

Biogas als Treibstoff: Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit

R. Hinterberger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

12/2011

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Biogas als Treibstoff: Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit

DI Robert Hinterberger
NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Swedish Gas Centre
Ing. Friedrich Bauer GmbH

Wien, Oktober 2009

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Danksagung

Wir möchten uns an dieser Stelle bei allen Personen und Institutionen bedanken, die bei der Durchführung dieses Forschungsprojektes unterstützt haben.

Stellvertretend für viele Experten und Auskunftspersonen, die durch konstruktives Feedback sowie die Weitergabe von Informationen und Daten zum Gelingen dieses Vorhaben beigetragen haben, möchten wir die Mitglieder des Projektbeirates namentlich anführen:

- Mag. (FH) Martina Ammer, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
- DI Harald Bala, TBB Consulting
- DI Andreas Indinger, Österreichische Energieagentur
- Ing. Franz Kirchmayr, ARGE Kompost Biogas
- Dr. Bernhard Mayr, Envicare Engineering GmbH
- DI (FH) Georg Rockenbauer, Firma Swietelsky
- DI Herbert Tretter, Österreichische Energieagentur
- DI Theodor Zillner, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Weiters möchten wir uns beim Auftraggeber, dem Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien), und der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (Bereich Thematische Programme), Herrn DI (FH) Helfried Mährenbach und KollegInnen, sehr herzlich für die Unterstützung und sehr gute Zusammenarbeit bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	
Kurzfassung	I
Abstract	III
Projektabriss.....	V
1 Einleitung	1
1.1 Allgemeine Einführung in die Thematik	1
1.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema	2
1.3 Fokus/Schwerpunkt der Arbeit.....	4
1.4 Einpassung in die Programmlinie	6
1.4.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie	6
1.4.2 Beitrag zu ausgewählten Themenstellungen der 2. Ausschreibung.....	7
1.5 Kurzbeschreibung des Aufbaus (Kapitel) des Endberichtes.....	9
2 Ziele des Projektes.....	13
3 Inhalte und Ergebnisse des Projektes.....	15
3.1 Verwendete Methoden und Daten	15
3.2 Beschreibung des Standes der Technik	17
3.2.1 Internationale praktische Erfahrung bei der Verwendung von Biogas im Verkehrssektor	17
3.2.1.1 Schweden	17
3.2.1.2 Schweiz.....	19
3.2.1.3 Frankreich.....	19
3.2.2 Internationale praktische Erfahrung bei der Verwendung von Erdgas im Verkehrssektor.....	21
3.2.3 Praktische Erfahrung in Österreich.....	22
3.3 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projektes)	23
3.4 Beschreibung der Projektergebnisse	23
4 Grobanalyse und Dokumentation internationaler Best Practice Beispiele (AP1).....	24
4.1 Trollhättan.....	24
4.2 Linköping.....	25
4.3 Västeras.....	28

4.4	Norrköping	32
4.5	Eslöv	32
4.6	Kristianstad	33
4.7	Göteborg	34
4.8	Stockholm	36
4.9	Lille.....	39
4.10	Zürich.....	41
4.11	Luzern.....	42
4.12	Bern	44
4.13	Inwil.....	45
4.14	Rom	47
4.15	Jameln	48
4.16	Reykjavik.....	49
4.17	Margarethen/Moos.....	50
5	Detailanalyse ausgewählter Best Practice Beispiele, wirtschaftliche Analyse unter österreichischen Rahmenbedingungen (AP 2 und AP 3).....	52
5.1	Rohstoffeinsatz	54
5.1.1	Überblick über mögliche Einsatzstoffe.....	54
5.1.2	Verwendete Einsatzstoffe – Vergleich internationaler Best Practice Beispiele...	56
5.1.3	Nachwachsende Rohstoffe (Nawaros)	58
5.1.4	Gülle bzw. Wirtschaftsdünger	64
5.1.5	Klärgas.....	65
5.1.6	Biogene Abfälle.....	67
5.1.7	Deponiegas.....	68
5.1.8	Zusammenfassung der wirtschaftlichen Potentiale und Hemmnisse zur Verwendung der unterschiedlichen Rohstoffe	70
5.2	Biogasproduktion	72
5.2.1	Biogasproduktion durch Co-Fermentation	73
5.2.2	Aufschlussverfahren	80
5.3	Biogasreinigung	84
5.3.1	Gasreinigung bei Klärgas	85
5.3.2	Gasreinigung bei Deponiegas	87
5.4	Methananreicherung	89
5.4.1	Grundsätzliches zur Methananreicherung	89

5.4.2	Druckwechseladsorption (PSA)	92
5.4.3	Physikalische Wäschen	93
5.4.4	Chemische Wäschen	95
5.4.5	Gaspermeation (Membranverfahren)	97
5.4.6	Kryogene Trennung	99
5.4.7	Erfahrung mit unterschiedlichen Aufbereitungsverfahren an unterschiedlichen Standorten, Verfahrensvergleich.....	101
5.4.8	Wirtschaftlicher Vergleich herkömmlicher Aufbereitungsverfahren	105
5.4.9	Wirtschaftlicher Vergleich der herkömmlichen Verfahren mit dem Membranverfahren.....	107
5.4.10	Kostenfaktoren bei der Membranaufbereitung bei mehrstufigem Verfahrensschema	116
5.4.11	Empfehlungen zur Technologieauswahl aus wirtschaftlicher Hinsicht.....	119
5.5	Distribution des Biomethans	121
5.5.1	Netzeinspeisung	121
5.5.1.1	Netzeinspeisung – Europäische Richtlinien.....	122
5.5.1.2	Biogasnetzeinspeisung in Deutschland	124
5.5.1.3	Netzeinspeisung in Österreich	130
5.5.2	Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Biogaspipelines	146
5.5.2.1	Praxisbeispiel Steinfurt (Deutschland)	147
5.5.2.2	Praxisbeispiel Västerås (Schweden)	149
5.5.2.3	Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogaspipelines in Österreich.....	152
5.5.2.4	Errichtungskosten von Biogaspipelines	152
5.5.2.5	Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der Leitungslänge.....	153
5.5.2.6	Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von den Leitungsbaukosten....	155
5.5.2.7	Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der transportierten Biogasmenge.....	156
5.5.3	Versorgungssicherheit und Backupsysteme.....	158
5.5.4	Dezentrale - nicht leitungsgebundene - Distributionsvarianten.....	162
5.5.5	Verflüssigung des Biomethans (LBG).....	183
5.5.6	Wirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Distributionsvarianten.....	185
5.6	Betankungs- und Speichersysteme	190
5.6.1	Verbreitung von Gastankstellen (internationaler Vergleich).....	191
5.6.2	Fast-Fill Betankungssysteme – Technik und Wirtschaftlichkeit	201

5.6.3	Slow-Fill Betankungssysteme	209
5.6.4	Speichersysteme	212
5.6.4.1	Anforderungen an die Speichersysteme.....	212
5.6.4.2	Notwendigkeit zum Ausgleich der Jahreslastkurven.....	218
5.6.4.3	Technische Ausführung von Speichersystemen.....	219
5.6.5	Hausbetankung.....	222
5.6.5.1	Wirtschaftlichkeit der Hausbetankung in Kalifornien (Best Practice Beispiel).	224
5.6.5.2	Wirtschaftlichkeit der Hausbetankung in Österreich	227
5.6.6	Vergleich der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Betankungssysteme (Zusammenfassung)	230
5.7	Verwendung von Biomethan im Fahrzeug.....	232
5.7.1	Neuanschaffung von Fahrzeugen.....	233
5.7.2	Wirtschaftlichkeit von biogas-/erdgasbetriebenen Fahrzeugen gegenüber Benzin- und Dieselfahrzeugen	233
5.7.3	Umrüstung von Benzinfahrzeugen	236
5.7.4	Verwendung in bzw. Umrüstung von Fahrzeugen mit Dieselmotor	237
5.7.5	Treibstoffspezifikationen in Österreich (Rechtsgrundlagen)	239
5.8	Verbreitungsstrategien bei gasbetriebenen Fahrzeugen, Miteinander von Biogas und Erdgas	242
5.8.1	Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge (internationaler Vergleich)	243
5.8.2	Preisgestaltung als Hauptmotivation für Umstieg auf gasbetriebene Fahrzeuge	246
5.8.3	Miteinander von Biogas und Erdgas.....	249
5.8.4	Förderung von gasbetriebenen Fahrzeugen in Österreich	251
5.9	Konkurrenznutzungen und Wirtschaftlichkeit.....	254
5.9.1	Konkurrenznutzungen in Schweden	254
5.9.2	Konkurrenznutzungen in Deutschland.....	255
5.9.3	Konkurrenznutzungen in Österreich	262
5.9.3.1	Verstromung nach Ökostromgesetz	263
5.9.3.2	Virtuelle Verstromung in Österreich.....	265
5.10	Steuerliche Rahmenbedingungen in Österreich	267
5.10.1	Mineralölsteuer	267
5.10.2	Erdgasabgabe	268
5.10.3	Gebrauchsabgaben	269

5.10.3.1	Rechtslage in Wien	270
5.10.3.2	Rechtslage in Niederösterreich	270
5.11	Ergänzende Analysen zu Gesamtwirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen	272
5.11.1	Grundsätzliches zu erzielbaren Erlösen für gasförmige Treibstoffe	272
5.11.2	Vergleich der möglichen Verkaufserlöse mit aktuellen Erdgaseinkaufspreisen..	274
5.11.3	Maximal erzielbare Biogasverkaufserlöse bei unterschiedlichen lokalen Rahmenbedingungen.....	276
5.11.4	Konkurrenznutzung Verstromung	277
5.11.5	Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von Klärgas.....	279
5.11.6	Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von biogenen Abfällen	281
5.11.7	Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von Nawaros.....	283
5.11.8	Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von Deponiegas.....	283
5.11.9	Analyse weiterer Verwertungsoptionen	284
5.11.10	Maßnahmen zur Sicherstellung der Investitionssicherheit.....	286
5.12	Detailanalyse Best Practice Västeras	288
5.12.1	Hintergrund und Historie.....	288
5.12.2	Geographische Voraussetzungen	290
5.12.3	Rohstoffversorgung	291
5.12.4	Biogasproduktion	294
5.12.5	Logistik zur Verwertung des Gärrestes.....	296
5.12.6	Klärgasproduktion.....	298
5.12.7	Biogasreinigung und Aufbereitung.....	299
5.12.8	Transport von Rohbiogas und Produktgas, Distributionskonzept.....	302
5.12.9	Hochdruckspeicher und Betankungssysteme.....	303
5.12.10	Backupsysteme	307
5.12.11	Sicherstellung Treibstoffabsatz, Verbreitung der Fahrzeuge.....	308
5.12.12	Ausgleich zwischen Angebot und Verbrauch	309
5.12.13	Grundsätze der Preisgestaltung für Treibstoff, Dünger und Rohstoffe.....	311
5.12.14	Einbindung der Stakeholder	312
5.12.15	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Investitionskosten und Finanzierung	313
5.12.16	Wirtschaftlichkeitsrechnung	315
5.12.16.1	Bilanzanalyse der Jahresabschlüsse der Svensk Växtkraft AB der Wirtschaftsjahre 2004 bis 2008	316
5.12.16.2	Berechnung der Gesamtrendite über die Anlagennutzungsdauer	328

5.12.17	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Sensitivitätsanalysen.....	329
5.12.17.1	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Investitionssumme und Förderquote	330
5.12.17.2	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Anlagennutzungsdauer	332
5.12.17.3	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebsausgaben.....	333
5.12.17.4	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Entsorgungsentgelte.....	334
5.12.18	Wirtschaftliche Optimierungspotentiale	336
5.12.19	Schlussfolgerungen	336
5.13	Detailanalyse Best Practice Beispiel Eskilstuna	338
5.13.1	Hintergrund und Historie.....	338
5.13.2	Betriebsstandorte und geographische Voraussetzungen	338
5.13.3	Rohstoffaufbringung und -aufbereitung	340
5.13.4	Biogasproduktion in der Kläranlage.....	343
5.13.5	Verarbeitung und Verwendung des Gärrestes	347
5.13.6	Biogasreinigung und Methanaufbereitung.....	347
5.13.7	Transport des Produktgases, Distributionskonzept	349
5.13.8	Hochdruckspeicher und Betankungssysteme.....	349
5.13.9	Backupsysteme	352
5.13.10	Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge, Sicherstellung des Absatzes und Umsatzentwicklung	353
5.13.11	Ausgleich zwischen Angebot und Verbrauch	355
5.13.12	Grundsätze der Preisgestaltung	356
5.13.13	Einbindung der Stakeholder	356
5.13.14	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Investitionskosten und Finanzierung	357
5.13.15	Grundsätzliches zur Wirtschaftlichkeitsrechnung	359
5.13.16	Erhebung und Analyse der Kostenstruktur auf Basis der internen Kostenrechnung.....	360
5.13.17	Berücksichtigung von vermiedenen Entsorgungsentgelten in der Kostenrechnung.....	362
5.13.18	Berechnung der Rendite über die gesamte Anlagennutzungsdauer	365
5.13.19	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Sensitivitätsanalysen.....	367
5.13.19.1	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Höhe und Entwicklung der Entsorgungsentgelte.....	367

5.13.19.2	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Investitionskosten.....	368
5.13.19.3	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Anlagennutzungsdauer	370
5.13.19.4	Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten	371
5.13.19.5	Abhängigkeit der Rendite von der zeitlichen Entwicklung des Treibstoffabsatz (Absatzes).....	372
5.13.20	Geplante Anlagenerweiterung und weitere Optimierungspotentiale in Eskilstuna.....	373
5.13.21	Schlussfolgerungen, Analyse der Handlungsoptionen für kommunale Betreiber	374
6	Grobanalyse Biomethanprojekt Knittelfeld (Realitäts-Check, AP 4)	376
6.1	Die Stadt und der Bezirk Knittelfeld	377
6.2	Die Kläranlage in Knittelfeld.....	377
6.3	Biogasproduktion in der Kläranlage	379
6.4	Bisherige Verwertung des anfallenden Methans	381
6.5	Verwertung des Gärrestes	383
6.6	Mögliche Absatzmengen für Biomethan	384
6.7	Grundsätzliches zur Abstimmung von Produktions- und Absatzmengen	387
6.8	Generelles zur Ermittlung der Kosten und der Wirtschaftlichkeit der Treibstoffproduktion	389
6.9	Mögliche Distributions- und Betankungskonzepte	389
6.9.1	Verkauf vom Biomethan am Standort der Kläranlage (Insellösung).....	390
6.9.2	Transport mit Biogaspipeline und Verkauf des Biomethans an einer eigenen Betriebs- bzw. öffentlichen Tankstelle.....	391
6.9.3	Anschluss an das Erdgasnetz und Verkauf des Biomethans an einer bestehenden CNG-Tankstelle (virtuelle Versorgung)	393
6.9.4	Versorgung durch Transporttrailer.....	395
6.9.5	Verkauf des Biomethans an der bestehenden CNG-Tankstelle (Versorgung durch eigene Pipeline)	395
6.10	Backup-Systeme.....	396
6.11	Betrachtete Projektoptionen.....	397
6.12	Projektvariante 1: Zusatzkosten der Treibstoffproduktion bei Jahresproduktion von 300.000 Nm ³ Biomethan.....	397
6.13	Projektvariante 2: Kosten der Treibstoffproduktion bei Jahresproduktion von 1 Mio. Nm ³ Biomethan.....	402

6.14	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen, Vergleich der unterschiedlichen Projektvarianten.....	406
6.15	Weitere Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Gesamtoptimierung.....	409
7	Projekthomepage (AP 5).....	411
8	Detailangaben in Bezug auf die Programmlinie	412
8.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung.....	412
8.2	Einbeziehung der Zielgruppen	413
8.3	Beschreibung der Umsetzungspotentiale	414
8.3.1	Marktpotenzial	414
8.3.2	Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotential	415
8.4	Potential für Demonstrationsvorhaben.....	415
9	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	416
9.1	Erkenntnisse aus der Projektarbeit für das Projektteam.....	416
9.2	Geplante weitere Aktivitäten des Projektteams	418
9.3	Zielgruppen, für welche die Projektergebnisse relevant sind.....	418
10	Zielerreichung.....	420
11	Ausblick /Empfehlungen	422
11.1	Handlungsempfehlungen	422
11.2	Chancen, Schwierigkeiten und Risiken bei der Realisierung/Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekte.....	424
11.3	Empfehlungen für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	425
12	Literatur-, Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	429
12.1	Literaturverzeichnis.....	429
12.2	Abbildungsverzeichnis	436
12.3	Tabellenverzeichnis	445
12.4	Abkürzungsverzeichnis	450

ANHANG

- Checkliste für Projektinitiatoren
- Grobdimensionierung Biogasanlage (Realitäts-Check)
- Auszug Gaswirtschaftsgesetz Österreich
- Auszug Gasnetzzugangsverordnung Deutschland
- Auszug Gasnetzentgeltverordnung Deutschland

Kurzfassung

Laut Grünbuch der Kommission KOM (2000)769 sollen in der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 zwanzig Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor aus Alternativtreibstoffen kommen, die Hälfte davon aus Methan, d.h. Biogas oder Erdgas. Der Entwurf zum österreichischen Biomasseaktionsplan sieht ein noch ambitionierteres Ziel vor: Biogas alleine soll bis 2020 zehn Prozent des gesamten Treibstoffverbrauches in Österreich abdecken.

Best Practice Beispiele in Schweden und der Schweiz zeigen, dass die Verwendung von Biogas als Treibstoff grundsätzlich wirtschaftlich sein kann. So wird Biogas in Schweden bereits seit mehr als 10 Jahren als Treibstoff verwendet.

Mit diesem Projekt wurde daher das Ziel verfolgt, die Machbarkeit der Verwendung von Biomethan als Treibstoff auch in Österreich zu zeigen und jene Distributionsvarianten zu identifizieren, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar sind.

Grundlage des methodischen Vorgehens war ein praxisorientierter Bottom-Up Ansatz. Zunächst wurden ausländische Best Practice Beispiele analysiert und insbesondere die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Distributions- und Betankungssystemen detailliert betrachtet.

In der zweiten Phase wurde die Übertragbarkeit der Projekterfahrungen auf die österreichischen Verhältnisse untersucht. Diese Erkenntnisse wurden abschließend einem Realitäts-Check unterzogen, wobei anhand eines Fallbeispiels gezeigt wurde, dass ein solches Treibstoffprojekt auch in Österreich wirtschaftlich machbar ist.

Einige der wichtigsten Schlussfolgerungen aus dieser Studie sind:

- Insbesondere bei Nutzung vorhandener Infrastruktur (freie Faulraumkapazitäten in Kläranlagen) ist die Verwendung von Biogas als Treibstoff von hoher Wirtschaftlichkeit. Zweistellige Gesamtrenditen sind möglich.

- Bei kurzen Distanzen sind die Kosten von Biogaspipelines deutlich geringer als jene der Netzeinspeisung, steigen jedoch proportional mit der Transportentfernung an.
- Die Kosten des Biomethantransportes über das Erdgasnetz sind hingegen entfernungsunabhängig. Während bei öffentlichen Tankstellen ein spezieller Pauschaltarif angewendet wird, sind die Transportkosten zu nicht-öffentlichen Tankstellen je Bundesland stark unterschiedlich (zwischen 0,36 c/kWh (Wien) und 1,34 c/kWh (Tirol) für typische Biomethantankstellen auf der Netzebene 3).
- Als entscheidende Hürde für die Direktvermarktung von Biomethan über das Erdgasnetz wurde die stündliche Bilanzausgleichsperiode identifiziert. Im Gegensatz dazu wurde in Deutschland ein spezieller Flexibilitätsrahmen für die Biogaseinspeisung geschaffen.
- Nicht leitungsgebundene Distributionsvarianten (Transporttrailer) sind aufgrund ihrer verhältnismäßig hohen spezifischen Transportkosten lediglich in Einzelfällen die wirtschaftlich interessanteste Lösung. Diesbezüglich gibt es eine größere Anzahl von Anbietern von Containersystemen, vorwiegend aus Italien oder Südamerika, die diese Systeme bisher für den Erdgastransport in netzfernen Gebieten eingesetzt haben und die ohne Änderungen auch für den Biogastransport verwendet werden können. Die Transportkosten liegen typischerweise in der Größenordnung von 1 Cent/kWh und sind damit deutlich höher als die Netznutzungsentgelte in den meisten Netzgebieten in Österreich.
- Inwieweit Langsam- oder Schnellbetankung möglich bzw. wirtschaftlich sinnvoller ist, hängt vom jeweiligen Einzelfall ab. Die Hausbetankung ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in Österreich hingegen nicht wirtschaftlich.
- Durch Kopplung der Treibstoff- mit der Strom und Wärmeproduktion (Tri-Generation bei Verwendung des Membranverfahrens) kann die Wirtschaftlichkeit optimiert werden. Im Smart Grid Kontext kann diese durch Einbeziehung der elektrischen Lasten weiter verbessert werden.

Bei der Darstellung der Ergebnisse wurde besonderer Wert auf die Praxistauglichkeit der Ergebnisse gelegt, um potentiellen Projektbetreibern ein Hilfsmittel zur wirtschaftlichen Beurteilung ihrer Projektideen zur Verfügung zu stellen.

Abstract

According to the Green Paper: "Towards a European strategy for the security of energy supply" by the European Commission COM (2000)769, twenty per cent of the final energy consumption in the transportation sector should come from alternative fuels by the year 2020, half of it from methane (i.e. cleaned biogas or natural gas) The draft of the Austrian Biomass Action Plan defines an even more ambitious target: Biogas should contribute ten per cent to the entire transportation fuel mix in Austria by 2020.

International best practice examples in Sweden and Switzerland have shown that biogas used as vehicle fuel could be economically feasible. Especially in Sweden, biogas has already been used as fuel for more than 10 years.

Due to this situation, the main objectives of this fundamental study were to examine the economic feasibility of the production and distribution of biogas used as vehicle fuel in Austria and to identify those types of local distribution systems that are already economically feasible under the present economic conditions.

In this study, a practical bottom-up approach was used. First, international best practice examples have been studied. In particular, different options for distribution- and refueling-systems have been analyzed in detail.

In a second phase, the possibility for implementation of these proven solutions in Austria has been assessed from a business point of view. The tax and legal system in Austria, as well as possible different local conditions have been considered to identify and analyze the circumstances under which biomethane projects are economically feasible in Austria.

In a third phase, a reality check has been carried out. This reality check can be seen as a showcase for illustrating the economic feasibility of innovative distribution concepts, like dedicated biogas pipelines, under the current general conditions in Austria.

Some of the most important results of this study are:

- Especially when using existing infrastructure, the use of biogas as vehicle fuel can be economically very attractive. Even double-digit project returns are achievable.
- For short transportation distances, specific costs of dedicated biogas pipelines are significantly lower than costs for transportation through the natural gas grid. These specific costs of dedicated pipelines increase with transportation distance.
- In contrast, tariffs for using the natural gas grid are charged independently from transportation distance. For public filling stations, a special flat rate is used. For all other filling stations, transportation costs are dependant on pressure level and province in which the costumer is located. Specific costs vary in a range between 0.36 cents / kWh (Vienna) and 1.34 kWh (Tyrol) on pressure level 3.
- As mayor barrier for transporting of biomethane via the natural gas network, the hourly balancing period was identified. In contrast to the Austrian situation, this barrier was abolished in Germany by stating a more flexible balancing period for biomethane feed-in.
- Transportation of biogas through trailer systems is also possible. Several suppliers of these trailer systems, mainly from Italy and South America, have been identified. Used only for natural gas up to now, these systems could be used for transportation of biogas without any modification. Typical specific transportation costs of approx. 1 cents / kWh have been calculated. This is significantly higher than the tariffs for using the gas distribution network in most areas (provinces) in Austria. Due to their high specific transportation costs, these trailer systems are economically attractive only in specific circumstances or areas.
- The attractiveness of the different refueling systems (fast fill, slow fill) depends on the individual situation. In contrast to international best practice examples, home refueling systems are uneconomical in Austria.
- By coupling fuel, electricity and heat production (tri-generation using the membrane process), energy efficiency as well as economics can be improved. In the smart grid context, this could be even further optimized by integrating the shifting of electrical loads.

The results of this study should give a first orientation to potential project initiators for assessing the economic feasibility of investment projects under their specific local circumstances.

Projektabriss

Ausgangssituation/Motivation

Laut Grünbuch der Europäischen Kommission KOM (2000)769 sollen in der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 zwanzig Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor aus Alternativtreibstoffen kommen, die Hälfte davon aus Methan, d.h. Biogas oder Erdgas. Der Entwurf zum österreichischen Biomasseaktionsplan sieht ein noch ambitionierteres Ziel vor: Biogas alleine soll bis 2020 zehn Prozent des gesamten Treibstoffverbrauches in Österreich abdecken.

Internationale Best Practice Beispiele in Schweden, Frankreich oder der Schweiz legen nahe, dass die Erzeugung und Distribution von Biogas zur Verwendung als Treibstoff mittels unterschiedlicher Distributionskonzepte auch unter den österreichischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich möglich ist. So wird Biogas in Schweden bereits seit mehr als 10 Jahren als Treibstoff verwendet. Mit wenigen Ausnahmen (z.B. Biogasinselfillstation in Margarethen/Moos, Projekte der Salzburg AG) wird aufbereitetes Biogas in Österreich hingegen noch kaum für die Treibstoffnutzung eingesetzt.

Inhalte und Zielsetzungen

Aufgrund dieser Ausgangslage hat das Projektkonsortium in der vorgeschlagenen Grundlagenstudie das Ziel verfolgt

- die wirtschaftliche Machbarkeit der Erzeugung und Distribution von gereinigtem Biogas zur Verwendung als Treibstoff in Österreich zu untersuchen; und
- jene Distributionsvarianten zu identifizieren, die bereits unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich, d.h. ohne eine explizite Förderung wie beim Ökostromgesetz, wirtschaftlich umsetzbar sind.

Bei den Projektarbeiten wurde besonderer Wert auf die Praxistauglichkeit der Ergebnisse gelegt, da es ein wesentliches Ziel dieser Grundlagenstudie ist, potentiellen

Projektbetreibern ein Hilfsmittel in die Hand zu geben, damit diese die wirtschaftliche Realisierbarkeit ihrer Projektideen bereits in der Vorphase ihrer Überlegungen beurteilen können.

Methodische Vorgangsweise

Grundlage des methodischen Vorgehens war ein praxisorientierter Bottom-Up Ansatz. Ausgehend von den Erfahrungen internationaler Best Practice Beispiele wurde die Machbarkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff in Österreich untersucht.

Zunächst wurden besonders innovative ausländische Best Practice Beispiele - bzw. deren interessantesten Teilaspekte - in wirtschaftlicher Hinsicht analysiert. Insbesondere die Verarbeitungsstufen Distributions- und Betankungssysteme wurden detailliert untersucht und unterschiedliche Optionen sowie Konkurrenznutzungen wirtschaftlich miteinander verglichen.

In der zweiten Phase wurde die Übertragbarkeit der unterschiedlichen, im Ausland erprobten Versorgungssysteme nach Österreich aus betriebswirtschaftlicher Sicht untersucht. Auf Basis der Rahmenbedingungen (Steuer- und Fördersystem, Treibstoffpreise, Konkurrenznutzungen, etc.) wurden jene Anwendungsfälle identifiziert und analysiert, deren Umsetzung in Österreich wirtschaftlich machbar und besonders realistisch erscheinen.

In der dritten Phase wurden die gewonnenen Erkenntnisse einem Realitäts-Check unterzogen. Anhand eines konkreten Fallbeispiels wurde gezeigt, wie ein Treibstoffprojekt unter den aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich wirtschaftlich umsetzbar wäre.

Dabei wurden betriebswirtschaftliche Analysen angestellt, wobei alle über den gesamten Lebenszyklus des Projektes anfallenden Erträge und Aufwendungen in Cash-Flow Rechnungen einfließen sind. Zusätzlich wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Abhängigkeit von externen Faktoren und die wesentlichsten Risiken zu ermitteln und zu illustrieren.

Auf die sonst üblichen makroökonomischen Potentialabschätzungen und Prognosen wurde im Rahmen dieser Studie hingegen kein Schwerpunkt gelegt. Vielmehr sollte durch das Aufzeigen und Konkretisieren von wirtschaftlichen Möglichkeiten auf der Mikroebene (Kommunen, Betriebe) die wirtschaftliche Machbarkeit von Biogas als Treibstoff schlüssig gezeigt werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Eine erste Grobanalyse zeigte, dass die möglichen Einsatzstoffe für die Biogaserzeugung in den Mitgliedsländern der Europäischen Union unterschiedlich häufig eingesetzt werden. Bei einem Screening von ausländischen Projekten stellte sich Klärgas als die am häufigsten genutzte Rohstoffquelle heraus (bei 11 von 15 Projekten). Dessen Nutzung zur Treibstoffherzeugung, wie etwa in Schweden oder der Schweiz, wäre auch in Österreich eine wirtschaftlich interessante Option, da im Unterschied zur Verwendung von Nawaros keine Rohstoffkosten anfallen. Dieses Rohstoffpotential wurde unseres Erachtens in Österreich bislang erheblich unterschätzt.

Betreffend die Biogasproduktion werden Möglichkeiten zur Kostenreduktion und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit im Wesentlichen in zwei Maßnahmen gesehen. Zum einen können durch Co-Fermentation biogener Abfälle in kommunalen Kläranlagen die Gesamtkosten der Treibstoffherzeugung deutlich verringert werden. Die durch die Abwassergebühren bereits ausfinanzierte Infrastruktur wurde meist viel zu groß dimensioniert, sodass in vielen Fällen hohes Potential für eine Erhöhung der Methanproduktion besteht. Die zweite Maßnahme wäre der Einsatz von Aufschlussverfahren, mit denen die Methanausbeute gesteigert werden kann. Unterschiedliche Desintegrationsverfahren, deren Effizienz jedoch stark von der Art der eingesetzten Rohstoffe abhängig ist, wurden recherchiert.

Die Biogasreinigung kann als Stand der Technik angesehen werden. Offene Fragen bestehen jedoch bei der Abtrennung von Siloxanen bei Klär- oder Deponiegas, vor allem im Zusammenhang mit der folgenden Stufe Methananreicherung. Diesbezüglich wurden einige F&E-Fragestellungen identifiziert, die insbesondere im Zusammenhang mit den Grenzwerten der ÖVGW Norm G31/33 und der Distribution über das Erdgasnetz von Relevanz sind.

Betreffend der Methanaufbereitung stellt sich in einer Kostenanalyse der unterschiedlichen Methanaufbereitungsverfahren heraus, dass das Membranverfahren bei Tri-Generation (Treibstoff, Strom, Wärme) nicht nur bei kleinen, sondern auch bei mittleren und großen Anlagenkapazitäten einen deutlichen Kostenvorteil gegenüber den herkömmlichen Aufbereitungsverfahren hat.

Hinsichtlich der unterschiedlichen Distributionsoptionen wurde zunächst der Transport über das Erdgasnetz untersucht. Diesbezüglich wurden die europäischen Richtlinien der

Netzeinspeisung und die gesetzlichen Regelungen im Best Practice Land Deutschland detailliert analysiert. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Novellen zur GasNZV und GasNEV in Deutschland die bestehenden Hürden der Biogaseinspeisung beseitigt haben und als Vorbild für Österreich angesehen werden können.

Die österreichischen Regelungen betreffend der Netzeinspeisung und des Transportes von Biomethan über das Erdgasnetz benachteiligen hingegen in vielen Fällen dezentrale Biogaseinspeiser, da die Transporttarife durch die Verwendung eines Briefmarkentarifes transportunabhängig sind und zusätzlich die Kosten der höheren Netzebenen automatisch auf die Tarife der unteren überwältigt werden.

Abweichend von der generellen Regelung für die Netzentgelte ist für die Versorgung öffentlicher Gastankstellen ein spezieller Pauschaltarif zu verwenden, der jedoch nicht für nicht-öffentliche Tankstellen gilt. Bei diesen Tankstellen sind, abhängig vom Netzbereich (= Bundesland), unterschiedliche Staffel- oder Zonentarife anwendbar. Für unterschiedliche Anwendungsfälle, Netzgebiete und –ebenen wurden die spezifischen Transportkosten ermittelt. Diese sind je nach Bundesland stark unterschiedlich und liegen bei Biogastankstellen typischer Größe auf der Netzebene 3 zwischen 0,36 Cent/kWh (Wien) und 1,34 kWh (Tirol)¹.

Als Hürde für Direktvermarkter von Biomethan über das Erdgasnetz in Österreich wurde die stündliche Ausgleichsperiode für den Bilanzausgleich identifiziert. Im Gegensatz dazu wurde in Deutschland im Rahmen der Novellierung der GasNZV und GasNEV ein spezieller Flexibilitätsrahmen für die Biomethaneinspeisung geschaffen.

Eigene Biomethan- oder Rohgaspipelines sind bei Best Practice Beispielen in Schweden weit verbreitet. Bei den dargestellten Praxisbeispielen in Västerås (Schweden) und Steinfurt (Deutschland), wie auch an anderen Standorten, sind keine Probleme im Betrieb aufgetreten. Im Gegensatz zum Transport über das Erdgasnetz sind die spezifischen Transportkosten linear von der Transportentfernung abhängig. Wichtigster Kosteneinflussfaktor sind die spezifischen Leitungsbaukosten, die stark von der

¹ Spezifische Transportkosten auf Netzebene 3; leistungsgemessen. Jährliche Entnahme von 300.000 Nm³, maximal stündliche Entnahme von 50 Nm³; die Unterschiede in den spezifischen Transportkosten zwischen den einzelnen Bundesländern sind auf der Netzebene 2 teilweise noch größer.

Bodenbeschaffenheit und der Siedlungsstruktur abhängig sind. Diese schwanken typischerweise in der Bandbreite zwischen 40 Euro und 430 Euro pro Laufmeter. Als weiterer wichtiger Einflussfaktor wurde die jährliche Transportmenge identifiziert.

Die spezifischen Transportkosten für typische Anwendungsfälle von Biogaspipelines wurden errechnet. Diese betragen bei typischen spezifischen Leitungsbaukosten von 60 Euro/lfm, einer jährlichen Transportmenge von 1,2 Mio. Nm³ und einer Transportentfernung von 2 km lediglich 0,08 Cent/kWh.

Bei Entfernungen von 5 km bzw. 15 km steigen die spezifischen Kosten auf 0,2 Cent/kWh bzw. 0,59 Cent/kWh an. Dies ist aber noch immer deutlich niedriger, als der Transport über das Erdgasnetz in den meisten Netzbereichen. Bei geringen Entfernungen betragen die spezifischen Kosten einer eigenen Biomethanpipeline nur einen Bruchteil der Kosten der Distribution über das Erdgasnetz.

Nicht leitungsgebundene Distributionsvarianten sind aufgrund ihrer verhältnismäßig hohen spezifischen Transportkosten lediglich in Einzelfällen die wirtschaftlich interessanteste Lösung. Diesbezüglich wurde eine größere Anzahl von Anbietern von Containersystemen recherchiert (vorwiegend aus Italien und Südamerika), die diese Systeme bisher für den Erdgastransport in netzfernen Gebieten eingesetzt haben und die ohne Änderungen auch für den Biogastransport verwendet werden können. Typische spezifische Transportkosten von 1,04 Cent/kWh wurden ermittelt, die zwar höher als die Netznutzungsentgelte in den meisten Netzgebieten in Österreich sind, aber günstiger als im teuersten (Tirol). Ergänzend wurde eine Formel für die optimale Speichergröße von mobilen Transportcontainern ermittelt, die einer der wesentlichsten Faktoren für die Höhe der spezifischen Transportkosten ist.

Die Kosten und die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Betankungssysteme (Schnellbetankung, Langsambetankung) wurden analysiert. Weiters wurden, anhand der realen Kosten von Best Practice Beispielen in Kalifornien, die Kostenblöcke der Hausbetankung näher betrachtet. Während diese Betankungsvariante für den Fahrzeughalter in den USA wirtschaftlich attraktiv ist, wäre sie unter den gegebenen Rahmenbedingungen in Österreich unwirtschaftlich. Dies liegt nicht nur an der Höhe der Netzentgelte auf Netzebene 3, sondern auch an den hohen Anschaffungskosten bzw. der kurzen Lebensdauer (wenigen Betriebsstunden) von kommerziell verfügbaren Hausbetankungsanlagen.

Ergänzend wurden umfangreiche Analysen zu Konkurrenznutzungen und zur Gesamtwirtschaftlichkeit angestellt. Je geringer die möglichen Erlöse in der Verstromungsoption sind (z.B. bei Klärgas), desto attraktiver ist der jeweilige Rohstoff für die Treibstoffnutzung.

Nachfolgend wurden zwei Best Practice Beispiele aus Schweden, über alle Stufen der Wertschöpfungskette hinweg, hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit analysiert. So konnte in der Detailanalyse des Treibstoffprojektes in Västerås, dessen Anlagen auf drei Standorte verteilt und die mit einer Produktgas- wie einer Rohbiogaspipeline miteinander verbunden sind, gezeigt werden, dass Treibstoffprojekte auch bei Nutzung von Nawaros wirtschaftlich betreibbar sind. Mit einer jährlich erzeugten Biogasmenge von 2,5 Mio. Nm³ werden 30 lokale Busse sowie Müllfahrzeuge und eine größere Anzahl von PKWs betrieben. Die Überschussproduktion wird mittels eines Containersystems in die Region Stockholm geliefert. Als einer der wichtigsten Erfolgsfaktoren kann die breite Einbindung der Stakeholder (Abfallentsorger, Kläranlagenbetreiber, Landwirte, kommunale Verkehrsbetriebe etc.) angesehen werden.

Die Wirtschaftlichkeit des zweiten im Detail analysierten Treibstoffprojektes in Eskilstuna ist aufgrund der Nutzung bestehender Infrastruktur noch erheblich besser. Durch die Nutzung freier Kapazitäten in den bestehenden Kläranlagenfermentern kann Biomethan sehr günstig produziert und durch die Übernahme von zusätzlichen gewerblichen Abfällen können die Abfallentsorgungsgebühren für die Haushalte subventioniert werden.

In einer Grobanalyse (Realitäts-Check) der Möglichkeiten zur Realisierung eines Treibstoffprojektes in der Region Knittelfeld konnte bestätigt werden, dass solche Projekte auch in Österreich umsetzbar und wirtschaftlich attraktiv sind. So wären bei der Umsetzung einer kleineren Projektvariante (300.000 Nm³ Biomethan pro Jahr) hohe zweistellige Gesamtrenditen erzielbar.

Der Grund für diese hohen Renditen ist die Nutzung vorhandener Infrastruktur, die bereits durch die Abwassergebühren der letzten Jahrzehnte finanziert und amortisiert ist und bisher nur ungenügend genutzt wurde.

Ergänzend wurde die Wirtschaftlichkeit einer zweiten, deutlich größeren Projektvariante (1 Mio. Nm³ Biomethan pro Jahr) errechnet. Trotz der um ein Vielfaches höheren Investitionskosten wäre auch in dieser Variante die Treibstoffherzeugung grundsätzlich

wirtschaftlich. Die Investitionsrisiken sind im Unterschied zur ersten Variante jedoch deutlich höher. Die Wirtschaftlichkeit wird maßgeblich von den Entsorgungsentgelten beeinflusst, die insgesamt höher sind als die Erlöse aus dem Treibstoffverkauf.

Ausblick

Nach Abschluss der vorliegenden Grundlagenstudie wird von den Studienerstellern angestrebt, das Interesse von lokalen Stakeholdern vorausgesetzt, konkrete Projekte zur Verwendung von Biogas als Treibstoff in Modellregionen gemeinsam mit diesen umzusetzen.

