenfeld, Oberwart). Man kann aus planerischer Sicht also von der Situation der „grünen Wiese“ sprechen. Für die Zeit nach der Subventionierung der Biogasanlagen durch die Ökostromförderung sind wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle erforderlich, um das erzeugte Biogas möglichst effizient zu nutzen. Bedarf besteht zu Heizzwecken und für den Mobilitätssektor. Im Zuge der Erstellung der Planungsrundlagen wurden nun zunächst technische Daten erhoben und Entscheidungsträger, bzw. Erzeuger und Abnehmer kontaktiert.

Nach zahlreichen Gesprächen kristallisierte sich heraus, dass sämtliche angedachten Geschäftsmodelle mit einem doch recht beträchtlichen Umsetzungsrisiko verbunden sind. Hauptsächlich ausschlaggebend dafür ist die nicht gesicherte Abnahme. Gleich danach kann das Risiko des nicht gesicherten Substratpreises gewertet werden.

Um dennoch die optimalsten Geschäftsmodelle detailliert zu erstellen wurde nach Randbedingungen gesucht, welche die Wirtschaftlichkeit signifikant erhöhen. Es konnten schließlich tatsächlich Partner gefunden werden, welche folgende Leistungen angeboten haben:

Autohändler:

Sämtliche Autohändler der Region begrüßen die Errichtung einer Biomethantankstelle und haben begleitend zum Projekt BSB teilweise die Produktpalette erweitert, das heißt CNG Vorführwagen für ihren Standort angeschafft, um einen Absatzmarkt für Biomethan zu schaffen.

Tankstelle:

Zwei Autohäuser, welche parallel eine Tankstelle betreiben haben angeboten die Stromkosten für den Betrieb des Verdichters, usw. der Tankstelle zu übernehmen. Außerdem wird kein Aufschlag verrechnet

und sämtliche Kosten aus dem Betrieb, wie z.Bsp. Personalkosten für den Tankwart, usw. nicht auf das Biomethan umgelegt.

Erzeuger:

Zu Beginn des Projektes wurden die Biogasanlagen

- Wolf Nudeln
- Biogas Strem
- Biogas Heiligenkreuz

in die Gespräche mit einbezogen. Dabei wurden mögliche Überproduktionskapazitäten von bis zu 40% identifiziert. Diese Mehrproduktion an Biogas würde für eine alternative Verwendung, wie Aufbereitung und Nutzung für den Mobilitätssektor zur Verfügung stehen. Im Laufe des Projektes führte der gestiegene Substratpreis zu einer Insolvenz der Biogasanlage Heiligenkreuz. Der Betrieb wurde zu Projektabschluss jedoch weitergeführt, weshalb das ursprünglich entwickelte Konzept durchaus realisierbar ist.

Abnehmer:

Das größte Taxiunternehmen der Region hat bereits ein Erdgasauto angeschafft und wird den Fuhrpark komplett auf CNG umstellen, sobald die Infrastruktur im Bezirk vorhanden ist. Weiteres Interesse besteht seitens eines Transportunternehmens, welches 7 LKW betreibt. Der Betrieb des ursprünglich angedachten Linienbusses des Bezirkes durch CNG ist nicht mehr möglich, weil der Betrieb eingestellt wurde. Einige Landwirte der Region verfolgen mit großem Interesse die Entwicklungen am CNG-Traktormarkt und haben ihre Bereitschaft bekundet einen solchen anzuschaffen, falls eine CNG Tankstelle in Güssing errichtet wird.

Netzeinspeisung:

Erste Gespräche mit Energie Burgenland (damals BEGAS) ließen eine grundsätzliche Bereitschaft bekunden Biomethan in das bestehende Portfolio aufzunehmen und dementsprechend kooperativ bei der Netzeinspeisung zu sein.

Risiken:

Wie bereits bei den anderen Standorten angeschnitten ist auch im Südburgenland die Substratproblematik gegeben. Für die derzeit produzierte Gasmenge und wirtschaftliche Verwertung bestehen großteils langfristige Verträge zu gesicherten Preisen. Überkapazitäten müssten aus Substraten erzeugt werden, welche dem unkalkulierbaren Marktpreis unterliegen. Als weiteres Problem im Südburgenland muss die Konkurrenzsituation zu Slowenien hervorgehoben werden. Die Förderpolitik und der Lobbyismus haben in Slowenien zum Bau zahlreicher Biogasanlagen mit einer Leistung von über 1MW elektrischer Leistung geführt. Die daraus resultierende Verknappung von agrarischen Rohstoffen hat bewirkt, dass etwa im Jahr 2011 und 2012 die Ernte von einigen 100ha an Maisflächen zu höheren Preisen, als der jeweils aktuelle österreichische Marktpreis, von slowenischen Firmen und Landwirten gekauft wurden.

Als weiteres Risiko muss der nicht gesicherte Absatz an Biomethan gesehen werden. Dies könnte durch eine zusätzliche Netzeinspeisung gelöst werden. Der Anschluss an das Gasnetz verursacht aber weitere Kosten, welche den Biomethanpreis letztendlich in nicht mehr konkurrenzfähige Höhe treiben. Um diese Situation zu illustrieren wurde eine umfangreiche Parametervariation durchgeführt und den lokalen Entscheidungsträgern präsentiert.

Standortbezogene Gaskosten:

Eine Recherche nach bereits bestehenden Biomethanetzeinspeisungen in Österreich ergab, dass sich aufgrund der bereits realisierten Einspeisungen bereits eine Art Marktpreis für Biomethan etabliert hat, welcher etwa bei 6 Cent/kWh Biomethan liegt.

Im Laufe des Projektes wurde aus den Erfahrungen von TBB, ARGE und GET ein gemeinsames Kalkulationsschema entworfen, welches einerseits allgemein bekannte und übliche Preise, wie Substratpreis in €/t oder €/t TS verwendet und andererseits die Ergebnisse einheitlich in EUR/MWh darstellt.

TS	34%	der Frischmasse
oTS	93%	der TS
Gasausbeute	585	Nm³/t oTS
Gasausbeute	184	Nm³/t Frischmaterial
Methangehalt	53%	Vol% des Biogases
Substratpreis	26,5	€/t
Substratpreis	78	€/t TS
Flächenertrag Anbau	16	t TS/ha
Ernte, Transport inkl. Anteilig Gärrestausbringung	420	€/ha
anteilige Ernte, Transportkosten, usw.	0,009190	€/kWh Biogas
reine Substratkosten	0,027286	€/kWh Biogas
Wirkungsgrad Biogas auf Strom	42%	
Inputmaterial (benötigte Substratmenge Frischmaterial)	0,002452	t/kWel*h
Investitionskostenanteil der Vergärung (ohne BHKW)	2.624	€/kWel
Leasingzinssatz Biogasanlage	5	%
Abschreibungsdauer	13	a
Restwert der Anlage nach der Abschreibungsdauer	10	%
Biogasanlage für elektr. Leistung (äquiv.)	1.000	kWel
Vollbetriebsstunden	8.600	h/a
Erzeugte Rohbiogasmenge je Tonne Substrat	184	Nm³/t
Heizwert Rohbiogas	5,279	kWh/Nm³
Mittlerer thermische Leistungsbedarf für Fermenterheiz.	0,1	kWth/kWel
Kalkulatorischer Wärmepreis für Fermenterheizung	26	€/MWh
Mittlerer elektrische Leistungsbedarf Biogasanlage	0,041	kWel/kWel
Elektrischer Bezugspreis	105	€/MWh
Betrieb, Wartung, Versicherung	0,00407	€/kWel*h
Personalkosten	50.000	€/a
Ergebnisse:		
Jährliche Rohbiogasmenge	3.878.948	Nm³/a
Stündliche Rohbiogasmenge	451	Nm³/h
Jährliche Leasingkosten	264.526	€/a
Personalkosten	50.000	€/a
Heizkosten für Fermenterheizung	22.360	€/a
Stromkosten Biogasanlage	37.023	€/a
Substratkosten	558.706	€/a
Anteilige Kosten Ernte, Transport, Gärrestausbringung	188.168	€/a

Betrieb, Wartung, Versicherung	35.002	€/a
Summe der jährlichen Kosten für Vergärungsanteil	1.155.785	€/a
jährliche Leasingkosten Biogasanlage	264.526	
Betriebskosten Biogasanlage	144.385	
Substratkosten Biogasanlage	558.706	
Kosten Ernte, Transport, Gärrestausbringung	188.168	
Aufgeteilt auf Aufbereitungsanlagen:		
jährliche Leasingkosten Biogasanlage anteilig	110.978	
Betriebskosten Biogasanlage anteilig	60.575	
Substratkosten Biogasanlage anteilig	234.397	
Kosten Ernte, Transport, Gärrestausbringung, anteilig	78.943	
Gestehungskosten Rohbiogas	0,298	€/Nm³
	56,4	€/MWh
auf den Heizwert von Biomethan bezogen	0,562	€/Nm ³ Biomethanäquivalent
auf den Heizwert von Biomethan bezogen	0,743	€/kg Biomethanäquivalent

Tabelle 1: Biogaskosten auf Basis der detaillierten Kalkulation.

Die Daten wurden iterativ ermittelt und basieren auf den Recherchen in den Modellregionen, Marktpreisen und langjährigen Erfahrungswerten. Die einzelnen Parameter wurden variiert und einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Für die einzelnen Kostenblöcke Substratkosten, Invest und weitere Betriebskosten gilt, dass diese Schwankungen von +/-15% unterliegen, wobei nicht alle Parameter jeweils in die gleiche Richtung abweichen werden.

Für die ausgewählten Modellregionen wurden schließlich noch genauere Berechnungen angestellt, wobei die genauen Daten nicht standortbezogen veröffentlicht werden dürfen. Dies war maßgeblich für die Entscheidung die standortbezogenen Daten anonymisiert mit repräsentativen Durchschnittswerten anzugeben.

Aus diesem Grund wurde das Szenario aus Tabelle 1 schlussendlich festgestellt und als Referenz für die Berechnung der darauf aufbauenden Geschäftsmodelle herangezogen.

3.4 AP4 - Entwicklung von Geschäftsmodellen für konkrete Modellregionen

Die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle hängt im Wesentlichen von den Produktionskosten von Biogas ab. Diese sind je nach Biogasanlage (Abfallanlage oder NAWARO) sehr unterschiedlich.

Tabelle 2: Geschäftsmodelle im Überblick

Nr		Geschäftsmodell	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
1		BGA-Eigentümer ist ebenfalls Betreiber der Aufbereitungsanlage Kompressionsanlage und des Transportsystems für das Biogas.	BGA erzeugt, reinigt und vertreibt Biogas lokal an netzferne Kunden und/oder über Einspeisung an lokale und überregionale Kunden. Direkter Kundenkontakt	Gesamte Wertschöpfungskette liegt beim Landwirt/Betreiber	Marketing und Vertrieb liegen beim Betreiber= Hoher Aufwand. Keine bestehende Kunden Keine bestehende Back-Up Versorgung
2		BGA ist Lieferant für Rohbiogas Betreiber der Aufbereitungs- und Transport Anlage ist ein Energieversorger	Energieversorger installiert eigene Gasaufbereitungsanlage und liefert das Biogas dimittels Container oder virtuell übers Gasnetz zum Kunden. Kein Kundenkontakt	Bestehende Kunden, Marketing und Vertriebsorganisation Klare Trennung der Kompetenzen Bestehende Back Up Versorgung Finanzielle Ressourcen	Teilung der Wertschöpfung
3		Mischform aus 1 und 2	Biogasanlagenbetreiber ist Eigentümer der Aufbereitungsanlage. Transport und Vermarktung erfolgt über Gasversorger	Wie oben.	Wie oben.
4		Ein Dritter ist Investor. EVU Kunde BGA Versorger und Betreiber	In der Praxis zeichnen sich neue Player am Biogas-Markt z.B. Bauträger, Fahrzeughersteller Diese können Anlagen finanzieren und vom grünen Gas profitieren.	Investor bringt bestehende und neue Verbraucher (PKW, LKW) Bessere Vermarktung des Produktes	Wie oben

Das Geschäftsmodell in der ein Wohnbauträger zum Energieversorger wird, scheint besonders interessant zu sein. In den Regionen ohne Gasanschluss (mehr als 5 km bis zum Gasanschluss) ist die Verlegung von Gasleitungen unrentabel. Eine mobile Gasversorgung mittels Containeranlagen kann gleichzeitig die Versorgung mit Heizenergie und dem Treibstoff (netzfernes Biogas) ermöglichen und so die Anschließungskosten reduzieren.