1 Einleitung

1.1 Allgemeine Einführung in die Thematik

Der Verkehrssektor ist einer der größten CO₂-Emittenten in Österreich und der gesamten Europäischen Union. Laut Grünbuch der Kommission KOM (2000)769 sollen in der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 zwanzig Prozent des Endenergieverbrauches im Verkehrssektor aus Alternativtreibstoffen kommen, die Hälfte davon aus Methan, d.h. Biogas oder Erdgas. Der Entwurf zum österreichischen Biomasseaktionsplan sieht ein noch ambitionierteres Ziel vor: Biogas alleine soll bis 2020 zehn Prozent des gesamten Treibstoffverbrauches in Österreich abdecken.

Die Verwendung von Biodiesel und Ethanol ist aufgrund ihrer Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und ihrer geringen Rohstoff- und Flächeneffizienz höchst umstritten. Biogas hat diesbezüglich viele Vorteile. So hat Biogas, das aus Nawaros erzeugt wird, eine um Vieles höhere Flächeneffizienz als beispielsweise Biodiesel. In Hinblick auf Umweltbilanz und Wirtschaftlichkeit ist insbesondere die Nutzung von biogenen Abfällen und Klärgas zur Biomethanproduktion von Interesse.

Bei Aufbereitung des Biogases auf Treibstoff- bzw. Erdgasqualität und dessen Distribution haben sich die Aktivitäten in Österreich jedoch vor allem auf die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz konzentriert, obwohl die Netzeinspeisung nur eine der möglichen Distributionsoptionen ist. Im Gegensatz dazu wurde etwa in Schweden, dem weltweiten Vorreiterland in der Verwendung von Biogas als Treibstoff, bereits eine Vielzahl unterschiedlicher Distributionsvarianten eingesetzt.

Aus diesem Grund wurden in dieser Arbeit, um aus diesen jahrzehntelangen Erfahrungen zu lernen, ausländische Best Practice Beispiele systematisch in Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit und die Übertragbarkeit der Projekterfahrungen auf österreichische Verhältnisse untersucht.

1.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Folgende Studien und Vorarbeiten waren Grundlage für die Projekteinreichung und Konzeption der vorliegenden Arbeit:

Hornbachner, D.; et al; Biogas-Netzeinspeisung; Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich; BMVIT; Wien; Jänner 2007

Im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ hat Hornbachner in dieser Studie die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen für Biogas-Netzeinspeisung in Österreich analysiert und insbesondere die Kosten der einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette von der Rohstoffversorgung bis hin zur Methananreicherung und Netzeinspeisung erhoben. Die Ergebnisse dieser Studie (wie die von Nachfolgeprojekten) sind in unsere Analysen eingeflossen.

Salchenegger, S.; Pözl, W.: Biogas im Verkehrssektor- Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz; Umweltbundesamt; Studie im Auftrag des BMVIT; Wien; 2005

In dieser Arbeit des Umweltbundesamtes wurde die Klimarelevanz der Verwendung von Biogas als Treibstoff quantifiziert, das Potential aufgrund der in Österreich verfügbaren Rohstoffe abgeschätzt und die technische Möglichkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff bestätigt. Die vorliegende Studie zeigt ergänzend dazu die wirtschaftliche Machbarkeit von Biogas als Treibstoff auf.

Hofmann, F.; et al; Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das österreichische Erdgasnetz; Institut für Energetik und Umwelt; Studie im Auftrag der E-Control; Leipzig; Oktober 2005

Diese von der E-Control in Auftrag gegebene Studie des Institutes für Energetik und Umwelt untersuchte das Rohstoffpotential für die Biogasproduktion in Österreich und analysierte weiters, welche Mengen an Biogas aufgrund der derzeitigen Netzinfrastruktur eingespeist werden könnten.

Auf Basis der Evaluierung der Systemarchitektur und der Tageslastkurven wird die maximale Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes zur Einspeisung von Biogas österreichweit mit lediglich zwischen 210 Mio. Nm³/a (gemessen an der minimalen Gasaufnahme) und 350 Mio. Nm³/a (gemessen am 6-Stunden Minimum in Sommernächten) angegeben. Dies entspricht 2,3 % bzw. 3,8 % des derzeitigen jährlichen Inlandgasverbrauches (9 Mrd. Nm³) in Österreich.

Auch wenn dieser Prozentsatz durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen deutlich erhöht werden könnte (Stichwort: „smart grids“), zeigt diese Studie, dass die Möglichkeiten der Netzeinspeisung zumindest mittelfristig begrenzt sind und dass dezentrale Versorgungssysteme, wie z.B. in Schweden, einen wichtigen Beitrag zur Treibstoffversorgung leisten können.

Theißing, M.: Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze; BMVIT; Jänner 2006

Diese Studie analysierte die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze aus dem Blickwinkel der Systemintegration. Diesbezüglich wurden Kennzahlen zur Beurteilung der technischen und ökonomischen Randbedingungen von Systemkomponenten ermittelt.

Weitere Studien zur Biogasreinigung, Methananreicherung, Biogaseinspeisung, Optimierung der Wertschöpfungskette

Im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ wurden eine größere Anzahl weiterer Studien zur Biogasreinigung, Methananreicherung und Optimierung der Wertschöpfungskette erstellt. Da die Verwendung von Biogas als Treibstoff de facto eine Verlängerung der Wertschöpfungskette der bisherigen Nutzungen von Biogas ist, enthalten diese Arbeiten ebenfalls wichtige Grundlagen für die vorliegende Studie.

Insbesondere im 15-monatigen Zeitraum zwischen Projektantragstellung und Projektbeginn sind weitere Forschungsprojekte abgeschlossen und Studien veröffentlicht worden, deren Ergebnisse in unserer Arbeit eingeflossen sind. Auf diese wird in den folgenden Abschnitten näher eingegangen.

1.3 Fokus/Schwerpunkt der Arbeit

Der Fokus dieser Grundlagenstudie liegt auf der wirtschaftlichen Gesamtanalyse der Wertschöpfungskette von ausgewählten Best Practice Beispielen, der Analyse von möglichen Optionen für Distributions- und Betankungssysteme und der Untersuchung der wirtschaftlichen Machbarkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff in Österreich.

Während die technische Machbarkeit und ökologische Sinnhaftigkeit der Verwendung von Biogas im Verkehrssektor bereits in vorhergehenden Studien analysiert und positiv beurteilt wurde [Salchenegger 2005], ist die wirtschaftliche Machbarkeit dieser Verwendung zuvor noch nicht in diesem Detaillierungsgrad systematisch untersucht worden.

Die Wirtschaftlichkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff konnte zwar bereits zuvor - aufgrund der Vielzahl von umgesetzten Projekten in mehreren Ländern - als grundsätzlich darstellbar angenommen werden. Inwieweit jedoch ein konkretes Projekt wirtschaftlich umsetzbar ist, hängt von einer Fülle von Einzelfaktoren ab, wobei alle Stufen der Wertschöpfungskette zu berücksichtigen sind. Aus diesem Grund liegt der Schwerpunkt dieser Grundlagenstudie auf der Analyse der einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette und deren Zusammenwirken.

Nach einer Vorbereitungsphase, in der eine Kurzdokumentation von Best Practice Beispielen erstellt wurde, sind unterschiedliche Anlagen- und Versorgungskonzepte von ausländischen Best Practice Projekten einer detaillierten betriebswirtschaftlichen Analyse unterworfen worden. Diesbezüglich wurden

- die Kenndaten der Anlagen und Einrichtungen
- die wesentlichen wirtschaftlichen Daten
- die rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen
- die wesentlichen Vertragsbeziehungen

recherchiert und die zugrundeliegenden betriebswirtschaftlichen Geschäftsmodelle analysiert.

Auf Basis dieser Analyse wurden in der nächsten Projektphase die unterschiedlichen Optionen evaluiert und jene wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen identifiziert, unter denen Treibstoffprojekte auch in Österreich wirtschaftlich machbar sind.

Unsere Arbeitshypothese, dass die wirtschaftliche Machbarkeit neben den rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen vor allem von den lokalen Gegebenheiten (vorhandene Infrastruktur, Verfügbarkeit und Preis der Rohstoffe, Mindestabnahme des produzierten Treibstoffes durch eingebundene Stakeholder) und den gewählten Distributions- bzw. Verteilsystemen abhängt, wurde bestätigt.

In der letzten Projektphase wurde ein Realitäts-Check durchgeführt. Dabei wurde unter Einbindung eines möglichen Projektinitiators ein konkreter Beispielfall durchgespielt, um die Ergebnisse der vorherigen Arbeitspakete zu verifizieren bzw. zu verfeinern.

Dieser Realitäts-Check hat gezeigt, dass die Umsetzung von Treibstoffprojekten auch in Österreich wirtschaftlich möglich ist und kann zugleich als Vorstufe für die Erarbeitung eines konkreten „Business Cases“ (Konzeptes) zur Umsetzung eines Demonstrationsprojektes in einer Modellregion angesehen werden.

1.4 Einpassung in die Programmlinie

1.4.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie

Die vorliegende Grundlagenstudie hat in vielerlei Hinsicht zu den Gesamtzielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung beigetragen:

Energieeffizienz

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff nützt den Energiegehalt des Rohstoffes viel effizienter aus, als bei Verwendung des Rohbiogases zur Stromerzeugung, da die dabei anfallende Wärme meist nur zum Teil genützt werden kann.

Energie- bzw. Flächeneffizienz

Im Vergleich zu anderen biogenen Treibstoffen hat Biogas eine wesentlich höhere Energieeffizienz und benötigt, bezogen auf den Energiegehalt, deutlich weniger Fläche zum Anbau der Rohstoffe; so kann aus einem Hektar Mais für die Biogaserzeugung das 3,5-fache an Kilometerleistung generiert werden, wie aus einem Hektar Raps für die Biodieselerzeugung.

Nutzung erneuerbarer Energieträger

Biogas ist ein 100 % erneuerbarer Energieträger und völlig CO₂-neutral. Die Verwendung von Deponiegas verbessert die CO₂-Bilanz noch zusätzlich, da das ansonsten in die Atmosphäre entweichende Methan eine mehr als 20-fach höhere Treibhauswirkung als CO₂ hat.

Systemfragen- und geeignete Implementierungsstrategien

Es war Kern dieser Studie, die Übertragbarkeit und wirtschaftliche Machbarkeit von im Ausland bereits eingesetzten Verwendungskonzepten und Implementierungsstrategien zu untersuchen. Im Sinne der Kosteneffizienz war es unseres Erachtens die bessere Strategie, erprobte Konzepte aus dem Ausland zu analysieren und auf die lokalen Verhältnisse zu übertragen, anstatt Distributionskonzepte komplett „neu zu erfinden“.

Demonstrationsprojekte / „Leuchttürme der Innovation“

Diese Grundlagenstudie ist umsetzungsorientiert angelegt und als erster Schritt einer längerfristig angelegten, mehrstufigen Gesamtstrategie gedacht, in dessen Folge, unter Einbeziehung der relevanten Stakeholder, konkrete Demonstrationsprojekte in Österreich umgesetzt werden sollen.

Verbesserung der Kooperation Wissenschaft / Wirtschaft

Im Rahmen der Verbreitung der Projekt(zwischen)ergebnisse wurden nicht nur konkrete Umsetzungsmöglichkeiten, sondern auch Optimierungspotentiale und Know-How Defizite aufgezeigt, die Ausgangspunkt für zukünftige wissenschaftliche Fragestellungen und Entwicklungskooperationen zwischen Wissenschaft und Wirtschaft sein können.

1.4.2 Beitrag zu ausgewählten Themenstellungen der 2. Ausschreibung

Die vorliegende Grundlagenstudie ist in den Themenbereich „5.5. Strategische Begleitprojekte“ des Programmdokuments zur 2. Ausschreibung der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ einzuordnen. In diesem Themenbereich wurden folgende Schwerpunkte festgelegt:

- Es wurden Studien gesucht, die die Erreichung der Ziele und die Weiterentwicklung der Programmlinie unterstützen.
- Es wurden Projekte zur gesamtwirtschaftlichen Machbarkeit („feasibility“) der einzelnen Technologielinien erwartet.
- Es wurden insbesondere Projekte zu jenen Technologielinien erwartet, die zentral von der Programmlinie bearbeitet werden, wie z.B. Biogas.

Die Inhalte der vorliegenden Studie decken sich mit diesen Schwerpunkten und sprechen folgende Kernthemen der 2. Ausschreibung an:

- Die Studie beschäftigt sich mit der gesamtwirtschaftlichen Machbarkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff.
- Die Studie beschäftigt sich mit Biogas, eine der Technologielinien, die zentral von der Programmlinie bearbeitet wird.

- Die Verwendung von Biogas als Treibstoff vervielfacht das Marktpotential für Biogas.
- Durch das hohe Marktpotential und die Zielvorgaben der Erneuerbaren Energie Richtlinie werden die vorliegende Grundlagenstudie bzw. die geplanten nächsten Stufen der Entwicklungskette (Demonstrationsvorhaben) die Weiterentwicklung der Programmlinie im Bereich Biogas weiter vorantreiben.

1.5 Kurzbeschreibung des Aufbaus (Kapitel) des Endberichtes

Nach einer Einleitung in Abschnitt 1, in dem die Vorarbeiten zum Thema, die Schwerpunkte der vorliegenden Arbeit sowie die Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ dargestellt sind, werden in Abschnitt 2 die Ziele des Projektes beschrieben.

Im darauffolgenden Abschnitt 3 werden die verwendeten Methoden und Daten vorgestellt (Abschnitt 3.1) sowie der Stand der Technik beschrieben (Abschnitt 3.2). Dabei wird sowohl auf die praktische Erfahrung bei der Verwendung von Biogas (Abschnitt 3.2.1) wie von Erdgas (Abschnitt 3.2.2) im Verkehrssektor eingegangen. Nach einer kurzen Darstellung des Innovationsgehaltes des Projektes (Abschnitt 3.3) werden in den Abschnitten 4 bis 9 die Projektergebnisse detailliert beschrieben.

Abschnitt 4 ist der Grobanalyse und Dokumentation internationaler Best Practice Beispiele gewidmet. In diesem Abschnitt, der dem im Projektantrag beschriebenen Arbeitspaket 1 entspricht, werden mehr als 15 unterschiedliche Best Practice Beispiele in Schweden, der Schweiz, Frankreich, Italien und Island dokumentiert und die wesentlichsten Eckpunkte dieser Projekte dargestellt. Diese Darstellung wird um eine kurze Projektbeschreibung der ersten österreichischen Biogastankstelle in Margarethen am Moos ergänzt.

In Abschnitt 5 werden jene Aspekte internationaler Best Practice Beispiele, die für die Wirtschaftlichkeit besonders relevant sind, sowie die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die österreichischen Rahmenbedingungen untersucht. Die Analyse der internationalen Best Practice Beispiele entspricht dem Arbeitspaket 2, die Untersuchung der Anwendbarkeit der Ergebnisse hinsichtlich einer Projektumsetzung in Österreich dem Arbeitspaket 3.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse der Arbeitspakete 2 und 3 gemeinsam dargestellt, jeweils entsprechend den unterschiedlichen Stufen der Wertschöpfungskette. So ist Abschnitt 5.1 dem Rohstoffeinsatz gewidmet, wobei auf die Unterschiede in der Rohstoffnutzung in unterschiedlichen Ländern und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Treibstoffprojekten eingegangen wird.

In Abschnitt 5.2 wird auf die Möglichkeiten und Kostenstruktur der Biogasproduktion eingegangen. Verschiedene Optionen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wie die Co-Fermentation in Kläranlagen (Abschnitt 5.2.1) oder die Verwendung von Aufschlussverfahren (Abschnitt 5.2.2) werden diskutiert.

Abschnitt 5.3. ist der Biogasreinigung gewidmet. Unter Biogasreinigung wird die Entfernung von Schwefelwasserstoff, Wasser und sonstigen Begleitstoffen im Biogas, wie etwa Siloxanen, verstanden. Die Abtrennung von CO₂ wird hingegen im nachfolgenden Kapitel 5.4 analysiert. Da die Biogasreinigung bei der Biogasproduktion aus Nawaros Stand der Technik ist, wird der Schwerpunkt auf Aspekte der Biogasreinigung bei Sondergasen (Klär- und Deponiegas) gelegt. Abschnitt 5.3.1 ist der Biogasreinigung bei Klärgas, Abschnitt 5.3.2 bei Deponiegas gewidmet.

Abschnitt 5.4 beschäftigt sich mit der für die Wirtschaftlichkeit der Treibstoffproduktion entscheidenden Wertschöpfungsstufe Methananreicherung. Nach einer allgemeinen Darstellung der bei Treibstoffprojekten angewandten Aufbereitungsverfahren Druckwechseladsorption (Abschnitt 5.4.2), Physikalische Wäschen (Abschnitt 5.4.3), Chemische Wäschen (Abschnitt 5.4.4), Membranverfahren (Abschnitt 5.4.5) und Kryogene Verfahren (Abschnitt 5.4.6) werden die für die Wirtschaftlichkeit wesentlichen Aspekte analysiert. So werden die Erfahrungen mit einzelnen Verfahren an den unterschiedlichen Anlagenstandorten dargestellt (Abschnitt 5.4.7) sowie diese in wirtschaftlicher Hinsicht miteinander verglichen (Abschnitt 5.4.8). Im folgenden Abschnitt 5.4.9 wird auf die wirtschaftlichen Vorteile des Membranverfahrens gegenüber den bisher am häufigsten angewandten Verfahren (Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption) näher eingegangen. Nach einer Analyse der Kostenfaktoren des Membranverfahrens bei mehrstufigem Verfahrensschema werden im letzten Unterabschnitt 5.4.10 aus dem wirtschaftlichen Blickwinkel Empfehlungen zur Technologieauswahl abgegeben.

Abschnitt 5.5 behandelt die unterschiedlichen Möglichkeiten der Distribution des aufbereiteten Biogases. Zunächst wird in Abschnitt 5.5.1 die Wirtschaftlichkeit der Distribution von Biomethan über das Erdgasnetz analysiert. Nach einem Überblick über die europäischen Rahmenrichtlinien werden zunächst die Rahmenbedingungen im Best-Practice Land Deutschland detailliert dargestellt, bevor auf die österreichischen Regelungen Bezug genommen wird und die für die jeweiligen Netzgebiete und Anwendungsfälle unterschiedlichen Netznutzungsentgelte ermittelt werden.

In den folgenden Abschnitten werden der Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Biogaspipelines (Abschnitt 5.5.2) sowie Aspekte der Versorgungssicherheit und die Notwendigkeit von Backupsystemen (Abschnitt 5.5.3) näher betrachtet. Es werden Best-Practice Beispiele aus Schweden und aus Deutschland untersucht und die Höhe der spezifischen Transportkosten bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen ermittelt.

In Abschnitt 5.5.4 werden die Möglichkeiten des Transportes von Biomethan mittels nicht leitungsgebundener Distributionssystem dargestellt. Unterschiedliche Hersteller von Container- oder Mutter-/Tochtersystemen wurden recherchiert und Wirtschaftlichkeitsberechnungen hinsichtlich deren Verwendbarkeit in Österreich angestellt.

Nach einer kurzen Darstellung der Möglichkeiten der Distribution des Biomethans in verflüssigter Form (Abschnitt 5.5.5) werden in Abschnitt 5.5.6 die unterschiedlichen Distributionsvarianten in Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen.

Abschnitt 5.6 ist den unterschiedlichen Betankungs- und Speichersystemen gewidmet. Nach einer Analyse der Verbreitung von Gastankstellen (Abschnitt 5.6.1) werden die unterschiedlichen Betankungskonzepte Schnellbetankung (Abschnitt 5.6.2), Langsambetankung (Abschnitt 5.6.3) und Hausbetankung (Abschnitt 5.6.5) in Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit und den bisherigen Erfahrungen bei Best Practice Beispielen analysiert. Der Zusammenhang zwischen Betankungs- und Speichersystemen wird ergänzend in Abschnitt 5.6.4 untersucht. Abschließend werden in Abschnitt 5.6.6 die wichtigsten Eckpunkte und Unterschiede betreffend der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Betankungsoptionen zusammenfassend miteinander verglichen.

Die Verwendung von Biomethan im Fahrzeug wird in Abschnitt 5.7 betrachtet, in dem auch die rechtlichen Grundlagen der Kraftstoffspezifikation in Österreich behandelt werden. Im darauffolgenden Abschnitt 5.8. werden Verbreitungsstrategien bei gasbetriebenen Fahrzeugen sowie das Mit- bzw. Gegeneinander von Biogas und Erdgas diskutiert.

Nach der Analyse der Konkurrenznutzungen in unterschiedlichen europäischen Ländern (Schweden, Deutschland, Österreich) in Abschnitt 5.9 und der Darstellung der steuerlichen Rahmenbedingungen in Österreich (Abschnitt 5.10) werden in Abschnitt 5.11 ergänzende Analysen zur Gesamtwirtschaftlichkeit angestellt.

Abschnitt 5.12 ist der Detailanalyse des Best Practice Beispiels in Västeras in Schweden gewidmet. Die verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette werden analysiert und die Wirtschaftlichkeit im Detail untersucht. Ergänzend werden Sensitivitätsanalysen angestellt und die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den unterschiedlichen Einflussfaktoren wie Investitionskosten, Treibstoffabsatz, Höhe der Entsorgungsentgelte oder Indexierungen ermittelt.

In Abschnitt 5.13 wird ein weiteres ausländisches Best Practice Beispiel, das kommunale Treibstoffprojekt in Eskilstuna, untersucht. Dieses Projekt, bei welchem der Treibstoff mittels Co-Fermentation in der kommunalen Kläranlage erzeugt wird, wird in ähnlicher Weise wie das Projekt in Västeras auf seine Wirtschaftlichkeit analysiert.

In Abschnitt 6 werden die Ergebnisse der Arbeitspakete 1 bis 3 (entspricht den Abschnitten 4 und 5) einem Realitäts-Check unterworfen, indem die bisher gewonnenen Erkenntnisse bei einer Grobanalyse der Umsetzungsmöglichkeiten eines Biomethanprojektes in der Region Knittelfeld verwendet werden. Dieser Abschnitt entspricht dem im Projektantrag beschriebenen Arbeitspaket 4.

Nach Abschnitt 7, in dem die Projekthomepage präsentiert wird (Arbeitspaket 5), werden in Abschnitt 8 Detailangaben in Bezug auf die Programmlinie gemacht. Im darauffolgenden Abschnitt 9 werden Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen gezogen und in Abschnitt 10 die Zielerreichung dargestellt. In Abschnitt 11 werden abschließend Handlungsempfehlungen ausgesprochen und ein Ausblick auf mögliche weitere Forschungs- und Umsetzungsaktivitäten gegeben.

2 Ziele des Projektes

Laut Grünbuch der Kommission KOM (2000)769 sollen in der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 zwanzig Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor aus Alternativtreibstoffen kommen, die Hälfte davon aus Methan, d.h. Biogas oder Erdgas. Der Entwurf zum österreichischen Biomasseaktionsplan sieht ein noch ambitionierteres Ziel vor: Biogas alleine soll bis 2020 zehn Prozent des gesamten Treibstoffverbrauches in Österreich abdecken.

Bis dato haben sich die Aktivitäten in Österreich jedoch vor allem auf die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz konzentriert, obwohl die Netzeinspeisung nur eine der möglichen Distributionsoptionen zur Verwendung von Biogas als Treibstoff ist.

Internationale Best Practice Beispiele in Schweden, Frankreich oder der Schweiz legen nahe, dass die Erzeugung und Distribution von Biogas zur Verwendung als Treibstoff mittels unterschiedlicher, zunächst dezentraler Distributionskonzepte auch unter den österreichischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich möglich ist. So wird etwa in der schwedischen Stadt Trollhättan bereits seit 10 Jahren Biogas als Treibstoff für Kraftfahrzeuge verwendet.

Aufgrund dieser Ausgangslage hat das Projektkonsortium in der vorliegenden Grundlagenstudie folgende Ziele verfolgt und

- die wirtschaftliche Machbarkeit der Erzeugung und Distribution von gereinigtem Biogas zur Verwendung als Treibstoff in Österreich untersucht; und
- jene Anwendungsfälle und Arten von dezentralen Versorgungssystemen identifiziert, die unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich, d.h. ohne eine explizite Förderung wie beim Ökostromgesetz, wirtschaftlich umsetzbar wären.

Insbesondere wurden folgende Fragestellungen bearbeitet und vergleichende Analysen angestellt:

- Wirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Optionen für Verteil- bzw. Distributionssysteme;
- Wirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Betankungssysteme (slow fill, fast fill);
- Einfluss von Art, Preis und Verfügbarkeit der regional verfügbaren Rohstoffe auf die Wirtschaftlichkeit bzw. Machbarkeit;
- Einfluss von Anlagen- bzw. Systemgröße („economies of scale“);
- Wirtschaftliche Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette;
- Identifikation von Gruppen von Stakeholdern / Regionen, mit denen aufgrund der regionalen oder strukturellen Rahmenbedingungen die wirtschaftliche Umsetzung besonders erfolgversprechend ist;
- Analyse der möglichen Optionen zur Einbindung dieser Stakeholdern, um Investitionssicherheit zu erreichen;
- Einfluss von möglichen Konkurrenznutzungen für (Zwischen)produkte der Wertschöpfungskette;
- Analyse der notwendigen ökonomischen Rahmenbedingungen für ein Nebeneinander von Biogas und Erdgas.

Besonderer Wert wurde auf die Praxistauglichkeit der vorliegenden Ergebnisse gelegt, da es ein wesentliches Ziel dieser Grundlagenstudie ist, potentiellen Projektbetreibern ein Hilfsmittel in die Hand zu geben, damit diese die wirtschaftliche Realisierbarkeit ihrer Projektideen bereits in der Vorphase ihrer Überlegungen beurteilen bzw. abschätzen können.

Die Grundlagenstudie soll der erste Schritt einer längerfristig angelegten, mehrstufigen Gesamtstrategie sein, in dessen Folge, unter Einbeziehung der relevanten Stakeholder, konkrete regionale Demonstrationsprojekte zur Verwendung von Biogas als Treibstoff realisiert werden.

3 Inhalte und Ergebnisse des Projektes

3.1 Verwendete Methoden und Daten

Grundlage des methodischen Vorgehens bei dieser Studie ist ein praxisorientierter Bottom-Up Ansatz. Ausgehend von den Erfahrungen internationaler Best Practice Beispiele wurde die Machbarkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff in Österreich untersucht.

Zunächst wurden unterschiedliche Modellsysteme - bzw. deren interessanten Teilaspekte - in wirtschaftlicher Hinsicht analysiert. Insbesondere die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Verarbeitungsstufen „Distributions-/Verteilsysteme“ und „Betankungssysteme“ wurden genauer untersucht und die unterschiedlichen Optionen miteinander verglichen.

Unterschiedliche Distributionskonzepte wurden dokumentiert und die wesentlichen wirtschaftlichen Parameter (Investitions- und Betriebskosten der Infrastruktur, „economies of scale“, etc.) erhoben.

In Folge wurde die komplette Wertschöpfungskette aus ganzheitlicher Sicht betrachtet, da das Zusammenwirken der Stakeholder und deren vertraglichen Beziehungen zueinander die wichtigste Voraussetzung für einen wirtschaftlich nachhaltigen Erfolg der Verwendung von Biogas als Treibstoff ist. Diese Betrachtung der Wertschöpfungskette erfolgte dabei so, wie sie aus Sicht eines Investors bzw. einer finanzierenden Bank erfolgen würde.

Die Daten und Inputparameter wurden aus verfügbaren Unterlagen und Dokumentationen, Projektberichten, Preisangeboten von Anlagenlieferanten entnommen oder durch Gespräche vor Ort und Auskünfte von Projektpartner erhoben.

In der zweiten Phase wurde die Übertragbarkeit der unterschiedlichen, im Ausland erprobten Versorgungssysteme nach Österreich aus betriebswirtschaftlicher Sicht untersucht.

Auf Basis der makroökonomischen Rahmenbedingungen (Steuer- und Fördersystem, Treibstoffpreise, etc.) und abhängig von den lokalen Gegebenheiten (Rohstoffpreise, Verfügbarkeit, Konkurrenznutzungen) wurden jene Distributionssysteme identifiziert und analysiert, deren Umsetzung in Österreich wirtschaftlich machbar und aufgrund von lokalen Voraussetzungen besonders realistisch erscheinen. Der Projektpartner Swedish Gas Center brachte durch sein internationales Netzwerk den Zugang zu internationalen Projekten und Technologielieferanten ein und lieferte Input zu fachspezifischen Fragestellungen.

In der dritten Phase wurden die gewonnen Erkenntnisse einem Realitäts-Check unterzogen. Anhand eines konkreten Fallbeispiels wurde gezeigt, wie ein Distributionskonzept unter den aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich wirtschaftlich machbar wäre. Dazu wurden die zuvor allgemein bearbeiteten Optionen auf Grundlage der lokalen Möglichkeiten evaluiert und ein Grobkonzept für ein solches Versorgungssystem erstellt.

Dabei wurden betriebswirtschaftliche Analysen angestellt, die insbesondere eine Cash-Flow Rechnung (Planrechnung) beinhalten, in welche alle über den gesamten Lebenszyklus des Projektes anfallenden Erträge wie Aufwendungen eingeflossen sind.

Auf die sonst üblichen makroökonomischen Potentialabschätzungen und Prognosen wurde im Rahmen dieser Studie hingegen verzichtet, da

- alle bisherigen Studien, sowohl bezogen auf Österreich wie auf Europa, ohnehin von einem erheblichen Potential ausgehen (auch wenn die konkreten Schätzungen stark voneinander abweichen);
- die tatsächliche, zukünftige Ausnutzung dieses Potentials sehr stark von den jeweiligen Konkurrenznutzungen der Rohstoffe bzw. Flächen abhängt, die wiederum eine Folge der zukünftigen Rahmenbedingungen (Lenkungseffekte durch Förderungen) und der technischen Entwicklung sind; solche Prognosen sind daher zwangsläufig mit großen Unsicherheiten behaftet.

Durch diese Grundlagenstudie sollte vielmehr durch das Aufzeigen und Konkretisieren von wirtschaftlichen Möglichkeiten auf der Mikroebene (Kommunen, Betriebe) die wirtschaftliche Machbarkeit von Biogas als Treibstoff schlüssig gezeigt werden.

3.2 Beschreibung des Standes der Technik

3.2.1 Internationale praktische Erfahrung bei der Verwendung von Biogas im Verkehrssektor

Als Ausgangspunkt für diese Grundlagenstudie dienten folgende Informationen über bereits umgesetzte und wirtschaftlich erfolgreiche Anwendungsfälle von Biogas als Treibstoff in den Ländern Schweden, Schweiz und Frankreich.

3.2.1.1 Schweden

Biogas wird in Schweden bereits seit vielen Jahren als Treibstoff für Kraftfahrzeuge verwendet. Der Verbrauch von Biogas im Verkehrssektor hat sich in Schweden die letzten fünf Jahre fast verdreifacht und macht inzwischen bereits knapp 50 % des gesamten Treibstoffverbrauches von Fahrzeugen mit gasförmigem Treibstoffen aus.

Die schwedische Norm SS 15 54 38 für die Verwendung von Biogas als Treibstoff unterscheidet sich dabei nur unwesentlich von den in Österreich für die Netzeinspeisung von Biogas relevanten Normen ÖVGW G31 und G33.

Im Unterschied zu Österreich, wo Biogas vor allem aus NAWAROS erzeugt wird, erfolgt die Produktion des Biogases in Schweden vorwiegend aus flüssigen und festen Abwässern bzw. Abfällen. Nach Reinigung und Methananreicherung wird das gereinigte und angereicherte Biogas über unterschiedliche Distributions- bzw. Verteilsysteme zur Tankstelle bzw. zum Verbraucher transportiert.

Zwar wird z.B. in der Anlage in Laholm das aufbereitete Biogas in das bestehende Erdgasnetz eingespeist; eine solche Netzeinspeisung ist jedoch für den Biogasproduzenten nicht in allen Fällen die wirtschaftlich interessanteste Option.

So sind in Schweden die unterschiedlichsten Distributions- bzw. Verteilsysteme im Einsatz. Dies reicht von speziellen Biogaspipelines, lokalen Verteilnetzen bis hin zum Straßentransport. Das komprimierte Biogas wird dabei, ähnlich wie bei der Lieferung von Mineralölprodukten durch Tankwagen, mit LKW zur jeweiligen Tankstelle transportiert. Hier

sind spezielle Containersysteme bzw. Anlieferungssysteme mittels Sattelschlepper in Verwendung. Übliche Systemkomponenten haben ein Fassungsvermögen von 1400, 2000, oder 6000 m³ komprimiertem Biogas.

Nachfolgend seien beispielhaft zwei Anwendungsfälle angeführt:

Kristianstad

Kristianstad ist die Hauptstadt der Region Skane in Südschweden mit rund 75.000 Einwohnern. Seit dem Jahr 1997 betreibt das lokale Abfallentsorgungsunternehmen eine Biogasanlage, dessen Biogas zunächst nur zur Fernwärmeerzeugung verwendet wurde.

Nach der Gründung eines Joint-Venture mit einem Energieversorger im Jahr 1999 wurde eine Biogasreinigungs- und Methananreicherungsanlage errichtet und das erzeugte Biogas in Folge auch als Treibstoff verwendet. 22 städtische Busse und mehr als 200 sonstige Kraftfahrzeuge werden in Kristianstad bereits mit Biogas betrieben.

Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Biogas als Treibstoff wurde im September 2006 eine zweite Biogasaufbereitungsanlage errichtet, wodurch sich die Gesamtkapazität verdreifachte.

Die Stadt Kristianstad hat bereits 1999 die Absicht bekundet, eine „Fossil Fuel Free Municipality“ zu werden.

Stockholm

Die Produktionsanlagen in der schwedischen Hauptstadt Stockholm verfügen über eine deutlich höhere Produktionskapazität („economies of scale“) als jene in Kristianstad. Als Rohstoff werden die Abwässer aus der kommunalen Abwasserreinigungsanlage verwendet. Mit der erzeugten Gasmenge werden mehr als 100 städtische Linienbusse sowie sonstige Fahrzeuge betrieben.

Diese beiden Beispiele aus dem kommunalen Bereich sind keine Einzelfälle. Biogas wird in Schweden sowohl in ländlichen Regionen als auch in Städten unterschiedlicher Einwohnerzahl, wie etwa Malmö, Borås, Trollhättan, Norrköping, Göteborg und Uppsala, als Treibstoff verwendet.

In 17 schwedischen Städten wurden die Busflotten bereits komplett auf Biogas umgestellt. 10 Städte verwenden für ihre kommunalen Busflotten Erdgas, weitere Kommunen verwenden sowohl Biogas wie Erdgas für ihre urbanen Transportsysteme.

3.2.1.2 Schweiz

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff ging in der Schweiz ursprünglich vom Unternehmen Kompogas aus. Das von Firmengründer Walter Schmidt Ende der 80er Jahre entwickelte Kompogasverfahren verwendet Feststoffe wie Küchen- und Gartenabfälle zur Produktion von Biogas.

Nach ersten Versuchen der Verwendung von Biogas als Treibstoff (Kompo-Mobil I & II) wurde vor allem das Projekt Migros Zürich über die Landesgrenzen hinweg bekannt. Seit April 2001 werden alle Bioabfälle der Genossenschaft Migros Zürich zu Biogas verarbeitet, das anfallende Rohbiogas aufbereitet und als Treibstoff verwendet. Das so erzeugte Biogas ist – aufgrund der geringeren Besteuerung – deutlich günstiger als Benzin oder Diesel und wird großteils in der Fahrzeugflotte der Genossenschaft Migros verwendet.

In den letzten Jahren sind in der Schweiz weitere Biogasanlagen in Betrieb gesetzt worden (bzw. dzt. im Bau), die Biogas als Treibstoff verwenden, wie z. B. Pratteln (12.500 t/a Bioabfall), Jona (5.000 t/a), Utzendorf (12.000 t/a) oder Ottenbach (16.000 t/a).

Die bisher größte Biogasanlage wurde in der Gemeinde Inwil errichtet. Das Anlagenkonzept sieht vor, mit einem Flüssigfermenter und zusätzlich parallel mit einem Feststofffermenter zu arbeiten. Der Betreiber, die SwissFarmerPower Inwil AG, ein Gemeinschaftsunternehmen der bäuerlichen Rohstofflieferanten, der Erdgas Zentralschweiz AG und weiterer Stakeholder, will damit 1,9 Millionen Kubikmeter Gas pro Jahr herstellen, dass zum Großteil als Treibstoff für Kraftfahrzeuge verwendet werden soll.

3.2.1.3 Frankreich

Eines der interessantesten Projekte ist in der nordfranzösischen Stadt Lille realisiert worden. Dort ist bereits im Jahr 1990 die strategische Entscheidung gefallen, die kommunale Busflotte auf Bio- und/oder Erdgas umzurüsten.

Inzwischen wurde massiv in die nötige Infrastruktur (Reinigung, Kompressorstationen, Tankstellensysteme, Busdepot) investiert und etwa die Hälfte der 400 kommunalen Busse bereits auf Biogas/Erdgas umgerüstet.

Das Biogas wird großteils in der kommunalen Kläranlage erzeugt, anschließend gereinigt bzw. angereichert. Die Stickoxid- und Feinstaubemissionen der kommunalen Busse konnten seit der Verwendung von Biogas auf einen Bruchteil (1/15 bzw. 1/17 im Vergleich zu Dieselfahrzeugen) reduziert werden. Auch der Lärm der Autobusse konnte aufgrund der höheren Klopffestigkeit des gasförmigen Treibstoffes auf die Hälfte reduziert werden.

Inzwischen werden in Frankreich bereits mehr als 1500 Busse und 200 Müllfahrzeuge mit gasförmigen Treibstoffen betrieben, wenn auch landesweit davon der Großteil (noch) mit Erdgas betrieben wird.

Weitere interessante Projekte sind u.a.:

Island: In der Deponie Álfnes (Großraum Reykjavik) wird das gewonnene Deponiegas aufbereitet und als Treibstoff für Kraftfahrzeuge verwendet.

Ungarn: In der zweitgrößten ungarischen Stadt Debrecen soll Biogas zukünftig für die kommunalen Busse im Stadtzentrum eingesetzt werden; dieses Projekt wird im Rahmen von Civitas-Mobilis unterstützt.

Ukraine: Bereits seit mehreren Jahren wird in Donjeszk eine Flotte von Lastkraftfahrzeugen mit gereinigtem und aufbereitetem Grubengas betrieben.

Kalifornien (USA): Kooperation zwischen Calstart und der Business Region Göteborg; Ziel: Verwendung von Biogas als Treibstoff in Kalifornien.

Chile: Kooperationsabkommen zwischen Schweden und Chile; Ziel ist der Technologietransfer nach Chile zum Aufbau der Infrastruktur zur Verwendung von Methan (Erdgas/Biogas) als Treibstoff.

3.2.2 Internationale praktische Erfahrung bei der Verwendung von Erdgas im Verkehrssektor

In Europa sind die meisten Erdgasautos in Italien (mehr als 550.000 Fahrzeuge) in Betrieb. Vor allem in den nördlichen Regionen Italiens werden, durch eine hohe Dichte von Erdgastankstellen begünstigt, immer mehr Erdgasfahrzeuge zugelassen. Hauptgründe für den Umstieg auf das schadstoffärmere Erdgas sind die deutlichen Kostenvorteile (bis zu 50 % Kostenersparnis gegenüber fossilen Treibstoffen bezogen auf die Kilometerleistung) und die staatliche Förderung bei Anschaffung eines Erdgasautos.