Die Containeranlage (wie in Abbildung 10) verfügt auch über eine CNG Tankstelle. Diese ermöglicht bis zu 50 Betankungen und gleichzeitige Versorgung von mehreren Wohnhäusern. Mehrbanksystem bzw. mehrere Container können auch ohne Verdichtungskompressoren die Fahrzeuge auftanken. Das Gas mit geringem Druck wird dann zur Versorgung der Wohnsiedlung herangezogen. Weitere Forschung ist in diesem Fall erforderlich, um die Logistik, Speichergröße, usw. auf den Jahreslastgang zu optimieren.

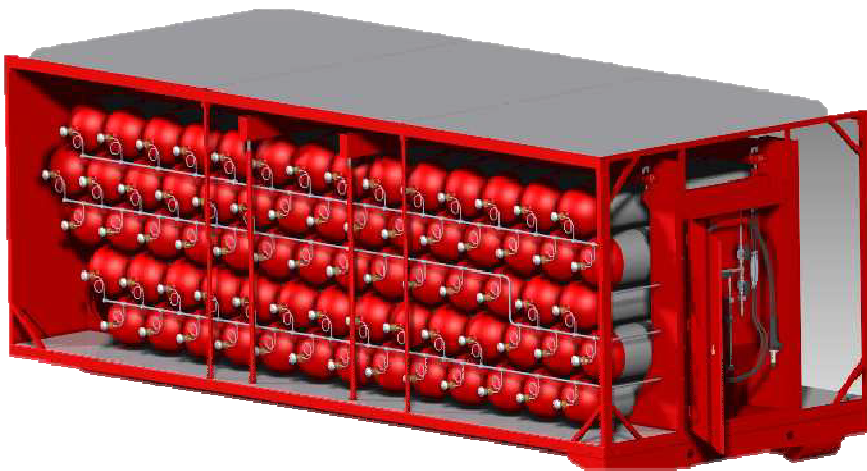


Abbildung 10 Biogas Container mit Betankungsanlage

Die Biomethanversorgung ermöglicht dem Wohnbauträger einen Aufstieg zum Energiedienstleister mit nachhaltiger Energieversorgung. Die Verbindung von Heizenergie und Treibstoff macht Biomethan universal einsetzbar. Biomethan steigert auch den Komfort für die Benutzer (es können kleine lokale CNG- Automaten-Tankstellen in Wohnanlagen entstehen. Damit wird das Betanken der Gasfahrzeuge beinahe Zuhause möglich.

Vorteile dieses Geschäftsmodells sind:

- Saubere Energie aus der Region + regionale Wertschöpfung
- Neue Arbeitsplätze (Transport, Produktion, Vermarktung)
- Anspruch auf Wohnbauförderung (erneuerbarer Energieträger)
- Sichere (unabhängige) Gasversorgung
- Energieautarke Siedlungen in Verbindung mit PV
- KWK-Anlagen zur lokalen Strom - und Wärmeproduktion

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass die Brennstoffkosten der Biomethanversorgung mit denen von Heizöl vergleichbar bzw. geringer sind. Berücksichtigt man geringere Investitionen in die Heizungsanlagen, so ist die Biogasversorgung klar im Vorteil.

Hinzu kommt noch die Wohnbauförderung die je nach Bundesland unterschiedlich geregelt ist. Es besteht hier noch ein Handlungsbedarf damit Biomethanzertifikate förderfähig werden. Ein erster Schritt in diese Richtung wurde bereits durch einen Projektpartner getan, denn es wurde ein Biomethanregister zur Erfassung von eingespeistem Biomethan etabliert <http://www.biomethanregister.at/de>

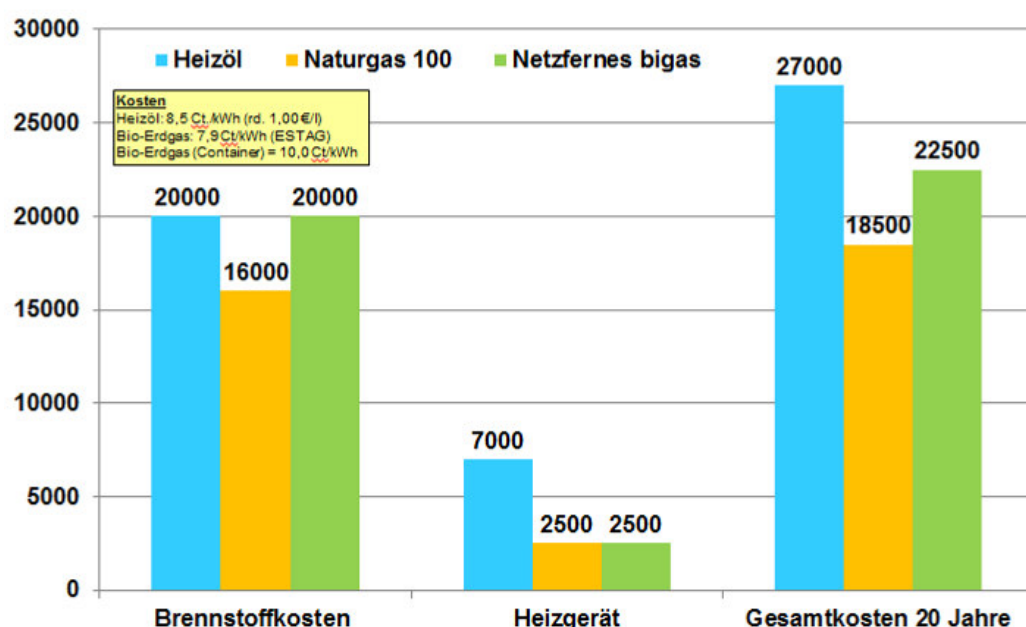


Abbildung 11 Kostenvergleich von unterschiedlichen Heizungsanlagen

3.4.1 Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität stellt in vielen Bereichen den Stand der Technik dar, obwohl noch in vielen Bereichen Optimierungspotential vorhanden ist. Die experimentelle Entwicklung der nächsten Jahre für die verschiedenen Technologien wird die Anlagen noch weiter verbessern und die Kosten senken.

Um den interessierten Entscheidungsträgern eine Planungsgrundlage zu bieten wurden von mehr als 10 repräsentativen Herstellern im Bereich der Aufbereitungstechnologie Angebote eingeholt und die Anlagen schlussendlich durch Kosten miteinander vergleichbar gemacht. Abbildung 12 zeigt, dass die Aufbereitungskosten zwischen 17 und 35 EUR/MWh liegen und bei größerem Durchsatz erwartungsgemäß geringer werden.

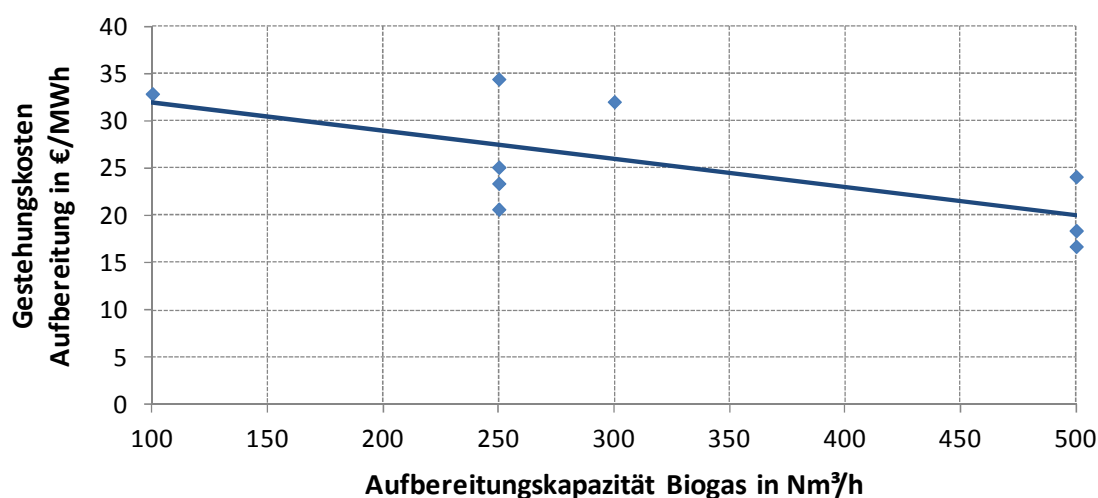


Abbildung 12: Aufbereitungskosten verschiedener Technologieanbieter

Auf Basis dieser Überlegungen wurde exemplarisch zum Energieversorger EVN Kontakt aufgenommen um eine mögliche Abnahme zu erfragen.

Aufgrund diverser nicht-technischer Barrieren (auf diese wird im Folgenden eingegangen) ist es für EVN nicht sinnvoll und profitabel eine Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz in Betracht zu ziehen.

Diese Situation ist auch repräsentativ für andere Energieversorger / Netzbetreiber / Gashändler.

Ausschlaggebender Faktor ist, dass eine mangelnde Wettbewerbsfähigkeit beziehungsweise Nachfrage der Produkte am Markt besteht.

Kostenfaktor:

Neue und effiziente Technologien sind mittlerweile verfügbar, um Biogas in Form von auf Erdgasqualität aufbereitetes Gas (Biomethan), Ökostrom, Biowärme oder Bio-Treibstoff gezielt einsetzen zu können. Für eine entsprechende Investitionsattraktivität und -sicherheit im Bereich „Biogas“ sind allerdings umfassende, langfristige, direkte und vor allem indirekte Steuerungsprogramme notwendig.

Absatzmärkte und Förderungen:

Die Nachfrage von Biogas steht in starker Korrelation mit Förderungen für CNG-Fahrzeuge im Mobilitätsbereich sowie mit der Zulassung und Förderung im Wärmebereich (Wohnbauförderung, Sanierungsmaßnahmen, etc.). Für Erdgasfahrzeuge besteht ein zu geringer Markt und ohne Anreize daher wenig Absatzpotential in diesem Marktsegment, im potentialträchtigen Wärmebereich werden für den sinnvollen Einsatz von Biogas vor allem die grundsätzliche Anerkennung im Bereich der Wohnbauförderung samt Gleichstellung mit anderen erneuerbaren Energien bei Subventionierungen benötigt.

Steuern und Abgaben:

Es besteht erhebliche Steuerunsicherheit hinsichtlich der Erdgasabgabepflicht für Biogas. Biogas mit der KN Nummer 2711 2900 ist vom Gesetzeswortlaut des § 2 Erdgasabgabengesetz, der nur Erdgas der KN Nummer 2711 2100 als Steuergegenstand normiert, nicht erfasst. Dem entgegen vertritt das BMF die Rechtsansicht (BMF-010220/0058-IV/31/2005), dass Biogas bei der Einspeisung durch Vermischung mit Erdgas "steuerlich" zu Erdgas wird und somit auch der Abgabepflicht unterliegt. Biogas wird im Mobilitätssektor umsatzsteuerlich den fossilen Kraftstoffen gleichgesetzt. Eine Realisation der Erleichterung auf 10 % Ust ist bisher nicht gelungen.

Erforderliche Verbesserung der Rahmenbedingungen:

- Festlegung der Erdgasabgabepflicht
 - Langfristige Investitionsförderungen und Steuersicherheiten (mind. 15 Jahre)
 - Subventionierung von Biogas/Biomethan im Wärmebereich bei der Wohnbauförderung (ähnlich der bereits bestehenden Förderungen für Holzheizungen und Solaranlagen) und bei Sanierungsprogrammen
 - Förderungen für CNG-Fahrzeuge im Mobilitätsbereich
- Hervorgehoben wurde vor allem, dass weniger direkte (also direkte Förderungen oder Einspeisetarife, etc.) denn indirekte Anreize und vor allem ein Markt für Biomethan-Mischprodukte zweckmäßig sind.

3.4.2 Netzferne Biomethantankstellen

Ein unter Umständen ebenfalls erfolgreiches Geschäftsmodell scheint die Nutzung des aufbereiteten Biogases in einer netzfernen Biomethantankstelle zu sein.

Nach einer umfangreichen Parametervariation wurde ebenfalls ein repräsentatives Szenario festgelegt, welches dem interessierten Fachpublikum bei der BSB-Expo präsentiert wurde. Für diesen Fall wurde eine größere Aufbereitungsanlage gewählt. Damit steigt das Risiko der gesicherten Abnahme. Der resultierende Endkundenabnahmepreis von **1,31/ €kg** (inkl. MWSt.) gezapft an der Zapfstelle ist zwar realistisch, kann aber bei Eintreten negativer Begleiterscheinungen noch höher sein. Abbildung 13 stellt die detaillierten Kosten für das Gesamtkonzept: Biogaserzeugung (NAWARO) -> Aufbereitung -> Transport durch mobilen Speicher -> netzferne Tankstellen für die folgenden Randbedingungen dar:

- Aufbereitungsanlage: kostengünstigste Anlage mit einer Kapazität von 500 Nm³/h_{Biogas}
- Gasspeicher: kostengünstigste Variante
- Tankstelle: ebenfalls kostengünstigster Anbieter

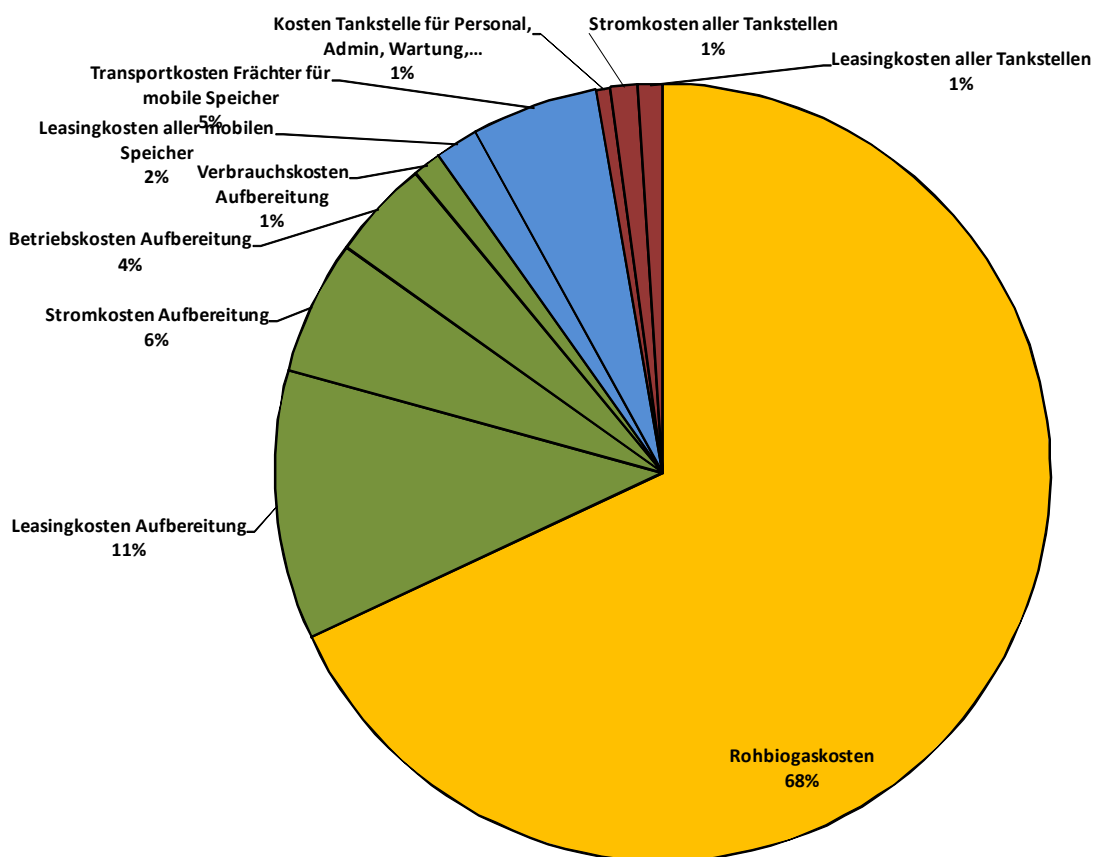


Abbildung 13: Aufschlüsselung der Gestehungskosten von Biomethan zu Transportzwecken

3.4.3 Biogasnetz:

Eine Aufbereitung von Biogas zu Erdgas ist für die Verwendung zu Heizzwecken nicht erforderlich. Die Installation eines Biogasnetzes ist die beste Wahl in dünn besiedelten Gebieten, wo kein Erdgasnetz besteht. Zusätzlich ist bei diesem vollautomatischen Heizsystem im Vergleich zur Wärmepumpe die Bereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern gesichert nachvollziehbar.

Der Wärmepreis liegt wesentlich unter den Gestehungskosten von einer Wärmebereitstellung durch Heizöl. Unter den angeführten Annahmen wird eine Nutzwärmebelegung von 350 kWh/m.a erreicht, was typisch für Gebiete mit einer ähnlichen Siedlungsdichte wie Güssing ist.

Nicht zuletzt durch das klima:aktiv Programm qm-heizwerke wird aber sichergestellt, dass neue Fernwärmenetze eine Nutzwärmebelegung von mehr als 900 kWh/m.a erreichen müssen. Damit ist die Implementierung eines Biogasnetzes die beste Wahl für Gebiete, in denen kein Gasnetz vorhanden und die Anschlussdichte zu gering für ein Fernwärmenetz ist.

Welchen Effekt der weitgehend verlustfreie Transport von Biogas auf die Verteilkosten hat, zeigt untenstehendes Diagramm. Hier wird deutlich, dass die Anschlussdichte bis zu 300 kWh/m.a verringert werden kann, ohne damit erhebliche Mehrkosten zu verursachen, was den wesentlichen Vorteil dieses Konzeptes darstellt.

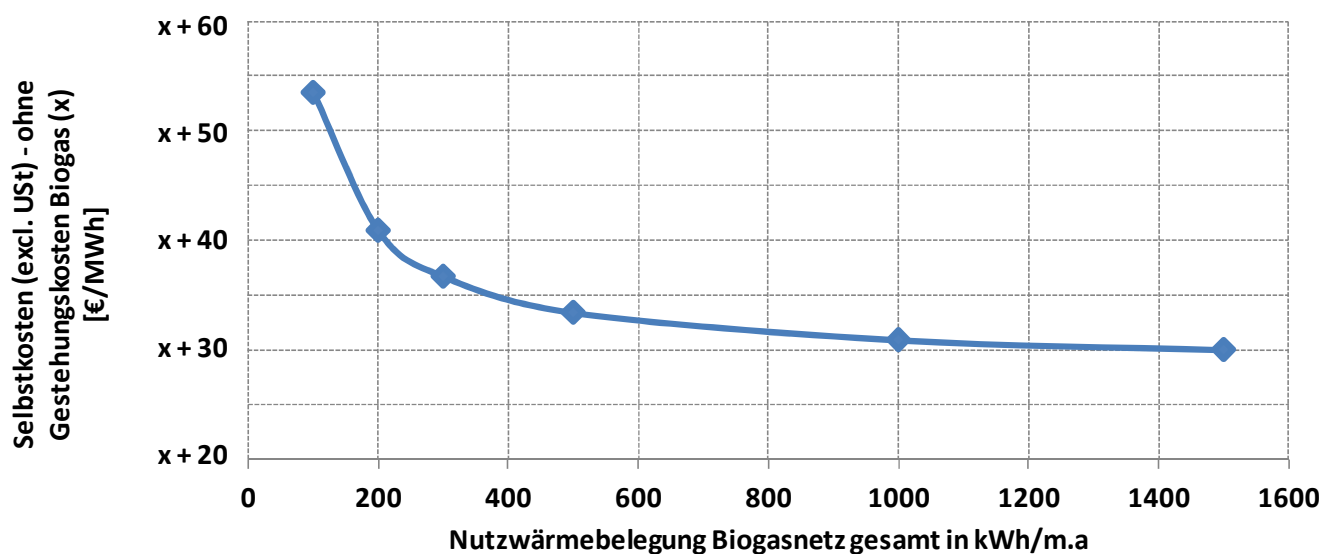


Abbildung 14: Grenzkosten Biogasnetz

Grundsätzlich sind die Ergebnisse auf alle Modellregionen umlegbar.

Zum Beispiel zeigt sich, dass bei einer Wärmeanschlussleistung von 25kW eine Biogasleitung ab 128m wirtschaftlicher ist, eine Fernwärmeleitung unter 128m, bei sinkender Anschlussleistung sinkt dieser Grenzwert deutlich.

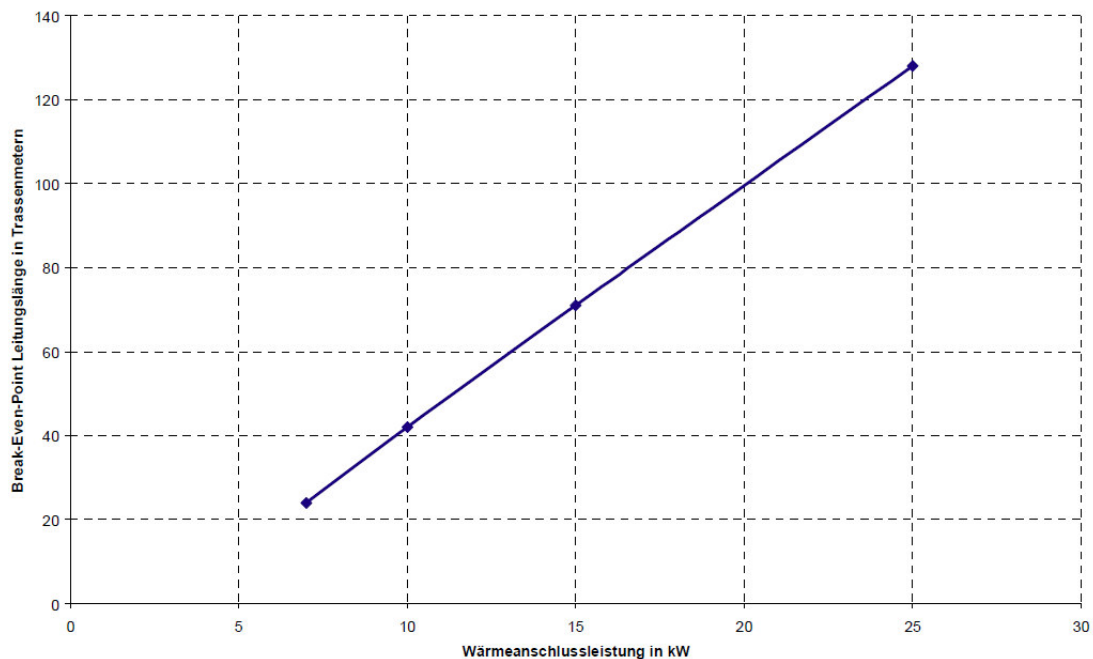


Abbildung 15: Zusammenhang Leitungslänge Gas/Fernwärme

In den Modellregionen wurden im Projektverlauf die Fragen des Anlageneigentums, die von Beteiligungen, diejenigen von Nutzungsrechten und Gebühren, sowie die Fragen der Vertriebskanäle diskutiert. Grundlegende Fragen wurden geklärt, Details müssen in weiterführender industrieller Forschung entwickelt werden.