Stark steigend ist auch die Anzahl der Erdgasautos in Deutschland. Von rd. 50.000 erdgasbetriebenen Fahrzeugen zu Beginn 2007 soll der Fahrzeugbestand lt. einer Studie der Unternehmensberatung Roland Berger auf bis zu 360.000 Fahrzeuge im Jahr 2010 ansteigen.

Diese rasante Entwicklung wird einerseits durch die derzeitige Befreiung von der Mineralölsteuer (und Festschreibung eines begünstigten Mineralölsteuersatzes bis 2020), aber auch durch die massive Förderung durch kommunale Versorgungsunternehmen (z.B. durch Tankgutscheine, Investitionskostenzuschüsse etc.) angetrieben.

Biogas wird in Deutschland noch kaum als Treibstoff verwendet, da aufgrund des dortigen Ökostromtarifes (garantierte Einspeisetarife auf 20 Jahre) die Verstromung meist die lukrativere Option für die Verwendung von Biogas ist. Wirtschaftlich interessant ist die Verwendung als Treibstoff daher nur bei jenen Rohstoffen, die einer geringen Einspeisevergütung unterliegen.

Eine immer wichtigere Rolle spielt Erdgas in der EU vor allem im öffentlichen städtischen Verkehr. Städte wie Barcelona oder Rom setzen immer mehr auf die Verwendung von Erdgasbussen. Selbst in der slowakischen Hauptstadt Bratislava sind bereits 120 CNG-betriebene Autobusse im Einsatz. Gründe für den Umstieg auf Erdgas sind die erheblichen Kostenvorteile im laufenden Betrieb und die deutlich geringeren Schadstoffemissionen.

Weltweit die größte Verbreitung hat die Verwendung von gasförmigen Treibstoffen jedoch im außereuropäischen Ausland. Beispielhaft seien hier Länder wie Pakistan, Brasilien oder

Argentinien genannt. So werden in Argentinien bereits mehr als 15 % aller Fahrzeuge mit Erdgas angetrieben, in Bolivien 12 %. Die Zuliefer- und Serviceindustrie hat sich in den genannten Ländern bereits zu einem äußerst lukrativen und schnell wachsenden Sektor entwickelt.

3.2.3 Praktische Erfahrung in Österreich

Biogas

Österreichische Anlagenhersteller und Betreiber konnten die letzten Jahre vor allem im Bereich Biogasproduktion mit anschließender Verstromung Erfahrungen sammeln. Von Seiten der Gasversorgungsunternehmen und Forschungseinrichtungen gibt es Interesse und vielfältige Aktivitäten im Bereich der Biogas-Netzeinspeisung.

Die erste Verwendung von Biogas als Treibstoff war in Österreich die „virtuelle“ Biogastankstelle an der OMV-Tankstelle in Ansfelden im Zusammenhang mit der Biogas-Netzeinspeisung in Pucking.

Inzwischen gibt es Erfahrungen mit der Netzeinspeisung (und Verkauf von „virtuellen Biogas“) bei der Biogasanlage in Bruck an der Leitha sowie der ersten direkten Biogasbetankungsanlage in Margarethen am Moos (MetaPur).

Erdgas

In Österreich waren im Jahr 2007 rund 700 erdgasbetriebene Fahrzeuge in Verwendung, die meisten davon Flottenfahrzeuge, wie z.B. jene der Wiener Mietwagenfirma C&K, die bereits einen Großteil ihrer Fahrzeugflotte aus Kostengründen auf Erdgas umgerüstet hat. Weitere Flottenbetreiber sind u.a. die Raiffeisen Leasing, die WIEN ENERGIE Gasnetz und die OÖ Erdgas.

Bio- CNG (Mischung von 80 % Erdgas – 20 % Biogas)

Im Rahmen der Plattform „Bio-CNG Verkehr“ sollte die Einführung eines Mischtreibstoffes (80 % Erdgas - 20 % Biogas) vorangetrieben werden. Diese Plattform baute auf dem „5 Punkte Aktionsprogramm zur Forcierung von Erdgas und Biogas als Kraftstoff in Österreich“ auf, das im Jahr 2006 von Bundesminister Josef Pröll und OMV-Generaldirektor Wolfgang Ruttendorfer veröffentlicht wurde. Aufgrund der Neuwahlen im Jahr 2008 wurde diese

Initiative (ebenso wie andere, dort vorgesehene, Biogas-relevante Maßnahme), bis dato jedoch nicht umgesetzt.

3.3 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projektes)

Der Innovationsgehalt dieser Studie liegt in der systematischen Untersuchung der Voraussetzungen und der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff relevant sind.

Im Unterschied zu den üblichen Top-Down Ansätzen (Potentialabschätzungen, makroökonomische Betrachtungen etc.) wurde methodisch ein praxisorientierter Bottom-Up Ansatz gewählt. Ausgehend von wirtschaftlich erfolgreichen internationalen Best Practice Beispielen wird die Machbarkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff vor allem aus einem betriebswirtschaftlichen Blickwinkel untersucht.

Die Wertschöpfungskette wurde dabei aus ganzheitlicher Sicht betrachtet, da das Zusammenwirken aller Stakeholder und deren vertraglichen Beziehungen zueinander die wichtigste Voraussetzung für die notwendige Investitionssicherheit und einen nachhaltigen wirtschaftlichen Erfolg der Verwendung von Biogas als Treibstoff ist.

Bis dato gibt es keine vergleichbare Studie, die die wirtschaftliche Machbarkeit der Verwendung von Biogas als Treibstoff in Österreich in Hinblick auf eine konkrete Projektumsetzung ähnlich detailliert und systematisch untersucht hat.

3.4 Beschreibung der Projektergebnisse

Die Projektergebnisse werden in den folgenden Abschnitten 4 bis 9 im Detail dargestellt.

4 Grobanalyse und Dokumentation internationaler Best Practice Beispiele (AP1)

Zu Beginn der Projektarbeit wurden interessante Best Practice Beispiele identifiziert und entsprechend dokumentiert. Neben den bestehenden Kontakten des Projektkonsortiums wurden insbesondere die Studien bzw. Datenbanken von EU-Programmen/Projekten wie etwa das BiogasMax Projekt als Informationsquellen herangezogen. Es wurden mehr als 15 unterschiedliche Projekte in Schweden, der Schweiz, Frankreich, Italien und Island dokumentiert.

Als Ergebnis dieser ersten Projektphase liegt eine Kurzdokumentation der internationalen Best Practice Beispiele vor, in welcher die wesentlichsten Eckpunkte (Art und Größe des Distributions- bzw. Verteilsystems, Anzahl der mit Biogas betriebenen Fahrzeuge, verwendete Rohstoffe, Anzahl von Betriebsjahren etc.) dargestellt und die um eine Projektbeschreibung der ersten österreichischen Biogastankstelle in Margarethen am Moos ergänzt wurde.

4.1 Trollhättan²

Die Stadt Trollhättan liegt ca. 100 km nördlich von Göteborg an der Westküste Schwedens und hat rd. 50.000 Einwohner. Die erste Gasaufbereitungsanlage wurde im Jahr 1995 errichtet und die ersten vier gasbetriebenen Busse sind bereits im Juni 1996 probeweise in Betrieb gesetzt worden. Damit gehört Trollhättan zu den Kommunen mit der längsten Erfahrung in der Verwendung von Biogas als Treibstoff.

Das Biogas wird in der Kläranlage in Arvidstop erzeugt. Inputstoffe sind Klärschlamm (75 %), aber auch biogene Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie (25 %). Aus diesen

² Quellen: Energie-Cities, ManagEnergy

Materialien wird in zwei Fermentern mit einer Gesamtkapazität von 4.200 m³ das Biogas erzeugt.

Die Aufbereitungsanlage arbeitet nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche und wurde von der Firma Flotech geliefert. Die Anlage war einer der ersten Biogasaufbereitungsanlagen von Flotech und deren erste Referenzanlage in Schweden (Aufbereitungskapazität: 200 Nm³/h Rohbiogas; Modell CSFR 200).

Der Großteil des Biogases wird rd. 4 km von der Kläranlage entfernt an der Tingvilla Busstation verbraucht, wo auch die Speicheranlage errichtet wurde. Das ursprüngliche Budget wurde deutlich überschritten. Ursprünglich waren Investitionen von 43 Mio. SEK vorgesehen (Biogasproduktion, Aufbereitung, Verteilung und Anschaffung der Gasbusse). Im Jahr 1995 sind jedoch mehr als 50 % an zusätzlichen Kosten aufgelaufen, insbesondere für Speichertanks und Distributionsinfrastruktur. Als Gründe werden Kalkulationsfehler angegeben, vor allem da die Gasleitungen viel länger als ursprünglich geplant gebaut werden mussten.

Seit dem Jahr 2000 wurde das gesamte Biogassystem laufend erweitert. Zunächst wurde eine eigene Biogasanlage für den biogenen Anteil der kommunalen Abfälle gebaut, eine neue Aufbereitungsanlage mit einer Aufbereitungskapazität von 400 Nm³/h Produktgas und eine zusätzliche Tankstelle errichtet. Derzeit werden in Trollhättan ca. 230 Gasfahrzeuge betrieben, davon etwa 30 Busse und LKWs, der Rest Personenfahrzeuge.

4.2 Linköping³

Linköping ist eine Stadt mit 140.000 Einwohnern (inkl. Umlandgemeinden) inmitten einer landwirtschaftlich geprägten Region im Südosten von Stockholm. Da die in den frühen 90er Jahren geplante Erweiterung des Gasnetzes verschoben wurde, ist von Seiten der Stadt die strategische Entscheidung getroffen worden, lokal erzeugtes Biogas als Treibstoff für die kommunale Busflotte einzusetzen. Nach Abschluss von Kooperationsgesprächen der Stadt Linköping mit den lokalen Schlachtbetrieben (Swedish Meat AB) und einer

³ Quellen: [Martensson 2007], [IEA 2008], Unternehmensunterlagen der Swedish Biogas International AB, persönliche Kommunikation mit Carl Lilliehöök (Board Member Swedish Biogas International AB)

landwirtschaftlichen Organisation (Lantbrukets Ekonomi AB) wurde im Jahr 1995 die Lindköping Biogas AB gegründet.

Biogasproduktion

In der kommunalen Kläranlage Nykvarn wird Bio-/Klärgas bereits seit 1992 gewonnen und auf Erdgasqualität aufbereitet. Die Produktionskapazität hat sich im Laufe der Jahre aufgrund der ständig steigenden Nachfrage mehrmals verdoppelt.

Der Bau der ersten eigentlichen Biogasanlage hat im Jahr 1996 begonnen und wurde noch im gleichen Jahr fertiggestellt. Im Jahr 2005 wurde die Anlage von Svensk Biogas, einer Gesellschaft im 100 %-igen Besitz der Stadt Linköping, übernommen. Inzwischen besitzt und betreibt die Svensk Biogas drei Biogasanlagen (inkl. Methanaufbereitung), 13 öffentliche Tankstellen, ein Busdepot mit Betankungsanlage und ein Niederdrucknetz für die Verteilung des gereinigten Biogases. Mehr als 30 neue Arbeitsplätze sind dadurch geschaffen worden.

Die Biogasanlage verarbeitet rd. 45.000 Tonnen Inputmaterial pro Jahr, größtenteils von der lokalen Nahrungsmittelindustrie (Abfallfette, Gemüseabfälle, Schlachtabfälle). Weiters wird ein kleiner Teil Gülle verarbeitet (rd. 2.000 Tonnen pro Jahr). Ursprünglich hätte der prozentuelle Anteil von Gülle viel höher sein sollen (rd. 25 % des eingesetzten Rohstoffes); aufgrund der deutlich höheren Biogaserträge durch andere Rohstoffmaterialien wurde dieser Anteil aber deutlich reduziert. Es wurden auch jahrelange Erfahrungen mit Additiven gemacht, um den Biogasertrag zu steigern.

Der flüssige Abfall aus dem Schlachthof wird über eine unterirdische, 1,7 km lange Pipeline zur Biogasanlage gepumpt. Die restlichen Abfälle des Schlachthofes werden zerkleinert, bevor sie auf der Straße zur Biogasanlage transportiert werden. Der Abfall wird anschließend mit der Gülle gemischt und hygienisiert (1 h bei 70°). Die Anlage besteht aus zwei konventionellen Fermentern mit je 3.700 m³ bei einer Verweilzeit von 30 Tagen und wird mesophil betrieben.

Der Gärrest ist gemäß dem schwedischen Zertifizierungssystem als organischer Dünger geeignet. Der Großteil des organischen Düngers (52.000 Tonnen bei 4,5 % Trockensubstanzanteil) wird in derzeit 17 umliegenden landwirtschaftlichen Betrieben auf die Felder aufgebracht.

Die Svensk Biogas betreibt seit Ende 2006 eine dritte Biogasproduktionsanlage, die jedoch in Händelö in der Nachbargemeinde Nörrköping situiert ist. Es werden 24.000 Tonnen Inputmaterial, großteils Abfallmaterial aus dem nahegelegenen Ethanolwerk, verarbeitet. Der Gärrest aus dieser dritten Biogasproduktionsanlage ist nach schwedischen Bestimmungen ebenso als organischer Dünger geeignet und wird als solcher auch verwendet.

Biogasaufbereitung

Klärgas aus der Kläranlage in Nykvarn wird bereits seit 1992 mittels einer Druckwechseladsorptionsanlage (PSA) bei einer Aufbereitungskapazität von 200 Nm³/h Rohgas aufbereitet.

Im Zuge der Errichtung der Biogasanlage in 1996 wurde auf demselben Betriebsgelände eine neue Gasaufbereitungsanlage (Druckwasserwäsche, Kapazität von 660 Nm³/h Rohgas) errichtet und 1997 in Betrieb gesetzt. Aufgrund der gestiegenen Nachfrage nach Biogas wurde 2002 die dritte Aufbereitungsanlage errichtet (Druckwasserwäsche, Kapazität 1.400 Nm³/h Rohgas).

Das aufbereitete Biogas wird unter niedrigem Druck über eine Polyethylen-Pipeline zum Busdepot (slow fill) und zu mehreren Einzeltankstellen (fast fill) transportiert, wo es auf 250 bar komprimiert wird. Jährlich werden rd. 5 Mio. Nm³ Methan aufbereitet (rd. 48.000 MWh/Jahr), wovon 95 % als Treibstoff verwendet wird.

Aufgrund der geographischen Distanz wurde in Händelö eine eigene Aufbereitungsanlage errichtet, wobei ein Großteil des erzeugten Biogases mittels Transportfahrzeuge an Tankstellen in Nörrköping und Umgebung geliefert wird.

Distribution und Betankung

Ursprünglich wurden im Jahr 1997 27 Busse mit Biogas betrieben. Inzwischen ist die gesamte kommunale Busflotte (64 Busse) auf Biogas umgerüstet worden. Alle Busse werden „slow fill“ betankt; dadurch konnten die Investitionskosten reduziert werden (Minimierung der Gasspeicherkapazität und der Kompressorkapazität).

Neben der Betankungsanlage für Busse besitzt und betreibt die Svensk Biogas 13 öffentliche Biogastankstellen in Linköping und Umgebung. Während mehrere direkt an die Niederdruckpipelines angeschlossen sind, werden die restlichen über ein Containersystem versorgt. Die Tankstellen im benachbarten Nörrköping wurde ursprünglich ebenfalls durch die Biogasanlage in Linköping mitversorgt. Da in Nörrköping jedoch inzwischen eine eigene Biogasanlage errichtet wurde, wird eine eventuelle Methan-Überschussproduktion vom Biogasdistributor AGA/Linde übernommen und nach Stockholm transportiert.

Weiters wird seit 2005 die Eisenbahnlinie Linköping – Västervik an der Ostküste mit Biogas betrieben. Dies ist weltweit die erste Eisenbahnlinie, die mit Biogas betrieben wird. Der Triebwagen hat eine Reichweite von 600 km und wurde durch Austausch des Dieselmotors und Einbau eines Gastanks umgerüstet. Die Umrüstung war wirtschaftlich attraktiv, da die Strecke ansonsten aus Emissionsgründen elektrifiziert hätte werden müssen. Eine Umrüstung auf Biogas war deutlich kostengünstiger als eine Elektrifizierung der gesamten Streckenlänge.

4.3 Västeras⁴

Die Stadt Västeras liegt rd. 100 km westlich von Stockholm. Die Biogasproduktions- und aufbereitungsanlage wurde vom Unternehmen Svensk Vätkraft AB errichtet und wird von dieser auch betrieben. Eine Vielzahl der Stakeholder sind zugleich auch als Aktionäre der Gesellschaft mit eingebunden.

Produktion des Rohbiogases

Das Rohbiogas wird an zwei unterschiedlichen Standorten produziert:

Standort Kläranlage Kungsängen

Am Standort der Kläranlage im Stadtteil Kungsängen werden 150-250 Nm³/h an Klärgas produziert. Dieses Rohgas wird einer Druckerhöhung unterzogen (von 20-30 mbar auf 300-500 mbar) und lediglich getrocknet, damit ein Taupunkt von -8°C erreicht werden kann. Danach wird es über eine 8,5 km lange Transportleitung zur gemeinsamen Gasreinigungs- und Aufbereitungsanlage in Gryta transportiert.

⁴ Quellen: [Agropti 2004]

Standort Biogasanlage in Gryta

Die Biogasanlage in Gryta wurde für folgende Inputstoffe ausgelegt:

- 14.000 Tonnen organische Abfälle aus getrennter Sammlung mit rd. 30 % Trockensubstanzanteil aus Haushalten und Großküchen;
- 4.000 Tonnen Abfall aus Fettabseidern (Großküchen, Restaurants) mit einem Trockensubstanzanteil von 4 %;
- 5.000 Tonnen Grassilage (angebaut auf 300 Hektar; Trockensubstanzanteil von rd. 35 %)

Die Biogasanlage erzeugt zwischen 250 und 350 Nm³ Rohbiogas pro Stunde und verfügt über einen Gasspeicher von 800 m³ Fassungsvermögen. Ein Teil des produzierten Rohbiogases dient zum Betrieb eines BHKWs zur Strom- und Wärmeerzeugung, der Rest wird über eine Kompressorstation zur nahegelegenen Aufbereitungsanlage transportiert.

Gasreinigung und Aufbereitung auf Erdgasqualität

Die Aufbereitungsanlage wurde von der schwedischen Firma YIT geliefert und hat eine Kapazität von 150 - 550 Nm³ Rohbiogas. CO₂, H₂S und H₂O werden abgetrennt, damit ein Taupunkt von -80°C sowie die Qualitätsanforderungen der schwedische Norm SS 15 54 38 für gasförmige Treibstoffe erreicht werden können. Die Aufbereitung erfolgt nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche.

Die Aufbereitungsanlage in Västerås ist eine der wenigen von der Firma YIT gelieferten Anlagen. Im Rahmen der Inbetriebsetzung sind technische Probleme aufgetreten, die nur teilweise gelöst werden konnten. Mittlerweise hat sich die YIT aus diesem Marktsegment komplett zurückgezogen und das Verfahren an die spanische Firma RosRoca lizenziert⁵. Das größte Problem waren die Methanverluste, die je nach Anlagenauslastung zwischen 2 % und 5,5 % lagen, während diese bei anderen Herstellern typischerweise unter 2 % liegen.

Transport des Rohbiogases und des Produktgases

Es wurden zwei Gaspipelines jeweils unterirdisch verlegt. Eine rd. 8,5 km lange Pipeline (PE 100, 160 mm Durchmesser) transportiert das Rohbiogas der Kläranlage in Kungsängen bei einem Überdruck von 300 - 500 mbar zur gemeinsamen Aufbereitungsanlage, die nahe zur Biogasanlage gebaut wurde. Die zweite Pipeline transportiert das aufbereitete Biogas zum Busdepot bzw. zur Tankstelle zurück. Aufgrund der lokalen Verhältnisse kann diese 8 km

⁵ vgl. [Urban 2008]

lange Pipeline (ebenfalls PE 100, 160 mm Durchmesser) zum Großteil parallel zur Rohbiogaspipeline in der gleichen Trasse geführt werden, was die Kosten für Grabungsarbeiten deutlich verringert hat.

Speicher- und Backup-Systeme, Betankungsanlagen

Das Depot verfügt über zwei elektrisch betriebene Kompressoren von jeweils 400 Nm³/h Leistung (entspricht jeweils der Produktionskapazität der Aufbereitungsanlage; = 100 % Backup), welche das aufbereitete Biogas auf die erforderlichen 350 bar Druck bringen.

Der Hochdruckspeicher (Lieferant: Mannesmann) besteht aus 16 Stahlrohren mit einem Volumen von jeweils 2.000 Litern. Bei maximalen Betriebsdruck von 350 bar könnten bis zu 11.000 Nm³ Methan gespeichert werden. Praktisch ist jedoch nur ein Speichervolumen von 6.000 Nm³ nutzbar, da die einzelnen Speicherelemente bei unterschiedlichem Betriebsdruck in einem Dreibanksystem verwendet werden. Die Gasspeicher sind in Beton eingehaust; dies ermöglicht eine spätere Erweiterung der Speicherkapazität um 50 %.

Für den Fall von Produktionsengpässen oder eines Ausfalles der Aufbereitungsanlage wurde ein LNG-Speicher errichtet. Dieser hat ein Fassungsvermögen von 50 m³ (= 21 Tonnen LNG). Diese Menge ermöglicht den Betrieb der 40 Busse für einen Zeitraum von 7 Tagen.

Betankungssysteme, Busdepot

Im Unterschied zu den anderen kommunalen Busflotten erfolgt die Betankung ausschließlich im „fast fill“ Modus. Zwei Zapfsäulen dienen zur Betankung der Busse und der Müllsammelfahrzeuge. Für eine Tankfüllung von 160 Nm³ werden weniger als 5 min benötigt. Eine dritte Zapfsäule dient zur Betankung von PKWs.

Einbeziehung von lokalen Stakeholdern

Von besonderem Interesse bei dem Biogasprojekt in Västerås ist die breite Einbindung der unterschiedlichen Stakeholder, die zugleich Miteigentümer von Vätkraft sind. Folgende Unternehmen und Organisationen sind mit den angegebenen Prozentsätzen an der Gesellschaft beteiligt:

Vafab	40%
Mälarenergi	20%
Swede Agri Invest	20%
<u>17 Landwirte</u>	<u>20%</u>
Gesamt	100%

Vafab ist das Müllentsorgungsunternehmen der Region Västmanland, das im Eigentum von 12 Gemeinden der Region steht. Durch Trennung der biogenen Abfälle wollte das Entsorgungsunternehmen ihrem strategischen Ziel, die zu deponierende Müllmenge langfristig auf die Hälfte zu reduzieren, näherkommen.

Mälarenergie ist im 100 %-igen kommunalen Eigentum der Stadt Västerås und sowohl für die Fernwärme- und Stromproduktion der Stadt als auch für die Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung (inkl. des Kläranlagenbetriebs) verantwortlich.

Swede Agri Invest ist im Besitz von LRF, einer Interessensvertretung von Land- und Forstwirten, sowie landwirtschaftlichen Genossenschaften.

Investitionssumme und Erlöse

Als Gesamtinvestitionssumme werden 16,9 Mio. Euro angegeben, wobei ein beträchtlicher Teil durch Förderungen abgedeckt wurde. 7,2 Mio. Euro kamen von nationalen Fördergebern (LIF- Local Investment Programme), 2,4 Mio. Euro von der EU (AGROPTI-Gas; 5. Forschungsrahmenprogramm).

Der Verkaufspreis des Biogases gegenüber Endkunden ist um ca. 20 % niedriger als Superbenzin. Das kommunale Busunternehmen nimmt das Biogas hingegen zu einem Preis ab, der äquivalent zum Dieselpreis ist.

Zusätzliche Einnahmequellen sind Entsorgungsentgelte (54 Euro/Tonne Bioabfall) und Einnahmen aus der Abgabe des Gärrests als Dünger an Landwirte (Fester Dünger: 7,1 Euro/Tonne; Flüssiger Dünger; 2,2 Euro/Tonne).

4.4 Norrköping⁶

Die Stadt Norrköping liegt an der Ostseeküste in der Provinz Östergötland und hat rund 83.000 Einwohner. Betreiber sowohl der Aufbereitungsanlage wie der Bustankstelle ist das private Gasversorgungsunternehmen Sydkraft Gas AB. Das Biogas stammt aus der Kläranlage in Slottshagen und wird mittels Druckwasserwäsche auf Treibstoff- bzw. Erdgasqualität aufbereitet (97 % Methangehalt; Taupunkt: -60 °C bei 4 bar).

Die Aufbereitungsanlage, ebenfalls von der Firma Malmberg geliefert, kann bei einem Betriebsdruck von 8 bar bis zu 275 m³ Rohgas pro Stunde verarbeiten. Das aufbereitete Biogas wird anschließend in überirdisch verlegten Gasleitungen zur Bustankstelle gepumpt.

Die Tankstelle ist mit einer Langsambetankungseinrichtung für Busse (22 Plätze) sowie einer Zapfsäule für die Schnellbetankung von sonstigen Fahrzeugen ausgestattet. Zusätzlich wurde die Betankungsstation mit einem Hochdruckgasspeicher mit 250 bar Betriebsdruck bei 22.000 Liter Fassungsvermögen ausgestattet, an den auch mobile Gastransportsysteme angekoppelt werden können, die das Biogas mit LKW herantransportieren. Die Möglichkeit der zusätzlichen Lieferung von Biogas mit LKW erhöht die Sicherheit der Treibstoffversorgung für den Busbetrieb.

Die Sykraft als zweitgrößtes schwedisches Energieversorgungsunternehmen wurde inzwischen mehrheitlich von der deutschen E.ON übernommen und 2005 in E.ON Sverige umbenannt. Eine weitere Biogasanlage im Gemeindegebiet von Norrköping wurde nicht mehr von der Sydkraft/E.ON, sondern von der Svensk Biogas aus dem rd. 30 km entfernten Linköping errichtet und betrieben.

4.5 Eslöv⁷

Die Stadt Eslöv liegt in der Region Skane nördlich von Malmö in Südschweden und hat rd. 17.000 Einwohner (inklusive Umland 29.0000 Einwohner). Biogas wird in Eslöv seit dem Jahr 1982 produziert, als die Kläranlage durch zwei Faultürme mit insgesamt 7.000 m³ Volumen erweitert wurde. Neben dem Klärschlamm werden in Co-Fermentation auch

⁶ Quellen: Malmberg, Svensk Biogas

⁷ Quellen: [Landahl 2003], Energie-Cités/ADAME

biogene Abfälle aus der Lebensmittelverarbeitung (Kartoffel-, Rüben- und Gurkenabfälle) verarbeitet.

Im Jahr 1998 wurde eine Gasaufbereitungsanlage auf Basis von Molekularsieben errichtet, deren Kapazität im Jahr 2001 erweitert wurde. Der Großteil des Biogases wird von der Kommune an die Sydkraft verkauft und zur Beheizung von etwa 500 Wohnungen (rd. 7 GWh/Jahr) verwendet.

Der vor allem im Sommer anfallende Überschuss an Biogas wird an einer neben der Biogasanlage errichteten öffentlichen Tankstelle verkauft, die ebenfalls von der Sydkraft betrieben wird. Diese Tankstelle ist zusätzlich an das Erdgasnetz angeschlossen. Praktisch bedeutet das, dass im Sommer, wenn das Biogas nicht zu Heizzwecken benötigt wird, dieses an der Tankstelle verkauft wird, während im Winter primär Erdgas an der Zapfsäule abgegeben wird. Zusätzlicher Vorteil des Anschlusses an das Erdgasnetz ist, dass keine Backupinstallationen (z.B. LNG-Tanks) notwendig sind.

Durch die Verwertung der organischen Abfälle zur Biogasproduktion konnten die Entsorgungsentgelte auf ein Fünftel reduziert werden.

4.6 Kristianstad⁸

Kristianstad ist die Hauptstadt der Region Skane in Südschweden mit rund 75.000 Einwohnern. Seit dem Jahr 1997 betreibt das lokale Abfallentsorgungsunternehmen eine Biogasanlage, dessen Biogas zunächst nur zur Fernwärmeerzeugung verwendet wurde.

Nach der Gründung eines Joint-Ventures mit einem Energieversorger im Jahr 1999 wurde eine Biogasreinigungs- und Methananreicherungsanlage errichtet und das erzeugte Biogas in Folge auch als Treibstoff verwendet. Die Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 200 m³/h Rohgas wurde von der Firma Malmberg geliefert.

Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Biogas als Treibstoff wurde im September 2006 eine zweite Biogasaufbereitungsanlage errichtet, wodurch sich die Gesamtkapazität auf insgesamt 800 m³/h Rohbiogas verdreifachte. Diese zweite Anlage ist eine der größeren

⁸ Quellen: Unterlagen Firma Malmberg, Stadtgemeinde Kristianstad

Biogasaufbereitungsanlagen in Schweden und wurde ebenfalls von Malmberg geliefert. Die Anlage arbeitet nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche (DWW), wobei das Waschwasser im Kreislauf zirkuliert. Es wird ein Methangehalt von > 97 % und ein Taupunkt von – 80 ° C bei 4 bar erreicht.

Die Stadt Kristianstad hat bereits 1999 die Absicht bekundet, eine „Fossil Fuel Free Municipality“ zu werden. Inzwischen werden bereits 22 städtische Busse und mehr als 200 sonstige Kraftfahrzeuge in Kristianstad mit Biogas betrieben.

4.7 Göteborg⁹

Die Stadt Göteborg liegt an der Westküste und ist mit rd. 500.000 Einwohnern die zweitgrößte Stadt Schwedens. Sie ist zugleich der Hauptort der gleichnamigen Region. Im Großraum Göteborg leben etwa 880.000 Einwohner.

Von besonderem Interesse in Göteborg sind nicht nur die ambitionierten Zielvorgaben, sondern dass das Thema „Biogas als Treibstoff“ von einem eigens gegründeten Cluster, der „Biogas West“, vorangetrieben wird. Es handelt sich dabei um ein Kooperationsprojekt von mehr als 25 Stakeholdern aus Westschweden, in dem sowohl Kommunen, Energieversorger, Technologielieferanten als auch sonstige Organisationen mitarbeiten. Clustermanager ist die Business Region Göteborg (BRC).

Bereits seit 2000 wird das Biogas aus der Kläranlage, welche von der Wasserreinigungsgesellschaft betrieben wird, durch die Göteborg Energi übernommen. Die Aufbereitungsanlage wurde auf dem Gelände der städtischen Kläranlage errichtet. Dort wird das Rohgas mittels Druckwasserwäsche aufbereitet und anschließend zur alten städtischen Gasfabrik geleitet. Dort wurde es ursprünglich mit Luft vermischt, um eine Wobbezahl zu erreichen, die dem früher verwendeten Stadtgas entspricht.

Diese Zumischung von Luft wurde aufgegeben, als das bestehende lokale Versorgungsnetz mit dem Erdgasnetz verbunden und zugleich die Gasqualität angehoben wurde. Im Unterschied zu anderen Städten ist Göteborg an das Erdgasnetz angeschlossen (Stichleitung von Dänemark über Malmö nach Göteborg).

⁹ Quellen: Unterlagen Biogas Väst, [Landahl 2003], [Rehnlund 2006]

Im Rahmen von Biogas West sollen folgende Ziele erreicht werden:

Vision bis 2010
<ul style="list-style-type: none"> - 16.000 gasbetriebene Fahrzeuge, davon 300 Busse und 200 Schwerfahrzeuge - 65 Gastankstellen, davon 6 Bustankstellen - Verbrauch von 300 GWh Gas pro Jahr, davon 180 GWh Biogas und 120 GWh Erdgas - Reduktion der CO₂-Emissionen um 50.000 Tonnen.

Vision bis 2020
<ul style="list-style-type: none"> - Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz - 20 % des gesamten Treibstoffverbrauches soll durch Biogas ersetzt werden - Tankstelleninfrastruktur für gasbetriebene Fahrzeuge soll in gleicher Dichte und Qualität wie bei Benzin/Diesel vorhanden sein; - 100.000 Gasfahrzeuge in Westschweden - 150 Gastankstellen in Westschweden - 1.500 GWh Biogasproduktion

Tabelle 1: Ziele des Clusters Biogas West (Quelle: Biogas Väst)

Derzeit sind folgende konkrete Investitionsprojekte geplant bzw. in der Errichtungsphase:

Produktion von Biogas aus biogenen Abfällen (Haushalte, Restaurants, Lebensmittelindustrie)

Die geplante Anlage ist ein Kooperationsprojekt von Göteborg Energi AB, Renova AB und Gryyab und soll 38.000 Tonnen organische Abfälle verarbeiten (rd. 31 GWh/Jahr an Methan erzeugen). Das Biogas soll auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Biogasanlage aus NAWAROS

Errichtung einer Biogasanlage auf Basis NAWAROs, die von landwirtschaftlichen Betrieben in Agnestad/Viken kommen sollen. Das Rohbiogas soll auf Treibstoffqualität aufbereitet werden.

Umrüstung von Fahrzeugen

DHL Express (Schweden) AB plant den Austausch von 35 Diesel Klein-LKWs auf Biogas. Weiters sollen einige Dieselschwerfahrzeuge auf Dual-Fuel Betrieb umgerüstet werden, um damit Betriebserfahrung zu sammeln.

Biomasse-Vergasungsanlage

Weiters ist die Errichtung einer Biomasse-Vergasungsanlage (Bio-SNG) mit einer Gasleistung von 100 MW geplant. Diese Anlage soll bis 2012 errichtet werden. Zukünftiger Betreiber soll die Göteborg Energi sein, die das Gas in das Erdgasnetz einspeisen und vor allem Restholz aus den Wäldern der Region als Rohstoff verwenden will.

Biogas West hat aufgrund seiner Clusterstruktur ein besonders hohes Potential, die mit der Verwendung von Biogas als Treibstoff gewonnenen Erfahrungen auch überregional weiterzugeben und zu vermarkten. So werden etwa in einer Kooperation von BRC und der kalifornischen Organisation Calstart schwedische Technologieunternehmen dabei unterstützt, auch am amerikanischen Markt Fuß zu fassen.

Die Business Region Göteborg (BRC) hat im Jahr 2008 für ihre Leistungen den amerikanischen Umweltpreis „Blue Sky Award 2008“ verliehen kommen.

4.8 Stockholm¹⁰

Die Biogasproduktion erfolgt derzeit in den beiden Kläranlagen in Hendriksdal und Bromma. Beide Kläranlagen stehen im Besitz der kommunalen Wasserwerke und werden von diesen auch betrieben. Als primärer Rohstoff dient der Klärschlamm, es werden jedoch zusätzlich das Fett aus Fettabscheidern von Restaurants und Großküchen und pumpfähige Speisereste (Restaurants, Großküchen, Markthallen) in den Fermentern vergärt. Beide

¹⁰ Quellen: [Martensson2007], Rehnlund [2006], Unterlagen Biogasmax, Malmberg

Produktionsanlagen haben jeweils eine eigene Aufbereitungsanlage, in der das Rohgas auf Erdgasqualität aufbereitet wird.

In Hendriksdal werden rund 750.000 Tonnen und in Bromma 200.000 Tonnen an Klärschlamm pro Jahr verarbeitet und damit 13,2 Mio. Nm³ an Rohbiogas produziert. Ein Teil davon wird auf Erdgasqualität aufbereitet (3,6 Mio. Nm³ aufbereitetes Gas in 2006).

Die Kläranlage in Bromma wurde für 260.000 Einwohnergleichwerte ausgelegt und verfügt über 6 Fermenter mit insgesamt 12.000 m³. Ursprünglich wurde das Rohbiogas für interne Heizzwecke verwendet. Als die Biogasproduktion immer mehr anstieg und höher als der Verbrauch wurde, musste ein immer größerer Teil abgefackelt werden.

Aufgrund dieser Entwicklung wurde in Bromma die erste Aufbereitungsanlage bereits im Jahr 1996 installiert. Es handelt sich dabei um zwei parallel geführte Druckwasserwäschanlagen mit einer Aufbereitungskapazität von je 55 Nm³/h Rohbiogas. Diese Anlage wurde jedoch bereits 2000 wieder außer Betrieb gesetzt. Gründe waren die hohen Betriebskosten, die geringe Aufbereitungskapazität und die zu geringe Verfügbarkeit.

Die im Jahr 1999 installierte neue Aufbereitungsanlage mit insgesamt 600 Nm³ Kapazität (zwei parallel geführte Produktionslinien) hat eine wesentlich höhere Anlagenverfügbarkeit von > 99 % und ist auf dem Prinzip der Druckwechseladsorption aufgebaut.

Die Anlage in Hendriksdal wurde in 2001 in Betrieb gesetzt. Es handelt sich um eine Aufbereitungsanlage mit Druckwasserwäsche (2 parallele Anlagen; Kapazität von insgesamt 1.400 Nm³/h Rohbiogas).

Eine weitere Kläranlage in Käppala, die allerdings nicht von den kommunalen Wasserwerken betrieben wird, verarbeitet 300.000 Tonnen Klärschlamm pro Jahr, wobei 5,7 Mio. Nm³ Rohbiogas erzeugt werden¹¹. Derzeit ist in Käppala noch keine Aufbereitungsanlage installiert und das gesamte Rohbiogas dient zur Strom- und Wärmeerzeugung.

¹¹ Zahlen für Jahr 2006

In den Anlagen in Hendriksdal und Käppala wurden umfangreiche Untersuchungen zur Erhöhung des Gasertrages und zur Vermeidung von Schaumbildung (Käppala) angestellt und verschiedenste Anlagenkonfigurationen erprobt (serieller- bzw. paralleler- Betrieb der zwei Fermenter sowie „paralleler Betrieb in Serie“ wurden getestet) und optimiert.

Aufgrund der geringeren Durchflussmengen in den Kläranlagen in den Sommermonaten wird in dieser Zeit weniger Klärschlamm und damit auch Biogas produziert. Da jedoch im gleichen Zeitraum auch die Nachfrage nach Treibstoff geringer ist, kommt es zu keinen Versorgungsengpässen.

Biogastransport und Betankung

Das Methan aus der Kläranlage Hendriksdal wird entweder über eigene Gasleitungen oder mittels Transportfahrzeugen zu den Tankstellen geliefert. Eine Gasleitung führt zum Busdepot, das mit einer „fast fill“ Betankungsanlage ausgestattet ist. Eine andere Gasleitung, die vom Unternehmen Fortum betrieben wird, führt zum Stadtviertel Hammarby Sjöstad, wo von Fortum sowohl eine öffentliche Tankstelle wie auch Haushalte mit Gas versorgt werden.

Das restliche Gas wird von der Firma AGA übernommen, die es mittels Transportfahrzeugen an Tankstellen in der Region Stockholm ausliefert. Zusätzlich wurde ein LNG-Speicher mit einer Kapazität von 66.000 Nm³ Fassungsvermögen errichtet, um im Fall von Anlagenausfällen den Betrieb der Busse weiter zu ermöglichen.

Bei der Anlage in Bromma ist lediglich eine öffentliche Tankstelle direkt über eine eigene Gaspipeline angeschlossen. Der Rest der Produktion wird von der Firma AGA mittels Transportfahrzeugen an weiter entfernt liegende Tankstellen geliefert.

Verwendung in Fahrzeugen

Mehr als 3000 Fahrzeuge, 30 Busse und 30 Müllsammelfahrzeuge werden in der Region Stockholm derzeit mit Biogas betrieben.

Bereits 25 % des öffentlichen Transportsystems wird aus erneuerbaren Rohstoffen aufgebracht. Das übergeordnete Ziel der Stadt Stockholm ist es, bis 2050 von fossilen Treibstoffen völlig unabhängig zu sein.

Geplante Erweiterung der Produktions- und Aufbereitungskapazität

Bereits im Jahr 2006 hat in Stockholm die Nachfrage nach Biogas als Treibstoff das Angebot überschritten. Es ist geplant, die Produktions- bzw. Aufbereitungskapazitäten massiv auszubauen (siehe Tabelle 2). Sowohl in der Kläranlage Käppala als auch in Himmerfjärden sollen weitere Aufbereitungsanlagen errichtet werden. Damit würde die Aufbereitungskapazität mehr als verdoppelt.

Kläranlage	Produktion Rohbiogas		dzt. CBG Produktion		Verfügbare Aufbereitungskapazität ¹²		inkl. geplanter Aufbereitungskapazität	
	Mio. Nm ³	GWh	Mio. Nm ³	GWh	Mio. Nm ³	GWh	Mio. Nm ³	GWh
Hendriksdal	10	65	2,2	22	6,9	68	6,9	68
Bromma	3,2	21	1,4	14	3	29	3	29
Käppala	5,7	37	0	0	0	0	5,6	55
Himmerfjärden	3	20	0	0	0	0	10	98
Summe	21,9	143	3,6	36	9,9	97	25,5	250

Tabelle 2: Produktion von Biogas und Aufbereitungskapazität Region Stockholm (Quelle: [Martensson 2007])

4.9 Lille¹³

Die nordfranzösische Stadt Lille hat rd. 220.000 Einwohner und liegt direkt an der Grenze zu Belgien. Die Marquette Kläranlage in Lille wurde in drei Phasen errichtet. Bereits in der ersten Errichtungsphase 1969 wurden Fermenter und BKHW-Anlage errichtet. Ursprünglich wurde die Kläranlage auf 750.000 Einwohnerequivalente ausgelegt. Derzeit wird jedoch nur 120.000 m³ Abwasser durch die Kläranlage geschleust, was nur rd. 450.000 Einwohnerequivalenten entspricht.

Der Klärschlamm wird in 4 Fermentern (2 Hauptfermenter zu je 6.000 m³, 2 Nachfermenter zu je 3.000 m³) anaerob behandelt. In den Jahren 1975 und 1977 wurde die Anlage erweitert, um die Effizienz bzw. Reinigungsleistung der Kläranlage zu erhöhen.

¹² Die verfügbare Aufbereitungskapazität ist deutlich höher als die tatsächliche Biogasproduktion, da die Gasaufbereitung redundant ausgeführt ist (2 parallele Reinigungsstrecken)

¹³ Quellen: [Rehnlund 2006], Projektunterlagen Biogasmax

Im Jahr 1990 ist die strategische Entscheidung gefallen, einen Teil des Klärgases für den Betrieb von kommunalen Bussen zu verwenden, da nur 80 % von den täglich anfallenden 15.000 m³ Biogas für die Strom- und Wärmeerzeugung verwendet und der Rest abgefackelt wurde. Die 1995 in Betrieb gegangene Pilotanlage auf Basis Druckwasserwäsche hatte jedoch lediglich eine Aufbereitungskapazität von 80 Nm³ Rohbiogas pro Stunde, mit denen vier Busse betrieben werden sollten. Der Großteil der Überschussproduktion von täglich rd. 3.000 Nm³ Biogas wurde weiterhin verbrannt, ohne energetisch genutzt zu werden.

Diese erste Aufbereitungsanlage wurde nie im Dauerbetrieb geführt. Weiters traten aufgrund der Verwendung nicht geeigneter Materialien Korrosionsprobleme auf, welche die Betriebssicherheit beeinträchtigten. Die Pilotanlage wurde daraufhin in 2004 wieder außer Betrieb gesetzt und entschieden, eine kommerzielle Anlage zu errichten. Obwohl die Aufbereitungskapazität dadurch massiv ausgeweitet wurde (von 80 auf 1.100 Nm³ Rohbiogas), wird noch immer der Großteil des erzeugten Rohbiogases zur Strom- und Wärmeproduktion verwendet.

Inzwischen wurde massiv in die sonstige Infrastruktur (Reinigung, Kompressorstationen, Tankstellensysteme, Busdepot) investiert und etwa die Hälfte der 400 kommunalen Busse bereits auf Biogas/Erdgas umgerüstet. Strategisches Ziel ist „100% clean public transportation“ bis zum Jahr 2011 zu erreichen.

Die Stadtgemeinde Lille ist der Konsortialführer des EU-Projektes BiogasMax. Im Rahmen dieses Projektes sind unter anderem folgende Aktivitäten vorgesehen:

- zusätzliche Produktion von 4 Mio. Nm³ Methan durch Vergärung getrennt gesammelter organischer Abfälle;
- Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz (gemeinsam mit Gaz de France);
- Umrüstung weiterer Müllsammelfahrzeuge auf Biogas/Erdgas.

4.10 Zürich¹⁴

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff ging in der Schweiz ursprünglich vom Unternehmen Kompogas aus. Das von Firmengründer Walter Schmidt Ende der 80er Jahre entwickelte Kompogasverfahren verwertet Feststoffe wie Küchen- und Gartenabfälle, um daraus Biogas zu produzieren.

Nach ersten Versuchen der Verwendung von Biogas als Treibstoff (Kompo-Mobil I & II) wurde vor allem das Projekt Migros Zürich über die Landesgrenzen bekannt. Seit April 2001 werden alle Bioabfälle der Genossenschaft Migros Zürich zu Biogas verarbeitet, das Rohbiogas aufbereitet und als Treibstoff verwendet. Das so erzeugte Biogas ist aufgrund der geringeren Besteuerung deutlich günstiger als Benzin oder Diesel. Abnehmer des Biogases sind die Fahrzeugflotte der Genossenschaft Migros, aber auch Privat-PKWs und andere Flottenbetreiber wie z.B. das Logistikunternehmen DHL.

Die erste Aufbereitungsanlage, bei der aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz der Erdgas Zürich AG eingespeist wurde, ist jedoch bereits im Jahr 1997 am Standort Samstagern in Betrieb gegangen. Anlagenlieferant der Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 55 Nm³/h Rohbiogas, die nach dem Prinzip der Druckwechseladsorption arbeitet, ist die Firma CarboTech.

Bei Inbetriebnahme der ersten Anlage existierten noch keine Richtlinien für die Einspeisung von Biogas. Die Qualitätsanforderungen wurden daher bilateral zwischen dem Netzbetreiber, der Erdgas Zürich AG, und dem Betreiber festgelegt. Erst im Jahr 2004 wurden mit der SVGW-Richtlinie G13 verbindliche Richtlinien für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz in Kraft gesetzt.

Inzwischen wird aufbereitetes Biogas aus biogenen Abfällen an mehreren Standorten in der Region Zürich (u.a. Bachenbülach, Jona) in das Erdgasnetz eingespeist und unter dem Markennamen „Naturgas“ (oder auch „Kompogas“) an den Gastankstellen der Erdgas Zürich AG abgegeben. Das Biogas wird jedoch nicht physisch, sondern nur „virtuell“ zur jeweilige Tankstelle transportiert und verrechnet, ähnlich wie bei der Vermarktung von Ökostrom, bei welcher dieser auch nur „virtuell“ an die Ökostromkunden geliefert wird.

¹⁴ Informationen der Unternehmen Kompogas, Erdgas Zürich AG und Migros

Seit dem Jahr 2008 wird im Versorgungsgebiet der Erdgas Zürich AG auch Klärgas in das Erdgasnetz eingespeist. Dies geschieht in der Kläranlage in Obermeilen, wobei ein neues Aufbereitungsverfahren verwendet wird. Für die unter dem Markennamen „BCM-Verfahren“ vom deutschen Unternehmen DGE GmbH aus Wittenberg angebotene Technologie hat die Erdgas Zürich die Exklusivlizenz für die Schweiz und Lichtenstein erworben.

Bei dem neuen Anlagenkonzept mit einer Aufbereitungskapazität von 10-100 Nm³ wird nach einer Vorwäsche das vorgereinigte Biogas drucklos mit einer Aminolösung behandelt. Als Gesamtinvestitionskosten für die Aufbereitungsanlage in Obermeilen werden 900.000 CHF angegeben. Dem Vorteil des hohen Methangehaltes des Produktgases (< 1,0 Vol % CO₂) steht jedoch der prozesstechnische Nachteil gegenüber, dass der Aufbereitungsanlage Wärmeenergie zugeführt werden muss. Diese Technologie wird aus Kostengründen daher nur in jenen Fällen sinnvoll sein, wo Abwärme sehr günstig oder kostenlos zur Verfügung steht.

In den letzten Jahren sind in der Schweiz auch in anderen Kantonen weitere Biogasanlagen in Betrieb gesetzt worden (bzw. dzt. im Bau), die Biogas als Treibstoff verwenden, wie z. B. Pratteln (12.500 t/a Bioabfall), Jona (5.000 t/a), Utzendorf (12.000 t/a) oder Ottenbach (16.000 t/a). Wesentlich für die Wirtschaftlichkeit der Treibstoffoption sind die Entsorgungsentgelte, die durch die Übernahme der biogenen Abfälle lukriert werden können.

4.11 Luzern¹⁵

Die Kläranlage der Region Luzern am Ortsrand der Gemeinde Emmen ist einer der modernsten der Schweiz. Die Abwasserreinigungsanlage Region Luzern (ARA Region Luzern) verarbeitet das Abwasser von fast einer Viertelmillion Einwohner, dass sind durchschnittlich 123 Mio. Liter Abwasser pro Tag. Bei der Verarbeitung des Klärschlammes in den Faultürmen der ARA fallen jährlich etwa 2 Mio. Nm³ Klärgas mit einem Methangehalt von ca. 62 % an.

¹⁵ Quellen: [Hunzinger 2005], Informationen des Gemeindeverbandes für Abwasserreinigung Region Luzern, Unterlagen Carbotech

Bis zum Bau der Aufbereitungsanlage wurde der Großteil des anfallenden Klärgases zum Betrieb einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit 475 kW elektrischer Leistung verwendet, das Strom für rd. 800 Haushalte erzeugt. Weiters wurde das Klärgas zur Heizung der ARA verwendet und zugleich Fernwärme für einen nahegelegenen Wärmegroßabnehmer geliefert. Trotz dieser Verwertungsmaßnahmen wurde ein beträchtlicher Teil des anfallenden Klärgases abgefackelt.

Weiters wurde damit gerechnet, dass nach einer geplanten Anlagenerweiterung bzw. –optimierung durch energetische Verbesserungsmaßnahmen bei der Schlammverbrennung (Nutzung interner Kreisläufe) zusätzliche rd. 530.000 Nm³ Klärgas anfallen.

Nach entsprechenden wirtschaftlichen Überlegungen und der Erstellung einer Ökobilanz wurde der Treibstoffvariante gegenüber der Errichtung eines zweiten BHKWs der Vorzug gegeben. Das überschüssige Klärgas wird nach einer Grobreinigung (Entschwefelung, Entfeuchtung) auf Erdgasqualität aufbereitet (Kapazität der Aufbereitungsanlage 140 Nm³/h Rohbiogas; Druckwechseladsorption mit Kohlenstoffmolekularsieben; Lieferant: CarboTech) und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist. Nach einer Testphase konnte die Aufbereitungsanlage Anfang 2005 definitiv ans Netz gehen.

Die Investitionskosten für die Gasaufbereitungsanlage betragen rd. 1 Mio. CHF. Finanzielle Unterstützungsleistungen konnten von der Stadt (Energiefonds der Stadt Luzern), vom Kanton (Bau- und Verkehrsdepartement Kanton Luzern) und vom Bund (Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft) lukriert werden. Die ARA musste durch eine neu errichtete, 1,1 km lange Gasleitung an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Die Netzanschlusskosten wurden zu 100 % von der Erdgas Zentralschweiz AG übernommen.

Aufgrund der Übernahme der Netzanschlusskosten durch den Netzbetreiber wurden in einer Vergleichsrechnung Mehrkosten von lediglich 180.000.- CHF für die Aufbereitung gegenüber der Investition in ein zweites BHKW übermittelt. Diese Mehrkosten werden aber durch die höheren Deckungsbeiträge, falls das Biogas tatsächlich zu 100 % als Treibstoff verkauft werden kann, mehr als wettgemacht. Falls das Biogas jedoch mangels ausreichender Nachfrage bei den Tankstellenvertragspartnern am Wärmemarkt abgegeben werden muss, sind die Erträge deutlich niedriger (Mehrertrag von 50 % bei Verwertung als Treibstoff gegenüber Verkauf am Wärmemarkt). Grund für dieses hohe Preisdifferential ist die unterschiedliche Besteuerung von Biogas und Erdgas in Bezug auf die Mineralölsteuer.

Ein Teil des Biogases wird unter dem Markennamen „ewl city Biogas“ an einer lokalen Ergas/Biogastankstelle verkauft, die von der ewl (energie wasser luzern) betrieben wird. Vor der Inbetriebnahme der Aufbereitungsanlage wurde das Biogas aus dem Versorgungsgebiet Zürich „virtuell“ geliefert.

4.12 Bern¹⁶

Die Stadt Bern hat rd. 130.000 Einwohner, inklusive Umlandgemeinden 300.000 Einwohner. Nach der Beauftragung mehrerer Studien betreffend der Umweltauswirkungen (Feinstaub, NO_x, CO₂) wurde vom kommunalen Nahverkehrsunternehmen Bernmobil im Jahr 2005 entschieden, von diesel- auf gasbetriebene Busse umzusteigen. Während derzeit¹⁷ rd. 45 gasbetriebene Gelenkbusse der Marke Volvo im Einsatz sind, soll sich diese Anzahl bis 2010 auf 70 erhöhen. Langfristiges Ziel ist es, rd. 100 Dieselsebusse gegen gasbetriebene Busse zu ersetzen.

Weiters sollen auch private Kraftfahrzeugbenutzer zum Umstieg auf biogasbetriebene Fahrzeuge motiviert werden. Derzeit sind fünf Gastankstellen in Bern verfügbar. Der Bau weiterer Tankstellen in Bern und Umgebung ist geplant.

Das Biogas wird in der kommunalen Kläranlage in drei Fermentern von je 6.000 m³ erzeugt. Da die vorhandene Klärschlammmenge für den geplanten Betrieb von 70 kommunalen Bussen nicht ausreicht, sollen biogene Abfälle (Küchen- und Restaurantabfälle) in den Fermentern der Kläranlage co-fermentiert werden. In einem zweiten Schritt ist der Bau einer eigenen Biogasanlage für biogene Abfälle geplant.

Die Aufbereitungsanlage (PSA von CarboTech) hat eine Aufbereitungskapazität von 375 m³/h Rohgas, wobei das aufbereitete Biogas in das Erdgasnetz eingespeist wird. Mit dem in der Kläranlage anfallenden Klärgas (rd. 13 MWh/Jahr) können in etwa 30 Busse betrieben werden. Biogaserzeugung und Aufbereitung erfolgt in Kooperation von Abwasserreinigungsanlage Region Bern (ARB) und Energie Wasser Bern. ARB ist für den

¹⁶ Quellen: [Rehnlund 2006], [Keller 2005], Biogasmax-Projektunterlagen, Firmenunterlagen Bernmobil

¹⁷ Stand: November 2008

Betrieb der Anlagen zuständig, während Energie Wasser Bern einen Teil der Investitionskosten getragen und die Anschlussleitung auf ihre Kosten errichtet hat.

Die Betankung erfolgt im Busdepot mit 48 „slow fill“ Betankungsplätzen, die auf bis zu 64 Plätze erweitert werden kann. Die Betankungszeit beträgt zwischen 20 min und 4 Stunden. Zusätzlich gibt es 2 „fast fill“ Betankungsstationen (3 - 8 min Betankungszeit). Die Betankungsanlage wurde in den bestehenden Garagen-, Werkstatt- und Depotanlagen von Bernmobil errichtet, steht aber im Besitz von Energie Wasser Bern, die zugleich auch Betreiber der Betankungsanlage ist.

Die Beschaffungs-, Betriebs- und Unterhaltskosten der gasbetriebenen Busse werden als um 15 % höher als bei Dieselfahrzeugen angegeben. Dies liegt vor allem an den höheren Beschaffungs-, aber auch Wartungskosten. Der Wartungsmehraufwand gründet sich insbesondere im Unterhalt der Gasanlage (Ventile, Membranen, etc.) und im Kerzenwechsel und Erneuerung der Zündkabel, da der Gasmotor im Gegensatz zum Dieselmotor nach dem Ottomotorprinzip arbeitet. Durch Förderung aus dem Ökofonds und Zuschüsse mehrerer Projektpartner liegen die Gesamtkosten für den Flottenbetreiber Bernmobil im gleichen Rahmen wie bei den zuvor verwendeten Dieselnissen. Diese Kostenneutralität war Vorgabe des Kantons Berns bei der Beschaffungsentscheidung.

4.13 Inwil¹⁸

Die bisher größte Biogasanlage der Schweiz wurde im Sommer 2008 in der Gemeinde Inwil in Betrieb genommen. Eigentümer der Besitz- und Betreibergesellschaft SwissFarmerPower Inwil AG sind neben der Erdgas Zentralschweiz AG (51 %) 72 Landwirte (insgesamt 36 %) und die fenaco Unternehmensgruppe der Schweizerischen Agrarwirtschaft (13 %).

Motivation zur Errichtung der Biogasanlage in der 2000-Einwohner-Gemeinde Inwil im Kanton Luzern war die sehr hohe und überdurchschnittliche Tierdichte. Da die Anzahl der Tiermästereien und die Schweinepopulation pro Hektar in der Schweiz nirgendwo höher sind, musste in der Vergangenheit, da der Gülleaustrag streng reglementiert ist, die Inwiler Gülle mittels LKW in andere Regionen der Schweiz verbracht werden. So wurden jährlich

¹⁸ Quellen: [Peyer 2007], Unterlagen und Informationen von SwissFarmerPower Inwil AG und CTU (Konzepte Technik Umwelt) Winterthur

aus dem Kanton Luzern über 200.000 Tonnen Gülle und Mist in andere Regionen der Schweiz exportiert.

Die Biogasanlage wurde auf 61.000 Tonnen Inputmaterial pro Jahr ausgelegt. Das Anlagenkonzept sieht vor, mit Flüssigfermentern und zusätzlich parallel mit einem Feststofffermenter zu arbeiten. Bei der Flüssigvergärung werden 45.000 Tonnen Gülle pro Jahr verarbeitet, bei der Feststoffvergärung 16.000 Tonnen sonstige Inputmaterialien (u.a. Grüngut, Mist, Gastro- und biogene Industrieabfälle). Dabei wird die Schweinegülle teilweise direkt von den Schweinezuchtbetrieben über Pipelines in die Gärilos gepumpt.

Die entstehenden Gärreste werden in mehreren Verfahrensschritten aufgetrennt und die Nährstoffe recycelt, womit der bisherige „Gülletourismus“ deutlich reduziert werden kann. Bei Volllastung der Anlage entstehen 14.500 Tonnen Gärrest, 7.700 Tonnen Stickstoff-Nährkonzentrat und ca. 30.000 Tonnen Abwasser.

Das produzierte Biogas wird nach dem PSA-Verfahren auf Erdgasqualität aufbereitet und direkt in das örtliche Niederdrucknetz (5 bar) eingespeist. Die jährliche Energieproduktion der Anlage beträgt ca. 18.000.000 kWh. Diese Gasmenge reicht für den Betrieb von rd. 2.000 Fahrzeugen bei einer jährlichen Fahrleistung von 15.000 km. Aktuell¹⁹ sind in der Schweiz zwar bloß 6.000 gasbetriebene Fahrzeuge im Einsatz. Die Schweizer Gasindustrie geht jedoch von einem Anstieg auf 30.000 Fahrzeuge bis zum Jahr 2010 aus.

Errichtet wurde die Anlage von der CTU (Concepte Technik Umwelt) Winterthur als Generalunternehmer, wobei betreffend der Feststoffvergärung auf die Kompogas-Technologie zurückgegriffen wurde.

Die Investitionskosten betragen rund 17 Millionen CHF. Die Errichtung der Anlage wurde durch die „Stiftung Klimarappen“ subventioniert. Deren Unterstützungsleistung wird als Zuschussbetrag pro reduzierter Menge CO₂ ausbezahlt. Bei der geplanten jährlichen CO₂ Einsparung von 4.000 Tonnen würde dies einer jährlichen Subvention von 360.000 Franken entsprechen. Diese Stiftung wird durch eine Abgabe von 1,5 Rappen pro Liter importierten Benzin oder Diesel finanziert.

¹⁹ Stand: Juni 2008

Seit 1. Juli 2008 wird die Verwendung von Biogas als Treibstoff von der Schweizer Bundesregierung durch Steuererleichterungen gefördert. Seit diesem Zeitpunkt ist Biogas von der Mineralölsteuer befreit, die Mineralölsteuer auf Erdgas wurde hingegen lediglich gesenkt. Dies ergibt einen wesentlichen Kostenvorteil von Biogas im Vergleich zu Erdgas.

4.14 Rom²⁰

Die Deponie Malgrotta ist einer der größten Mülldeponien in Europa. Jährlich werden mehr als 1,5 Mio. Tonnen Abfall pro Jahr deponiert bzw. verarbeitet. Das Methan wird in rd. 660 Gasbrunnen gesammelt und sowohl zur Stromerzeugung (insgesamt 15 MW mittels zwei Gasturbinen und drei Gasmotoren) als auch zum Betrieb von rd. 34 Fahrzeugen verwendet.

Die Reinigungs- und Aufbereitungsanlage wurde im Jahr 1994 errichtet und auf eine Aufbereitungskapazität von rd. 900-1.000 Nm³/h Rohbiogas (Deponiegas) ausgelegt. In einem ersten Reinigungsschritt wird das Deponiegas mittels Eisenoxid entschwefelt. Nach anschließender Entfernung von H₂O und Öl (durch Kompression auf 6 bar und Kühlung) wird das Deponiegas in einem zweiten Schritt einer Druckwasserwäsche zugeführt, wobei der Methangehalt von 50-60 % auf ca. 90 % angehoben wird.

Im dritten Aufbereitungsschritt wird mittels Druckwechseladsorption sowohl die Feuchte als auch der CO₂-Anteil weiter verringert (Methangehalt: 97-99 %). Danach wird das Methan auf 220 bar komprimiert und in 6 Tanks mit einer Kapazität von 18.000 Nm³ gespeichert. Dies reicht für einen Fahrzeugbetrieb von 4-5 Tagen aus. Die Betankungsanlage hat 8 Anschlüsse und ermöglicht auch „fast fill“.

Die Aufbereitungsanlage ist seit 1995 ununterbrochen in Betrieb. Die Anlage läuft zwar grundsätzlich störungsfrei, die Einhaltung der Qualitätserfordernisse war jedoch eine grosse Herausforderung und hat dazu geführt, dass die Betriebsführung deutlich teurer war, als ursprünglich angenommen.

Aufgrund EU-rechtlicher Vorschriften und da die Aufnahmekapazität der Deponie in Malgrotta in absehbarer Zeit erschöpft sein wird, soll vermehrt auf die getrennte Sammlung des biogenen Abfalls Wert gelegt werden. Im Nordwesten der Provinz Rom soll sowohl eine

²⁰ Quellen: [Rehnlund 2006], BiogasMax und Energie-Cites Projektunterlagen

Kompostierungs- wie eine Biogasanlage errichtet werden. Diese geplante Biogasanlage in Maccarese soll 10 Mio. Nm³ Rohbiogas pro Jahr erzeugen. Daraus sollen 1,8 Nm³/Jahr Biomethan erzeugt, der Rest verstromt werden. Nach Inbetriebnahme der Anlage sollen zusätzliche 55 Müllsammelfahrzeuge auf Basis Biomethan angeschafft werden.

4.15 Jameln²¹

Die Tankstelle in Jameln ist die erste Biogastankstelle in Deutschland und wurde im Juni 2006 eröffnet. Jameln liegt im Wendtland, in Nordosten von Niedersachsen. Die Tankstelle wird aus einer NAWARO Biogasanlage versorgt (Nassvergärung, Einsatz von Gülle und NAWARO), die bereits im Jahr 2005 errichtet wurde. Die Rohstoffe werden von ca. 40 Landwirten aus der Umgebung der Anlage angebaut und zur Biogasanlage geliefert.

Das erzeugte Biogas wird in zwei BHKWs (1 x Zündstrahlmotor 250 kW elektr. Leistung; 1 x Gas-Otto Motor 345 kW elektr. Leistung) verstromt, wobei die Abwärme zur Beheizung von Betriebsgebäuden des Betreibers verwendet wird.

Eine beauftragte Machbarkeitsstudie kam zu dem Ergebnis, dass eine Biogastankstelle an diesem Standort keine Konkurrenz, sondern eine Ergänzung zu den bestehenden Erdgastankstellen in der Region wäre. Hauptgrund dafür war, dass der regionale Gasversorger aufgrund der mangelnden Qualität des Erdgases in diesem Netzabschnitt (Brennwert < 9 kWh/m³) die Errichtung einer Erdgastankstelle ohnehin nicht beabsichtigte. Die Gasaufbereitungsanlage wie auch die Tankstelle wurde von der Raiffeisen-Warengenossenschaft Jameln e.G (RWG Jameln) im Jahr 2006 errichtet und wird auch von dieser betrieben.

Zehn Prozent des erzeugten Rohbiogases ist für die Aufbereitung als Kraftstoff vorgesehen. Die Aufbereitungsanlage wurde direkt neben der Biogasanlage errichtet und für eine Kapazität von 150 Nm³/h Rohbiogas ausgelegt. Die Betreiber haben sich für ein Aufbereitungssystem auf Basis einer physikalischen Wäsche entschieden. Technologielieferant ist die Haase Energietechnik AG aus Schleswig-Holstein, die die Containerlösung unter der Bezeichnung „Haase BiogasVerstärker“ vertreibt, wobei als

²¹ Quellen: Unterlagen der Raiffeisen-Warengenossenschaft Jameln e.G. und der Haase Energietechnik

Waschflüssigkeit ein organisches Lösungsmittel auf Basis von Glykolen (Genosorb) verwendet wird. Anzumerken ist, dass das Genosorb-Verfahren das einzige absorptive Biogasaufbereitungsverfahren ist, das eine gleichzeitige CO₂-Abtrennung, Entfeuchtung und Entschwefelung ermöglicht.

Das auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas wird über eine ca. 1 km lange erdverlegte Gasleitung zur Tankstelle transportiert und dort auf den Speicherdruck von ca. 300 bar komprimiert. Zur Anwendung kommt ein 1-Bank Hochdruckspeicher (24 Flaschen zu je 80 Liter). Das auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas wird dann unter dem Produktnamen „WEGAS“ (Wendtländer Biogas) vertrieben.

Die Anlagenerrichtung wurde von der Region Aktiv Wendtland Elbetal mit einem Investitionskostenzuschuss gefördert.

4.16 Reykjavik²²

Das in kommunalem Besitz stehende Unternehmen SORPA betreibt die größte Deponie Islands in Álfsnes (Großraum Reykjavik). Derzeit werden dort jährlich rd. 110.000 Tonnen Abfall pro Jahr abgelagert. Die Deponie hat im Jahr 1991 den Betrieb aufgenommen. Seit dem Jahr 1996 wird das entstehende Deponiegas eingesammelt, während es zu Beginn lediglich abgefackelt wurde.

Aufgrund der speziellen Situation der Energiewirtschaft in Island (geothermische Vorkommen; sehr günstige Stromgestehungskosten) hätte eine Verwendung des Deponiegases zur Strom- oder Wärmeerzeugung sowohl energetisch wie wirtschaftlich nur wenig Nutzen gebracht. Aus diesem Grund wurde die Treibstoffoption verfolgt (100 %-ige Importabhängigkeit bei Treibstoffen).

Im Jahr 1999 wurde von der SORPA mit Hilfe eines kommunalen Investmentfonds eine eigene Tochtergesellschaft, die Metan Ltd., gegründet. Inzwischen haben sich weitere isländische Unternehmen an der Metan Ltd. beteiligt, u.a. auch die Reykjavik Energy.

²² Quelle: Unterlagen der Metan Ltd.

Nach der Errichtung einer kleineren Pilotanlage im Jahr 2000 wurde eine größere Anlage im Jahr 2005 errichtet. Die Methanaufbereitung funktioniert nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche.

Die ersten Jahre wurde das komprimierte Biogas in Containern von der Aufbereitungsanlage zu den Zapfsäulen geliefert, was sich als relativ teuer herausgestellt hat. Im Jahr 2007 wurde dann eine eigene Gasleitung gebaut, die den Containertransport ersetzte.

Etwa 70 Kraftfahrzeuge und 6 Schwerfahrzeuge (Busse, LKWs) nutzen das aufbereitete Deponiegas. Neben der Umsatzsteuer unterliegt das aufbereitete Deponiegas keiner Steuer. Der Preisvorteil gegenüber Benzin beträgt rund 40 %.

4.17 Margarethen/Moos²³

Die Biogastankstelle in Margarethen am Moos ist die erste Biogas-Inseltankstelle in Österreich. Das gereinigte Biogas wird unter dem Markennamen methaPUR vertrieben.

Es handelt sich um eine nicht-öffentliche Tankstelle, d.h. eine einmalige Registrierung des Nutzers an der Tankstelle ist notwendig. Die Bezahlung erfolgt nach dem Tankvorgang durch Bankomat. Vom Projektinitiator TBB Consulting ist geplant, 20 weitere Biogasinseltankstellen in Österreich zu errichten. Nach einmalig erfolgter Registrierung wäre dann eine Betankung an allen angeschlossenen Tankstellen mit der gleichen Chipkarte möglich.

Die Aufbereitung erfolgt nach dem Membrantrennverfahren (ident wie in der Biogasanlage in Bruck/Leitha) und hat eine Leistung von 35 m³ aufbereitetem Biogas pro Stunde. Die interne Qualitätsnorm von > 95 % Methan und < 10 ppm Schwefel wurde mit gemessenen 97 % Methan und 3 ppm Schwefel klar erreicht und zugleich die Anforderungen der Kraftstoffverordnung erfüllt.

²³ Quellen: Homepage der Projektinitiatoren, www.methapur.com; abgefragt am 5. September 2008, 15:00; sowie <http://bio.methan.at>; abgefragt am 8. September 2008, 16:45

Biogasreinigung und –aufbereitung

Die Entschwefelung erfolgt in zwei Stufen. Die erste Stufe ist die In-Situ Entschwefelung durch Zugabe spezieller chemischer Substanzen (flüssige Mischung verschiedener Metallsalze) direkt im Biogasfermenter. Dadurch werden einerseits Schwefelwasserstoff und Ammoniak gebunden und zum anderen durch die Verbesserung des Bakterienmilieus die Methanausbeute erhöht.

Vor dem Eintritt in die Feinentschwefelung wird das Rohbiogas komprimiert und auf 7°C abgekühlt, wobei der größte Teil des Wassers auskondensiert und flüssig ausgeschleust wird. Nach der Erwärmung des Rohbiogases (unter Verwendung der Abwärme des Kompressors) erfolgt der zweite Entschwefelungsschritt. Dieser besteht aus adsorptiver Feinentschwefelung mittels Eisenoxid.

Nach dem H₂S-Absorber gelangt das Rohbiogas in das Membranmodul. Im Unterschied zur Biogasaufbereitung in Bruck/Leitha ist die Anlage jedoch nur einstufig ausgeführt. Das CO₂-reiche Permeatgas, das nicht unwesentliche Anteile von CH₄ enthält, wird rückgeführt und im bestehenden BHKW-Motor verbrannt. Durch diese Anlagenkonfiguration (Rückführung des Permeatgases) ist es möglich, die Anlage de facto als Null-Emissions-Betrieb zu führen.

Das Membranmodul fungiert zugleich als Feintrocknung, da gasförmiges Wasser durch die Polyamid-Membranen abgeschieden werden kann. Durch diese Feintrocknung werden ausgesprochen niedrige Taupunkte erzielt, welche die gesetzlichen Vorgaben deutlich unterschreiten.

Die Einstellung der Produktqualität (=Methangehalt) erfolgt durch ein Proportionalventil, welches am Produktgasauslass des Membranmoduls angebracht ist. Der Gasdruck auf der Ausgangsseite beeinflusst das Trennverhalten der Membran. Durch die verwendete Regelstrecke können nach Angaben der Projektinitiatoren weitgehend beliebige Reinheitsgrade des Produktgases (zwischen nahezu Rohgasqualität bis zu 99 % Methan) eingestellt werden.

5 Detailanalyse ausgewählter Best Practice Beispiele, wirtschaftliche Analyse unter österreichischen Rahmenbedingungen (AP 2 und AP 3)

Im Arbeitspaket 2 wurden, auf Basis der in Arbeitspaket 1 erfolgten Dokumentation von Best Practice Beispielen, einzelne Projektaspekte bzw. Projekte ausgewählt, die detailliert analysiert wurden. Darauf aufbauend wurde im Arbeitspaket 3 untersucht, inwieweit die im Ausland umgesetzten Biogasprojekte, bei denen das aufbereitete Biogas als Treibstoff verwendet wird, auch unter den in Österreich herrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen realisierbar sind bzw. welche lokalen Voraussetzungen dafür notwendig wären.

Es wurden die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette analysiert, wobei ein besonderer Fokus auf jene Stufen gelegt wurde, bezüglich derer es in Österreich nur wenig Erfahrungswerte gibt, d.h. insbesondere die Stufen Distributions-/Verteilssysteme und Betankungssysteme. Aus Gründen der Übersichtlichkeit hat es sich als zweckmäßig erwiesen, die Ergebnisse der Arbeitspakete 2 und 3 gemeinsam darzustellen. Diese finden sich in den folgenden Unterabschnitten.

Neben Literaturrecherchen und der Berücksichtigung bereits vorhandener Studien wurden ausgewählte internationale Best Practice Beispiele auch vor Ort begutachtet und die wirtschaftlichen Eckpunkte bei den lokalen Stakeholdern erfragt und analysiert.

Wie im Projektantrag bereits vorgesehen konnte bezüglich der ersten vier Stufen der Wertschöpfungskette zu einem erheblichen Teil auf die Ergebnisse von laufenden oder abgeschlossenen Studien von „Energiesysteme der Zukunft“ zurückgegriffen werden. Dabei wurden die eigenen Analysen mit den Ergebnissen bereits vorliegender Studien ergänzt.

Bei einigen Stufen der Wertschöpfungskette ist deutlich geworden, dass bei der Verwendung von Erdgas als Treibstoff Erfahrungen gemacht bzw. Technologien eingesetzt wurden, die in der Biogas-Wertschöpfungskette bisher noch nicht oder nur kaum eingesetzt

wurden. Beispiele dafür sind die Hausbetankung oder bestimmte Trailersysteme für die dezentrale Versorgung. Nähere Informationen dazu finden sich in den folgenden Unterabschnitten.

5.1 Rohstoffeinsatz

5.1.1 Überblick über mögliche Einsatzstoffe

Biogas entsteht durch die anaerobe Zersetzung von organischen Materialien. Unter dem Überbegriff Biogas wird aber nicht nur Biogas aus der Vergärung von Nawaros oder Gülle in landwirtschaftlichen Biogasanlagen verstanden, sondern auch jenes, das bei der Zersetzung von Abfällen oder Abwässern entsteht. So wird sogenanntes Klärgas bei der anaeroben Zersetzung des Klärschlammes in den Faultürmen bzw. Deponiegas bei der Zersetzung von organischen Abfällen im Deponiekörper gebildet.

Interessant ist, dass die möglichen Einsatzstoffe für die Biogaserzeugung in der Europäischen Union in den einzelnen Mitgliedsländern ganz unterschiedlich genutzt werden. In Tabelle 3 sind die produzierten Primärenergiemengen aus Biogas von jenen zehn europäischen Ländern aufgelistet, in denen die Biogasproduktion am höchsten ist.

in 1.000 toe	Deponiegas	Klärgas	Sonstiges Biogas	Gesamt
Deutschland	416,4	270,2	1.696,5	2.383,1
Großbritannien	1.433,1	191,1	-	1.624,2
Italien	377,7	1,0	47,5	406,2
Spanien	259,6	49,1	21,3	329,9
Frankreich	161,3	144,2	3,7	309,2
Niederlande	43,2	48,0	82,8	174,0
Österreich	10,7	2,0	126,4	139,1
Dänemark	14,3	21,0	62,6	97,9
Belgien	48,1	18,0	12,5	78,6
Tschechien	29,4	32,1	17	78,5

Tabelle 3: Produzierte Primärenergie aus Biogas in Europa in 2007 (Top 10 Länder; Quelle: [EurOb 2008])

In diesem europäischen Ranking der Primärenergieerzeugung aus Biogas findet sich Österreich am vergleichsweise sehr guten siebten Platz. Überraschend ist jedoch die Aufteilung auf die unterschiedlichen Roh- bzw. Ausgangsstoffe. So belegt Österreich den zweiten Rang in der Produktion von „Sonstigen Biogasen“ (primär Biogas aus NAWARO und Gülle), gehört aber bei Deponie- und Klärgas eher zu den Schlusslichtern dieses Rankings.

So wird nach dieser Aufstellung etwa in Belgien, einem Land mit vergleichbarer Einwohnerzahl wie Österreich, deutlich mehr als das vierfache Menge an Deponiegas verwendet. Selbst in der Tschechischen Republik wird die mehr als 2,5-fache Menge an Deponiegas verwertet als in Österreich.

Bei der Produktion von Klärgas sind nach dieser vergleichenden Statistik die Unterschiede in der Gasnutzung noch um vieles höher: so wird für Belgien das 9-fache, für die Tschechische Republik das 16-fache und für die Niederlande das 24-fache an Klärgasproduktion ausgewiesen als in Österreich.

Es sei angemerkt, dass andere Literaturquellen teilweise stark abweichende Zahlen für die Klärgasproduktion in Österreich angeben. Grund für diese unterschiedliche Datenlage bei der Klärgasnutzung ist, dass das in Österreich produzierte Klärgas üblicherweise nur für den Eigenstrom- bzw. Prozesswärmebedarf der Kläranlage verwendet wird und die publizierten Zahlen lediglich auf Abschätzungen beruhen.

Aufgrund der niedrigen Einspeisetarife wurde es von meisten Kläranlagenbetreibern als wirtschaftlich wenig attraktiv angesehen, den aus Klärgas erzeugten Strom in das Stromnetz einzuspeisen.

Wie in den folgenden Abschnitten gezeigt wird, wäre die Nutzung des Klärgas zur Treibstoffherzeugung, wie sie etwa in Schweden oder der Schweiz schon seit längerem angewandt wird, auch in Österreich eine wirtschaftlich interessante Option. Die teilweise widersprüchliche Datenlage betreffend die bisherige Klärgasnutzung ist unserer Ansicht ein eindeutiges Zeichen dafür, dass diese Rohstoffquelle in Österreich bislang erheblich unterschätzt wurde.

5.1.2 Verwendete Einsatzstoffe – Vergleich internationaler Best Practice Beispiele

Bei einem ersten Screening von mehr als 50 internationalen Biogasprojekten, bei denen das Rohbiogas auf Treibstoff- oder Netzqualität aufbereitet wird, hat sich gezeigt, dass lediglich bei sechs Projekten Nawaros als Einsatzstoffe verwendet werden.

Abgesehen von einem Biogasprojekt in Västerås (Schweden), bei dem die Nawaros jedoch lediglich einen kleineren Teil der insgesamt eingesetzten Rohstoffe ausmachen, handelt es sich bei den weiteren fünf Projekte um solche aus Deutschland, wo die „virtuelle“ Verstromung von aus Nawaros erzeugtem Biogas aufgrund der EEG-Tarife wirtschaftlich besonders lukrativ ist.

Aufgrund der attraktiven Förderung der Einspeisung von Biogas aus Nawaros sind in Deutschland seit diesem ersten Screening eine größere Anzahl von weiteren Biogaseinspeiseprojekten errichtet worden bzw. in der Planungs- oder Bauphase²⁴.