Anlageneigentum: Aufgrund der erforderlichen Investitionen und der mit dem Eigentum verbundenen Haftung muss das Eigentum (Anlage, bzw. mobile Speichereinheiten, Tankstellen, Heizkessel, usw.) dementsprechend abgegolten werden. Das bisher vorherrschende Preisgefüge (siehe Anhang) lässt allerdings nur geringe Margen zu, gleichzeitig ist das Geschäft des Eigentümers mit einem nicht allzu geringen Risiko behaftet. Grundsätzlich sollte das Anlageneigentum in der Hand derjenigen Partei sein, welche den Großteil des Geschäftes abdeckt. Aus den Gesprächen mit den in Frage kommenden Parteien, wie Wohnbauträger, Biogasanlagenbesitzern, Anbietern von Biomethanprodukten, usw., kristallisierte sich heraus, dass die flächendeckende Verbreitung von Biomethanprodukten erst dann wirtschaftlich attraktiv wird, wenn zumindest eine mittelgroße Aufbereitungsanlage (ab ca. 100 m³/h) ausgelastet werden kann, und zwar vollständig bei einer Volllaststundenzahl von mindestens 7000 h/a. In jedem Fall stellt die Bereitstellung des Anlageneigentums ein neues Geschäftsmodell dar, welches besonders für diejenigen Biogasanlagenbetreiber interessant ist, welche über ausreichend Flächen, bzw. Ressourcen verfügen, um einen langfristig gesicherten Preis anbieten zu können. Analog zu Landwirten, welche heute schon „All-Inklusive“-Leistungen zur Wärmeversorgung mit Hackschnitzelheizungen anbieten kann es in Zukunft interessant sein Kunden mit aufbereiteten Biogas zu Heizzwecken und zu Mobilitätszwecken zu versorgen. Ob dies nun eine betriebseigene Tankstelle am Gelände der Biogasanlage, oder eine mobile Anlage in Verbund mit Heizzwecken ist, hängt vom jeweiligen Standort ab.

Beteiligungen: In vielen Fällen ist die Beteiligung an volkswirtschaftlich sinnvollen Lösungen eine Win-Win Situation für alle Beteiligten. Die Recherchen und Diskussionen, bzw. auch der Infoabend in Kilb haben gezeigt, dass die Konsumenten und die Protagonisten der Biogasszene an einem Strang ziehen. So sucht etwa der Anlagenbetreiber nach Sicherheit, der Konsument nach günstigen Konditionen und beide streben Planungssicherheit an. Eine Beteiligung im Sinne einer Genossenschaft, o.ä. stellt sicher, dass alle beteiligten Parteien ihre Verpflichtungen einhalten und auch zu ihren Rechten kommen. Dies vermindert das Risiko für den Betreiber und stellt für den Konsumenten eine attraktive Veranlagung dar. Die optimalste Lösung ist eine Beteiligung in Form einer Einlage zu Beginn des Projekts. Damit wird dem Betreiber ermöglicht, die Investitionen zu tätigen, der Konsument erfährt durch die Einzahlung eine Verzinsung seiner Investition. Derartige Modelle wurden etwa bei der Photovoltaik unter dem Namen „Bürgerbeteiligung“ entwickelt und propagiert. Ob nun Dividenden mit einer garantierter Zinsrate ausgeschüttet, oder diese Summe etwa auf die Heiz- oder Treibstoffkosten gutgeschrieben wird, hängt vom jeweiligen Standort ab.

Nutzungsrechte und Gebühren: Diese Thematik wird schlagend, wenn mehr als ein einziger Betreiber das Gesamtsystem umsetzt und ist eng verbunden mit der Schnittstellenthematik. Im Zuge der Planung der Modellregionen wurden die relevanten Schnittstellen grundlegend untersucht:

Substrat & Gärrest: Unter den derzeit herrschenden Rahmenbedingungen sind die Substratkosten der größte Kostenfaktor. Dementsprechend sensibel ist daher die Vereinbarung von langfristig stabilen Preisen zu sehen. Zahlreiche Beispiele, etwa aus Deutschland oder Slowenien, wo relativ hohe laufende Subventionen (Einspeisetarife) gewährt wurden, zeigen, in welche Schwierigkeiten sehr große Anlagen kommen können, welche vom stark schwankenden und steigenden Marktpreis der Substrate abhängen. Als neues Geschäftsmodell kann deshalb nur empfohlen werden, neue Biogasanlagen zu errichten und zu betreiben, wenn der Eigentümer Zugriff auf die produzierenden Flächen hat, das heißt einige hundert Hektar entweder selbst besitzt, oder über die geplante Laufzeit der Anlage gepachtet hat. Ein weiterer interessanter Aspekt, dem in der Vergangenheit zu wenig Beachtung geschenkt wurde, ist die Gärrestverwertung. Diese wurde in der Vergangenheit meist als „Entsorgung“ mit all den damit verbundenen Unannehmlichkeiten und Kosten gesehen. In Zukunft können die Vorteile der Kreislaufwirtschaft (Schließung des Nährstoffkreislaufs, Produktion von biologischen Düngematerial) zumindest in das Marketing mitaufgenommen werden, diese Frage muss aber auf jeden Fall gemeinsam mit der Thematik der Substrataufbringung- und -kosten geklärt werden. Diese Gebühren und Nutzungsrechte sind der wesentliche Faktor an der Seite der Biogasentstehung (up-stream).

Gasnutzung & Verwertung: Die Möglichkeiten sind so vielfältig, wie es Modellregionen gibt. Grundsätzlich stellt die Nutzung in einem Gasmotor und die subventionierte Einspeisung des elektrischen Stroms bei gleichzeitig hoher Wärmenutzung ein sinnvolles Konzept dar. Hier zeigt sich, dass die Netzparität bei Biogas noch nicht erreicht ist, denn derartige Konstrukte sind bei den heutigen Substraten gerade wirtschaftlich grenzwertig umsetzbar. Die Gaspreise sind derzeit sehr niedrig, eine Einspeisung von Biomethan nicht subventioniert, und eine Aufbereitung von Biogas zu Erdgas wirtschaftlich nicht besser gestellt, als die Nutzung des Gases in einem BHKW. Im Rahmen dieses Projektes wurden daher alle Varianten untersucht, welche die Wirtschaftlichkeit verbessern, um den Betreibern bestehender Anlagen eine

Perspektive zu geben und gleichzeitig die technische Weiterentwicklung zu fördern, Das Ziel ist damit unabhängig von einer Einspeisevergütung und Förderungen zu werden. Relevant für die Nutzungsrechte sind daher in diesem Fall die beiden Varianten Biogasnetz und virtuelles Biogas. Beide Konzepte bieten einen wirtschaftlichen Vorteil, beim Biogasnetz entfällt die teure Aufbereitung, beim virtuellen Biogas kann ein eventuell höherer Preis beim Endkunden lukriert werden. Sämtliche Schnittstellen müssen in diesem Fall je nach vorherrschender Situation definiert werden, wie Versorgungssicherheit, Risikoübernahme, langfristig garantierte Versorgung und Abnahme, etc.

Verteilung: Grundsätzlich ist die Verteilung des Biogases kein großer Posten in der Kostenrechnung, jedoch muss das optimale System für den jeweiligen Anwendungsfall ausgewählt werden. Die Ergebnisse der Grundlagenforschung wurde dem interessierten Publikum bei der BSB Expo präsentiert, siehe Anhang „Poster Biomethan Tankstelle“.

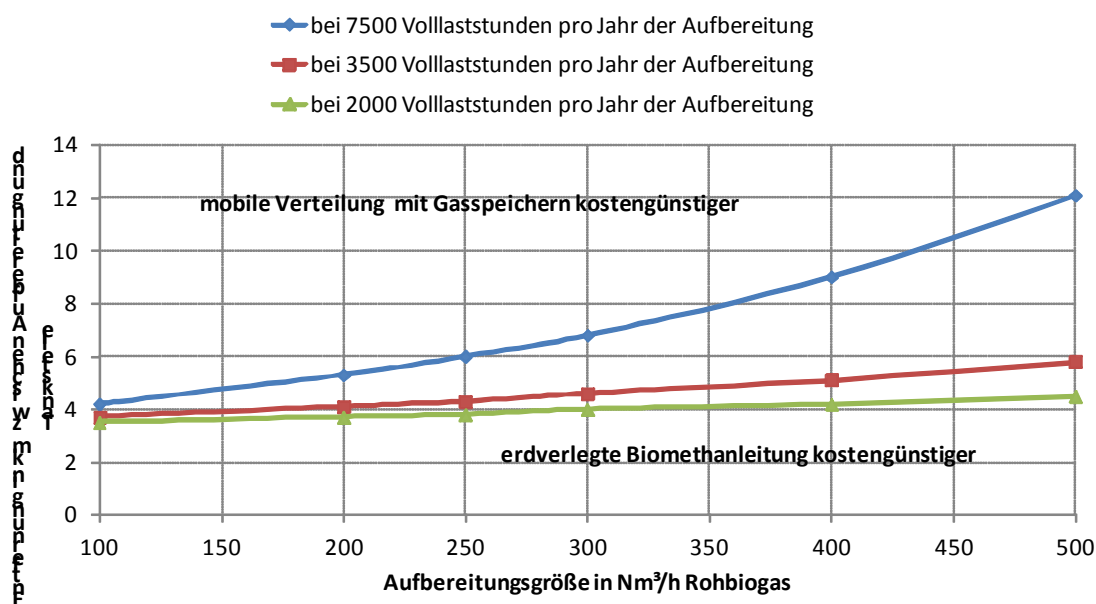


Abbildung 16: Vergleich Gasleitung - mobiles Verteilsystem

Vertriebskanäle: Die Vertriebskanäle wurden in den einzelnen Modellregionen identifiziert und bereits aktiviert. So geht die Initiative im Südburgenland etwa von einigen, bekannten Persönlichkeiten in der Region aus, ebenso in Kilb und Wallern an der Trattnach. Durch das kleinstrukturierte Umfeld ist diese Art der „Mundpropaganda“ auch als am wirkungsvollsten einzustufen. Es zeigte sich etwa im Südburgenland, dass Öffentlichkeitsveranstaltungen von großer Wirksamkeit sind und dass eine Kooperation mit Regionalmedien von Vorteil ist.

Für die weiteren Geschäftsmodelle, wie Biogasnetzeinspeisung, oder Direktvertrieb von Biomethan zu Heizzwecken empfiehlt sich eine zielgruppenspezifische Werbung und der Vertrieb durch Kanäle, die bereits mit dieser Gruppe in Kontakt stehen, wie Wohnbaugenossenschaften.

Bezüglich Verkauf von Biomethanzertifikaten stehen wesentlich mehr Möglichkeiten offen. So kann das Produkt etwa durch folgende Kanäle vertrieben werden:

- **KFZ-Branche:** Einige Hersteller bieten schon CO₂-Pakete für eine bestimmte Anzahl an Kilometerleistung an, die bereits mit dem Fahrzeug gekauft werden können

- EVU: etwa CO₂-freies Heizen, kann auch zur Erreichung der Bestimmungen zur Wohnbauförderung verwendet werden
- Private Unternehmen
- Gasanbieter: ähnlich Ökostrom AG

Finanzierung

Zur Finanzierung der bereits angeführten Geschäftsmodelle können Kunden- und Bürgerbeteiligung abgeschlossen werden, die alternativ zu Bankkrediten bessere Konditionen und eine höhere Wirtschaftlichkeit (durch Beteiligung der Kunden am Gewinn) versprechen:

Sale-and-Lease-Back

Bei der Variante Sale-and-Lease-Back verkauft der zukünftige Anlagenbetreiber seinen BürgerInnen Anlagenanteile. Mit dem dadurch eingenommenen Geld errichtet er die Anlage. Dazu benötigt er wieder die Anlagenanteile, die er deshalb von den BürgerInnen zurückmietet. Als Gegenleistung bekommen die BürgerInnen Zinsen aus der Vermietung und erhalten am Ende der Laufzeit ihr Geld zurück.

Kommanditgesellschaft

Bei der Kommanditgesellschaft zahlen die BürgerInnen eine Kommanditisteneinlage. Der Anlagenbetreiber wäre dann Komplementär. Die BürgerInnen werden am Gesellschaftsgewinn beteiligt.

Sparbuch

Schließlich gibt es noch die Möglichkeit eine Bank dazwischen zu schalten. Hier zahlen die BürgerInnen auf ein Sparbuch ein. Das eingezahlte Geld wird dann von der Bank dem Anlagenbetreiber als Kredit zur Verfügung gestellt. Die Raiffeisenbankengruppe NÖ-Wien bietet diese Variante bereits an. Das Modell besteht aus einem zweckgebundenen Sparbuch mit guten Konditionen für Sparer und Kreditnehmer. Damit sollen regionale Umweltprojekte unterstützt werden.