Alle anderen Projekte dieses Screenings internationaler Best Practice Beispiele, bei denen aufbereitetes Biogas entweder direkt als Treibstoff eingesetzt oder in das Netz gespeist wird, setzen vorwiegend biogene Abfälle oder Klärschlamm als Rohstoffe ein oder verwenden Deponiegas²⁵.

In diesem ersten Screening wurden allerdings sowohl jene Projekte berücksichtigt, die Treibstoff erzeugen wie auch jene, die das Rohbiogas zu Biomethan aufbereiten und dann als Erdgassubstitut in das Erdgasnetz einspeisen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Netzeinspeisung mit anschließender Verstromung z. B. in Deutschland massiv gefördert wird, während dies bei Treibstoffprojekten nicht der Fall ist.

²⁴ Auf der Internetseite www.biogaspartner.de findet sich unter dem Punkt „Einspeiseatlas“ eine jeweils aktualisierte Projektliste von Biogaseinspeiseprojekten in Deutschland.

²⁵ Die komplette Auflistung dieser Best Practice Beispiele samt Angabe der verwendeten Einsatzstoffe findet sich in Tabelle 8 im Kapitel Methanaufbereitung.

Aus diesem Grund wurden in weiterer Folge nur mehr jene Beispiele detaillierter betrachtet, die das aufbereitete Biomethan als Treibstoff einsetzen. In Tabelle 4 sind für die in Abschnitt 4 dargestellten Best Practice Beispiele die eingesetzten Rohstoffe angegeben.

	Klärgas	Biogene Abfälle	Nawaros	Gülle	Deponiegas
Trollhättan	ja	ja	nein	nein	nein
Linköping	ja	ja	nein	geringfügig	nein
Västeras	ja	ja	ja	nein	nein
Nörköping	ja	ja	nein	nein	nein
Eslöv	ja	ja	nein	nein	nein
Göteborg	ja	geplant	geplant	geplant	nein
Stockholm	ja	nein	nein	nein	nein
Lille	ja	geplant	nein	nein	nein
Zürich	ja	ja	nein	nein	nein
Luzern	ja	nein	nein	nein	nein
Bern	ja	geplant	nein	nein	nein
Inwil	nein	ja	nein	ja	nein
Rom	nein	geplant	nein	nein	ja
Jameln	nein	nein	ja	ja	nein
Reykjavik	nein	nein	nein	nein	ja
Margarethen/Moos	nein	nein	ja	nein	nein

Tabelle 4: Überblick über eingesetzte Rohstoffe bei der Treibstoffherzeugung an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)

Bei diesen Projekten ist Klärgas der mit Abstand am häufigsten eingesetzte Rohstoff, sowohl bei jenen in Schweden wie auch in der Schweiz. Etwas weniger häufig werden biogene Abfälle eingesetzt, dies aber oft in Kombination mit der Vergärung des Klärschlammes (Co-Fermentation).

Nawaros und Gülle werden hingegen bei Treibstoffprojekten, ganz im Gegensatz zum Rohstoffeinsatz bei der Verstromung von Biogas, nur selten eingesetzt. Grund dafür ist, dass etwa in Deutschland die Verstromung des aufbereiteten Biogases eine deutlich attraktivere Verwertungsmöglichkeit darstellt bzw. Nawaro-Projekte aufgrund der hohen Rohstoffkosten ohne Förderung nicht wirtschaftlich sind.

An zwei der angeführten Standorte (Reykjavik, Rom) wurde auch Deponiegas als Einsatzstoff verwendet. Dies wäre zwar grundsätzlich, trotz der technischen Herausforderungen (Abtrennung von Siloxanen und Stickstoff) auch für Österreich interessant, hat aber aufgrund der vermehrten und inzwischen praktisch flächendeckenden getrennten Sammlung der biogenen Abfälle nur wenig Zukunftsperspektive.

Die Häufigkeit des Einsatzes der unterschiedlichen Rohstoffe für die Treibstoffherzeugung bei diesen Best Practice Beispielen wird zur Illustration in Abbildung 1 auch grafisch dargestellt.

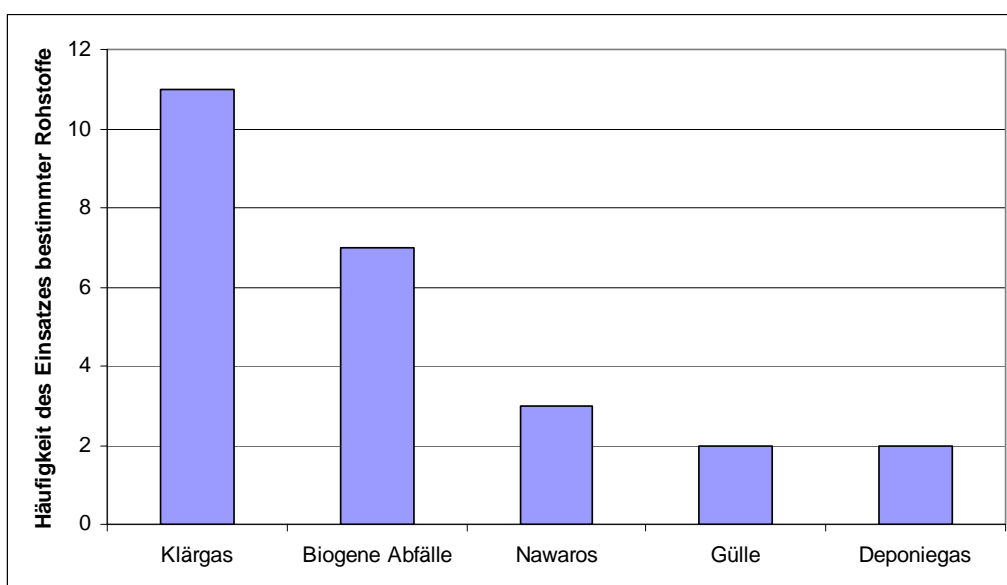


Abbildung 1: Häufigkeit des Einsatzes unterschiedlicher Rohstoffe bei ausgewählten Treibstoffprojekten (Quelle: eigene Recherchen)

5.1.3 Nachwachsende Rohstoffe (Nawaros)

Die große Anzahl von bestehenden Biogasanlagen auf Basis von Nawaros in Österreich und Deutschland ist praktisch ausschließlich auf die geförderten Einspeisetarife bei der Einspeisung von aus Biogas erzeugtem Strom zurückzuführen. Eine wichtige Motivation für Projekte auf dieser Rohstoffbasis und Größenklasse ist, dass die Tarife in Abhängigkeit von den verwendeten Rohstoffen gestaffelt und bei der Vergärung von Nawaros oder Gülle in kleinen Anlagen am höchsten sind.

Inzwischen hat in Deutschland die sogenannte „virtuelle Verstromung“ die direkte Vor-Ort Verstromung als wirtschaftlich attraktivste Verwertungsoption von Biogas aus Nawaros abgelöst. Dabei wird das erzeugte Biogas zunächst auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Dieses wird dann an anderen Orten virtuell aus dem Erdgasnetz entnommen und verstromt.

Diese Verwendung von Biogas wird deswegen virtuelle Verstromung genannt, da das aufbereitete Biogas sich mit dem Erdgas vermischt und lediglich bilanziell bzw. rechnerisch an den Ort der Verstromung transportiert wird. Durch die Kombination der zusätzlichen Wärmeerlöse, unterschiedlicher Zuschläge zum EEG-Tarif (Technologiebonus, KWK-Bonus) und der Zahlung von vermiedenen Netzkosten ist die Einspeisung und „virtuelle Verstromung“ für Projektentwickler in Deutschland interessanter als die Vor-Ort Verstromung.

Aufgrund der hohen Rohstoffkosten bzw. attraktiveren Konkurrenznutzungen ist die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion zur Verwendung als Treibstoff, wenn Nawaros als ausschließliche Rohstoffe eingesetzt werden, derzeit nur in Einzelfällen möglich²⁶.

Folgend werden drei typische solcher Einzelfälle beschrieben, bei denen Nawaros als Rohstoffe für die Treibstoffherzeugung wirtschaftlich eingesetzt werden können.

Västeras (Schweden)

Die Grundidee des Baus einer Biogasanlage und die Verwendung des erzeugten Biogases als Treibstoff wurde in den frühen 90-er Jahren von einem der Landwirte des Umlandes von Västeras ausgearbeitet. Da aufgrund der intensiven Bewirtschaftung der Flächen bei vielen Landwirten die Flächenerträge zurückgingen, stellte sich die Frage, wie etwa durch neue Fruchtfolgen die Bodenfruchtbarkeit nachhaltig verbessert werden könnte. Eine der Ideen war, im Rahmen einer Fruchtfolge Klee gras anzubauen. Diese Zwischenfrüchte sollten dann zur Produktion von Biogas verwendet werden, wobei die im Gärrest befindlichen Nährstoffe im Sinne einer Kreislaufwirtschaft wieder zurück auf die Felder kommen sollten.

²⁶ Siehe dazu Abschnitt 5.11.7.

Ursprüngliches Ziel dieser ersten Projektidee war also nicht die Treibstoffherzeugung, sondern vielmehr eine Verbesserung der Bodenfruchtbarkeit und Wiederherstellung einer Kreislaufwirtschaft (Verzicht auf Kunstdünger). Zusatzerträge aus der Produktion von Treibstoff waren erwünscht, aber nicht das eigentliche Hauptziel des Projektes.

Dieses Grundkonzept hat sich im Laufe der Jahre durch die Ausweitung des Stakeholderkreises weiterentwickelt. Erst durch die Erweiterung der Rohstoffbasis - die Nutzung von Klärgas und Verwertung von biogenen Abfällen - konnte eine positive Gesamtwirtschaftlichkeit erreicht werden. Die Anlage wurde im Jahr 2005 in Betrieb gesetzt und ist ein europaweites Vorzeigeprojekt vor allem betreffend die Verwertung des Gärrestes.

Rein wirtschaftlich betrachtet wird bei diesem Projekt die Verwendung von Nawaros durch den zusätzlichen Einsatz von Klärgas und biogenen Abfällen subventioniert. Weiteres ist der relativ hohe Anteil von öffentlichen Förderungen (53 % der Gesamtinvestitionskosten) zu erwähnen.

Trotz dieser Einschränkungen ist das Projekt in Västerås ein absolutes Vorzeigeprojekt. Nähere Informationen und Analysen zu dem Projekt und zu dessen Wirtschaftlichkeit sind in Abschnitt 5.12 zu finden.

Jameln (Deutschland)

Die Tankstelle in Jameln ist die erste Biogastankstelle in Deutschland und wurde im Juni 2006 eröffnet. Die Tankstelle wird aus einer Biogasanlage versorgt, die bereits ein Jahr zuvor errichtet wurde und Nawaros und Gülle als Einsatzstoffe verwendet. Die Rohstoffe werden von ca. 40 Landwirten aus der Umgebung der Anlage angebaut und zur Biogasanlage geliefert.

Allerdings ist lediglich die Überschussproduktion, d. h. rd. zehn Prozent des erzeugten Rohbiogases, für die Aufbereitung als Kraftstoff vorgesehen. Der Großteil des erzeugten Biogas wird weiterhin in Strom umgewandelt, der zu den geförderten EEG-Tarifen eingespeist wird.

Die Erlöse aus dem Treibstoffverkauf müssen lediglich die Zusatzinvestitionen (Aufbereitung, Tankstellentechnik) und die reinen Rohstoffkosten finanzieren, nicht jedoch

die Investitionskosten für die Biogasanlage, da diese ohnehin schon durch den geförderten Stromverkauf amortisiert werden.

Allerdings ist anzumerken, dass die Biogastankstelle in Jameln noch vor Novellierung der Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltsverordnung im Jahr 2008 und damit zu einem Zeitpunkt in Betrieb gesetzt wurde, als die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen noch andere waren. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in Deutschland wäre auch am Standort in Jameln zu erwarten, dass eine Einspeisung in das Erdgasnetz mit anschließender virtueller Verstromung wirtschaftlich attraktiver ist als die Treibstoffnutzung.

Margarethen/Moos (Österreich)

Ebenfalls nur die Überschussproduktion einer bereits bestehenden Biogasanlage wird in der ersten Biogasinselftankstelle Österreichs in Margarethen/Moos verwendet. Die durch den Ökostromtarif geförderte Stromerzeugung finanziert bereits die ursprüngliche Investition in die Biogasanlage.

In die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Treibstoffherzeugung gehen daher lediglich die reinen Rohstoffkosten und die Zusatzkosten für die Aufbereitung und die Tankstelleneinrichtung ein. Falls eine adäquate Auslastung der Tankstelle erreicht wird, ist damit die Wirtschaftlichkeit der Treibstoffoption auch auf Nawaro-Basis gegeben.

Eine Neuerrichtung einer Biogasanlage auf Basis Nawaros für die Treibstoffproduktion wäre hingegen wirtschaftlich nicht darstellbar. Ebenso wenig wäre ein Umbau einer bestehenden Biogasanlage von Verstromung auf Treibstoffproduktion sinnvoll, da die geförderten (alten) Einspeisetarife wirtschaftlich attraktiver sind als der Treibstoffverkauf.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Verwendung von Nawaros zur Treibstoffherzeugung betriebswirtschaftlich in folgenden Fällen sinnvoll sein kann:

- Wenn die Überschussproduktion von bestehenden Biogasanlagen zur Treibstoffherzeugung verwendet wird. In diesem Fall sind in der Wirtschaftlichkeitsrechnung lediglich die reinen Substratkosten und zusätzlichen Kosten für Aufbereitung und Tankstellenbetrieb zu berücksichtigen, da die sonstigen Investitionskosten bereits durch die Ökostromerzeugung erwirtschaftet werden. Eine

Erhöhung der Stromerzeugung scheidet als Alternativnutzung für die Überschussproduktion aus, da sich in diesem Fall die Fördertarife verringern würden.

- Nach Auslaufen des garantierten Ökostromtarifes, wenn zu diesem Zeitpunkt die Verwertung von Biomethan als Treibstoff bzw. als Erdgassubstitut wirtschaftlich attraktiver ist als die Stromerzeugung zu Marktpreisen.
- Wenn Nawaros zur Treibstoffherzeugung als Co-Fermente in bestehenden Kläranlagen eingesetzt werden, noch ausreichend Faulraumkapazität besteht und andere Rohstoffe mit höherer Wertschöpfung (z.B. Abfallstoffe, für die Entsorgungsentgelte lukriert werden können) nicht im ausreichenden Maß zur Verfügung stehen.

Seit den 90-er Jahren wurde vielfach erwartet, dass mit steigenden Preisen für fossile Treibstoffe Biogas aus Nawaros konkurrenzfähig wird. Tatsächlich sind in den letzten Jahren die Preise für fossile Brennstoffe zwar erheblich gestiegen – die Preise für Nawaros sind jedoch nicht gleichgeblieben, sondern ebenfalls stark angestiegen.

Die entscheidende Frage für die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion für die Treibstoffherzeugung auf Basis Nawaros ist das zukünftige Preisdifferential von landwirtschaftlichen Produkten und fossilen Brennstoffen. Diesbezüglich sind insbesondere die fundamentalen Zusammenhänge und Abhängigkeiten zu berücksichtigen.

So war der Hauptgrund für den extremen Preisanstieg für agrarische Rohstoffe in den Jahren 2007 und 2008 eine Verknappung des Angebotes, verursacht durch schlechte Ernten, bei gleichzeitiger verstärkter Nachfrage aus einigen Schwellenländern. Ein weiterer, oft unterschätzter Grund war jedoch die fundamentale Abhängigkeit der Preise für landwirtschaftliche Produkte vom Erdöl- bzw. Erdgaspreis.

So wird der für die agrarische Produktion notwendige Stickstoffdünger großtechnisch mit dem Haber-Bosch Verfahren hergestellt, bei welchem Erdgas der wichtigste Rohstoff ist. Erdgas ist damit einer der wichtigsten Kostenfaktoren der Stickstoffdüngerherzeugung und damit auch der landwirtschaftlichen Produktion.

Dementsprechend herrscht eine relativ starke positive Korrelation zwischen Erdöl-/Erdgaspreis und den Preisen für landwirtschaftliche Produkte. Zur Illustration dieses

fundamentalen Zusammenhanges wurden in Abbildung 2 die Preisentwicklung von Erdöl und Mais in den letzten 25 Jahre gegenübergestellt.

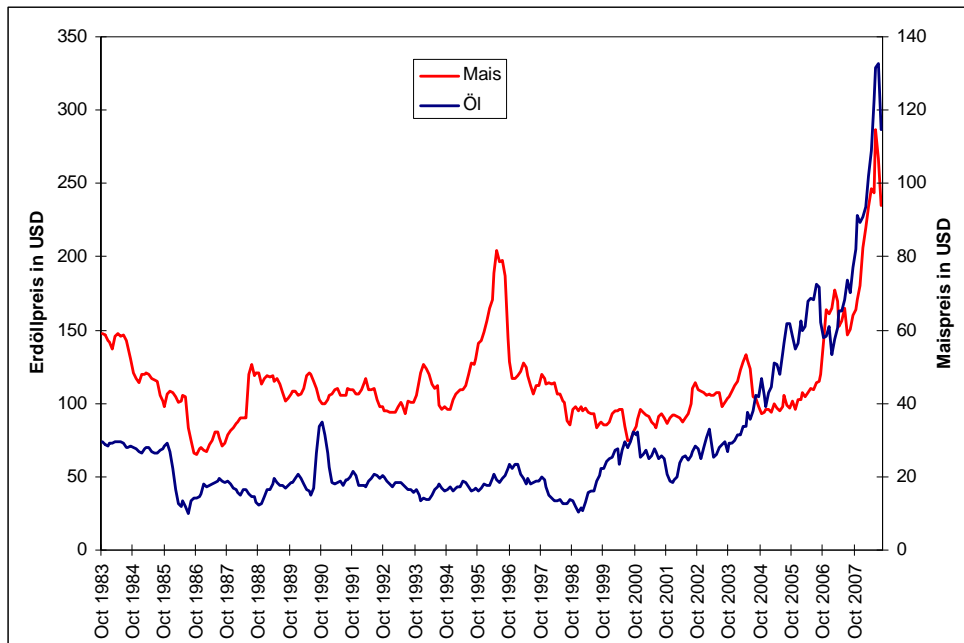


Abbildung 2: Korrelation von Erdöl- und Maispreis (Quelle: eigene Darstellung)

Die starke Korrelation der Maispreise mit dem Erdölpreis ist sowohl in den Aufwärts- wie in den Abwärtsphasen gut sichtbar, selbst wenn landwirtschaftliche Produkte noch zusätzlich von weiteren Faktoren (Wetter, Missernten, saisonale Effekte) beeinflusst wurden.

Aufgrund dieser Abhängigkeit wäre ein Zukunftsszenario von stark steigenden fossilen Treibstoffen bei zugleich fallenden Preisen für Nahrungsmitteln nur im Falle von landwirtschaftlicher Überproduktion und daraus resultierenden Preisverfall denkbar. Aus heutiger Sicht und unter den derzeitigen globalen Rahmenbedingungen erscheint ein solches Szenario jedoch unwahrscheinlich.

Aufgrund dieser fundamentalen Abhängigkeit zwischen Erdöl-/Erdgaspreis und den Erzeugerpreisen für landwirtschaftliche Produkte erscheint es wenig wahrscheinlich, dass sich das Preisdifferential zwischen Nahrungsmitteln und fossilen Energieträgern zukünftig deutlich im Sinne der Biogasverwendung am Treibstoffmarkt verbessern wird.

5.1.4 Gülle bzw. Wirtschaftsdünger

Gülle, vielfach auch Wirtschaftsdünger genannt, wird in Österreich wie auch in Deutschland aufgrund der geförderten Einspeisetarife primär zur Biogaserzeugung bei nachfolgender Verstromung verwendet. Üblicherweise wird bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen eine Mischung aus Gülle und Nawaros eingesetzt.

Bei der Erzeugung von Biomethan zur Treibstoffnutzung hat Gülle hingegen bisher nur wenig Bedeutung. Einzige Ausnahme ist das Projekt in Inwil in der Schweiz.

Diese bisher größte Biogasanlage der Schweiz wurde im Sommer 2008 in Betrieb genommen. Motivation zur Errichtung der Biogasanlage war die sehr hohe und überdurchschnittliche Tierdichte. Da die Anzahl der Tiermästereien und die Schweinepopulation pro Hektar in der Schweiz nirgendwo höher sind, musste in der Vergangenheit, da der Gülleaustrag streng reglementiert ist, die Inwiler Gülle mittels LKW in andere Regionen der Schweiz verbracht werden. So wurden jährlich aus dem Kanton Luzern über 200.000 Tonnen Gülle und Mist in andere Regionen der Schweiz exportiert.

Die Biogasanlage verarbeitet jährlich 45.000 Tonnen Gülle und 16.000 Tonnen sonstige Inputmaterialien (u.a. Grüngut, Mist, Gastro- und biogene Industrieabfälle). Abhängig von der Entfernung wird die Schweinegülle teilweise direkt über Pipelines von den Schweinezuchtbetrieben in die Gärtilos gepumpt.

Auch wenn die Motivation für die Errichtung der Biogasanlage aus der Notwendigkeit der Entsorgung der Gülle kam, wird die Anlage erst durch die zusätzliche Übernahme von biogenen Abfällen wirtschaftlich lukrativ.

Gülle zur Erzeugung von Biogas hat vor allem in jenen Ländern wirtschaftliches Potential, wo aufgrund der intensiven Viehwirtschaft eine Aufbringung auf nahegelegene landwirtschaftliche Flächen nicht mehr möglich ist. Die Entsorgungsentgelte (vermiedene Transportkosten) generieren Zusatzerträge bei der Biogaserzeugung. Das Fehlen von ökologisch unbedenklichen Entsorgungsalternativen würde daher die Verwendung von Gülle als Einsatzstoff für die Biogaserzeugung z.B. in Dänemark begünstigen.

Aufgrund der deutlich geringeren Betriebsgrößen in Österreich ist das Potential für größere Biogasprojekte auf Basis Gülle, im Vergleich zu Ländern mit vermehrter Massentierhaltung, deutlich eingeschränkter.

5.1.5 Klärgas

Bei den identifizierten internationalen Best Practice Beispielen ist Klärgas die am häufigsten verwendete Ausgangsbasis für die Erzeugung von Biomethan und Nutzung als Treibstoff (siehe Abbildung 1). Grund dafür ist die hohe wirtschaftliche Attraktivität dieses Rohstoffes.

Klärgas entsteht als Nebenprodukt bei der Behandlung kommunaler oder gewerblicher Abwässer bei der Vergärung des Klärschlammes. Der bei der Abwasserbehandlung anfallende Klärschlamm wurde ursprünglich lediglich als Abfallprodukt angesehen und der Schwerpunkt der Bemühungen der Kläranlagenbetreiber war es, diesen möglichst kostengünstig zu entsorgen.

In den meisten Kläranlagen in Österreich wurden daher die Faultürme primär deswegen errichtet, um den geruchsintensiven Klärschlamm zu stabilisieren und die zu entsorgende Menge zu reduzieren. Das entstehende Klärgas wird bei größeren Anlagen üblicherweise der Verstromung durch ein Blockheizkraftwerk zugeführt. Der erzeugte Strom dient zur Versorgung der eigenen Stromverbraucher (insbesondere Pumpen und Gebläse) und die Abwärme wird als Prozesswärme in der Abwasserbehandlung eingesetzt.

Bei mittleren Anlagen wird das entstehende Klärgas allerdings oft nur für Heizzwecke verwendet und die darüber hinausgehende anfallende Klärgasmenge ungenutzt über die Fackel verbrannt. Bei kleineren Kläranlagen wird hingegen meistens auf die Klärschlammfäulung verzichtet.

In einer Studie betreffend die Energienutzung von Kläranlagen [BMLF 2002] wurden 172 Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von mehr als 3.000 Einwohnergleichwerten untersucht. Von diesen Anlagen verfügten nur 67 über eine Faulung, die anderen 105 Anlagen nicht.

Eine Optimierung oder Steigerung der Klärgasausbeute ist auch in den größeren Anlagen nur in den seltensten Fällen erfolgt. Nur in wenigen Fällen wird der aus Klärgas erzeugte Strom in das Netz eingespeist.

Die verfügbaren statistischen Daten weisen die Einspeisung von aus Klärgas erzeugtem Strom nur gemeinsam mit Deponiegas aus. Allerdings lässt sich auch aus diesen aggregierten Zahlen die geringe Attraktivität der Einspeisung des aus Klärgas erzeugten Stroms ableiten.

So gibt es lt. Ökostrombericht 2009 der E-Control lediglich 64 anerkannte Deponie- und Klärgasanlagen mit einer Engpassleistung von 29,2 MW, die in das Stromnetz einspeisen. 92 % der Anlagen weisen eine Größe von unter 1 MW auf, die zusammen 59 % der genehmigten Leistung ausmachen. Die verbleibenden fünf größten Anlagen stellen 41 % der Leistung bereit²⁷.

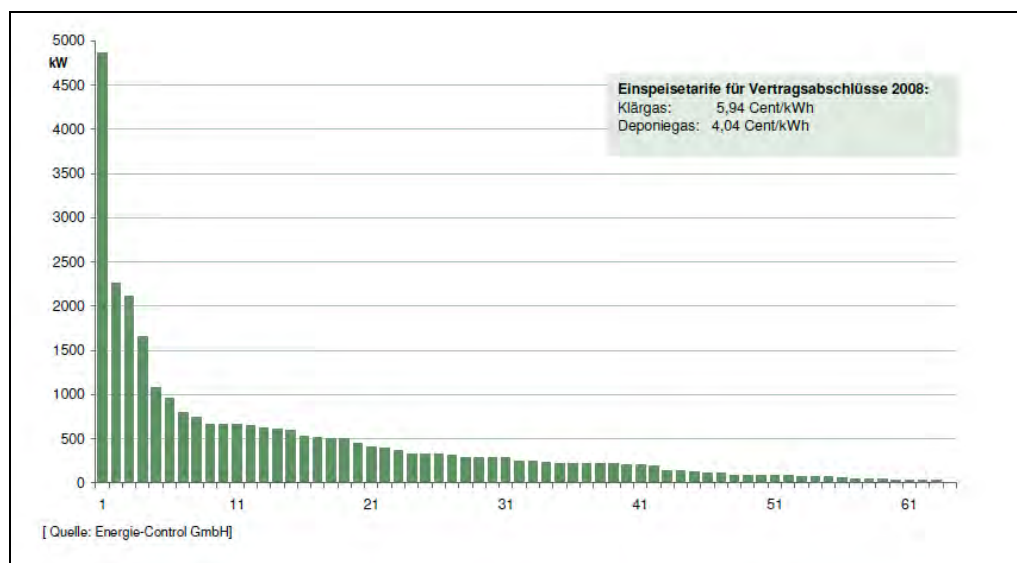


Abbildung 3: Anerkannte Klärgas- und Deponiegasanlagen in Österreich im Größenvergleich per Ende 4. Quartal 2008 (Quelle: [E-Control 2009])

²⁷ Angaben aus [E-Control 2009]

Weiters zeigen die Erfahrungen von Untersuchungen in Kläranlagen in Österreich, dass die Mengenmessung des Klärgasanfalls oft ungenau und die Stromeigenerzeugung vielfach nicht einmal gemessen wird²⁸.

Grundsätzlich wird das (bisher ungenützte) Potential für die Verwendung von Klärgas als Treibstoff in Österreich daher als sehr interessant eingeschätzt. Insbesondere bei Co-Fermentation, d. h. bei Zumischung von biogenen Abfällen zum Klärschlamm, kann die Kapazität der Kläranlagenfermenter deutlich gesteigert werden. Allerdings gibt es in Österreich, im Unterschied zu Schweden oder der Schweiz, diesbezüglich nur wenig Betriebserfahrung. Betreffend die unterschiedlichen Aspekte bei der Co-Fermentation wird auf die Detailanalyse des Best Practice Beispiels Eskilstuna in Abschnitt 5.13 verwiesen.

Die Verwendung von aufbereitetem Klärgas als Treibstoff ist jedoch auch im wirtschaftlichen Gesamtkontext, d.h. aus Sicht der Konkurrenznutzungen, zu sehen. Während es etwa in Schweden aufgrund historisch relativ niedriger Strompreise Sinn gemacht hat, die gesamte Klärgasmenge als Treibstoff zu verwenden und zugleich Strom aus dem Leitungsnetz zu beziehen, ist in Österreich, aufgrund der höheren Strompreise, die Eigenstromerzeugung in Kombination mit der Verwendung der Abwärme des BHKWs als Prozesswärme zumeist die wirtschaftlich interessanteste Verwertungsoption. Für die Treibstoffoption steht daher primär die Überschussproduktion zur Verfügung.

5.1.6 Biogene Abfälle

Neben Klärgas sind bei den identifizierten internationalen Biogasprojekten biogene Abfälle der attraktivste Rohstoff für die Treibstoffherzeugung, da bei deren Verwertung zusätzlich Entsorgungsentgelte lukriert werden können. Diese Zusatzerträge verbessern die Wirtschaftlichkeit der Biogasprojekte bzw. machen diese Projekte aus wirtschaftlicher Sicht vielfach überhaupt erst möglich. Internationale Beispiele für die Verwendung von biogenen Abfällen zur Treibstoffherzeugung sind etwa Zürich, Pratteln, Jona und Utendorf in der Schweiz oder Eslöv, Eskilstuna oder Västerås in Schweden.

²⁸ siehe dazu [BMLF 2002]

Problematisch für die Investitionssicherheit und langfristige Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen auf Basis von biogenen Abfällen ist jedoch, dass private Abfallentsorger üblicherweise keine langfristigen Verträge (mit fixen Preisen) vergeben.

Dieses Kostenrisiko kann bei Einbindung der relevanten Stakeholder (z. B. Kommunen, Industrieunternehmen die biogene Abfälle produzieren) weitgehend reduziert oder minimiert werden. Es ist jedoch zu beobachten, dass die verwerteten Abfallstoffe immer mehr als Rohstoffe angesehen werden und aufgrund der zunehmenden Konkurrenz der Abnehmer die zu lukrierenden Zusatzentgelte tendenziell geringer werden.

Bei Anfall größerer Mengen gleichartiger biogener Abfälle, wie beispielsweise in der Nahrungsmittelindustrie, kann deren Verwertung aufgrund der „economies of scale“ wirtschaftlich noch attraktiver sein²⁹.

Vorteil bei der Verwertung von biogenen Abfällen ist weiters, dass im Gegensatz zu Klär- oder Deponiegas die Siloxanproblematik nicht auftritt. In Österreich wird daher das aus biogenen Abfällen erzeugte Biogas gleichermaßen wie das aus Nawaros erzeugte von der ÖVGW G33 erfasst. Daher gibt es für Biogas, das aus biogenen Abfällen erzeugt wird, keine Einschränkung bei der Einspeisung in das Erdgasnetz.

5.1.7 Deponiegas

Deponiegas entsteht durch die anaerobe Zersetzung der organischen Bestandteile des Abfalls. Dabei werden im Deponiekörper unter Luftabschluss, durch den gleichen Prozess wie im Inneren eines Biogasfermenters, die organischen Materialien von Bakterien in Methan und CO₂ umgewandelt.

Aufgrund der Klimaauswirkungen von in die Atmosphäre entweichenden Deponiegasesen, aber auch aus Sicherheitsgründen (Explosionsgefahr), sollte das entstehende Deponiegas jedenfalls gesammelt und idealerweise energetisch verwertet werden. Die am meisten

²⁹ Betreffend des Potentials für Großbiogasanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle in Österreich, siehe [Hornbachner 2008a].

verbreitete Verwertung ist die Verstromung. In vielen Fällen wird das Deponiegas, vor allem bei niedrigen Methangehalten, jedoch lediglich verbrannt (abgefackelt).

Technisch ist eine Aufbereitung des Deponiegases auf Erdgasqualität und anschließender Verwendung als Treibstoff grundsätzlich möglich. In Hinblick auf die Gasqualität sind die Abtrennung der Siloxane wie auch des Stickstoffes die größten Herausforderungen.

Betreffend der Siloxanproblematik gibt es bereits langjährige Erfahrungen bei der Verstromung des Deponiegases und erprobte technische Lösungen. Die Abtrennung des Stickstoffes ist durch unterschiedliche Verfahren möglich. Bei größeren Deponien bieten sich kryogene Verfahren an. Auch das Membranverfahren ist grundsätzlich dafür sehr gut geeignet, wie die Erfahrungen aus dem Erdgasbereich zeigen³⁰.

Insgesamt konnten international 17 Projekte identifiziert werden, bei denen Deponiegas aufbereitet und entweder direkt als Treibstoff verwendet oder in das Erdgasnetz eingespeist wird. In Tabelle 5 ist die Anzahl von identifizierten Deponiegasprojekten, nach Ländern aufgeschlüsselt, zu sehen.

Land	Anzahl an Deponiegasprojekten
USA	9
Niederlande	4
Kanada	1
Spanien	1
Island	1
Italien	1
Gesamt	17

Tabelle 5: Anzahl an identifizierten Deponiegasprojekten bei Verwendung als Treibstoff oder Einspeisung in das Gasnetz (Quelle: SGC)

Weitere, vor allem größere Deponiegasprojekte zur Verwendung als Treibstoff oder zur Einspeisung in das Erdgasnetz, sind insbesondere den USA und Großbritannien in der Planungs- oder Bauphase (z.B. Dallas, King County).

³⁰ [Dortmundt 1999]

Grundsätzlich wäre auch in Österreich die Verwendung von gereinigtem und aufbereitetem Deponiegas als Treibstoff möglich. Aus folgenden Gründen ist jedoch nicht zu erwarten, dass diese in Österreich größere Bedeutung erlangen wird:

- Aufgrund der getrennten Sammlung der biogenen Abfälle wird die Menge an verfügbarem Deponiegas in Österreich laufend zurückgehen.
- Bei Deponiegasprojekten ist die Menge an produziertem Deponiegas im Vorhinein nur schwer vorherzusehen und verändert sich im Laufe der Jahre. So lagen die tatsächlichen Mengen an Deponiegas bei vielen CDM-Projekten um mehr als 50 % niedriger als ursprünglich berechnet bzw. angenommen³¹. Aufgrund dieser Unsicherheiten betreffend die Gasausbeute ist das Investmentrisiko relativ hoch.
- Aufgrund der Stickstoffproblematik bieten sich vor allem kryogene Abtrennverfahren an. Da im Unterschied zu den USA die meisten Deponien in Österreich jedoch verhältnismäßig klein sind, wäre die notwendige „economies of scale“ nur in einigen wenigen Fällen darstellbar.
- Deponiegas wird, ähnlich wie Klärgas, von der ÖVGW G33 nicht erfasst; eine Einspeisung von aufbereitetem Deponiegas in das Erdgasnetz ist aufgrund der derzeitigen Regelungen, ausgenommen in Einzelfällen, daher grundsätzlich nicht möglich. Es wären daher primär nur Insellösungen denkbar, ähnlich wie z.B. im Reikjavik.

5.1.8 Zusammenfassung der wirtschaftlichen Potentiale und Hemmnisse zur Verwendung der unterschiedlichen Rohstoffe

Folgend werden die wirtschaftlichen Potentiale und Hemmnisse zur Verwendung der unterschiedlichen Rohstoffe für die Treibstoffherzeugung in Österreich nochmals zusammengefasst:

³¹ Persönliche Kommunikation mit Projektentwicklern auf der Carbon Expo 7. - 9. Mai 2008, Köln

- Klärgas- bzw. Co-Fermentationsprojekte³² werden in Österreich im Regelfall wirtschaftlich interessant sein. Die Einspeisung und Distribution über das Erdgasnetz ist aufgrund eines Zusatzes zur ÖVGW G33 inzwischen grundsätzlich möglich, kann im Einzelfall aber problematisch sein. In diesen Fällen bieten sich, abhängig von den lokalen Gegebenheiten, die Errichtung einer Inselfillstation oder der Transport des Biomethans über eine eigene Biogaspipeline als alternative Distributionsvarianten an.
- Die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung aus biogenen Abfällen und dessen Verwendung als Treibstoff ist vom Einzelfall abhängig, aber in vielen Fällen gegeben. Im Vergleich zu Klär- oder Deponiegas ist bei der Einspeisung von aus biogenen Abfällen erzeugtem Biomethan in das Erdgasnetz mit deutlich geringeren technischen und regulatorischen Schwierigkeiten zu rechnen.
- Deponiegasprojekte werden in Österreich hingegen kaum an Bedeutung gewinnen (abnehmendes Deponiegaspotential, technische Herausforderungen, Einschränkungen bei der Einspeisung).
- Nawaro- und Gülle – Projekte sind aufgrund der hohen Rohstoffkosten nur unter bestimmten Rahmenbedingungen wirtschaftlich darstellbar, wie bei der Verwertung der Überschussproduktion von Verstromungsanlagen (z.B. in Margarethen/Moos). Diese Projekte sind aber wichtige Leuchtturmprojekte und von besonderer Bedeutung für die Aktivierung relevanter Stakeholdergruppen und potentieller Projektinitiatoren.

³² Unter Co-Fermentation ist in den folgenden Abschnitten die gemeinsame Vergärung von Klärschlamm mit biogenen Abfällen oder Nawaros zu verstehen.

5.2 Biogasproduktion

Betreffend die Wertschöpfungsstufe Biogasproduktion konnten wie erwartet lediglich punktuell neue Erkenntnisse betreffend die Wirtschaftlichkeit gewonnen werden. So wurden die Kosten der Biogasproduktion etwa bereits in [Hornbachner 2005] untersucht und die Investitions- und Betriebskosten in Österreich errichteter Anlagen unter anderem in [Schöftner 2007] und [Braun 2007] miteinander verglichen.

Spezifische Investitionskosten³³ für Nawaro-Anlagen wurden typischerweise in der Bandbreite zwischen 2.627 Euro/kW_{el} und 8.080 Euro/kW_{el} ermittelt³⁴. Der Mittelwert bei diesen Anlagen beträgt 4.294 Euro/kW_{el} und die spezifischen Stromgestehungskosten liegen zwischen 1,59 Cent/kWh_{el} und 12,5 Cent/kWh_{el} (Mittelwert 8,24 Cent/kWh_{el}).

Die spezifischen Investitionskosten sind stark von der Anlagenleistung abhängig („economies of scale“), während bei den Gesamtkosten die Rohstoffkosten der entscheidende Kostenfaktor sind. Aber auch innerhalb der gleichen Größenklasse ist die Schwankungsbreite der Investitionskosten enorm.

Bei Abfallbehandlungsanlagen liegen aufgrund der komplexeren Anlagentechnik (Störstoffabscheidung, Hygienisierung, etc.) die spezifischen Investitionskosten typischerweise nochmals um 20 bis 100 % höher³⁵. Bei diesen Anlagen ist die Schwankungsbreite sowohl bei den spezifischen Investitions- wie Gesamtkosten enorm und noch einmal deutlich höher als bei Nawaro Anlagen³⁶.

³³ Inkludiert die Kosten des BHKWs. Bei Gasmotor-BHKWs liegen die spezifischen Investitionskosten je nach Leistung und Hersteller typischerweise zwischen 430 und 940 Euro/kWh_{el}. (vgl. [FRN 2005])

³⁴ [Schöftner 2007]

³⁵ [Braun 2007]

³⁶ Ursache dafür ist die große Schwankungsbreite bei den Entsorgungsentgelten. In Einzelfällen sind die Stromgestehungskosten sogar negativ; d.h. die Anlagen wären aufgrund der Entsorgungsentgelte auch ohne Erlöse aus dem Stromverkauf wirtschaftlich betreibbar; siehe [Schöftner 2007].

Bei Marktuntersuchungen in Deutschland wurden zwar ebenfalls sehr hohe Schwankungsbreiten für die spezifischen Investitionskosten, aber im Schnitt deutlich niedrigere Werte ermittelt. In einem bundesweiten Vergleich der Kenndaten von 59 Biogasanlagen³⁷ lagen die spezifischen Investitionskosten in der Bandbreite zwischen 1.200 und 7.500 Euro/kW_{el}, wobei ein Schwerpunkt zwischen 2.500 und 3.000 Euro/kW_{el} zu beobachten war³⁸. Bei der Mehrheit dieser Anlagen (76 %) betragen die spezifischen Kosten zwischen 2.000 und 4.000 Euro/kW_{el}.

Auch wenn die Untersuchungen aus Österreich und Deutschland nicht direkt vergleichbar sind (Untersuchungszeitraum, Aufteilung der betrachteten Anlagen auf unterschiedliche Größenklassen, etc.) sind die deutlich höheren Investitionskosten in Österreich im Vergleich zu Deutschland jedenfalls bemerkenswert. Unserer Ansicht lässt sich dieser deutliche Unterschied nur durch den größeren Wettbewerb von Anlagenbauern und Planern in Deutschland und die große Nachfrage nach Biogasanlagen in Österreich in den „Ökostrom-Boomjahren“ 2002-2004 erklären.

Die unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Gesamtkosten der Biogasproduktion werden etwa detailliert in [FRN 2005] analysiert. Abgesehen von den dort bereits dargestellten Einflussfaktoren konnten zwei wesentliche Möglichkeiten identifiziert werden, um die Kosten der Biogasproduktion im Einzelfall deutlich reduzieren zu können:

- Kostensenkung durch Co-Fermentation von biogenen Abfällen mit Klärschlamm
- Ertragssteigerung durch Verwendung von Aufschlussverfahren

5.2.1 Biogasproduktion durch Co-Fermentation

Kommunale Kläranlagen wurden in der Vergangenheit, sowohl in Österreich wie auch in vielen anderen europäischen Ländern, viel zu groß dimensioniert. Meist ist von einem deutlichen Bevölkerungswachstum ausgegangen worden, das tatsächlich nicht eingetreten ist. Aus diesem Grund stehen vielfach freie Faulraumkapazitäten zur Verfügung, in denen

³⁷ sowohl Nawaro- als auch Abfallanlagen

³⁸ [FRN 2005]

biogene Abfälle oder auch Nawaros gemeinsam mit dem Klärschlamm vergärt werden können.

Die Methangasproduktion wird von den Kläranlagenbetreibern allerdings üblicherweise nur als ein Abfallprodukt der Abwasserreinigung gesehen. Insbesondere sind mögliche Rückwirkungen auf den eigentlichen Kläranlagenbetrieb, wie etwa die Rückbelastung durch die Entwässerung, entscheidend für eine erfolgreiche Projektumsetzung und im Detail zu berücksichtigen. Zu besseren Verständnis ist das Verfahrensschema einer typischen Kläranlage in Abbildung 4 zu sehen.

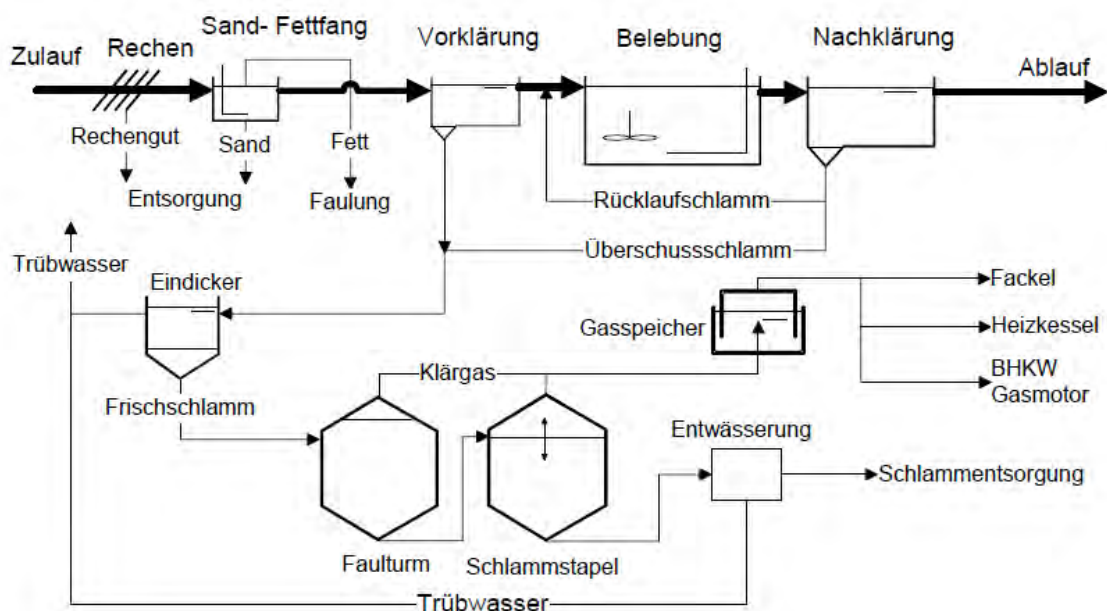


Abbildung 4: Verfahrensschema eine Kläranlage mit Faulung (Quelle: [BMLF 2002])

Zunächst werden in einer mechanischen Vorreinigung größere im Abwasser treibende Teile, Sande und Fette entfernt. Üblicherweise verwendete Methoden sind Sieben, Absetzen oder Floatieren. Danach kommt das Abwasser in die Vorklärung, in der sich die meisten der absetzbaren Stoffe zufolge der Schwerkraft absetzen.

Danach gelangt das Abwasser in die biologische Reinigungsstufe, in welcher der größte Reinigungseffekt erzielt und der Hauptteil der Schmutzfrachten entfernt wird. Sowohl das Belebungs- wie das Nachklärbecken sind Teil dieser Reinigungsstufe.

Im Belebungsbecken sind die Mikroorganismen aktiv. Durch das Einblasen der richtigen Menge an Luft müssen die richtigen Lebensbedingungen für die Mikroorganismen geschaffen werden, damit sie in der Lage sind, die vorhandenen Schmutzfrachten durch ihren Stoffwechsel aufzunehmen. Im Nachklärbecken wird dann der sogenannte Belebtschlamm durch Absetzen vom gereinigten Abwasser getrennt. Dieser Schlamm aus dem Nachklärbecken wird zum Teil als sogenannter Rücklaufschlamm in das Belebungsbecken rückgeführt, zum anderen als Überschussschlamm der Schlammfäulung zugeführt.

Dieser gelangt nach der Eindickung in den Faulturm, in dem in gleicher Weise wie in einer Biogasanlage Methan produziert wird. Dabei ist eine Serienschaltung von zwei hintereinander geschalteten Faultürmen üblich.

Während das produzierte Methan über einen Pufferspeicher der weiteren Verwendung (Verstromung in einem BHKW oder Verwendung in einem Heizkessel) zugeführt wird, muss der ausgefäulte Schlamm zur Minimierung der Entsorgungskosten zunächst entwässert und anschließend entsorgt werden.

In vielen Ländern ist die Nutzung freier Faulraumkapazitäten gängige Praxis. Durch die Zumischung von biogenen Abfällen, idealerweise in Kombination mit der Installation von Desintegrationsanlagen, kann die Methanausbeute sehr deutlich gesteigert werden³⁹. Bei größeren Co-Fermentationsanlagen kann jedoch die Rückbelastung der Kläranlage durch stark stickstoffhaltige Prozesswässer ein limitierender Faktor sein⁴⁰.

Viele Co-Fermentationsanlagen sind in Schweden in Betrieb. Beispielhaft sind die Kläranlagenfermenter von Eskilstuna in Abbildung 5 zu sehen, in denen biogene Abfälle gemeinsam mit dem anfallenden Klärschlamm zur Biomethanproduktion verwendet werden.

³⁹ Die Methanausbeuten können teilweise sogar verdoppelt oder auch verdreifacht werden; vgl. [Haberker 2008]

⁴⁰ [Haberker 2008]



Abbildung 5: Biogasproduktion in Kläranlagenfermentern in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Die Entscheidung für oder gegen Co-Fermentation bzw. die gemeinsame oder getrennte Vergärung der unterschiedlichen Einsatzstoffe ist standortspezifisch zu treffen. Neben den vorhandenen Faulraumkapazitäten sind insbesondere die Möglichkeiten und Kosten der Gärrestentsorgung, aber auch sonstige lokale Rahmenbedingungen (Länge der Transportwege, Vorhandensein von Erweiterungsflächen), wichtige Entscheidungskriterien.

In Tabelle 6 sind ausgewählte kommunale Projekte aufgelistet, an denen sowohl Klärschlamm als auch andere Substrate für die Biomethanherzeugung und Treibstoffherzeugung verwendet werden. Entsprechend den lokalen Rahmenbedingungen wird Biomethan dabei entweder in Co-Fermentation oder in separaten Produktionsanlagen erzeugt.

Bei getrennten Produktionsanlagen für die Biomethanherzeugung aus Klärschlamm und biogenen Abfällen wurden entweder separate Methanaufbereitungsanlagen an den jeweiligen Standorten errichtet (z.B. Linköping) oder das Rohbiogas aus mehreren Anlagen gesammelt und anschließend gemeinsam aufbereitet (z.B. Västerås).

	Produktionsmethode von Biomethan (Co-Fermentation ja/nein)
Trollhättan	Co-Fermentation in Kläranlage (75% Klärschlamm; 25% Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie) Eigene Biogasanlage für kommunalen Bioabfall
Eskilstuna	Co-Fermentation in Kläranlage (Klärschlamm und biogene Abfälle, insbesondere aus der Biotonne)
Linköping	Eigene Anlage für biogene Abfälle
Västerås	Jeweils eigene Anlage für Abfall und Nawaros
Nörköping	Eigene Anlage für Industrieabfälle
Eslöv	Co-Fermentation
Göteborg	Eigene Anlagen für biogene Abfälle und Nawaros geplant
Lille	Co-Fermentation geplant
Bern	Co-Fermentation geplant; in weiterer Ausbauphase ist die Errichtung einer Biogasanlage nur für Bioabfall geplant

Tabelle 6: Biogasproduktion aus Klärschlamm und Co-Fermenten

Hinsichtlich der Integration der Co-Fermentation in den Kläranlagenbetrieb ist weiters grundsätzlich zwischen zwei unterschiedlichen Betriebsweisen zu unterscheiden:

- gemeinsame Vergärung von Klärschlamm und Co-Substraten im gleichen Fermenter
- Vergärung von Klärschlamm und Co-Substraten in unterschiedlichen Fermentern

Die bloße Beimischung der Co-Substrate zum Klärschlamm erfordert nur geringe Eingriffe in das Prozessschema, hat aber weitgehende Konsequenzen in Hinblick auf die Verwertung des Gärrestes. Während dieser bei Biogasanlagen, die mit Nawaros oder biogenen Abfällen betrieben werden, in der Landwirtschaft verwendet werden kann⁴¹, ist dies mit dem Gärrest aus der gemeinsamen Vergärung aufgrund der Schwermetallbelastung des Klärschlammes im Regelfall nicht möglich. Die geringeren Kosten für die Änderungen in der Verfahrenstechnik der Kläranlage werden daher mit höheren Entsorgungskosten erkaufte.

⁴¹ Die Möglichkeiten zur Ausbringung des Gärrestes sind in Österreich von Bundesland zu Bundesland verschieden. In Schweden ist eine Verwendung des Gärrestes auch im biologischen Landbau möglich.

Die getrennte Vergärung macht hingegen deutlich größere Eingriffe in das bestehende Prozessschema notwendig bzw. setzt voraus, dass eine genügende Anzahl von Fermentern (mind. 2 Türme) und freier Platz vorhanden ist, um die unterschiedlichen Rohstofffraktionen getrennt behandeln zu können. Beispiel für eine solche Verfahrensvariante ist der Aus- bzw. Umbau der Kläranlage in Leoben.

Ein Optionenvergleich kann sinnvollerweise nur unter Berücksichtigung der jeweils lokal möglichen Verwertungsmöglichkeiten des Gärrestes und nach Detailanalyse der baulichen Voraussetzungen vor Ort erfolgen.

In Schweden werden, je nach Rahmenbedingungen, beide Varianten der Co-Fermentation angewandt. So werden etwa in Eskilstuna⁴² die biogenen Abfälle derzeit noch gemeinsam mit dem Klärschlamm vergärt, da der Gärrest als Abdeckung für die kommunale Mülldeponie verwendet wird und daher keine zusätzlichen Entsorgungskosten anfallen.

Zukünftig sollen die unterschiedlichen Einsatzstoffe jedoch aufgetrennt werden, damit der Gärrest aus der biogenen Abfallfraktion in der Landwirtschaft als Dünger verwertet werden kann und die Entsorgungskosten für den verbleibende Restmenge möglichst gering gehalten werden.

Zwingende Grundvoraussetzung für das Funktionieren und die Effizienz der Co-Fermentation ist die richtige Auswahl und die Aufbereitung der biogenen Abfallstoffe. Wenn nicht ohnehin ausschließlich flüssige Abfallfraktionen z. B. aus industriellen Prozessen verwendet werden, müssen die biogenen Abfälle zerkleinert und Störstoffe abgetrennt werden. Insbesondere bei Abfälle aus der Biotonne oder wechselnden Abfallfraktionen aus unterschiedlichen Quellen können anlagentechnisch große Problem entstehen.

Beim Best Practice Beispiel in Eskilstuna ist es in der Anfangsphase zu Problemen gekommen, obwohl die schwer vergärbare Fraktion zuvor abgetrennt und die verbleibenden biogenen Abfälle zu einem biogenen Brei verarbeitet und dadurch besonderes leicht vergärbare sind (siehe dazu Abbildung 6).

⁴² siehe dazu Abschnitt 5.13

So ist es durch nicht ausreichend abgetrennte Plastikteile von Mülltüten zur Bildung von Schwimmschichten im Fermenter gekommen. Dieser musste daraufhin geöffnet und komplett entleert werden, um die Störstoffe zu entfernen und den Weiterbetrieb zu ermöglichen.



Abbildung 6: Schraubenpresse der Aufbereitungsanlage in Eskilstuna (links); Beschickung des Kläranlagenfermenters mit dem produzierten biogenen Brei (rechts) (Quelle: New Energy)

Technisch gibt es in Österreich⁴³ deutlich weniger Erfahrung mit der Co-Fermentation von biogenen Abfällen oder Nawaros in Kläranlagen, als etwa in Schweden oder auch in der Schweiz. Auch wenn für Österreich keine genauen Studien vorliegen, wird das Potential grundsätzlich als sehr hoch eingeschätzt.

Umfragen in einigen deutschen Bundesländern, die auch als Indikation für die österreichischen Verhältnisse dienen können, ergaben Überkapazitäten von bis zu 100 %. In diese Umfragen wurde vor allem bei kleineren Anlagen ein großes Optimierungspotential identifiziert. Abschätzungen des theoretischen Potentials gehen bei typischer Anlagenkonfiguration sogar von einer möglichen Verdreifachung des Biomethanerzeugungspotentials aus⁴⁴.

Dieses theoretische Potential aufgrund des Fermentervolumens wird jedoch durch die Verfügbarkeit der Rohstoffe, die Anliefermöglichkeiten (Zufahrt, Lärmbelästigung der Anrainer durch Anlieferung), bauliche Gegebenheiten (Annahmeeinrichtungen, Substratspeicherung), genehmigungstechnische Anforderungen und die Kapazität der

⁴³ Österreichische Beispiele für Co-Fermentationsanlagen sind etwa Knittelfeld oder Leoben.

⁴⁴ [Haberkern 2008]

biologischen Stufe der Kläranlage aufgrund der notwendigen Entwässerung des zusätzlichen Gärrestes (Rückbelastung der Kläranlage) beschränkt⁴⁵.

5.2.2 Aufschlussverfahren

Bei einigen Einsatzstoffen, insbesondere bei Klärschlamm und bestimmten Kategorien biogener Abfälle, kann durch den Einsatz von speziellen Aufschlussverfahren die Methanausbeute deutlich erhöht und die Verweilzeit im Fermenter entsprechend verringert werden. Durch den Einsatz dieser Verfahren kann die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung im Einzelfall erheblich verbessert werden.

Zum Aufschluss bzw. zur Desintegration werden unterschiedliche Verfahren verwendet, die entweder auf thermische, chemische, biochemische Methoden beruhen. Ein Überblick über die unterschiedlichen Verfahren ist in Abbildung 7 zu sehen.

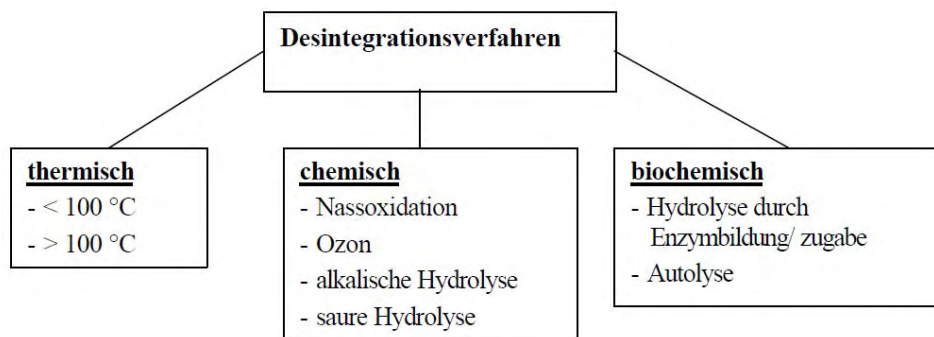


Abbildung 7: Überblick über mögliche Desintegrationsverfahren (Quelle: ATV/DVWK)

Neben den angeführten Methoden können aber auch mechanische Verfahren die anschließende Vergärung wesentlich beschleunigen und den Aufschlussgrad erhöhen. So kann alleine durch die Zerkleinerung der Einsatzstoffe die Bioverfügbarkeit deutlich erhöht werden. So wurden etwa beim Einsatz von Bioextrusion⁴⁶ (Reibung, Quetschung)

⁴⁵ [Haberker 2008]

⁴⁶ Die Lehmann Maschinenbau GmbH hat für die Entwicklung des Bioextrusionsverfahrens den Innovationspreis des Freistaates Sachsen im Jahr 2009 verliehen bekommen (2. Platz).

Steigerungen der Methanausbeute von bis 14 % bei Maissilage und 26 % bei Grassilage beobachtet⁴⁷.

Zu den mechanischen Verfahren zählt auch die Ultraschallmethode. Dabei kommt es durch mechanische Schwingungen zu sehr hohen Flüssigkeitgeschwindigkeiten und zur Bildung sogenannter Kaviationsblasen, die eine Implusion und Zerstörung der Zellwände bewirken. Eine Übersicht über identifizierte Desintegrationsverfahren ist in Tabelle 7 zu sehen.

Verfahren	Technologie	Land	Information, Kontakt	Referenzen
Cambi	TDH	Norwegen	www.cambi.no	Weltweit 23 Anlagen
Biothelys (Veolia)	TDH	Frankreich	www.veoliawaterst.com/biothelys/fr	2 Anlagen in Frankreich; 1 in Bauphase in Italien
Pondus /Limus	Thermisch/ Chemisch	Deutschland	www.pondus-verfahren.de	Kläranlage Gifhorn (Deutschland)
ATZ	TDH	Deutschland	www.atz.de	von Firma R. Scheuchl GmbH weiterentwickelt und eingesetzt
VTA	Ultraschall	Österreich	www.vta.cc	36 Referenzen weltweit
Ultrawaves	Ultraschall	Deutschland	www.ultrawaves.de	Referenzinstallationen in Deutschland und Polen
Lehmann Maschinen- bau GmbH	Mechanisch/ Bioextrusion	Deutschland	www.lehmann-maschinenbau.de	
Enpure	Ultraschall	UK	www.enpure.co.uk	

Tabelle 7: Übersicht über unterschiedliche Desintegrationsverfahren (Quelle: eigene Recherchen)

Hingegen werden bei der Thermodruckhydrolyse bzw. „steam explosion“ die Rohstoffe auf ein höheres Temperatur- und Druckniveau gebracht und bei der anschließenden Entspannung die Zellstrukturen zerstört. Ansonsten nicht oder nur sehr schwer vergärbare Materialien (z.B. Lignozellulose) können dadurch in der anschließenden Vergärungsstufe besser und schneller abgebaut werden.

So können etwa beim Cambi-Verfahren nach Herstellerangaben aus der gleichen Rohstoffmenge zwischen 30 und 100 % mehr Biogas gegenüber der klassischen

⁴⁷ [Brückner 2007]

Fermentertechnologie erzeugt werden, wobei nur die Hälfte bis ein Drittel des üblichen Fermentervolumens benötigt wird⁴⁸.

Die angeführten Technologien haben unterschiedlichen Reifegrad. Während einzelne Anbieter bereits eine größere Anzahl von Referenzanlagen anführen (z.B. Cambi), konnten andere bisher nur wenige Anlagen oder nur Pilotanlagen realisieren.

Bezogen auf die Anzahl von realisierten Projekten gibt es die meisten Anwendungen bei der Desintegration von Klärschlamm mittels Ultraschall. Langjährige Erfahrungen konnten etwa auf einer Kläranlage in Bamberg gewonnen werden, wo durch den Einsatz einer Ultraschall-desintegrationsanlage die Methangaserträge um rd. 30 % gesteigert werden konnten⁴⁹.

Als Verhältnis von Energiegewinn aus der Mehrproduktion von Methan zu Energieaufwand für die Ultraschallwandler wurde an diesem Standort ein Faktor von 13,6 festgestellt. Die Energiebilanz ist damit eindeutig positiv. Aufgrund des Mehranfalls von Biomethan und der geringeren Entsorgungskosten⁵⁰ haben sich die Anschaffungskosten in nur 2,6 Jahren amortisiert.

Aufschlussverfahren sind jedoch nicht in jedem Fall sinnvoll. In einzelnen Fällen, insbesondere bei nur niedrig belasteten Faultürmen und hohen Abbaugraden der oTR, kann es auch zu einer negativen Energiebilanz kommen. Eine verlässliche Aussage darüber, ob im Einzelfall eine Desintegration energetisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, lässt sich oft nur nach Vor-Ort Versuche mit einer mobilen Desintegrationsanlage machen⁵¹.

Die Eignung und die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Desintegrationsverfahren ist vor allem von den eingesetzten Rohstoffen abhängig. So ist der Einsatz dieser Verfahren bei leicht vergärbaren Rohstoffen mit hohem Aufschlussgrad (wie

⁴⁸ Herstellerangaben auf www.cambi.no; Abgefragt am 15. Februar 2010, 10 h 20.

⁴⁹ [Wolf 2009]

⁵⁰ Die Desintegration von Klärschlamm durch Ultraschall führt neben der Erhöhung der Methangasproduktion auch zu einer besseren Entwässerbarkeit des Klärschlammes und damit zu geringeren Entsorgungskosten.

⁵¹ [Haber Kern 2008]

z.B. Mais) am wenigsten sinnvoll, da dem zusätzlichen Energieverbrauch nur geringe Mehrerträge bei der Biogaserzeugung gegenüberstehen.

Umgekehrt können insbesondere bei Rohstoffen mit einem hohen Anteil von Lignozellulose durch Einsatz von Desintegrationsverfahren hohe Effizienzsteigerungen bei der Biogasausbeute erzielt werden.

Weiters ist zu beachten, dass je nach Rohstoffkategorie einzelne Desintegrationsmethoden sehr unterschiedlich geeignet sein können. So dürfte sich für Rohstoffe mit hohem oTS-Anteil vor allem die Thermodruckhydrolyse, für flüssige Einsatzstoffen mit geringem oTS-Anteil hingegen eher das Ultraschallverfahren eignen.

Da viele Aufschlussverfahren nur an wenigen Anlagen eingesetzt wurden und bisher keine systematischen Untersuchungen und Vergleiche über das tatsächliche Optimierungspotential und über die Eignung der unterschiedlichen Verfahren für bestimmte Rohstoffkategorien⁵² angestellt wurden, können keine allgemeingültigen zahlenmäßigen Festlegungen gemacht werden, in welchem Ausmaß die Wirtschaftlichkeit tatsächlich verbessert werden kann. Es wird angeregt, diese Fragestellung in zukünftigen Forschungsausschreibungen zu berücksichtigen.

⁵² Selbst bei unterschiedlichen Klärschlammarten (Primär- oder Überschussschlamm) gibt es große Unterschiede im Ausmaß der möglichen Steigerung der Gasausbeute.

5.3 Biogasreinigung

Unter Biogasreinigung wird in diesem Abschnitt die Entfernung von Schwefelwasserstoff, Wasser und sonstigen Begleitstoffen im Biogas, wie etwa Siloxanen, verstanden. Die Abtrennung von CO₂, auch Methananreicherung genannt, wird hingegen detailliert im Abschnitt 5.4 (Methananreicherung) analysiert.

Während bei der lokalen Verstromung in einem Gasmotor die Entschwefelung und Entfeuchtung in einer eigenen biologischen oder physikalisch/chemischen Reinigung erfolgt, ist dies bei der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität in vielen Fällen gar nicht notwendig, da die unerwünschten Anteile des Rohbiogases ohnehin im Rahmen der folgenden Methananreicherungsstufe abgetrennt werden. Dies ist jedoch vom verwendeten Aufbereitungsverfahren abhängig.

So ist etwa bei Einsatz der Druckwasserwäsche, die in Schweden weit verbreitet ist, eine separate Entschwefelung nicht nötig, da das H₂S zugleich mit dem CO₂ aus dem Biogas ausgewaschen wird und im Produktgas nicht mehr vorhanden ist.

Eine Entfeuchtung des Biogases ist zwar notwendig, erfolgt aber erst nach der Methanaufbereitung und ist ohnehin ein integraler Bestandteil der Methanaufbereitung. Gleiches gilt für das Genosorbverfahren, da es sich bei diesem auch um ein physikalisches Waschverfahren handelt.

Eine vorherige Entfeuchtung ist jedoch in jenen Fällen nötig, wenn das Rohbiogas zuvor über längere Strecken über eine Rohbiogasleitung transportiert wird⁵³, da es ansonsten zur Kondensatbildung in den Leitungen kommen kann. Eine vorherige Entschwefelung ist bei der üblichen Verwendung von Kunststoffrohren hingegen nicht notwendig.

Bei Einsatz anderer Aufbereitungsverfahren, wie etwa Druckwechseladsorption oder Membranverfahren, muss die Entschwefelung und Entfeuchtung hingegen in gleicher Weise wie bei der Verstromung in einer eigenen Reinigungsstufe erfolgen.

⁵³ Beispiele dafür sind Steinfurt und Västerås; siehe dazu Abschnitte 5.5.2.1 und 5.5.2.2

Sowohl die Entschwefelung wie die Entfeuchtung von Biogas sind Stand der Technik. Für die Entschwefelung kommen unterschiedliche biologische oder chemisch/physikalische Verfahren in Betracht (Fällung an Eisenoxid oder Eisensalzen, Adsorption an Aktivkohle, Gaswäsche). Die Entfeuchtung erfolgt üblicherweise entweder durch Abkühlung des Gases mit anschließender Kondensation des Wassers oder durch Adsorption bzw. eine Kombination beider Verfahren.

Die unterschiedlichen Verfahren zur Entfeuchtung und Entschwefelung, deren jeweilige Vor- und Nachteile sowie Kosten wurden bereits in [Hornbachner 2005], [FRN 2006] oder [Urban 2008] detailliert dargestellt und werden daher an dieser Stelle nicht näher erläutert. Im Vergleich zu den Kosten der Methanaufbereitung spielen diese nur eine geringe Rolle für die Gesamtwirtschaftlichkeit.

Entscheidend für die Möglichkeit der Einspeisung von Sondergasen (Klärgas und Deponiegas) ist jedoch die Abtrennung von Siloxanen und im Fall von Deponiegas auch von weiteren Gasbegleitstoffen (aromatische Verbindungen, Halogene, etc.). Diese zusätzlichen Aspekte bei der Reinigung von Klärgas und Deponiegas werden in den folgenden beiden Unterabschnitten dargestellt.

5.3.1 Gasreinigung bei Klärgas

- Bei Klärgas sind vor allem eventuelle Siloxananteile im Rohgas zu berücksichtigen. Die Siloxanbelastung ist von Standort zu Standort stark unterschiedlich und kann sowohl saisonal wie auch im Tagesverlauf stark schwanken. Grundsätzlich ist deren Problematik, aufgrund der Erfahrungen bei der Verstromung von Klärgas, seit langem bekannt. Bei der Nutzung in Gasmotoren kommt es bei höheren Siloxankonzentrationen zu Ablagerungen an den Zylinderköpfen, die zu einer deutlichen Verkürzung der notwendigen Wartungsintervalle führen. Weitere Schädigungen von technischer Infrastruktur sowie Mensch und Umwelt sind nicht auszuschließen.
- Im Gegensatz zur Klärgasverstromung sind in Schweden, trotz der jahrzehntelangen Verwendung von aufbereitetem Klärgas als Treibstoff, keinerlei Probleme mit Siloxanen aufgetreten. Die einzig mögliche Erklärung dafür ist, dass die beiden in Schweden

üblicherweise verwendeten Methanaufbereitungsverfahren (Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption) als „Nebeneffekt“ ev. vorhandene Siloxanbestandteile ohnehin bereits vollständig abscheiden.

- Es ist daher davon auszugehen, dass zusätzliche Reinigungsschritte zur Abscheidung von Siloxanen, wie z.B. Aktivkohle oder Kühlung, im Regelfall nicht notwendig sind. Diese zusätzlichen Reinigungsschritte würden lediglich Zusatzkosten verursachen, ohne einen Nutzen zu bringen.
- Einzelne Herstellerangaben von Methanaufbereitungsanlagen sind jedoch tlw. widersprüchlich. Detaillierte Untersuchungen bzw. gesicherte Ergebnisse unabhängiger dritter Stellen betreffend die Abscheidung von Siloxanen durch die unterschiedlichen Methanaufbereitungsverfahren konnten nicht identifiziert werden.
- Beim Membranverfahren, wie es etwa in Bruck/Leitha oder in Margarethen/Moos verwendet wird, dürften Siloxanbestandteile (vermutlich) nicht abgetrennt werden bzw. liegen hierzu noch keine Erkenntnisse vor⁵⁴. Weiters wurde bis dato noch nicht untersucht, ob bzw. in welcher Weise das Trennverhalten der Membrane durch Siloxane (positiv oder negativ) beeinflusst wird.
- Die ÖVGW G33 ist die einzige europäische Norm, die einen Grenzwert für Siloxane vorsieht und zugleich Klärgas aus ihrem Geltungsbereich ausschließt. Eine Einspeisung von aufbereitetem Klärgas in das Erdgasnetz war daher bei Erlassung der Richtlinie in 2006 grundsätzlich nicht möglich. Inzwischen wird es durch einen Zusatz zur Richtlinie den einzelnen Netzbetreibern überlassen, die Einspeisung von Klärgas – allerdings auf eigenes Risiko - zuzulassen. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Gestattung der Einspeisung wie bei Biogas aus Nawaros oder biogenen Abfällen existiert hingegen nicht.

⁵⁴ Dies bezieht sich auf die in Bruck/Leitha oder Margarethen/Moos für die CO₂-Abtrennung verwendeten Membranmaterialien. Bei Verwendung anderer Materialien scheint das Membranverfahren für die Siloxanabtrennung grundsätzlich geeignet zu sein. Diesbezüglich dürften sich gummiartige Membranmaterialien am besten eignen.

- Die Genehmigungspraxis bei den in Planung befindlichen Projekten in Österreich ist stark unterschiedlich; manche Netzbetreiber lehnen die Einspeisung von Klärgas grundsätzlich ab, andere sehen dies problemlos.
- Die deutschen wie auch die schweizerischen Normen sind in Hinblick auf die Gasqualität generell sehr ähnlich mit den österreichischen Normen ÖVGW G31 / G33. Im Unterschied zu Österreich steht dort einer Einspeisung von Klärgas ins Erdgasnetz jedoch nichts Grundsätzliches entgegen.
- Sowohl in Deutschland wie in der Schweiz wurde Klärgas bereits in des Erdgasnetz eingespeist. Von der technischen Komplexität und der Maschendichte sind die dortigen Gasnetze mit den österreichischen vergleichbar. Es liegen keinerlei Berichte über negative Begleiterscheinungen durch Siloxane vor.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der möglichen Auswirkungen von Siloxanen auf die technische Netzinfrastruktur bzw. des Fehlens gesicherter Erkenntnisse darüber, welche der Aufbereitungsverfahren in welchem Ausmaß Siloxane tatsächlich abscheiden, wird angeregt, diese Forschungsfragen in zukünftigen Ausschreibungen zu berücksichtigen.

5.3.2 Gasreinigung bei Deponiegas

Betreffend die Gasreinigung bei Deponiegas lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Siloxankonzentrationen liegen bei Deponiegas in der Regel um ein Vielfaches höher als bei Klärgas. Erschwerend kommt hinzu, dass diese sowohl während des Jahres wie auch untertags deutlich schwanken können bzw. messtechnisch nur schwer und aufwendig zu bestimmen sind.
- Die Siloxane müssen jedenfalls abgetrennt werden, da diese ernsthafte Schäden an technischen Einrichtungen verursachen. Inwieweit diese bei den im Deponiegas möglichen sehr hohen Konzentrationen mit den üblichen Verfahren der

Methanaufbereitung in ausreichendem Maß abgeschieden werden und auf zusätzliche Reinigungsstufen (Aktivkohle, Kühlung) verzichtet werden kann, lässt sich nach derzeitigem Kenntnisstand nicht zuverlässig beantworten.

- Deponiegas enthält weiters einen nicht unwesentlichen Anteil von Stickstoff, der sowohl bei der Einspeisung in das Gasnetz wie der direkten Verwendung als Treibstoff abgetrennt werden muss.⁵⁵
- Aufgrund dieser zusätzlichen Problematik eignen sich bei großen Projekten zur Reinigung und Aufbereitung von Deponiegasen insbesondere kryogene Verfahren (siehe dazu Abschnitt 5.4.6). Ebenfalls bereits eingesetzt wurden kombinierte Verfahren von Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption (z.B. beim Deponiegasprojekt in Rom; siehe Abschnitt 4.14). Kleine Deponiegasprojekte eignen sich hingegen aus wirtschaftlichen Gründen - insbesondere aufgrund der sukzessive abnehmenden Gasmengen und der komplexeren Reinigungs- und Aufbereitungstechnologien - eher nur zur Verstromung.

⁵⁵ Dieser hohe Stickstoffanteil im Deponiegas rührt vom Lufteintrag in den Deponiekörper her und kann innerhalb gestimmter Grenzen durch Adjustierung der Gasbrunnen gesteuert werden.

5.4 Methananreicherung

5.4.1 Grundsätzliches zur Methananreicherung

Es existiert eine Vielzahl von Verfahren, mit welcher CO₂ abgetrennt und der Methananteil erhöht werden kann. Zwei dieser Technologien (Druckwasserwäsche, Druckwechselabsorption) haben die bisher größere Anzahl von Anwendungen im Bereich der Aufbereitung von Biogas.

Es wurden mehr als 50 internationale Best Practice Beispiele identifiziert, bei denen Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und danach entweder direkt als Treibstoff verwendet oder in das Erdgasnetz eingespeist wurde. Diese Projekte mit den wichtigsten Eckdaten sind in Tabelle 8 aufgelistet.

Land	Standort	Distribution	Rohstoff	Aufbereitungs- verfahren	Kapazität in Nm ³ /h Rohgas	Inbetrieb- nahme
Deutschland	Jameln	Treibstoff	Nawaro, Gülle	Genosorb- verfahren	100	2006
Deutschland	Kerpen	Gasnetz	Nawaro	PSA	500	2006
Deutschland	Pliening	Gasnetz	Nawaro	PSA	920	2006
Deutschland	Straelen	Gasnetz	Nawaro, Gülle	PSA		2006
Deutschland	Rathenow	Gasnetz	Nawaro, Gülle	PSA	500	2006
Frankreich	Lille	Treibstoff	Klärschlamm	DWW	100	1993
Frankreich	Lille	Treibstoff	Bioabfall, Gülle	DWW	2 x 600	2007
Island	Reykjavik	Treibstoff	Deponiegas	DWW	700	2005
Japan	Kobe	Treibstoff	Klärschlamm	DWW	100	2004
Japan	Kobe	Treibstoff	Klärschlamm	DWW	2 x 300	2007
Kanada	Berthierville	Gasnetz	Deponiegas	Membran- verfahren		2003
Niederlande	Collendoorn	Gasnetz	Deponiegas	Membran- verfahren	375	1991
Niederlande	Nueneen	Gasnetz	Deponiegas	PSA	1.500	1990
Niederlande	Tilburg	Gasnetz	Deponiegas	DWW	2.100	1987
Niederlande	Wijster	Gasnetz	Deponiegas	PSA	1.150	1989

Norwegen	Fredrikstad	Treibstoff	Klärschlamm	PSA	150	2001
Spanien	Vacarisses (Barcelona)	Treibstoff	Deponiegas	Chemische Absorption	100	2005
Spanien	Madrid	Treibstoff		DWW	4.000	2007
Schweden	Borås	Treibstoff	Bioabfall (Haushalte & Industrie) Klärschlamm	Chemische Absorption	300	2002
Schweden	Göteborg	Gasnetz	Klärschlamm	Chemische Absorption	1.600	2006
Schweden	Helsingborg	Treibstoff, Gasnetz	Bioabfall (Haushalt & Industrie), Gülle	PSA	350	2002
Schweden	Stockholm	Treibstoff	Klärschlamm	PSA	600	2000
Schweden	Stockholm	Treibstoff	Klärschlamm	DWW	600 800	2003 2006
Schweden	Skövde	Treibstoff	Klärschlamm, Schlacht- abfälle	PSA	110	2003
Schweden	Uppsala	Treibstoff	Abfall aus der Lebensmittel- industrie, Klärschlamm	DWW	200 400	1997 2002
Schweden	Trollhättan	Treibstoff	Klärschlamm, Haushalts- abfall	DWW	140 400	1996 2001
Schweden	Norrköping	Treibstoff	Klärschlamm	DWW	275	2004
Schweden	Norrköping	Treibstoff	Abfälle aus Ethanol- produktion	DWW	240	2006
Schweden	Eskilstuna	Treibstoff	Klärschlamm, biog. Abfälle	DWW	330	2003
Schweden	Jönköping	Treibstoff	Klärschlamm, Bioabfall aus Industrie	DWW	150	2000
Schweden	Västerås	Treibstoff	Bioabfall, Nawaros, Klärschlamm	DWW	480	2004
Schweden	Kristianstad	Treibstoff	Bioabfall, Gülle, Klärschlamm	DWW	300 600	1999 2006

Schweden	Linköping	Treibstoff	Bioabfall, Gülle, Klärschlamm	DWW	660 1.400	1997 2002
Schweiz	Bachen- bülach	Gasnetz, Treibstoff	Bioabfall	PSA	200	1996
Schweiz	Jona	Gasnetz, Treibstoff	Bioabfall	Genosorb- wäsche	55	2005
Schweiz	Luzern	Gasnetz, Treibstoff	Klärschlamm	PSA	75	2004
Schweiz	Otelfingen	Treibstoff	Bioabfall	PSA	50	1998
Schweiz	Pratteln	Gasnetz, Treibstoff	Bioabfall	Genosorb- wäsche	300	2006
Schweiz	Rümlang	Treibstoff	Bioabfall	PSA	30	1995
Schweiz	Samstagern	Gasnetz, Treibstoff	Bioabfall	PSA	50	1998
USA	Los Angeles (CA)	Treibstoff	Deponiegas	Membran- verfahren	2.600	1993
USA	Houston (TX)	Gasnetz	Deponiegas	Selexol- wäsche	9.400	1986
USA	Staten Island (NY)	Gasnetz	Deponiegas	Selexol- wäsche	13.000	1981
USA	Cincinnati (OH)	Gasnetz	Deponiegas	PSA	10.000	1986
USA	Dallas (TX)	Gasnetz	Deponiegas	PSA	10.000	2000
USA	Pittsburg- Valley (PA)	Gasnetz	Deponiegas	Membran- verfahren	5.600	2004
USA	Pittsburg- Monroeville (PA)	Gasnetz	Deponiegas	Membran- verfahren	5.600	2004
USA	Shawnee (KS)	Gasnetz	Deponiegas	Physikalische Absorption	5.500	2001
USA	Dayton (OH)	Gasnetz	Deponiegas	Methanol	6.000	2003
USA	Renton (WA)	Gasnetz	Klärschlamm	DWW	4.000	1984 1998

Tabelle 8: Internationale Best Practice Beispiele Methanaufbereitung; Direktverwendung oder Einspeisung in das Erdgasnetz (Daten: SGC)

Neben den am häufigsten angewandten Methoden zur Methanaufbereitung Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption gibt es eine größere Anzahl weiterer

Verfahren, die entweder noch in der Entwicklungs- und Testphase sind oder von denen es nur wenige Referenzanlagen gibt bzw. nur kurze Betriebserfahrungen vorliegen.