3.5 AP 5 - Konzeption und Präsentation von konkreten Modellprojekten

3.5.1 Machbarkeitscheck:

3.5.1.1 Kilb:

Bei einigen Betrieben der Region wurden erste Befragungen bezüglich einer möglichen Biomethantankstelle von der LEADER-Region durchgeführt (in Mank, 5,7 km von Kilb). Dabei zeigte sich das Ergebnis, dass die Unternehmen bereit wären bei wirtschaftlichen Vorteilen Fahrzeuge auf CNG-Antrieb umzurüsten. Ebenso hat sich gezeigt, dass die Unternehmen prinzipiell bereit wären, Anteile an einer geplanten Biomethantankstelle zu zeichnen. Eine andere potentielle Zielgruppe könnten Pendler nach St. Pölten (4.000 KFZ täglich auf der B29), Transportunternehmer oder Landwirte mit Traktoren sein.

Da die Investition in eine Biomethan-Tankstelle und dementsprechend einer Aufbereitungsanlage zu Biomethan mangels fixer Abnahme mit finanziellen Risiken verbunden wäre, wurde ein Beteiligungsmodell diskutiert, bei dem sich EinwohnerInnen der Gemeinde an der Investition beteiligen und die Zinsen der Beteiligung über Tankgutscheine ausgezahlt werden. Durch dieses Beteiligungsmodell könnte bei der lokalen Bevölkerung zusätzlich der Anreiz geschaffen werden, auf Fahrzeuge mit Erdgasantrieb umzusteigen, was wiederum für Nachfrage sorgen würde. Als zentrales Ergebnis kann festgehalten werden, dass für eine Finanzierung der Tankstelle über 100 % Beteiligungen 452 Beteiligungen erforderlich wären. Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Tankstelle bei wettbewerbsfähigen Preisen wäre eine fixe Abnahme von 210.000 kg Biomethan pro Jahr erforderlich (entspricht etwa 210 Kfz mit einer Fahrleistung von 20.000 km pro Jahr).

3.5.1.2 Wallern:

Laut OÖ Ferngas wäre eine Einspeisemenge von 70m³/h Biomethan ganzjährig möglich, weil die Biogasanlage derzeit schon durch eine bestehende Leitung versorgt wird, durch die auch rückgespeist werden könnte.

Das Biomethan könnte von der Biogasanlage Wallern zu einem Preis von 5,5 bis 6 Cent je kWh Biomethan angeboten werden. Die Kosten teilen sich in einen Gaspreis von 4,5 Cent je kWh und Aufbereitungskosten von 1 bis 1,5 Cent je kWh.

Voraussetzung für die wirtschaftliche Verwertung der eingespeisten Biomethanmenge für die OÖ Ferngas zu diesem Preis ist aber, dass das verkaufte Biomethan keinen Klärgasanteil hat. Grund dafür sind de facto unwirtschaftliche Tarife für Strom aus Klärgas.

Wirtschaftlich tragfähig für die Biogasanlage Wallern wäre eine derartige Einspeisung mit gleichzeitiger Kofermentation von Klärschlamm und Verstromung dieses Gases in einem BHKW zur Deckung des elektrischen Eigenbedarfs.

Derzeit ist das Substratpotential allerdings zu gering, als das ein derartiges Projekt realisiert werden könnte.

3.5.1.3 Südburgenland:

Biogasnetz:

Parallel zu den Bestrebungen des Ökoenergielandes, ein Biogasnetz in Güssing zu errichten, wurden Gespräche mit den Entscheidungsträgern der Region geführt, um die Machbarkeit zu prüfen. Iterativ wurde die erste Ausbaustufe des Biogasnetzes ermittelt, welche um Strem errichtet und bis Güssing reichen soll.

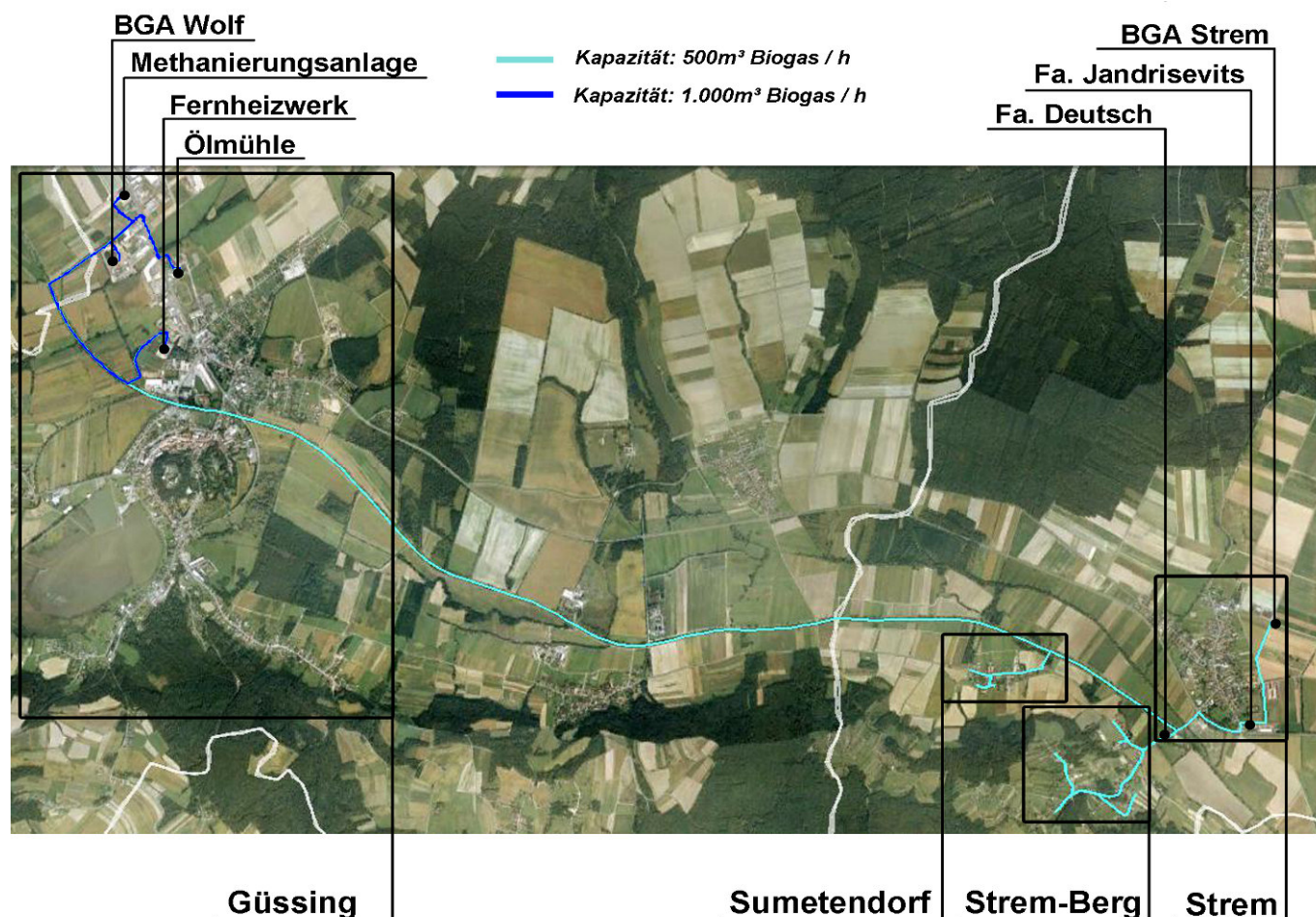


Abbildung 17: erste Ausbaustufe Biogasnetz Güssing

Die Investitionskosten wurden detailliert erhoben und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erstellt. Dabei wurde schnell deutlich, dass kein Unternehmen in dieser Kette (Biogasanlage, -reinigung, Verteilung) wesentliche Gewinnaufschläge einbeziehen kann, wenn ein zu herkömmlichen Energieträgern konkurrenzfähiges Preisgefüge erreicht werden soll. Die hier dargestellten Kosten stellen daher für jedes Gewerk die Grenzkosten dar. Durch Parametervariation wurde das Umsetzungsrisiko illustriert. Anhand dieser Ergebnisse kann die Entscheidung zur Umsetzung getroffen werden. Entscheidend wird sein, ob die geringen Gewinnaussichten in Kombination mit dem teilweise vorhandenen Umsetzungsrisiko für die Errichtungsgesellschaft tragbar sind.

Nach Erhebungen und Gesprächen mit interessierten Abnehmern in der Zielregion wurde das Abnahmepotential auf 250 Haushalte (10 kW) und 3 größere gewerbliche Verbraucher festgelegt (300 kW), wobei die Volllaststunden-anzahl der privaten Verbraucher 1.700 beträgt und die der Gewerblichen

doppelt so hoch ist. Die Trassenlänge der Biogasleitung beträgt 16 km. Das Gasnetz wird über einen Zeitraum von 20 Jahren finanziert und abgeschrieben – Zinssatz 5% p.a. Bei einer Anschlussdichte von 200 kWh/m.a beträgt der Endkundenpreis inkl. MWSt. ca. **115 EUR/MWh**.

Die Investkosten in eine Trocknung, Entschwefelung und Verdichtung bei der Biogasanlage sind berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die bestehenden Biogasspeicherkapazitäten zur Ausgleichung des Lastganges ausreichend sind.

Vor der Umsetzung ist noch einiges an F&E Aufwand erforderlich. So ist etwa trotz intensiver Gespräche und Recherchen noch kein Hersteller in Sicht, welcher die Endnutzengeräte in einer Kleinstserie produzieren wird. Dies stellt das größte Entwicklungsrisiko dar. Jenes der weiteren, erforderlichen F&E Aktivitäten bleibt überschaubar.

Tankstelle:

Auf Basis der bereits erstellten Berechnungsmodelle wurden weitere Angebote aus der Industrie für die Region Südburgenland eingeholt und die Randbedingungen mit den verantwortlichen Entscheidungsträgern diskutiert. Aufgrund des Biomethanabnahmepotentials wurde eine im Vergleich zum Referenzszenario aus AP4 kleinere Aufbereitungsanlage von 185 Nm³ Biogas pro Stunde ausgewählt. Der Endkundenpreis an der Tankstelle inkl. MWSt. beträgt in dieser Modellregion **1,56 EUR/kg**. Tabelle 3 fasst die wichtigsten Kostenblöcke und Eingangsdaten zusammen. Die Kosten enthalten abgesehen von der letzten Zeile keine Vorsteuer. Abbildung 18 stellt die einzelnen Positionen übersichtlich in einem Tortendiagramm dar.

Biogasanlage Anteil Vergärung:	
Substratpreis	26,5 €/t
Erzeugte Rohbiogasmenge je Tonne Substrat	184 Nm ³ /t
Gestehungskosten Rohbiogas	0,298 €/Nm ³
	56,45 €/MWh
	€/Nm ³
auf den Heizwert von Biomethan bezogen	0,562 Biomethanäquivalent
	€/kg
auf den Heizwert von Biomethan bezogen	0,743 Biomethanäquivalent
Aufbereitungsanlage:	
Aufbereitungskapazität Rohbiogas	185 Nm ³ /h
Vollbetriebsstunden	7500 h/a
Summe der Investitionskosten Aufbereitung	867.000 €
Erzeugte jährliche Biomethanmenge	638.250 Nm ³ /a
Gestehungskosten Biomethan verdichtet 200bar	0,840 €/Nm ³ Biomethan
Gestehungskosten Biomethan verdichtet 200bar	84,382
Gestehungskosten Biomethan verdichtet 200bar	1,110 €/kg Biomethan
Mobile Gasspeicher und Transport:	
Nutzbare Speichervolumen (Fülldruck - Restdruck)	2.300 Nm ³
Anzahl der benötigten mobilen Speicher	3 Stk.
Investitionskosten je mobilen Speicher	79.680 €
Kosten Frächter	27.750 €/a

Jährliche Leasingkosten	29.056 €/a
Summe der jährlichen Kosten für den Transport	56.806 €/a
Gestehungskosten Biomethan in Speicher geliefert	0,929 €/Nm ³
Gestehungskosten Biomethan in Speicher geliefert	93,32 €/MWh
Gestehungskosten Biomethan in Speicher geliefert	1,228 €/kg
Tankstelle:	
Summe der Investitionskosten je Tankstelle	139.450 €
Stromkosten für Nachverdichtung auf Betankungsdruck	5.872 €/a
Kosten für Personal, Admin, Wartung, Ersatzteile	10.000 €/a
Gestehungskosten Biomethan im Fahrzeug gezapft	0,981 €/Nm ³
Gestehungskosten Biomethan im Fahrzeug gezapft	98,481 €/MWh
Gestehungskosten Biomethan im Fahrzeug gezapft	1,296 €/kg
inkl. 20% MWSt.	1,555 €/kg

Tabelle 3: Aufschlüsselung Kosten Tankstelle Südburgenland

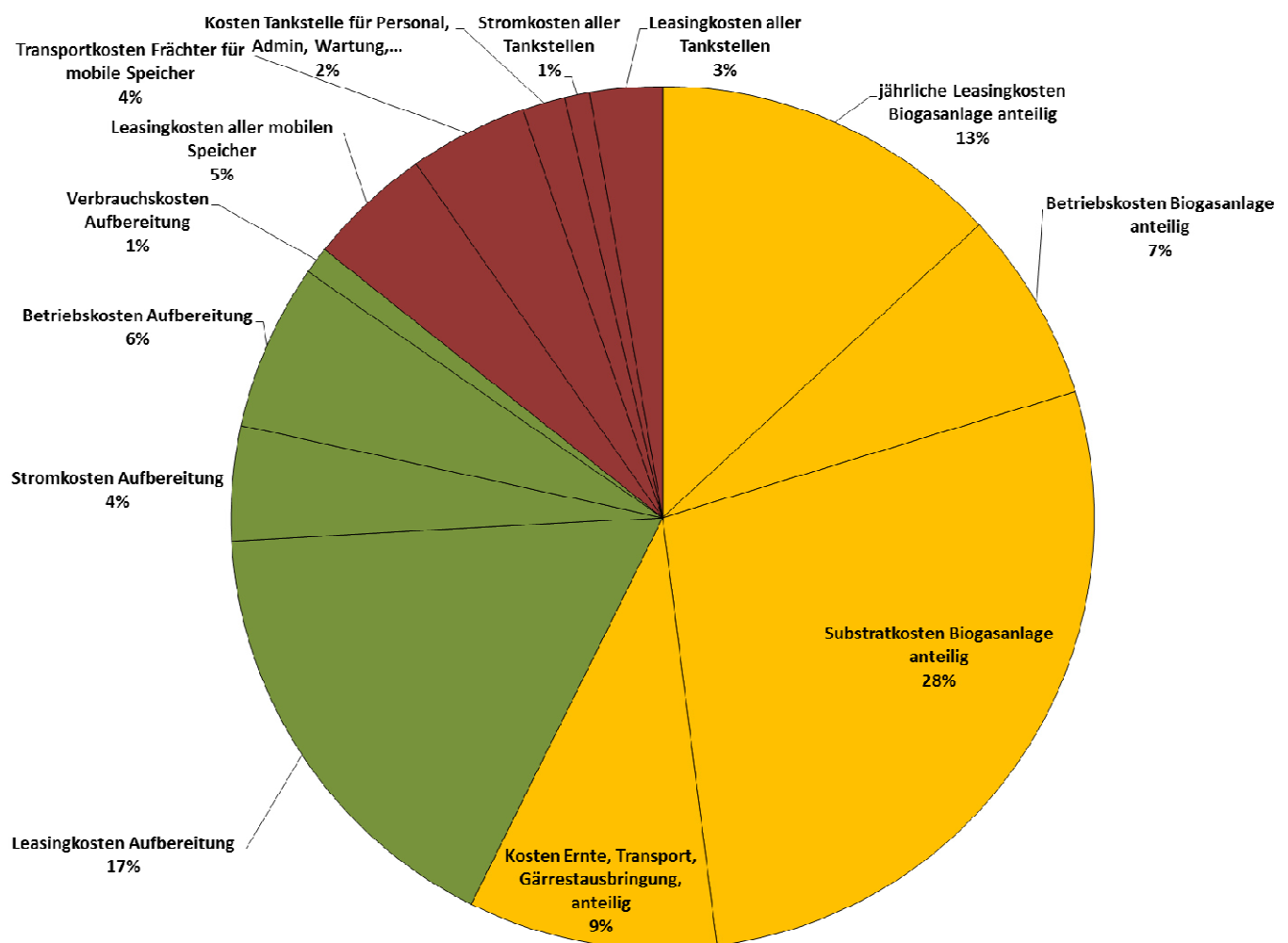


Abbildung 18: Tortendiagramm Kosten Tankstelle Südburgenland

Biogas-Smart-Grid:

Bei der Beschreibung eines Biogas-Smart-Grid gehen wir von einem lokalen Gasnetz (z.B. Siedlung mit 20-50 Einfamilienhäusern und einer lokalen CNG-Tankstelle) aus. Die Versorgung eines solchen Smart-Grids erfolgt mit verdichtetem Biogas in Containern. Diese Art der Versorgung hat den Vorteil, dass eine Back-Up Versorgung durch mehrere Containern/Lieferanten gewährleistet wird.

Falls der Biogas-Smart-Grid direkt von der Biogasanlage über eine Leitung versorgt wird, sollen bei der Planung eines solchen Mikro-Netzes Tages- und Jahresschwankungen im Gasverbrauch berücksichtigt werden. Außerdem soll die Back-Up Versorgung mittels CNG-Container oder LNG-Stationen vorgesehen werden.

Hierfür bieten sich folgende Maßnahmen an:

Die Gascontaineranlage soll so dimensioniert werden, dass beim höchsten Verbrauch im Winter 5 bis 7 Tage die Anlage ohne Nachversorgung genug Energie liefern kann. Im Winter können bei Bedarf zusätzliche Container angemietet werden.

Die kurzfristigen Schwankungen im Gasverbrauch können auch durch die Gasleitung als Speicher bewältigt werden. Die Gasleitungen werden nach technischen und betriebswirtschaftlichen Kriterien so dimensioniert, dass aufgrund der zulässigen Regeldruckdifferenz im Gasnetz von 1,2 bis 1,3 bar ein verfügbares Speichervolumen von $0,1 / 1,2 = 8,3 \%$ des Gasnetzvolumens erreicht werden kann.

Eine weitere Möglichkeit für Notversorgung stellt eine mobile LNG Anlage dar. Diese Möglichkeit könnte in Zukunft interessant werden, da sich einzelne Gasversorger vermehrt mit dem Thema Flüssigmethan beschäftigen.

Fuel-Switch - Kombination eines Biomasseheizwerks mit Biogasnetz stellt eine Möglichkeit zur Ergänzung bestehender Nah- oder Fernwärmenetze dar. Damit könnte vor allem im Sommer, wo mit einem Gasüberschuss gerechnet werden muss, das überschüssige Biogas zur Deckung der Grundlast des Wärmenetzes herangezogen werden.

In (Biomasse-)Fernwärmeversorgungen besteht oft das Problem, dass im Sommer die erforderliche Wärmeabnahme für den Biomasseheizkessel sehr gering ist. Besonders dann, wenn nur ein Kessel vorhanden ist, der auch noch dazu auf die maximale Heizlast ausgelegt ist, wird dieser Kessel im Sommerbetrieb auf sehr geringer Leistung bzw. Glutbetthaltung betrieben. Wird dieser Kessel zur Deckung der geringen Sommerlast verwendet, sinkt der Wirkungsgrad des Kessels aufgrund der Überdimensionierung, dies führt auch zu höheren Emissionen. Nicht zuletzt dank qm-heizwerke bessert sich die Situation, in jedem Fall wird und muss bei vielen Heizwerken vor allem im Sommer ein kleinerer Ölkessel betrieben, der die geringe Wärmemenge in den Sommermonaten erzeugt. In Kombination mit einem Biogasanschluss könnte hier ein Ersatz dieses mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizkessels erfolgen. Das im Sommer im Biogasnetz nicht benötigte Biogas könnte für die Abdeckung des sommerlichen Wärmebedarfs im Wärmenetz genutzt werden. Das Gas könnte für solche Zwecke könnte auch in Containern geliefert werden.

Abbildung 19 stellt den Jahreslastgang und das durch das Simulationsprogramm „HEI Micronet“ berechnete Erzeugungsprofil der Biogasanlagen für die Versorgungssituation „hohes biogenes Deckungspotenzial“ bei einem lokalen Gasnetz dar. In diesem Beispiel muss der winterliche Zusatzbedarf mittels Gaszulieferung abgedeckt werden. Im Sommer entsteht dagegen ein Überschuss das als Treibstoff verwendet werden kann.

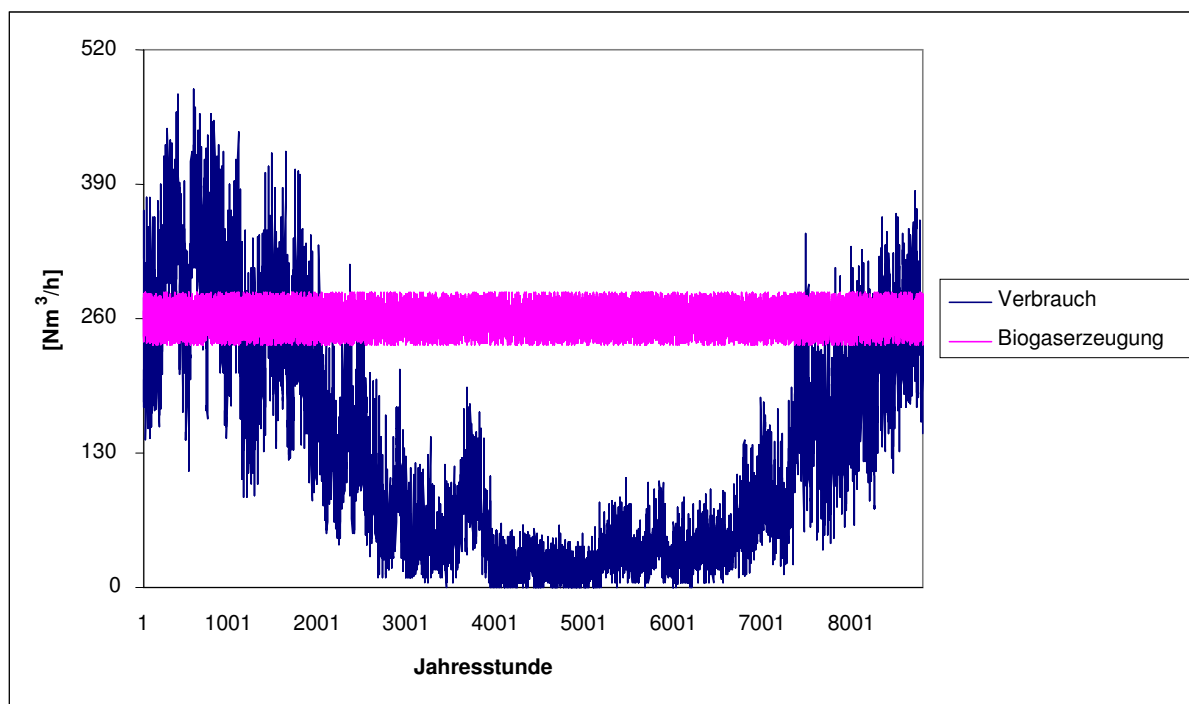


Abbildung 19 Jahreslastgang eines ländlichen Ortsnetzes und der Jahreseerzeugungsprofil der Biogasanlage

3.5.2 Förderungen:

Kommunalkredit Public Consulting:

„Sonstige Umweltschutzmaßnahmen in Betrieben Lärmschutz, Demonstrationsanlagen“

Bis zu 40 % der förderungsfähigen Kosten.