5.4.2 Druckwechseladsorption (PSA)

Bei der Druckwechseladsorption werden zur Trennung von Methan und CO_2 Molekularsiebe verwendet. Dabei wird bei erhöhtem Druck das CO_2 durch Adsorption an diesen Sieben zurückgehalten. Das prinzipielle Verfahrensschema ist Abbildung 8 zu sehen.

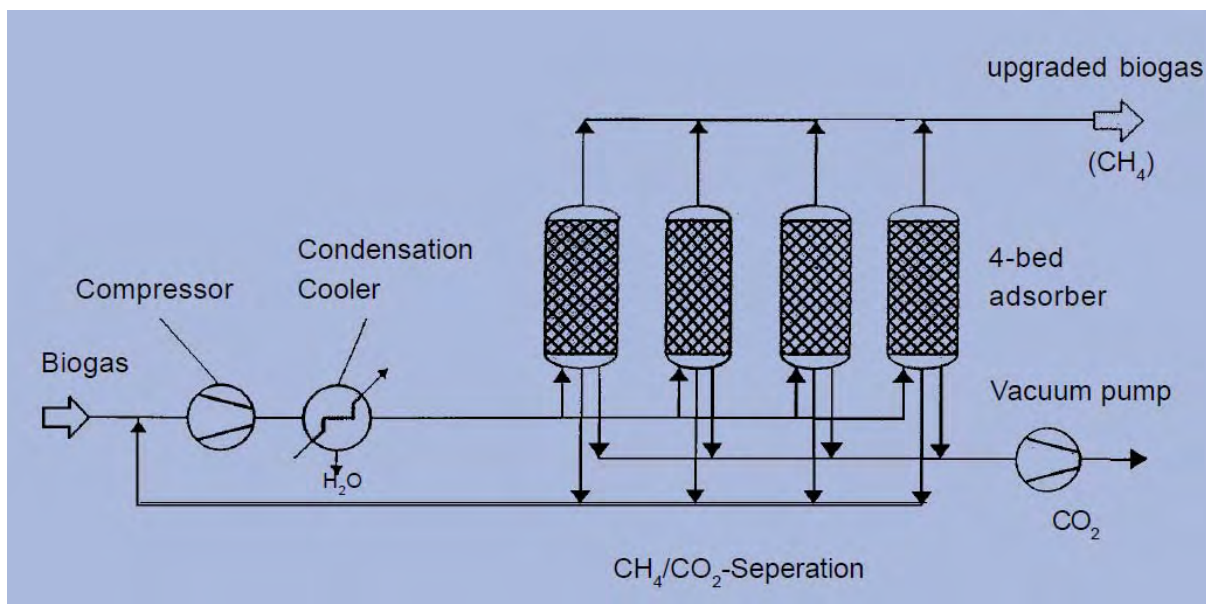


Abbildung 8: Verfahrensschema der Druckwechseladsorption (Quelle: IEA Bioenergy Task 24)

Zunächst wird das Biogas in einem ölfreien Verdichter auf 5 bis 10 bar verdichtet. Danach wird das komprimierte Gas abgekühlt, wobei Wasser als Kondensat ausfällt.

Anschließend wird das Rohgas in einen der Adsorber geleitet. Während Methan von unten nach oben durch den Adsorber durchströmt, wird das CO_2 von den Molekularsieben zurückgehalten und adsorbiert. Grundsätzlich funktioniert diese Adsorption umso besser, je niedriger die Temperatur des Gases ist, das in die Molekularsiebe strömt.

Bevor die Molekularsiebe völlig mit CO_2 gesättigt sind, müssen sie regeneriert werden. Aus diesem Grund werden bei dieser Methode immer mehrere Adsorber parallel geschaltet, die

jeweils abwechselnd in Betrieb sind bzw. gerade regeneriert werden. Durch diese laufende Umschaltung der Adsorber ist ein kontinuierlicher Produktgasstrom möglich.

Zur Regeneration wird der verbrauchte Adsorber nun im Gegenstrom entspannt. Um dabei größere Methanverluste zu vermeiden, wird in der ersten Entspannungsphase das Abgas zunächst in einen parallelen Adsorber geleitet, da dort zu Beginn noch größere Mengen Methan enthalten sind. Durch diese Umleitung des Abgases wird außerdem der Vordruck im neu zu belegenden Adsorber erhöht und damit auch der Energieverbrauch reduziert.

Nach dieser ersten Entspannungsphase wird wieder umgeschaltet und das entweichende Gas, das dann primär nur mehr CO_2 und Wasserdampf enthält, entweder direkt in die Umgebung entlassen oder einer Abgasnachbehandlung unterworfen. Diese Zyklen von Beladung und Entladung im Gegenstrom erfordern einen aufwendigen Steuer- und Regelmechanismus.

Im Unterschied zur Druckwasserwäsche muss das Rohbiogas entschwefelt werden, bevor es zur Methanaufbereitung gelangt. Nach Angaben von CarboTech werden eventuelle Siloxane hingegen im Verfahren abgetrennt und müssen vorher nicht aus dem Rohbiogas entfernt werden.

5.4.3 Physikalische Wäschen

Bei physikalischen Wäschen wird ein Waschmittel dazu genutzt, um das CO_2 aus dem Biogas herauszuwaschen. Das für die Methananreicherung von Biogas gängigste Lösungsmittel ist Wasser. Bei diesem auch Druckwasserwäsche genannten Verfahren wird das CO_2 bei erhöhtem Druck in Wasser gelöst. In Abbildung 9 ist das Verfahrensschema einer nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche arbeitenden Methanaufbereitungsanlage zu sehen.

Das Rohgas wird zunächst nach der Entfeuchtung auf etwa 10 bar komprimiert, bevor es der eigentlichen Methanaufbereitung (Wäsche) zugeführt wird. Diese erfolgt in der sogenannten Absorptionskolonne („Absorption column“), wo CO_2 und andere Verunreinigungen vom Washwasser absorbiert werden.

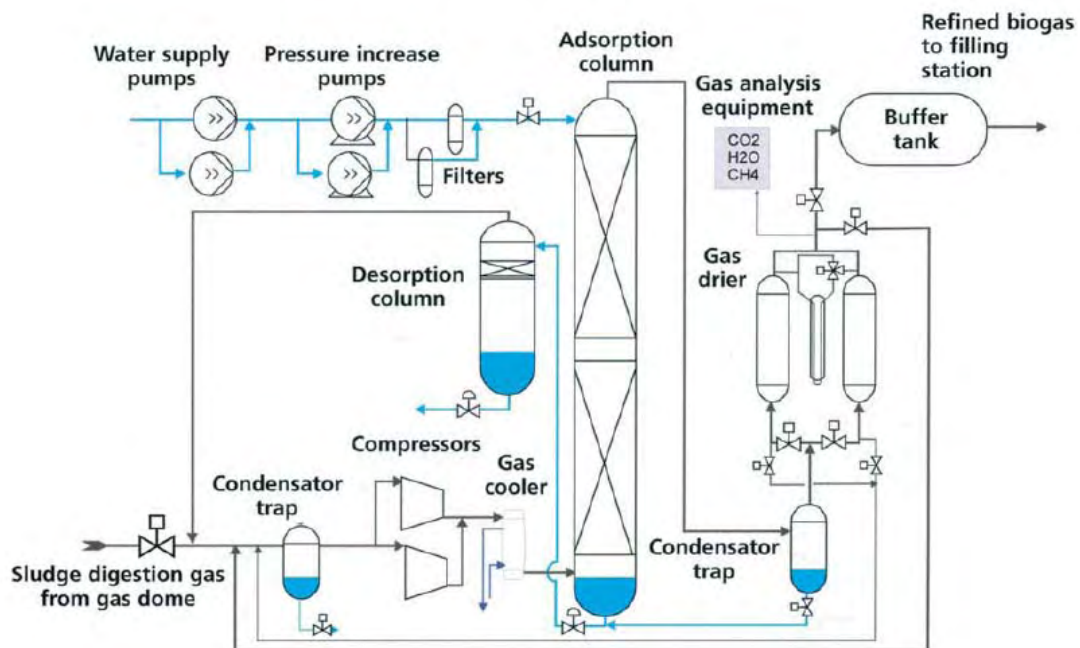


Abbildung 9: Verfahrensschema der Druckwasserwäsche in Jönköping/Schweden (Quelle: Malmberg)

Das Produktgas kann dann am oberen Ende der Waschkammer entnommen werden. Das nasse Gas muss einer Gastrocknung zugeführt werden, bevor es weiterverwendet werden kann. Durch die gleichzeitige Absorption von H_2S mit dem CO_2 kann bei Verwendung der Druckwasserwäsche auf eine separate Entschwefelung verzichtet werden.

Das mit CO_2 und H_2S beladene Prozesswasser wird anschließend mittels Druckreduktion regeneriert. Nach Entspannung und Ausgasung wird das Wasser in die Absorptionskolonne rückgeführt und im Prozess wiederverwendet.

Einige andere physikalische Verfahren verwenden statt Wasser organische Waschlösungen. Beispiel dafür ist etwa das Waschmittel Genosorb, das im „BiogasVerstärker“ von Haase Energietechnik verwendet wird. Auch die Selexolwäsche gehört zu den physikalischen Verfahren. Organische Waschlösungen haben zwar den Vorteil einer höheren Löslichkeit von CO_2 , müssen aber unter Wärmeeinsatz regeneriert werden.

5.4.4 Chemische Wäschen

Im Unterschied zur physikalischen Wäsche wird dabei ein Waschmittel verwendet, das mit den auszuwaschenden Gasbestandteilen eine chemische Reaktion eingeht.

Beispiel für eine solche chemische Wäsche ist die Aminowäsche, welche die am häufigsten verwendete Methode bei der Reinigung und Aufbereitung von Erdgas ist. Üblicherweise werden als Waschlösung entweder Monoethanolamin (MEA) oder Diethanolamin (DEA) verwendet.



Abbildung 10: Aminowäsche zur Reinigung von Erdgas (Quelle: UOP)

Vorteil von chemischen Wäschen ist die hohe Reinheit des Produktgases. Nachteilig ist, dass die Waschlösung bei hoher Temperatur regeneriert werden muss, bevor sie wiederverwendet werden kann. Der energetische Aufwand für die Regeneration ist daher üblicherweise sehr hoch.

Inzwischen ist die Aminowäsche nach einem „down-scaling“ auch für geringere Anlagenkapazitäten verfügbar. Das von der Firma DGE Wittenberg entwickelte und von der

MT-Energie vertriebene BCM-Verfahren ermöglicht die Aufbereitung von Biogas mittels Aminowäsche. In Abbildung 11 ist eine Referenzanlage des Unternehmens in Detmold zu sehen.



Abbildung 11: Aminowäsche der MT-Energie in Detmold (Quelle: MT-Energie)

Als Besonderheit bei dem Projekt für die Stadtwerke Detmold ist zu erwähnen, dass die für den Prozess notwendige Wärme kostengünstig von einem benachbarten Industriebetrieb geliefert wird.

In der Schweiz wurden die Rechte an dem BCM-Verfahren von der Erdgas Zürich übernommen, welche die erste Methanaufbereitungsanlage mit Aminowäsche in der Schweiz im Jahr 2008 in Obermeilen errichtet haben.

Aufgrund des hohen Bedarfes an Prozesswärme und der technologiebedingt aufwendigen Prozessführung wird dieses Verfahren daher nur in jenen Anwendungsfällen sinnvoll sein, wo die notwendige Wärme als Abwärme kostengünstig zur Verfügung steht.

5.4.5 Gaspermeation (Membranverfahren)

Bei der Gaspermeation werden die Bestandteile des Biogases infolge ihrer unterschiedlichen Permeationsraten an einer Membranschicht aufgetrennt. Ähnlich wie die Aminowäsche wurde das Membranverfahren ursprünglich für die Erdgasreinigung entwickelt. Das Verfahren ist verhältnismäßig neu und wurde zum ersten Mal im Jahr 1981 in der Gaswirtschaft eingesetzt⁵⁶.

In Abbildung 12 ist die weltweit größte Membranaufbereitungsanlage für die Reinigung und Aufbereitung von Erdgas zu sehen. Diese wurde im Jahr 1995 in Quadirpur (Pakistan) errichtet.



Abbildung 12: Membranverfahren zur Erdgasaufbereitung in Quadirpur/Pakistan (Quelle: MTR)

Das Grundprinzip des Membranverfahrens ist relativ einfach. Das aufzubereitende Gas (Biogas oder Erdgas) wird zunächst verdichtet und dann in ein Membranmodul gepresst, in dem sogenannte Hohlfasermembranen spiralförmig aufgewickelt sind (siehe Abbildung 13).

⁵⁶ [Dortmundt 1999]

Je nach Permeabilität der Gasmoleküle, die im Wesentlichen von der Molekülgröße abhängig ist, durchwandern die jeweiligen Gasmoleküle die Membranen oder auch nicht.

Das Membranverfahren kann zur Trennung unterschiedlicher Gasgemische verwendet werden. Es kann etwa zur Abtrennung von CO₂ oder Stickstoff aus Erdgas oder auch zur Trennung von Luft in seine Bestandteile (Sauerstoff und Stickstoff) verwendet werden.

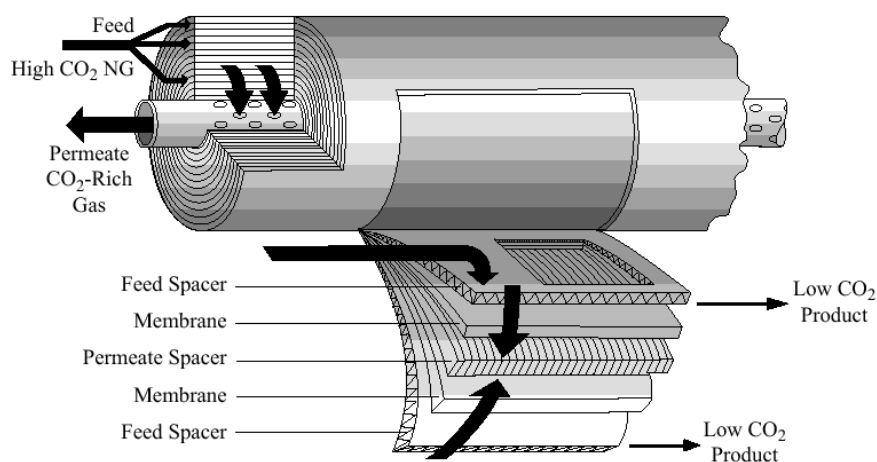


Abbildung 13: Aufbau einer Membran zur Abtrennung von CO₂ aus Erdgas (Quelle: UOP)

Im Fall der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan strömt das im Biogas enthaltene Methan durch das Membranmodul, ohne dass dabei die CH₄-Moleküle durch die Membranen durchtreten. Das Methan erfährt beim Durchströmen durch das Membranmodul einen nur geringfügigen Druckverlust und kann an der Hochdruckseite des Moduls entnommen werden. Das CO₂ tritt aufgrund seiner wesentlich höheren Permeabilität hingegen durch die Membranen durch und kann als sogenanntes Permeatgas auf der Niederdruckseite praktisch drucklos entnommen werden.

Vorteil des Membranverfahrens ist zum einen die sehr einfache Prozesssteuerung. Weiters gibt es, außer im Kompressor, keine beweglichen Teile oder sonstige Anlagenbestandteile, die besonders wartungsintensiv wären. Nachteil des Verfahrens ist jedoch, dass im Permeatgas noch immer Reste von Methan vorhanden sind.

Das Permeatgas kann daher entweder in eine zweite Membranstufe geleitet werden, um dort das Restmethan abzutrennen, oder es muss anderweitig verwendet werden. Die

wirtschaftlich attraktivste Verwertung ist bei Polygeneration, der gleichzeitigen Erzeugung von Biomethan und Strom, gegeben. In diesem Fall wird das Permeatgas in jenen Gasstrom geleitet, der zum Gasmotor führt. Damit kann das im Permeatgas befindliche Restmethan ohne zusätzlichen Investitionsaufwand sowohl energetisch wie wirtschaftlich sinnvoll verwertet werden.

Bei dieser Art von Polygeneration ist das maximale Verhältnis von Treibstoff- zu Stromproduktion durch den Methangehalt des Rohbiogases und den für den Betrieb des Gasmotors notwendigen Mindestmethangehalt vorgegeben.

Die Membrantechnologie wurde in Österreich erstmals im Rahmen der Biogasnetzeinspeisung in Bruck/Leitha eingesetzt (zweistufiges Membranverfahren). Die zweite Anlage in Österreich befindet sich in Margarethen/Moos, bei der Biogas in einem einstufigen Membranprozess für eine Biogas-Inseltankstelle auf Kraftstoffqualität aufbereitet wird. Bei beiden Anlagen wird gleichzeitig Treibstoff und Strom erzeugt und das methanhältige Permeat(rest)gas in den Gasstrom zum Gasmotor geleitet, um das Restmethan zu verwerten.

5.4.6 Kryogene Trennung

Kryogene Trennverfahren nutzen die unterschiedlichen Siedetemperaturen der einzelnen Bestandteile des Biogases zur Methanaufbereitung aus. So liegt der Siedepunkt von Methan bei -161°C , während CO_2 bereits bei -78°C den Phasenübergang hat.

Die aus der Verflüssigung von Erdgas bekannte Technologie ist nicht nur technologisch aufwendig, sondern auch sehr energieintensiv, da das Biogas hoch verdichtet werden muss. Kryogene Verfahren werden daher nur bei größeren Volumensströmen eingesetzt, wie etwa bei der Aufbereitung von Deponiegas.

Ein verhältnismäßig neues kryogenes Verfahren ist der sogenannte „ CO_2 Wash Prozess“ von Terracastus Technologies. Das schwedische Unternehmen, das von der Volvo Gruppe finanziell unterstützt wird, hat dabei unterschiedliche Verfahren miteinander kombiniert.

Das schematische Verfahrensschema dieser neuen Technologie ist in Abbildung 14 zu sehen. Nach Kompression, Entschwefelung und Entfeuchtung werden durch eine Wäsche mit flüssigem CO₂ alle flüchtigen organischen Verbindungen (volatile organic components / VOC) sowie ein Teil des im Biogas befindlichen CO₂ ausgewaschen.

Erst nach diesem Schritt wird das Methan mittels einer Membran vom restlichen CO₂ getrennt und danach verflüssigt.

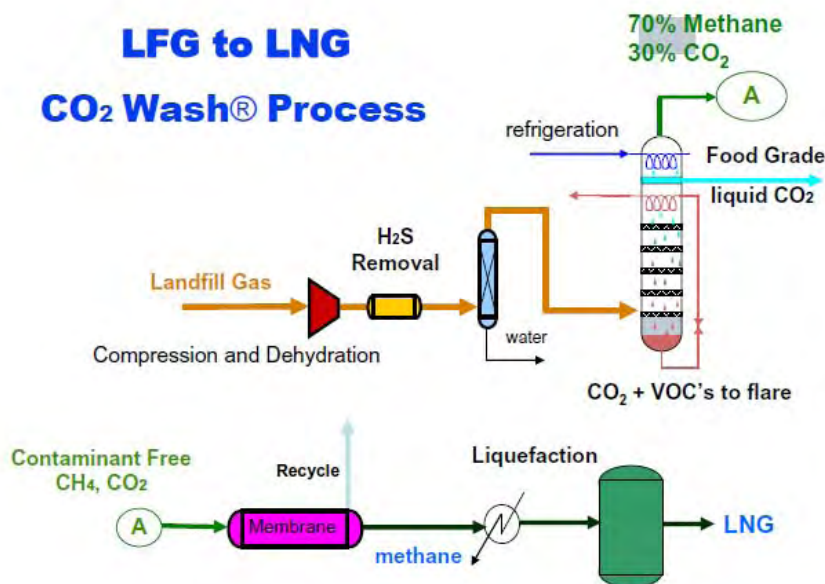


Abbildung 14: Verfahrensschema des "CO₂ Wash" Prozesses (Quelle: Terracastus technologies)

Auch wenn das Verfahren in Demonstrationsanlagen schon erprobt und nahe der Marktreife zu sein scheint, gibt es bisher noch keine längeren praktischen Erfahrungswerte mit diesem Verfahrensschema. Dieses sowie andere kryogene Verfahren haben insbesondere bei Deponiegas sowie in jenen Fällen eine Berechtigung, wo ohnehin LBG/LNG erzeugt werden soll. Sie machen wirtschaftlich vor allem auch dann Sinn, wenn es eine attraktive Verwertungsmöglichkeit für das abgetrennte CO₂ gibt.

In der für Österreich typischen Kapazität der Biogasaufbereitung sind alternative Verfahren wie die Druckwasserwäsche oder das Membranverfahren jedoch technologisch deutlich einfacher und damit kostengünstiger einsetzbar wie kryogene Verfahren.

5.4.7 Erfahrung mit unterschiedlichen Aufbereitungsverfahren an unterschiedlichen Standorten, Verfahrensvergleich

Die im vorigen Abschnitt beschriebenen Methanaufbereitungsverfahren haben abhängig vom jeweiligen Land ganz unterschiedliche Verbreitung. In folgender Tabelle 9 sind die gewählten Aufbereitungsverfahren bei internationalen Best Practice Beispielen angeführt.

	Druckwasserwäsche (DWW)	Druckwechseladsorption (PSA)	Sonstige Aufbereitungsverfahren
Trollhättan	X		
Linköping	X	X	
Västeras	X		
Nörköping	X	X	
Eslöv		X	
Kristianstad	X		
Göteborg	X		
Stockholm	X	X	
Lille	X		
Zürich		X	
Luzern		X	
Bern		X	
Inwil		X	
Rom	X	X	
Jameln			Genosorbverfahren
Reykjavik	X		
Margarethen			Membranverfahren

Tabelle 9: Eingesetzte Methanaufbereitungsverfahren an ausgewählten Anlagenstandorten (Quelle: eigene Recherchen)

Während etwa in Schweden die meisten Anlagen der ersten Generation vorwiegend nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche arbeiten, ist in der Schweiz die Druckwechseladsorption deutlich verbreiteter.

Hauptgrund für die starke Verbreitung der Druckwasserwäsche in Schweden ist, dass die ersten Firmen am Markt - sowohl inländische wie Malmberg und YIT oder

Tochterunternehmen von ausländischen wie Flotech – nur nach diesem Prinzip arbeitende Anlagen angeboten haben.

Anbieter von Druckwechseladsorptionsanlagen wie CarboTech sind hingegen erst relativ spät in den schwedischen Markt eingetreten. Erst in späterer Folge haben vor allem größere Kommunen wie Stockholm oder Biogaspioniere wie Linköping auch Druckwechseladsorptionsanlagen getestet und eingesetzt.

Die Entwicklung in der Schweiz aber auch in Deutschland ist gegenläufig verlaufen. So sind sowohl in der Schweiz wie in Deutschland zunächst vermehrt Druckwechseladsorptionsanlagen auf den Markt gekommen. Einer der Gründe dafür ist, dass CarboTech, einer der erfahrensten Anbieter der PSA-Technologie, vom Projektentwickler und Biogasanlagenbetreiber Schmack Biogas übernommen wurde und damit eine starke Marktposition innehatte.

Bei der weiteren Analyse von ausländischen Biogasprojekten konnten insbesondere folgende Schlüsselfaktoren und Probleme identifiziert werden, die im Praxisbetrieb auftraten und die Wirtschaftlichkeit teilweise massiv beeinflusst bzw. beeinträchtigt haben:

- Pilotanlagen mussten teilweise bereits nach nur wenigen Betriebsstunden wieder außer Betrieb gesetzt und durch robustere und größere Anlagen ersetzt werden. Probleme waren unter anderem die Verwendung nicht geeigneter Materialien (Korrosion) und die geringe Anlagenverfügbarkeit (z.B. Lille; 80 Nm³ Pilotanlage wurde durch 1.100 Nm³ kommerzielle Anlage ersetzt).
- Auch einige für den kommerziellen Betrieb gedachte Aufbereitungsanlagen der ersten Generation - mit relativ geringer Aufbereitungskapazität - wurden aus wirtschaftlichen Überlegungen relativ rasch wieder außer Betrieb gesetzt (z.B. Anlage in Broma (Stockholm); lediglich 2 x 55 Nm³ Rohbiogas). Die geringe Aufbereitungskapazität führte zu relativ hohen spezifischen Betriebskosten bei zugleich zu geringer Anlagenverfügbarkeit.
- Teilweise wurden Aufbereitungsanlagen redundant ausgeführt (z.B. Stockholm); dies hat zwar die spezifischen Investitionskosten pro aufbereitetem Nm³ erhöht, zugleich aber die

Betriebssicherheit verbessert und ermöglicht, die Speichervolumina geringer zu dimensionieren.

- Insbesondere bei Technologien bzw. Unternehmen mit zuvor noch wenig praktischer Erfahrung sind teilweise Probleme aufgetreten, die nicht immer vollständig gelöst werden konnten, wie etwa der Methanschupf bei der Aufbereitungsanlage in Västerås. Das Unternehmen hat sich inzwischen aus diesem Marktsegment zurückgezogen und sein Verfahren auslizensiert.
- Die besten Betriebserfahrungen wurden beim Einsatz bewährter Technologien und jenen Herstellern gemacht, die bereits zuvor eine größere Anzahl von Referenzanlagen errichtet haben.

In Tabelle 10 sind die wichtigsten technischen Parameter der gängigsten Verfahren Druckwechseladsorption (PSA) und Druckwasserwäsche (DWW) mit jenen des Genosorbverfahrens und der Aminowäsche (MEA/DEA) verglichen.

Kriterien	PSA	DWW	Genosorb	MEA/DEA (Aminowäsche)
Vorreinigung	ja	nein	nein	ja
Arbeitsdruck (bar)	4-7	4-7	drucklos	drucklos
Methanverlust	< 3 %	< 1% / < 2 %	2-4 %	< 0,1 %
Methananteil Produktgas	>96 %	>97 %	>96 %	> 99 %
Stromverbrauch (kWh/Nm ³)	0,25	< 0,25	0,24-0,33	< 0,15
Wärmebedarf (in ° C)	nein	Nein	55-80	160
Regelbarkeit in % der Nennlast	+/- 10-15 %	50-100 %	50-100 %	50-100 %
Referenzen	> 20	> 20	2	4

Tabelle 10: Vergleich ausgewählter technischer Parameter unterschiedlicher Methanaufbereitungsverfahren (Quelle: nach [Urban 2008], vereinfacht)

Jedes der angeführten Verfahren hat technologiebedingt spezifische Vor- und Nachteile. Während etwa bei Druckwechseladsorption und Druckwasserwäsche das Biogas vor der Aufbereitung verdichtet werden muss, arbeiten die beiden anderen Verfahren drucklos. Im Gegenzug ist bei Genosorb- und Aminowäsche Wärmebedarf gegeben, der vor allem beim letztgenannten Verfahren besonders hoch ist.

Dafür ist bei der Aminowäsche technologiebedingt sowohl der höchste Reinheitsgrad wie der niedrigste Methanverlust erzielbar, auch wenn bisher nur wenige Referenzanlagen in dem für die Biogasaufbereitung relevanten Leistungsbereich in Betrieb gesetzt wurden. Die anderen Verfahren sind sowohl betreffend des erzielbaren Reinheitsgrades beim Produktgas wie auch beim Methanverlust miteinander vergleichbar.

In Österreich wurden bisher drei unterschiedliche Verfahren zur Methanaufbereitung bei Biogas eingesetzt:

- Druckwechseladsorption (PSA); Beispiel: Pucking (OÖ)
- Membranverfahren; Beispiele: Bruck an der Leitha, Margarethen am Moos
- Druckwasserwäsche; Beispiel: Asten bei Linz

Weiters ist eine Methanaufbereitungsanlage auf Basis Aminowäsche in Leoben in der Steiermark kurz vor Inbetriebnahme.

Der Vollständigkeit halber sei noch angeführt, dass bei der Aufbereitung von Erdgas oft verschiedene Aufbereitungsverfahren, in Abhängigkeit von der Zusammensetzung des Rohgases, miteinander kombiniert werden. So können bei großen Anlagenkapazitäten die Aufbereitungskosten etwa durch die Kombination von einstufigem Membranverfahren und Aminowäsche gesenkt werden⁵⁷.

⁵⁷ [Dortmundt 1999]

5.4.8 Wirtschaftlicher Vergleich herkömmlicher Aufbereitungsverfahren

Betreffend der spezifischen Aufbereitungskosten der unterschiedlichen Verfahren kann auf die Markterhebung von [Urban 2008] zurückgegriffen werden, in der auf Basis von Richtpreisangeboten von Anlagenherstellern spezifische Aufbereitungskosten ermittelt wurden. Die Ergebnisse dieser Markterhebung sind in Tabelle 11 aufgelistet.

Spez. Kosten in Cent/kWh _{Hi}	Anlagendurchsatz in Nm ³ /h Rohgas				
	250 Nm ³	500 Nm ³	1.000 Nm ³	1.500 Nm ³	2.000 Nm ³
PSA (Carbotech)	2,26	1,64	1,31	1,24	1,2
DWW (Malmberg)	2,19	1,56	1,25	1,23	1,18
DWW (Flotech)	2,52	1,79	1,55	k.A.	k.A.
Aminowäsche (MT Energie)	1,96	1,58	1,35	1,27	1,23

Tabelle 11: Vergleich der spezifischen Kosten unterschiedlicher Methanaufbereitungsverfahren (in Cent/kWh_{Hi} des Produktgases; Zahlen aus [Urban 2008])

Während sich bei einem Anlagendurchsatz von 250 Nm³ die spezifischen Kosten einzelner Technologien und Hersteller noch voneinander unterscheiden, gleichen sich die Kostenunterschiede mit zunehmender Anlagengröße einander an. Diese Kostendegression ist insbesondere auch in der graphischen Darstellung in Abbildung 15 zu erkennen.

Die Ergebnisse dieser Markterhebung sind vergleichbar mit den Ergebnissen von [Hornbachner 2005]. In dieser Studie wurden für einen Anlagendurchsatz von 300 m³/h spezifische Aufbereitungskosten von 2,25 Cent/kWh ermittelt⁵⁸. Gleiches gilt für die festgestellte Kostendegression mit steigender Anlagenkapazität.

⁵⁸ Methananreicherung ohne Flüssiggasbeimischung; siehe Abschnitt 6.2.1.6 in [Hornbachner 2005]

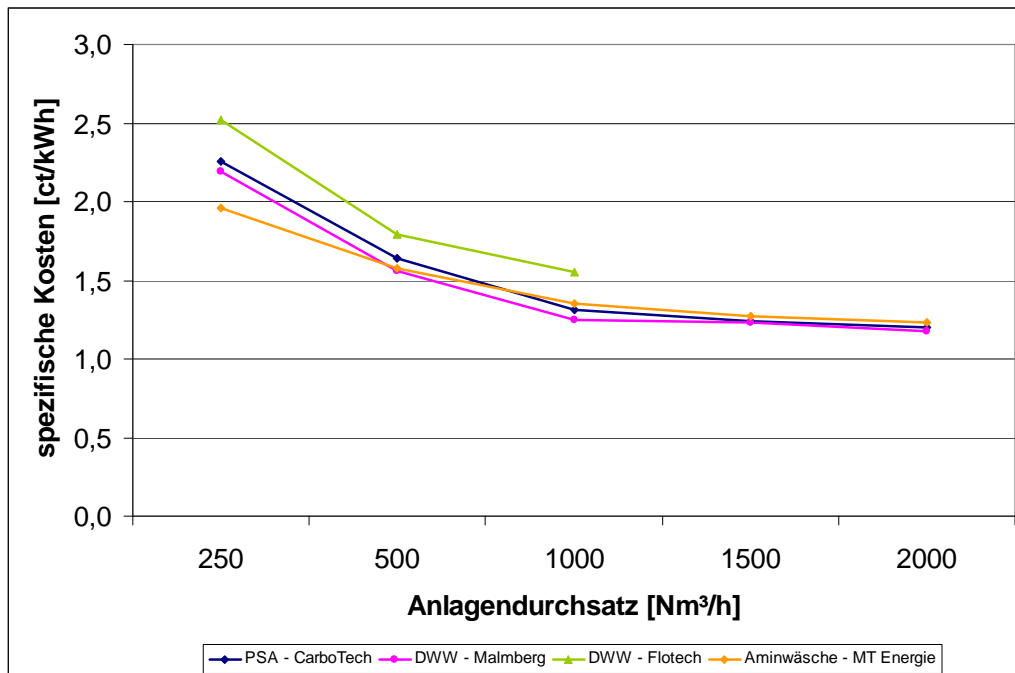


Abbildung 15: Kostenvergleich unterschiedlicher Methanaufbereitungsverfahren (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [Urban 2008])

Von wesentlicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Methananreicherung ist jedoch, neben den direkten Investitions- und Betriebskosten der Anlage, insbesondere die Anlagenverfügbarkeit, die technische Lebensdauer und die Störanfälligkeit der Anlage (siehe dazu die Ausführungen in vorherigem Abschnitt 5.4.7).

Die Investitionskosten der Aufbereitungsanlagen der Best Practice Beispiele in Schweden sind im Gegensatz zur dieser aktuellen Marktpreiserhebung von beschränkter Aussagekraft für die Errichtungskosten und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei neuen Aufbereitungsanlagen, da die Inbetriebnahme dieser Anlagen größtenteils schon mehrere Jahre zurückliegt bzw. die Hersteller inzwischen neue Modellserien auf den Markt gebracht haben.

5.4.9 Wirtschaftlicher Vergleich der herkömmlichen Verfahren mit dem Membranverfahren

Da weder in der Marktpreiserhebung von [Urban 2008] noch in der Studie von [Hornbachner 2005] die spezifischen Kosten der Methanaufbereitung mittels Membranverfahren ermittelt wurden, sind diese auf Basis der tatsächlichen Investitions- und Betriebskosten der einstufigen Aufbereitungsanlage in Margarethen/Moos errechnet und den spezifischen Aufbereitungskosten der Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption nach [Urban 2008] gegenübergestellt worden.

Dieser Berechnung der spezifischen Aufbereitungskosten liegen folgende Angaben zugrunde:

Anlagenkapazität (Produktgas) ⁵⁹	33,0 Nm ³ /h / 37,5 Nm ³ /h
Investitionskosten	205.000 Euro
Energiebedarf (Strom)	3% vom Energiegehalt des komprimierten Biomethans ⁶⁰
Anlagennutzungsdauer	15 Jahre
Betriebsstunden/Jahr	8.000
Annuitätzinssatz	6 %
Stromkosten	15 Cent/kWh
Wartungs- und sonstige Betriebskosten	3.750 Euro/Jahr

Tabelle 12: Parameter zur Berechnung der spezifischen Gesamtkosten der Methanaufbereitung des Membranverfahrens (Quelle: [Bala 2008], [Bala 2009], [Urban 2008])

Die Anlagenkapazität von 33 Nm³/h Produktgas entspricht einem Anlagendurchsatz von 62,3 Nm³/h Rohgas bei einem angenommenen Methangehalt von 52 % im Rohgas. Die Eingangsparameter wurden [Bala 2008] entnommen und eine Aufteilung der

⁵⁹ Bei den angegebenen 33 Nm³/h handelt es sich um die ursprüngliche Auslegungskapazität. Tatsächlich konnte eine etwas höhere Aufbereitungsleistung (37,5 Nm³) erzielt werden. In den folgenden Berechnungen dieses Abschnittes wird der konservativere (niedrigere) Wert verwendet.

⁶⁰ bezogen auf den Brennwert des Produktgases

Wartungskosten von Tankstellenbetrieb und Aufbereitung entsprechend den Angaben von [Bala 2009] vorgenommen. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wurden abweichend von [Bala 2008] Werte für Anlagennutzungsdauer, Stromkosten und Annuitätzinssatz wie in [Urban 2008] verwendet.

Bei den angegebenen Investitionskosten sind die örtlichen Bau- und Einbindungskosten sowie die Planung und Bauüberwachung nicht berücksichtigt worden. Für diese Kostenpositionen sind in Margarethen/Moos 103.000 Euro angefallen⁶¹, wobei dies die Gesamtkosten für Gasaufbereitung und Tankstelle zusammengenommen sind. Bei einer üblichen Containerlösung sind diese Kosten aber deutlich geringer.

Auf Basis dieser Eckdaten wurden bei einem angenommenen Heizwert des Produktgases⁶² von 10,03 kWh_{Hi}/Nm³ spezifische Investitionskosten von 0,80 Cent/kWh_{Hi}, spezifische Betriebskosten von 0,64 Cent/kWh_{Hi} und spezifische Gesamtkosten von 1,44 Cent/kWh_{Hi} ermittelt. Diese Ergebnisse sind in Tabelle 13 aufgetragen.

	in Cent/kWh _{Hi}	in % von Gesamtkosten
Spezifische Investitionskosten	0,80	55,6%
Spezifische Betriebskosten	0,64	44,4%
Spezifische Gesamtkosten	1,44	100%

Tabelle 13: Spezifische Kosten der Methanaufbereitung bei Anlagendurchsatz von 33 Nm³/h (eigene Berechnung auf Zahlenbasis von [Bala 2008], [Bala 2009], [Urban 2008])

Die ermittelten spezifischen Kosten sind deutlich niedriger als die Referenzwerte für die Druckwasserwäsche oder die Druckwechseladsorption, trotz der wesentlich niedrigeren Anlagendurchsätze, und werden diesen in Abbildung 16 gegenübergestellt.