Gefördert werden Maßnahmen, die betrieblichen Lärm (ausgenommen Verkehrslärm) auf für Anrainer zumutbare Intensitäten reduzieren. Weiters werden Pilot- oder Demonstrationsanlagen gefördert, die aufzeigen, in welcher Weise fortschrittliche Verfahren oder Systemkomponenten zur Vermeidung oder Verminderung von diversen Umweltbelastungen verwirklicht werden können.

Die Förderung für Demonstrationsanlagen beträgt bei Projekten zur Energiegewinnung aus erneuerbaren Energieträgern und zur Verbesserung der Ressourceneffizienz bis zu 40 % und bei allen anderen Projekten bis zu 30 % der Mehrkosten, die im Vergleich zu einer konventionellen Anlage entstehen.

Einreichen können alle Betriebe, sonstige unternehmerisch tätige Organisationen sowie Vereine und konfessionelle Einrichtungen.

Die Recherchen zu Ende der Projektlaufzeit zeigten folgende Situation auf:

Unter den Voraussetzungen:

- Projekt in einer ländlichen Region
- Förderwerber ist Klein- oder Mittelunternehmer

kann von folgenden Fördersätzen ausgegangen werden:

Biogasanlage: 25% & 5% Nachhaltigkeitszuschlag

Gasaufbereitung: 30%

Tankstelle: 0% (Förderung nur noch für Betriebstankstellen bei Flottenumstellungen)

Gasleitung: 25%

Mini BHKW: in Wohngebäuden 0%

In Gewerbegebäuden 10%

Damit verringern sich die etwa für die Region Südburgenland in Tabelle 3 genannten Gestehungskosten von Biomethan an der Tankstelle für die einzelnen Gewerke wie folgt:

- Aufbereitung & Transport: 10 Cent/kg inkl. MWSt.
- Biogasproduktion: 6 Cent/kg inkl. MWSt.

Aufgrund der Tatsache, dass die Investitionskosten der Biogasanlage einen eher geringen Einfluss auf die Gesamtkosten ausüben macht es keinen Sinn, eine neue Biogasanlage zur reinen Biomethanproduktion zu errichten. Die Förderung der Aufbereitung verringert aber durchaus das Unternehmerrisiko und ist eine wichtige Randbedingung, um die Wirtschaftlichkeit der Biomethannutzung konkurrenzfähiger zu machen.

3.6 AP6 - Dissemination und Projektmanagement

DI Dr. Vitaliy Kryvoruchko (Fa. HEI Eco Technology GmbH) hielt am 09/11/2011 im Zuge der Veranstaltung FORUM ECONOGY 2011 einen Vortrag, wobei das Projekt einem breiten Publikum detailliert vorgestellt wurde.

Trotz nicht lückenloser Medienbeobachtung konnten 15 Presseartikel während der Projektlaufzeit identifiziert werden. 9 davon sind im beigefügten Dokument „Auszug_Presseartikel.pdf“ angeführt.

3.6.1 Lokale Energieinitiativen:

Im Rahmen der Erhebungen in den Modellregionen wurden vornehmlich Gemeinden und lokale Energieinitiativen kontaktiert, wobei in Kilb und im Südburgenland detaillierte Gespräche stattfanden. So wurde etwa in der Region Güssing das Ökoenergieland dabei unterstützt, die Idee des Biogasnetzes voranzutreiben.

3.6.2 BSB Expo:

Fachverband Gas-Wärme, EVN

Österreichs Experten diskutieren über aussichtsreiche Geschäftsmodelle bei der Biogas-Smart-Business Expo in Güssing.

Die österreichischen Entscheidungsträger im Bereich Biogas ziehen nun gemeinsam an einem Strang. Die Güssing Energy Technologies lud österreichische Entscheidungsträger im Bereich Biogas zur Biogas Smart Business Expo 2012 am 19. Oktober in das Technologiezentrum Güssing. Als eine der aussichtsreichsten und kurzfristig verfügbaren Möglichkeiten zur Erreichung der burgenländischen Klimaschutzziele fand der Inhalt dieser Veranstaltung dementsprechend großes politisches Interesse und wurde durch LR Verena Dunst i.V. von LH Hans Niessl, sowie LH-Stv. Franz Steindl eröffnet. Selbstverständlich unterstützten auch die seit kurzem angelobten Vertreter der Stadt Güssing, Bgm. Vinzenz Knor und Vzbgm. Helga Maikisch das größte Forschungsinstitut des Burgenlandes Güssing Energy Technologies durch ihre Anwesenheit. Damit wird klar, dass die bisher schon propagierte Zusammenarbeit zwischen allen politischen Kräften des Landes nun Realität wird.

Im Vorfeld der BSB Expo präsentierten alle namhaften Gasfahrzeughersteller ihre neuesten Modelle. Die zahlreichen, interessierten Besucher nutzten die Gelegenheit zu Probefahrten und informierten sich über das Vorhaben der Carefuel, welche spätestens im Jahr 2013 eine Gastankstelle in Güssing errichten will. Das besondere daran ist, dass ausschließlich erneuerbare Energieträger zur Produktion dieses äußerst umweltfreundlichen Kraftstoffs verwendet werden.

Das Konsortium unter Führung der Güssing Energy Technologies begrüßt dieses Vorhaben und analysierte dieses, sowie zahlreiche weitere Geschäftsmodelle um für das Ökoenergieland, sowie zwei andere Modellregionen neue Verdienstmöglichkeiten auszuarbeiten. Diese Grundlagenforschung ist

deshalb notwendig, weil Biogasanlagen mit schwankenden Substratpreisen und unsicheren rechtlichen Rahmenbedingungen zu kämpfen haben.

Die Ergebnisse dieses Projektes wurden nun Vertretern der Politik, Energieagenturen, Wirtschaft, Biogasanlagenbesitzern, Anlagenbauern und Investoren vorgelegt, um schließlich eindeutige Empfehlungen auszuarbeiten. Die bisherigen Resultate wurden einhellig begrüßt und stellen die Grundlage für einen erneuten Aufschwung der Biogasbranche dar.

Organisator Dr. Richard Zweiler von der Güssing Energy Technologies führte durch den Nachmittag und moderierte etwa die vor Ort Betankung von Fahrzeugen durch eine mobile Biomethan-Tankstelle der Fa. Stipits, oder die öffentliche Diskussion der anwesenden Größen aus Politik, Wirtschaft und der Forschung.

Als besonderes Highlight kann genannt werden, dass hochrangige Vertreter der Interessensvertretungen, wie der Fachverband Gas-Wärme und der Energieversorger sich aktiv in das Projekt einbrachten und wertvollen Input bei der BSB Expo lieferten.

3.6.3 Biomethanzertifikate

Während des Projektes wurde Grundlagenforschung zur Etablierung eines Systems der virtuellen Verteilung von Biogas über das bestehende Gasnetz gelegt. Als Folge der Diskussionen mit den aktuellen Entscheidungsträgern fand am 23. November 2012 ein Treffen zwischen FGW, EVN, ARGE und tatwort statt. Der noch erforderliche F&E Aufwand zur Entwicklung eines anwendbaren Systems kann folgendermassen skizziert werden:

Immer mehr Firmen verpflichten sich zur Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien und möchten die gesteckten Ziele auch in ihrem Nachhaltigkeitsbericht oder CSR Bericht darstellen. Damit die getätigten Ausführungen glaubhaft sind müssen die getätigten Aussagen dann aber auch überprüfbar sein. Im Bereich der Energienutzung wird dabei vielfach versucht den Verbrauch zu reduzieren, die Effizienz der Umwandlung zu erhöhen und in weiterer Folge auch auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Relativ einfach ist dies beim Strombezug – hier kann dies einfach durch den Anbieterwechsel erfolgen. Zum Teil etwas aufwändiger ist dies bereits bei der Wärmebereitstellung. Ist aber durch einen Umstieg auf eine Biomasseheizung und Solarthermie ebenfalls möglich. Der Verkehrsbereich ist dabei für viele Unternehmen (Flottenbetreiber) aber noch eine wesentliche Hürde. Genau hier möchte die Gaswirtschaft und die Biomethanhersteller, vertreten durch die ARGE Kompost&Biogas, ansetzen. Derzeit können auf ~ 175 Erdgastankstellen in Österreich CNG, und an 3 Tankstellen (teilweise nicht öffentlich) Biomethan in Reinform getankt werden. Eine Beimengung von Biomethan zu Erdgas, hinterlegt mit entsprechenden Nachweisen, gibt es derzeit leider noch nicht. Je nach den „gesteckten Zielen“ möchten Flottenbetreiber auch unterschiedliche Biomethanbeimengungen beim Tanken haben. Da die CNG Tankstellen nicht von einem Eigentümer betrieben werden müsste jeder Flottenbetreiber mit vielen CNG Tankstellen einen Vertrag über den zu liefernden Biomethananteil abschließen. Um diesen Aufwand zu vermeiden arbeitet die Gaswirtschaft mit den Biomethanherstellern an einer Kooperation welcher es den Flottenbetreibern ermöglicht, dass mit einem Vertrag bei allen in Österreich verfügbaren Tankstellen der Biomethananteil frei gewählt werden kann. Für den gesicherten Nachweis des erworbenen Biomethans bekommt der Flottenbetreiber am Ende des Jahres die Biomethannachweise

übermittelt. Das Biomethanregister Austria dient dabei der gesicherten Nachverfolgung des angekauften Biomethans.

3.6.4 Zusammenfassung Infoabend Kilb

Der Info-Abend in Kilb zu möglichen Beteiligungsmodellen für die Biogasanlage Wenninger verlief durchaus positiv. Die anwesenden Personen zeigten Interesse und sind prinzipiell zu Beteiligungen bereit. Um die Idee in der Region voranzutreiben, wird jedoch weitere Aufklärungsarbeit, sowie intensivere Kontaktaufnahme zu Betrieben und potentiellen größeren Abnehmern mit Fuhrparks in der Region erforderlich sein.

Die Aufbereitung der Modelltypen für www.biogasnetzeinspeisung.at wurde durchgeführt, allerdings wird diese Webseite vom bisherigen Betreiber hei consulting aufgrund der Insolvenz nicht mehr weitergeführt. Stattdessen wurden die projektbezogenen Inhalte auf der Homepage der ARGE Kompost & Biogas platziert, welche die im Antrag geplanten Agenden weiterführt:

http://www.kompost-biogas.info/index.php?option=com_content&task=view&id=891&Itemid=490

3.6.5 Hot-Line für Anfragen zur dezentralen Biogasnutzung

Während der Projektlaufzeit wurde die Telefon und e-mail Hot-Line bei HEI Eco Technology eingerichtet. In dieser Zeit wurden über 20 Anfragen zum Thema Biogasnetzeinspeisung, Containerversorgung, Biogasaufbereitung und Geschäftsmodellen beantwortet.

Für diese Kontaktdaten wurde eine Umleitung auf Dr. Kryvoruchko angelegt, welcher die Anfragen auch nach der Projektlaufzeit über die e-mail Adresse (vitaliy.kryvoruchko@hei.at) und die Webseite www.Biogasnetzeinspeisung.at bearbeiten wird.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Als Highlight kann die Beteiligung der interessierten Zielgruppe genannt werden. So herrschte gleichermaßen großes Interesse an neuen Konzepten bei:

- Politik
- Industrie
- Gewerbe, Haushalte, Kommunen
- Energieversorgern
- Interessensverbänden
- Anlagenbetreibern
- Investoren

Diese Situation ist insofern beachtlich, als nur um ein paar Hausnummern zu nennen, etwa bisher oft behauptet wurde, dass bei den interessierten Biogasanlagenbesitzern jeweils der Netzbetreiber nicht kooperativ war, die Netzbetreiber niemanden finden konnte, der einspeisen wollte, die Politik sowieso ihre eigenen Interessen verfolgt, etc., etc.

Diese Situation gehört nun der Vergangenheit an, damit sinnvolle Projekte realisiert werden, müssen nur noch die Folgeprojekte definiert werden.

Weiters wurde eine Referenz bezgl. Transparenz bei den Kostenpositionen geschaffen. Vor Projektbeginn haben sich nämlich zwar schon allgemeingültige Erfahrungswerte für Substratpreise, oder Kosten für Gärrestverwertung etabliert, im Grunde kalkulierte aber bisher jeder Anlagenbetreiber in unterschiedlicher Weise. Durch die in diesem Bericht veröffentlichten ganzheitlichen Ansätze werden die verschiedenen Herangehensweisen miteinander vergleichbar gemacht.

Das Projektteam hat sich verpflichtet die österreichweit platzierten Anfragen zur Biomethanetzeinspeisung, sowie Rückfragen an die Hot-Line für Anfragen zur dezentralen Biogasnutzung unentgeltlich und unbefristet über die Projektlaufzeit hinaus zu beantworten und trägt damit weiterhin zur Förderung der österreichischen Biogasszene bei.

Die Erkenntnisse aus diesem Projekt fielen insofern überraschend aus, als der Spielraum für Biogasanlagenbesitzer, Investoren, Netzbetreiber, usw. sehr gering ist. Demnach stehen derzeit de facto keine innovativen Geschäftsmodelle zur Verfügung, um schon heute Lösungen für Biogasanlagenbesitzer anzubieten deren Anlage am Ende der Laufzeit zur Einspeisung von Strom aus Biogas steht. Es konnten aber Ansätze gefunden werden, wie in den nächsten Jahren eine Basis für die Nutzung von Biomethan geschaffen werden kann.

Zunächst müssen die angesprochenen rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden und Rechtssicherheit geschaffen werden. In diesem Zuge sollte ein Round Table zwischen folgenden Institutionen etabliert werden:

- Zuständige Ministerien
- Interessensvertretungen (FGW, ARGE Kompost & Biogas, etc.)
- Energieversorger
- Weiteren Entscheidungsträgern im Bereich Gaswirtschaft
- Unabhängigen österreichischen Experten (technisch, wirtschaftlich, rechtlich)

Mit der Festlegung der Erdgasabgabepflicht, der Klärung der Situation für Biomethan als Treibstoff und der Schaffung eines Biomethanregisters wird die österreichische Situation schon wesentlich verbessert. Wünschenswert wäre noch eine Bearbeitung der österreichischen Biomethanetzeinspeisung. Danach können sicher einige Projekte auf Basis des vorliegenden Berichtes erstellt werden, ohne hohe Fördersummen einsetzen zu müssen.

Solange Erdgas aus Fernleitungen aber 20 EUR/MWh für Großkunden kostet, wird ein flächendeckender Einsatz von Biomethan nicht möglich sein.

Bis dieses Problem gelöst ist sollte der dezentrale Ansatz weiter verfolgt werden. So ist etwa der Abnahmepreis für Endkunden zwischen 70 und teilweise über 100 EUR/MWh für Erdgas relativ hoch. Der höchste Preis muss für Erdgas zu Mobilitätszwecken bezahlt werden.

Hier kann die Zielgruppe des gegenständlichen Projektes ansetzen und weiterarbeiten. Wie bereits beschrieben kann schon heute eine Biomethantankstelle wirtschaftlich betrieben werden, wenn zumindest eine der hier ermittelten Randbedingungen verbessert werden kann. Etwa Einsparung des Transports durch Situierung der Tankstelle direkt am Gelände der Biogasanlage, abgeschriebene Anlage, etc.

Diese Verbesserungen der Situation von einzelnen Biogasanlagenbesitzer wurden im gegenständlichen Bericht nicht öffentlich gemacht. Hier besteht aber noch Potential in Österreich.

Neben diesen sehr empfehlenswerten und praxisnahen weiteren Schritten und Empfehlungen scheint die Analyse des bestehenden Energiesystems aber von größeren Interesse im Sinne einer Grundlagenforschung. Diverse Berichte, wie zuletzt vom deutschen Forum für Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft belegen bereits deutlich höhere Gestehungskosten für Strom aus Gas, Kohle, Atom, usw., als sie heutzutage vergütet werden. Diese Externalisierung der Kosten muss in Zusammenhang mit den zu erwartenden Kosten gesehen werden. So bewirkt eine weiterführende Förderung der fossilen Energie zumindest Folgendes:

- Nicht Erreichen der Kyoto Ziele
- Strafzahlungen in beträchtlicher Höhe

Außerdem wird die verhältnismässig geringe Förderung für F&E im Bereich erneuerbare Energien dazu führen, dass Österreich von einem zweitrangigen Technology leader zu einem technology follower verkommt. Diese Herangehensweise wird zwar in Zeiten der Wirtschaftskrise auch von den meisten anderen Nationen verfolgt, wäre aber sehr großes, verschenktes Potential.

Durch die relativ kleine Struktur und Verwaltung hat Österreich nämlich den Vorteil neue Ansätze, Technologien, usw. verhältnismässig unkompliziert zu implementieren.

Aufbauend auf dem derzeitigen Stand der Technik sollte also erforscht werden, wie hoch der Gestehungspreis für fossile Energie, bzw. für erneuerbare Energie in Österreich tatsächlich ist.

Im gegenständlichen Fall sollte also untersucht werden, wie hoch die Effizienz der konventionellen Erdgaserzeugung ist, das heißt Verluste, Betriebskosten und Abschreibung bei der Gewinnung, Transport, Speicherung und Aufbereitung.

Diese Gesamtkosten sollten dann mit der Gewinnung von Biomethan in Relation gesetzt werden, wobei die regionale Wertschöpfung durch Produktion des Biogases berücksichtigt werden muss.

Diese Arbeiten sollten auf den schon recht umfangreich durchgeführten Vorarbeiten bezgl. Life Cycle Analysis aufbauen, wie sie in Österreich beispielsweise von Joanneum Research durchgeführt wurden.

In diesem Sinne müssen diese Ergebnisse mit strategisch ausgerichteten Studien des Umweltbundesamtes oder der Österreichischen Energieagentur synchronisiert werden.

Der Fokus dieses Projektes lag aber auf der technischen Entwicklung von Geschäftsmodellen und der Etablierung einer einheitlichen Berechnungsmethode. Die Ermittlung des aktuellen Marktpreises für die Biogasgestehung, die Aufbereitung, Transport und Nutzung in einer Tankstelle wird in den nächsten Jahren als wesentliche Entscheidungsgrundlage für die Nutzung von weiteren Projekten für Biogas gelten.

5 Ausblick und Empfehlungen

Weitere industrielle Forschung oder experimentelle Entwicklung ist erforderlich, um die Technik und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zusammenzuführen. Dies betrifft technische Optimierungen bei der erforderlichen Reinheit der Aufbereitung und bei der Netzeinspeisung. Wirtschaftliche Optimierungen werden durch die Schaffung eines eigenen Wirtschaftsraumes für die Produktion und die Nutzung von Biogas erreicht. So können etwa die Landwirte eingebunden werden, welche Substrate zu gesicherten Preisen liefern und gleichzeitig den Gärrest im Sinne einer Kreislaufwirtschaft als Dünger verwerten. Die Konsumenten erhalten einen Sachbezug in Form von Biomethan, welcher aufgrund dieses Mikrosystems nicht der Erdgasabgabepflicht unterliegt und nicht durch die Vorsteuer belastet ist. Dafür müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen geprüft, ein Businessplan erstellt und Verträge ausgearbeitet werden.

Die Erkenntnisse des gegenständlichen Projektes können auch auf andere Technologien im System der Energiewende umgelegt werden.

Bevor nämlich begonnen wird die erforderlichen Rahmenbedingungen zu schaffen und den hier präsentierten Geschäftsmodellen zum Durchbruch zu verhelfen sollte in jedem Fall eine Analyse des bestehenden hauptsächlich fossilen Energiebereitstellungsystems in Verbindung mit den volkswirtschaftlichen Auswirkungen gemacht werden.

So werden fossile Energiepreise heutzutage hauptsächlich strategisch festgelegt, unter den derzeitigen technischen Voraussetzungen wird es auch noch die nächsten Jahrzehnte möglich sein den Preis der erneuerbaren Energieträger ohne Weiteres zu unterbieten. Ob diese Herangehensweise volkswirtschaftlich sinnvoll ist, wird sich zeigen, wenn die Kostenwahrheit fossiler Energieträger bestimmt ist und die Auswirkungen der erhöhten Wertschöpfung durch Nutzung erneuerbarer Energieträger ermittelt wurde. Sollte sich durch diese umfangreiche Grundlagenforschung herausstellen, dass es schon heute wirtschaftlich sinnvoller ist, erneuerbare Energieträger einzusetzen, müssen unbedingt im nächsten Schritt die Auswirkungen auf die bestehende Industrie der fossilen Energieträger untersucht werden. Falls die gewöhnliche Geschäftstätigkeit dieser Konzerne unter dem Umstieg auf erneuerbare Energieträger leiden sollte, muss unbedingt ein Umstiegsszenario entworfen werden, wo diese Arbeitsplätze in „Green Jobs“ umgewandelt werden. Unter diesen Voraussetzungen sollte es dann nicht mehr erforderlich sein, die gewünschten Entwicklungen, wie erneuerbare Energieträger zu fördern.

Neben diesen sehr umfangreichen Forschungsarbeiten muss kurzfristig Aufwand in die Lösung der steuerlichen und rechtlichen Unsicherheit bezgl. Biomethan und Netzeinspeisung in Österreich investiert werden.

6 Anhang

Ergebnisse der Erhebungen in den Modellregionen:

11005-BB010a_Nachfrageerhebungen.pdf

Programm, Poster und Vorträge der BSB-Expo vom 19.10.2013:

11005-LK000b_BSB-Tagungsband_LQ.pdf

Clippings österreichischer Medien über BSB:

Auszug_Presseartikel.pdf

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1 Geschäftsmodelle der Biogasversorgung und Verwertungsstrategien für Biogas	12
Abbildung 2 Gasnetzautarke CNG Tankstelle von CeH4 Technologies	12
Abbildung 3: Kommt für Sie prinzipiell ein Erdgasfahrzeug in Frage?	15
Abbildung 4: Amortisation Anschaffungskosten	16
Abbildung 5: Beteiligungsmodell Teilnahme	16
Abbildung 6: Wettbewerbsfähigkeit lokaler Biogasnetze im Vergleich zu anderen "grünen" Heizformen	18
Abbildung 7: Maximaler Aufpreis für Biomethan.....	19
Abbildung 8: Barrieren für die Netzeinspeisung	20
Abbildung 9: Herkunft von Biogas als förderliches Kriterium	20
Abbildung 10 Biogas Container mit Betankungsanlage	29
Abbildung 11 Kostenvergleich von unterschiedlichen Heizungsanlagen	30
Abbildung 12: Aufbereitungskosten verschiedener Technologieanbieter	31
Abbildung 13: Aufschlüsselung der Gestehungskosten von Biomethan zu Transportzwecken	33
Abbildung 14: Grenzkosten Biogasnetz.....	34
Abbildung 15: Zusammenhang Leitungslänge Gas/Fernwärme	35
Abbildung 16: Vergleich Gasleitung - mobiles Verteilsystem	37
Abbildung 17: erste Ausbaustufe Biogasnetz Güssing	40
Abbildung 18: Tortendiagramm Kosten Tankstelle Südburgenland	42
Abbildung 19 Jahreslastgang eines ländlichen Ortsnetzes und der Jahreserzeugungprofil der Biogasanlage	45

Tabellenverzeichnis:

Tabelle 1: Biogaskosten auf Basis der detaillierten Kalkulation.	27
Tabelle 2: Geschäftsmodelle im Überblick	28
Tabelle 3: Aufschlüsselung Kosten Tankstelle Südburgenland	42

IMPRESSUM

Verfasser

Güssing Energy Technologies GmbH

7540 Güssing, Wiener Strasse 49

Tel: +43 3322 42606 311

Fax: +43 3322 42606 399

E-Mail: office@get.ac.at

Web: www.kompost-biogas.info

AutorInnen

Richard Zweiler

Vitaliy Kryvoruchko

Susanne Lins

Victoria Hala

Franz Kirchmeyr

Harald Bala

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22

1060 Wien

E-Mail: office@klimafonds.gv.at

Web: 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