⁶¹ [Bala 2008]

⁶² entspricht einem Brennwert von 11,11 kWh/Nm³ bei einem Umrechnungsfaktor Brennwert/Heizwert von 0,903 (nach [Cerbe 2008])

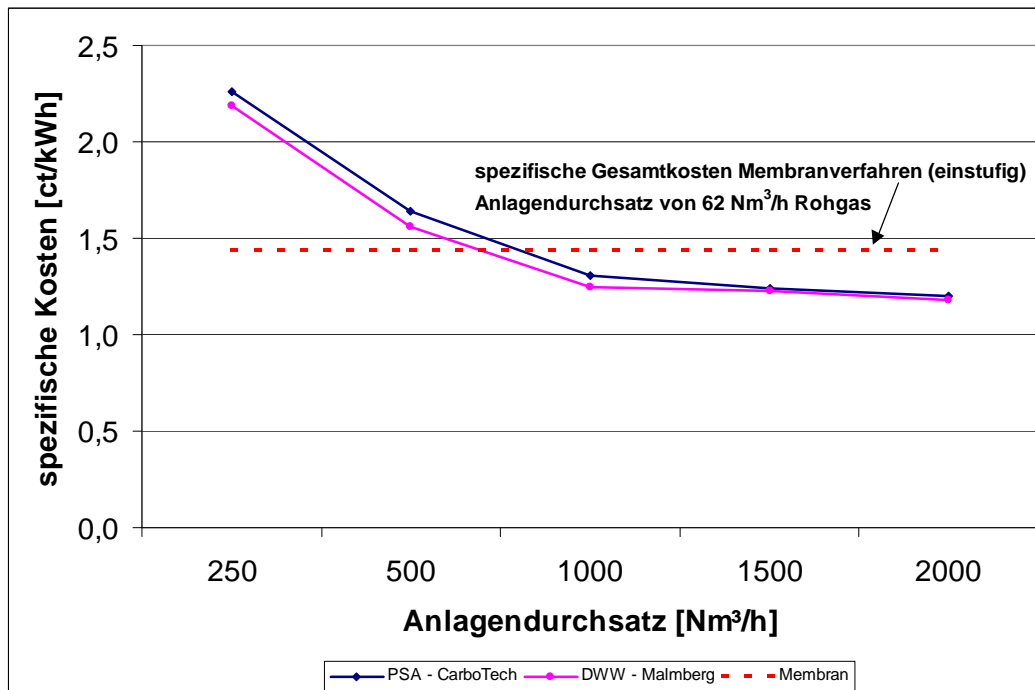


Abbildung 16 Vergleich der spezifischen Gesamtkosten von DWW und PSA mit dem Membranverfahren

Aus Abbildung 16 ist unschwer zu erkennen, dass das Membranverfahren im kleinen Leistungsbereich unschlagbar günstig im Vergleich zu den konkurrierenden Technologien ist. So beziehen sich die ermittelten Kosten für das Membranverfahren auf eine Anlagengröße, die nur ein Viertel der kleinsten betrachteten Anlagengröße von Malmberg bzw. CarboTech beträgt.

Anlagen nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche oder Druckwechseladsorption mit einem so geringen Anlagendurchsatz hätten, aufgrund des größeren apparativen Aufwandes dieser Verfahren, um ein Vielfaches höhere spezifische Investitionskosten bzw. werden aus diesem Grund von den Herstellern auch nicht angeboten.

Allerdings ist anzumerken, dass es sich bei der betrachteten Anlagenkonfiguration um ein einstufiges Membranverfahren handelt. Die Kostenfaktoren, die bei einem zweistufigem Verfahrensschema zusätzlich zu beachten wären, werden in Abschnitt 5.4.10 näher analysiert.

Um die Unterschiede in der Kostendegression bei den einzelnen Verfahren und die Möglichkeiten des „Up-Scaling“ der Membrantechnologie abzuschätzen, wurden folgend die Kostenstruktur der Druckwasserwäsche, der Druckwechseladsorption und des Membranverfahrens näher analysiert und gegenübergestellt.

Kostenanalyse Druckwasserwäsche

Zunächst wurden die spezifischen Aufbereitungskosten der Druckwasserwäscheanlagen der Firma Malmberg in einen Betriebs- und Investitionskostenanteil aufgesplittet und diese bei unterschiedlicher Anlagengröße miteinander verglichen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 17 dargestellt.

So reduzieren sich mit zunehmender Anlagengröße zwar sowohl die spezifischen Investitions- wie auch die Betriebskosten, jedoch ist bei erstgenannten eine wesentlich größere Kostendegression zu beobachten. Der prozentuelle Anteil der Investitionskosten an den Gesamtkosten wird immer geringer, da sich die spezifischen Betriebskosten vergleichsweise nur geringfügig verändern.

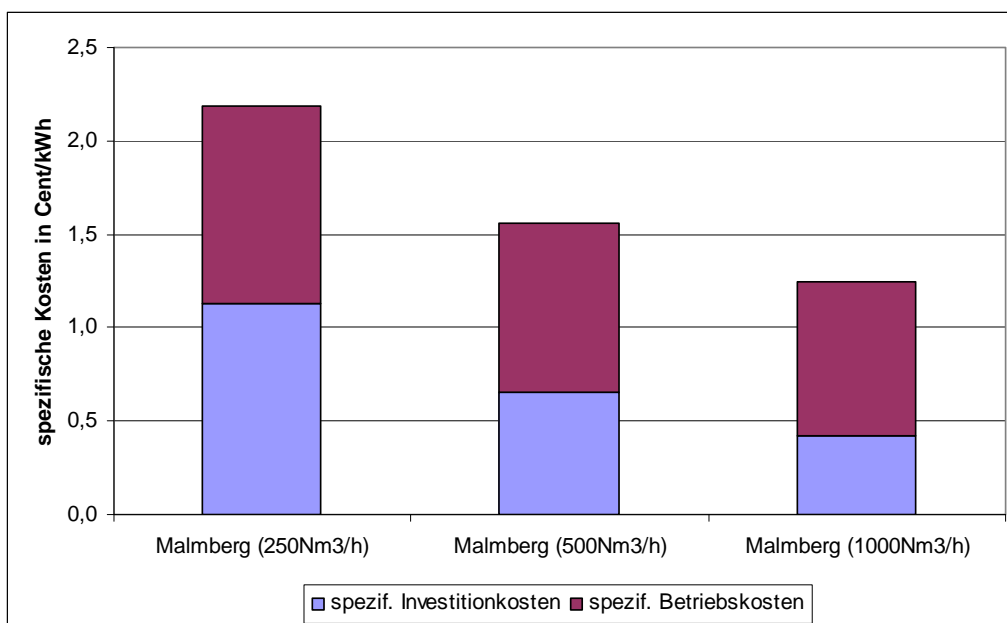


Abbildung 17: Aufteilung der spezifischen Kosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße beim DWW-Verfahren von Malmberg (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008])

Während bei einem Anlagendurchsatz von 250 Nm³/h Rohgas die Investitions- wie die Betriebskosten einen etwa gleich hohen Teil der spezifischen Gesamtkosten ausmachen, ändert sich dies mit zunehmender Anlagengröße. Bei 500 Nm³/h Anlagendurchsatz beträgt der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten bereits 58 %, bei 1000 Nm³/h sogar 67 %.

Eine Analyse der Betriebskosten zeigt, dass der Stromverbrauch der entscheidende Kostenfaktor ist. Der zweitgrößte Posten sind Kosten für Reparatur und Wartung, während die restlichen Positionen wie Personal oder Betriebsmittel eine verhältnismäßig geringe Rolle spielen. Aufgrund der Wichtigkeit der Stromkosten wurden deren prozentueller Anteil an den Gesamtkosten ermittelt und in Abbildung 18 in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität dargestellt.

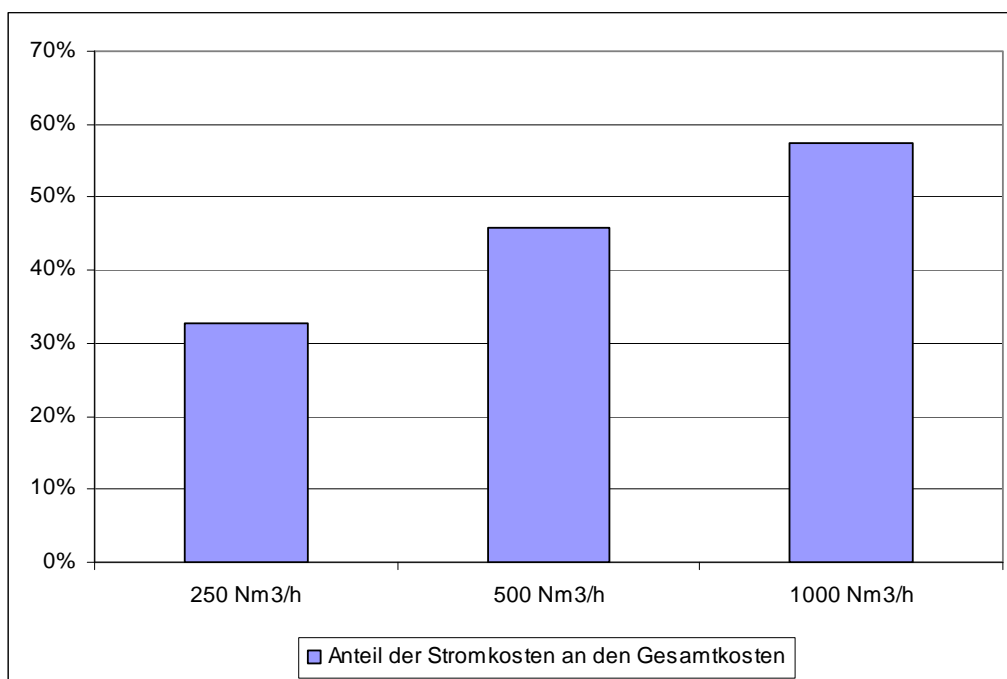


Abbildung 18 Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten bei DWW-Verfahren von Malmberg (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008])

Während bei einer Anlagenkapazität von 250 Nm³/h der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten lediglich 33 % beträgt, steigt dieser Anteil mit steigender Anlagengröße deutlich an. Bei einem Anlagendurchsatz von 1000 Nm³/h machen die Stromkosten mit 57 % bereits mehr als die Hälfte der Gesamtkosten und 86 % der Betriebskosten aus.

Kostenanalyse Druckwechseladsorption

In Folge wurde auf gleiche Weise die Kostendegression der einzelnen Kostenblöcke des PSA-Verfahrens von CarboTech bei einem Anlagendurchsatz von 500, 1.000 bzw. 2.000 Nm³/h analysiert. Die Entwicklung der Kostenblöcke in Abhängigkeit vom Anlagendurchsatz ist in Abbildung 19 zu sehen.

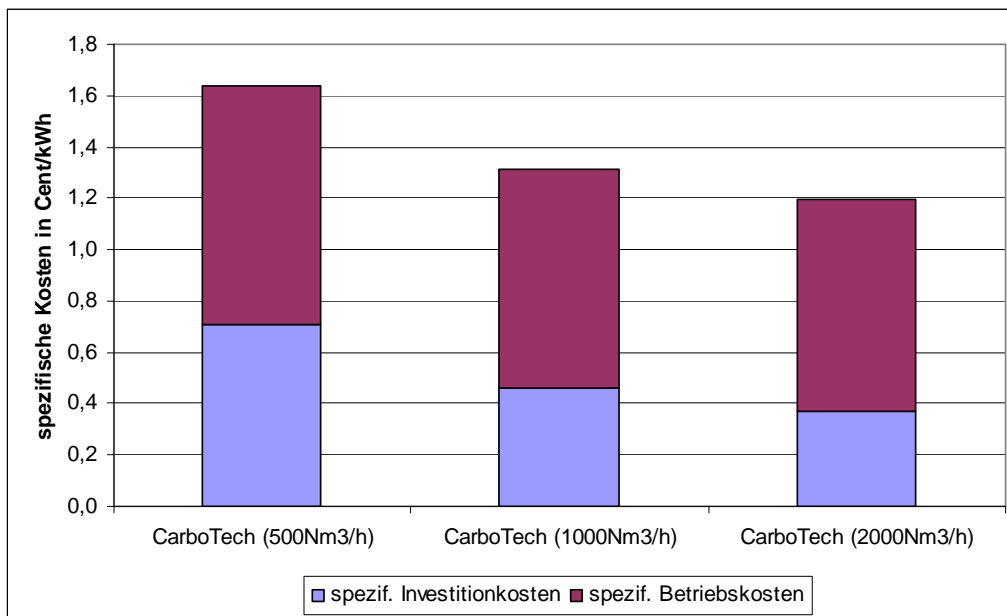


Abbildung 19 Aufteilung der spezifischen Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße beim PSA-Verfahren von CarboTech (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008])

Die Kostendegression der spezifischen Betriebs- und Investitionskosten bei der Druckwechseladsorption ist ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche. Mit zunehmender Anlagengröße reduzieren sich sowohl die spezifischen Investitions- wie spezifischen Betriebskosten, wobei jedoch bei ersten eine deutlich größere Kostendegression zu beobachten ist.

Während bei einer Anlagengröße von 500 Nm³/h Rohgas die Betriebskosten 57 % der spezifischen Gesamtkosten ausmachen, erhöht sich dieser Anteil bei 1000 Nm³/h Durchsatz auf 65 % und bei 2000 Nm³/h sogar auf 69 % der spezifischen Gesamtkosten.

Auch beim PSA-Verfahren machen die Stromkosten den größten Teil der Betriebskosten aus. Die Kosten für Reparatur und Wartung sowie die sonstigen Betriebskosten sind von verhältnismäßig geringerer Bedeutung. Der Anteil der Stromkosten wurde aus den Gesamtkosten herausgerechnet und in Abbildung 20 in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität dargestellt.

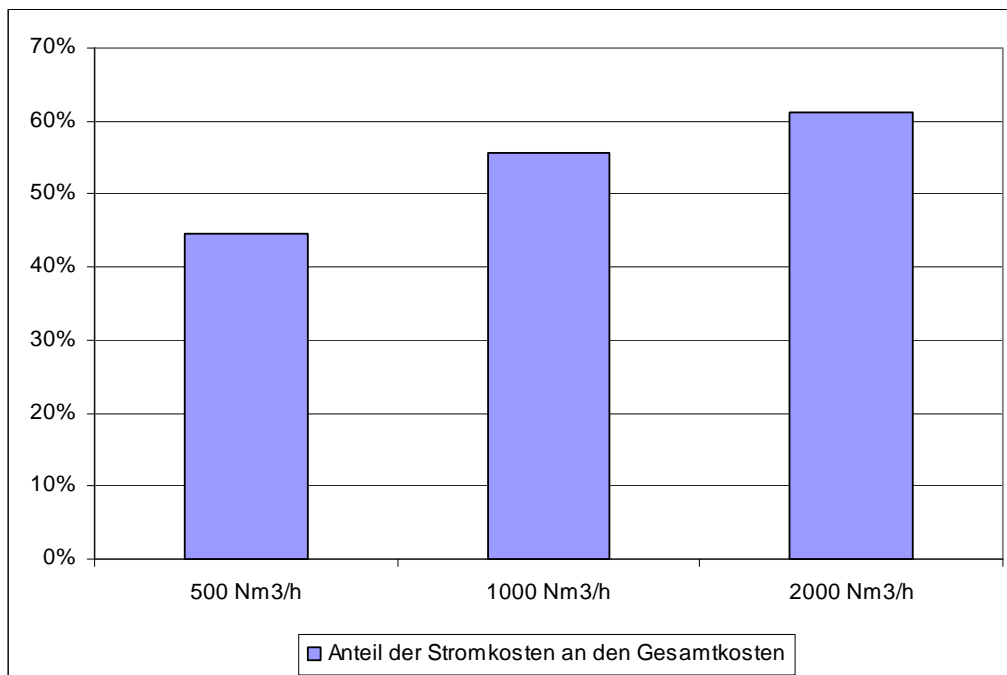


Abbildung 20 Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten bei PSA-Verfahren von CarboTech (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008])

So steigt der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten von 45 % bei einer Anlagenkapazität von 500 Nm³/h auf 61 % bei 2000 Nm³/h an. Bezogen auf die Betriebskosten steigt der Anteil der Stromkosten von 78 % (bei 500 Nm³/h) auf 88 % (bei 2.000 Nm³/h) an.

Vergleich der Kostenblöcke und der Kostendegression von Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption und Membranverfahren

Die spezifischen Kosten der einzelnen Kostenblöcke (Stromkosten, sonstige Betriebskosten, Investitionskosten) werden Tabelle 14 gegenübergestellt und nachfolgend diskutiert.

in Cent/kWh	Membranverfahren	DWW	PSA
Anlagendurchsatz Nm³/h Rohgas	62	250 – 500 - 1.000	500 - 1.000 - 2.000
Stromkosten	0,5	0,72	0,73
Sonst Betriebskost. ⁶³	0,14	0,35 - 0,19 - 0,12	0,2 - 0,12 - 0,10
Investitionskosten	0,8	1,13 - 0,65 - 0,42	0,71 - 0,46 - 0,37
Gesamtkosten	1,44	2,19 - 1,56 - 1,25	1,64 - 1,3 - 1,2

Tabelle 14: Spezifische Kostenfaktoren bei unterschiedlichen Aufbereitungstechnologien (eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Bala 2008], [Bala 2009], [Urban 2008])

Stromkosten: Vorteilhaft für das Membranverfahren sind die geringeren Stromkosten des Prozesses. Zwar ist bei allen Verfahren eine Kompression des Rohgases nötig, jedoch ist der zusätzliche Stromverbrauch bei DWW und PSA um einiges höher. So muss etwa bei der Druckwasserwäsche zusätzlich eine große Menge an Wasser umgewälzt werden.

Im Gegensatz zu den Investitions- und Wartungskosten, die der „economies of scale“ unterliegen, sind die spezifischen Stromkosten von der Anlagengröße weitgehend unabhängig.

Sonstige Betriebskosten: Weiterer Vorteil des Membranverfahrens ist der verhältnismäßig geringe apparative Aufwand. Mit Ausnahme des Kompressors gibt es in keinem Anlagenteil bewegte Teile, Pumpen oder ähnliches, sodass der Wartungs- und Reparaturaufwand bis auf die normale Kompressorwartung sehr gering ist. Die Wartungs- und Reparaturkosten sowie die sonstigen Kosten spielen allerdings auch bei den anderen Verfahren nur eine verhältnismäßig geringe Rolle (mit Ausnahme der DWW bei einem Durchsatz von 250 Nm³/h).

Investitionskosten: Sowohl bei der DWW als auch beim PSA-Verfahren ist bei den Investitionskosten eine deutliche Kostendegression zu beobachten. So sinken die spezifischen Investitionskosten bei Erhöhung des Anlagendurchsatzes von 250 auf 1.000 Nm³ bei der DWW von 1,13 Cent/kWh auf weniger als die Hälfte (0,42 Cent/kWh) ab.

⁶³ Großteils Wartung und Reparatur; Personal- und sonstige Betriebskosten spielen eine untergeordnete Rolle.

Mit Ausnahme der Anlagen in Margarethen/Moos und in Bruck/Leitha wurden in Österreich, Deutschland oder Schweden bis dato keine weiteren vergleichbaren Methanaufbereitungsanlagen auf Basis der Membrantechnologie in Betrieb gesetzt. Insbesondere gibt es keine praktischen Erfahrungswerte betreffend der tatsächlichen Investitionskosten in der Größenklasse der Referenzanlagen von DWW oder PSA (500 – 2.000 Nm³/h Anlagendurchsatz)⁶⁴.

Die tatsächlichen Kosten können jedoch auf Basis der Kostendegression der einzelnen Elemente abgeschätzt werden. So ist nach [Bala 2009] der größte Kostenblock der Methanaufbereitungsanlage der Kompressor. Auch das Engineering ist ein wesentlicher Kostenfaktor, während die Kosten der Membranmodule nur einen geringen Teil der Investitionskosten ausmachen.

Mit Ausnahme der eigentlichen Membranmodule, bei denen keine Kostendegression erwartet wird, unterliegen damit die wesentlichen Kostenpositionen (Kompressor, Engineering, Steuer- und Kontrolleinrichtungen etc.) der typischen Kostendegression im Anlagenbau.

Auch wenn die Kostendegression bei DWW und PSA im kleinen Leistungsbereich noch stärker ist– die spezifischen Investitionskosten für DWW und PSA würden ein Vielfaches vom jenen des Membranverfahrens ausmachen -, ist nicht zu erwarten, dass die spezifischen Investitionskosten des Membranverfahrens bei gleichen Anlagendurchsatz höher sind als bei der DWW oder dem PSA-Verfahren.

Damit wären, bei mittleren und größeren Anlagendurchsätzen mit dem Membranverfahren spezifische Aufbereitungskosten von knapp unter 1 Cent/kWh jedenfalls möglich. Die spezifischen Gesamtkosten wären damit auch in dieser Leistungsklasse deutlich niedriger, als die Vergleichswerte für das DWW- oder das PSA-Verfahren.

⁶⁴ Die Deponiegasaufbereitungsanlagen auf Basis Membrantechnologie in den USA sind technologiebedingt nicht direkt vergleichbar.

5.4.10 Kostenfaktoren bei der Membranaufbereitung bei mehrstufigem Verfahrensschema

Wie das Beispiel Margarethen/Moos zeigt, ist es auch mit einem einstufigem Membranverfahren bereits möglich, ein Produktgas zu erzeugen, das den Anforderungen der Kraftstoffverordnung entspricht⁶⁵.

Das grundsätzliche Prozessschema des einstufigen Membranverfahrens ist in Abbildung 21 zu sehen⁶⁶. Bei der Aufbereitung von Biogas muss vor das Membranmodul zusätzlich ein Kompressor vorgeschaltet werden, der das Biogas auf den notwendigen Betriebsdruck von 8-10 bar verdichtet.

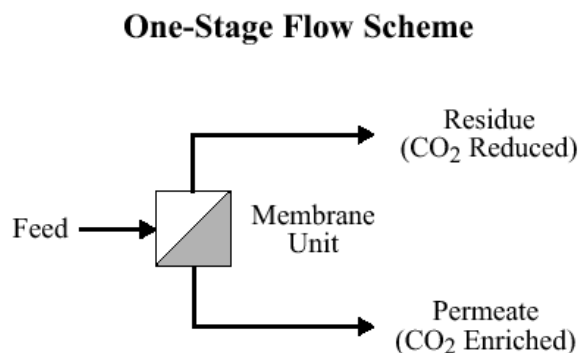


Abbildung 21: Prozessschema einstufiges Membranverfahren (Quelle: UOP)

Nachteil des einstufigen Verfahrens ist, dass je nach Gasbeschaffenheit des Rohgases, erforderlicher Produktgasqualität und der eingestellten Betriebsparameter (z.B. Gasdruck auf der Hochdruckseite der Membran), entweder noch zu viel Rest-CO₂ im Produktgas - oder Rest-Methan im Permeatgas - vorhanden ist.

⁶⁵ [Bala 2008]

⁶⁶ Abbildung 21 wie Abbildung 22 stellen das Prozeßschema bei der Aufbereitung von Erdgas dar.

Soll das Trennverhalten verbessert werden, kann je nach Anforderung (Reduktion des Rest-CO₂ im Produktgas oder Reduktion des Rest-Methans im Permeatgas) einer der beiden in Abbildung 22 dargestellten zweistufigen Membranverfahren eingesetzt werden.

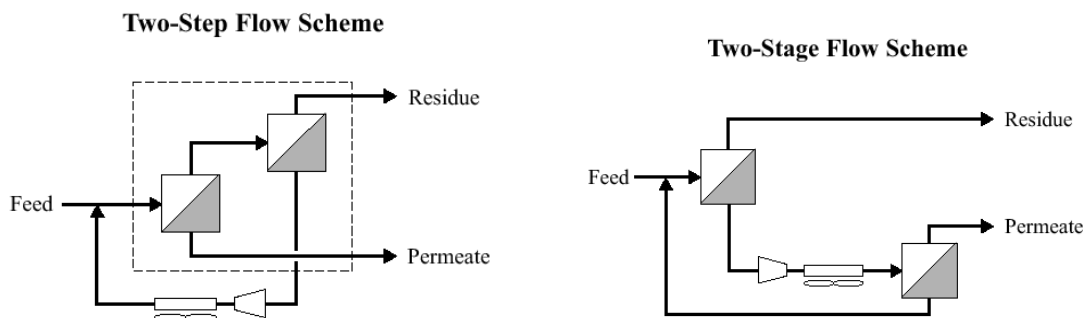


Abbildung 22: Vergleich der Prozessschemata mehrstufiger Membranverfahren⁶⁷ (Quelle: UOP)

Im ersten Fall der Anwendung des zweistufigen Membranverfahrens, wenn noch zu viel Rest-CO₂ im Produktgas vorhanden ist (d.h. das Produktgas einen zu niedrigen Methangehalt bzw. eine zu geringe Reinheit aufweist), wird dem in der ersten Membranstufe angereicherten Gas eine zusätzliche Membran nachgeschaltet (linkes Bild in Abbildung 22).

Nach der zweiten Membranstufe liegt das Produktgas mit einer noch größeren Reinheit (d.h. größerem Methangehalt) vor und kann bestimmungsgemäß verwendet werden. Das Permeatgas der zweiten Stufe, das einen – im Vergleich zum Permeatgas der ersten Stufe - größeren Rest-Methangehalt aufweist, wird in den Prozess rückgeführt.

Bei der Aufbereitung von Biogas ist – im Gegensatz zu Erdgas, wo das Inputgas schon mit höherem Druck angeliefert wird – der im Bild dargestellte zusätzliche Kompressor nicht notwendig. Vielmehr wird das rückgeführte Permeatgas der zweiten Membranstufe in den Rohgasstrom vor dem ohnehin schon vorhandenen Kompressor eingeleitet. Das Permeatgas der ersten Membranstufe (mit einem nur geringen Anteil Restmethan) kann anderweitig verwendet oder muss katalytisch verbrannt werden.

⁶⁷ Beide Prozessschemata beziehen sich auf die Aufbereitung von Erdgas; bei der Aufbereitung von Biogas kann im „Two-Step Flow Schema“ auf den dargestellten zusätzlichen Kompressor verzichtet werden.

Im zweiten Fall, wenn das Rest-Methan aus dem Permeatgas abgetrennt und verwertet werden soll, wird das Permeatgas der ersten Membranstufe, das neben dem CO₂ noch Restmethan enthält, in ein zweites Membranmodul geleitet (rechtes Bild in Abbildung 22).

Da das Permeatgas im Gegensatz zum Produktgas an der Niederdruckseite des Membranmodules anfällt, muss es durch einen zusätzlichen Kompressor erneut komprimiert werden, bevor es mit dem notwendigen Betriebsdruck in das zweite Membranmodul strömen kann⁶⁸. Danach wird der methanhaltige Gasstrom von der Hochdruckseite der zweiten Membranstufe in den Prozess rückgeführt. Das Permeatgas der zweiten Membranstufe enthält hingegen kaum mehr Methan und kann in die Umgebungsluft entlassen oder katalytisch verbrannt werden.

Nachteil dieser Verschaltungsvariante zur Verwertung des Restmethans im Permeatgas ist, dass jedenfalls ein zweiter Kompressor benötigt wird, was die Investitionskosten deutlich ansteigen lässt.

Im Gegensatz dazu sind im ersten Anwendungsfall (Erhöhung der Produktgasqualität) die zusätzlichen Investitionskosten nicht sehr hoch, da die Kosten der Membran nur einen geringen Teil der gesamten Investitionskosten ausmachen⁶⁹. Neben dem zweiten Membranmodul ist lediglich - aufgrund der teilweisen Rückführung des Permeatgases - die Kompressorkapazität geringfügig höher auszulegen, was aufgrund der Kostendegression mit steigender Kompressorkapazität jedoch nur wenig Einfluss auf die gesamten Investitionskosten hat.

Die zuerst beschriebene Membranverschaltung (linkes Bild in Abbildung 22) wird auch in der Aufbereitungsanlage in Bruck/Leitha angewendet, um die Anforderungen der ÖVGW G31/G33 sicherzustellen. Eine Minimierung des Rest-Methans im Permeat ist hingegen nicht der Grund für die zweistufige Auslegung, da das Permeatgas ohnehin der Verstromung zugeführt wird (Trigeneration von Biomethan, Strom und Wärme).

⁶⁸ Dieser zusätzliche Kompressor ist, im Gegensatz zur anderen Verfahrensvariante, sowohl bei der Aufbereitung von Erdgas wie bei Biogas notwendig.

⁶⁹ [Bala 2009]

5.4.11 Empfehlungen zur Technologieauswahl aus wirtschaftlicher Hinsicht

Insbesondere bei geringer Aufbereitungskapazität ($< 250 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Rohbiogas) hat die in Bruck/Leitha und Margarethen/Moos verwendete Membrantechnologie deutliche Kostenvorteile gegenüber allen anderen gängigen Aufbereitungsverfahren.

Sowohl die spezifischen Investitions- wie auch die Betriebskosten sind deutlich niedriger als bei anderen Technologien. Die spezifischen Aufbereitungskosten betragen bei einer Anlage wie in Margarethen/Moos $1,44 \text{ Cent}/\text{kWh}_{\text{Hi}}$. Ähnlich niedrige spezifische Aufbereitungskosten sind - bei einer Aufbereitungskapazität von lediglich $33 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Produktgas - mit anderen Technologien derzeit nicht erreichbar.

Bei den beiden Referenzanlagen mit Membrantechnologie in Österreich wurden keine wesentlichen Probleme dokumentiert. Diesbezüglich ist festzustellen, dass aufgrund der dahinterliegenden Technik (keine bewegten Teile, keine zirkulierenden Flüssigkeiten, etc.) grundsätzlich mit weniger Problemen zu rechnen ist, als bei anderen Verfahren. Aufgrund der Kostendegression im Anlagenbau erscheinen bei mittleren und größeren Aufbereitungsanlagen unter Einsatz der Membrantechnologie spezifische Aufbereitungskosten von unter $1 \text{ Cent}/\text{kWh}$ erzielbar.

Ein Nachteil des Membranverfahrens ist das Restmethan im Permeatgas, das bei Polygeneration jedoch sinnvoll verwertet werden kann. Allerdings gibt es noch keine praktischen Erfahrungen im Zusammenhang mit der Aufbereitung von Klärgas, insbesondere der Auswirkung von Siloxanen auf die Trenneigenschaft der Membranen.

Betreffend die anderen Verfahren ist anzumerken, dass sich die Gesamtkosten der gängigen Verfahren (Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption) in ähnlicher Größenordnung bewegen und die Kostenunterschiede mit zunehmender Anlagengröße nivellieren.

Falls das Membranverfahren für den spezifischen Anwendungsfall nicht in Frage kommt, lässt sich aufgrund der bei Pilotanlagen häufig aufgetretenen Praxisprobleme die Empfehlung ableiten, auf bewährte Technologien und Hersteller mit möglichst vielen Referenzprojekten zurückzugreifen. Auch wenn neue Anbieter bzw. Technologieansätze interessant und vielversprechend sind, haben sich diese bei Best Practice Beispielen im Nachhinein oft als wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. optimal herausgestellt.

Aus diesen grundsätzlichen Überlegungen würden sich, bei mittleren und größeren Gasaufbereitungsanlagen, insbesondere folgende zwei Aufbereitungstechnologien bzw. Hersteller anbieten:

- Druckwasserwäsche (Firma Malmberg AB, Schweden)
- Druckwechseladsorption (Firma CarboTech, Deutschland)

Bezüglich der Aminwäsche ist anzumerken, dass bisher nur wenige Referenzanlagen in dem für die Biogasaufbereitung relevanten Leistungsbereich in Betrieb sind. Dieses Verfahren sollte vor allem in jenen Fällen in Betracht gezogen werden, in denen Prozesswärme kostengünstig zur Verfügung steht.

5.5 Distribution des Biomethans

Grundsätzlich kann bei vorhandenem Zugang zum Erdgasnetz davon ausgegangen werden, dass die volkswirtschaftlich sinnvollste Distributionsvariante der Transport über das Erdgasnetz ist. Das gilt auch dann, wenn dadurch eine - im Regelfall geringfügige - Anpassung oder Erweiterung der bestehenden Erdgasinfrastruktur notwendig ist.

Beim wirtschaftlichen Vergleich der Distributionsvarianten zeigt sich allerdings, dass die Netzeinspeisung aufgrund der Tarifgestaltung für die Nutzung des Erdgasnetzes nicht immer auch die betriebswirtschaftlich sinnvollste Distributionsvariante ist. Weiters ist zu berücksichtigen, dass in Österreich die Kosten für die Distribution des Biogases über das Erdgasnetz von Bundesland zu Bundesland stark variieren.

In den folgenden Unterabschnitten werden die Gestaltung der Netztarife wie auch die Kosten und Einschränkungen anderer Distributionsvarianten (Biogaspipelines, Trailersysteme) umfassend analysiert und miteinander verglichen.

5.5.1 Netzeinspeisung

Biogas-Netzeinspeisung erfolgt in Europa unter anderem in Deutschland, der Schweiz, den Niederlanden oder in Frankreich. Im Gegensatz zu bisherigen Forschungsarbeiten⁷⁰, in denen primär die technischen Aspekte der Netzeinspeisung sowie die Kosten für die Netzanbindung behandelt wurden, sind in der vorliegenden Arbeit, ausgehend von der Analyse der rechtlichen Voraussetzungen (EU-Richtlinien, Netzeinspeiseregelungen, Tarifsysteme), die unterschiedlichen Tarifsysteme mit ihren Zonen- und Staffelpreisen miteinander verglichen und die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Einspeiseprojekten analysiert worden. Insbesondere wurden die Transporttarife für Biogas in den neun Bundesländern quantifiziert und die Unterschiede in der Tarifgestaltung dargestellt.

⁷⁰ [Hornbachner 2005], [Urban 2008], u.a.

Betreffend der Vergütungsmechanismen und Zugangsregeln bei der Einspeisung von Biogas spielt Deutschland eine Vorreiterrolle und kann als europaweites Best-Practice Beispiel angesehen werden:

- Die Regeln und die Vergütung der Einspeisung wurden in Deutschland durch eine Novelle der Gasnetzzugangsverordnung und der Gasnetzentgeltsverordnung im Jahr 2008 neu festgelegt. Diese Neuregelung ist die innovativste ihrer Art in Europa und könnte richtungsweisend für eine ähnliche Regelung auch in Österreich sein.
- Aufgrund eines pauschalen Entgeltes von 0,7 Cent/kWh für vermiedene Netzkosten für den Biogaseinspeiser sind die Transportkosten von Biogas über das Erdgasnetz in vielen Fällen mit Null anzusetzen.

Auf Basis der Europäischen Richtlinien (Abschnitt 5.5.1.1) werden daher die neuen Regelungen in Deutschland (Abschnitt 5.5.1.2) in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasprojekten eingehend analysiert, um anschließend mit den Bestimmungen in Österreich verglichen zu werden (Abschnitt 5.5.1.3).

5.5.1.1 Netzeinspeisung – Europäische Richtlinien

Rechtsgrundlage für die Gaswirtschaft in Europa ist die Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt [EG 2003]. Diese Richtlinie legt die grundsätzlichen Regeln für die Liberalisierung des Gassektors und das Unbundling (rechtliche Trennung von Netzbetrieb und Vertrieb) fest, regelt den Zugang zu Transport- und Verteilnetzen sowie Speicherkapazitäten und ist zugleich auch rechtliche Grundlage für die Biogasnetzeinspeisung.

Bereits in der Begründung zu dieser Richtlinie wird ausgeführt, dass die Mitglieder unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualitätsanforderungen sicherstellen sollten, dass „(...) *Biogas, Gas aus Biomasse und andere Gasarten einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten, vorausgesetzt, dieser Zugang ist dauerhaft mit den einschlägigen technischen Normen und Sicherheitsvorschriften vereinbar. Diese Vorschriften und Normen sollten gewährleisten, dass es technisch machbar ist, diese Gase sicher in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren, und sollten sich auch auf die chemischen Eigenschaften dieser Gase erstrecken*“ [EG 2003].

In § 1 Abs. 2 dieser Richtlinie wird festgelegt, dass alle mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften nicht nur für Erdgas, sondern auch für Biogas und Gas aus Biomasse oder andere Gasarten gelten, „soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren“.

Die in dieser Richtlinie kodifizierten gemeinsamen Vorschriften sind von den Mitgliedsstaaten in den jeweiligen nationalen Gesetzen verpflichtend umzusetzen. Aus diesem Grund ist nicht möglich, dass Gasnetzbetreiber den Zugang zum Gasnetz für Biogas oder andere Gasarten prinzipiell verweigern, den Netzzugang auf unbillige Art erschweren oder potentielle Einspeiser auf sonstige Art diskriminieren.

Lieferanten von Biogas oder andern Gasarten haben damit in der gesamten Europäischen Union grundsätzlich das Recht auf Netzzugang, sowohl auf Ebene der Verteil- wie Transportnetze, wie auch das Recht auf Zugang zu den Speicheranlagen.

Diese grundsätzliche Anwendbarkeit dieser Richtlinie auf Biogas und andere Gasarten hat jedoch noch weitergehende Auswirkungen. So ist abweichend von bisherigen Meinungen⁷¹ durchaus argumentierbar, dass Biogasnetze in Österreich grundsätzlich auch dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG) unterliegen.

Auch wenn diesbezüglich keine Präzedenzfälle bekannt sind und die Textierung der EU-Richtlinie Interpretationsspielräume zulässt, spricht u. E. viel dafür, dass Biogas-Versorgungsunternehmen ebenso wie Erdgasunternehmen grundsätzlich „entbündelt“ sein müssen, d.h. Netzbetrieb und Biogasvertrieb voneinander zu trennen sind bzw. das Rechnungswesens zu entflechten ist. Weiters müssten Energielieferung und Netzentgelte separat verrechnet und die Systemnutzungsentgelte vom Energieregulator genehmigt werden. Nach der Richtlinie können Mitgliedsstaaten nur unter bestimmten Umständen bestimmen, diese Regeln nicht anzuwenden, z.B. wenn eine bestimmte Mindestkundenanzahl nicht überschritten wird⁷².

⁷¹ [Hornbachner 2005]

⁷² vgl. § 13 Abs. 2 der Richtlinie 2003/55/EG [EG 2003].

Aufgrund der grundsätzlichen Anwendbarkeit dieser Richtlinie auch auf Biogas und das generelle Diskriminierungsverbot könnte daher unter Umständen ein Erdgasunternehmen den Netzzugang zu Biogasnetzen verlangen bzw. müsste dieser auch diskriminierungsfrei gewährt werden. Auch wenn diese Überlegungen eher hypothetischer Natur sind, wäre dies bei der Planung von größeren lokalen Biogasnetzen als wirtschaftliches Restrisiko zu berücksichtigen.

5.5.1.2 Biogasnetzeinspeisung in Deutschland

Die Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG wurden in Deutschland durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁷³ in das nationale Recht umgesetzt. Die detaillierten Bestimmungen betreffend des Netzzuganges und der Netzentgelte werden aufgrund einer Ermächtigungsverordnung im EnWG von der Bundesregierung bzw. dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit auf dem Verordnungswege erlassen.

Grundsätzliche Regeln betreffend Netzeinspeisung und Netznutzung

Das Marktmodell und die Regeln des Netzzugangs und der Entgeltfestsetzung in Deutschland ist eine umfangreiche und komplexe Materie und werden daher folgend nur soweit dargestellt, wie es zum Verständnis der Spezialregelungen für die Biogasnetzeinspeisung in Deutschland notwendig ist.

Die Grundsätze der Tarifgestaltung für die Ein- und Ausspeisung sind im Energiewirtschaftsgesetz festgelegt und werden dann detailliert in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltsverordnung (GasNEV) geregelt.

Gemäß § 20 Abs. 1b EnWG müssen Betreiber von Gasversorgungsnetzen „ (...) *Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Modells ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind* (...)“. Diesbezüglich müssen die Nutzer des Netzes (=Transportkunden) jeweils einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen.

⁷³ [EnWG 2007]

Die detaillierteren Regeln für die Bestimmung Netzentgelte finden sich in § 14 bis § 16 GasNEV. Die Bildung der Einspeise- und Ausspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber, muss verursachungsgerecht erfolgen und durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden. Die Regulierungsbehörde kann weitere Festlegungen betreffend Verfahren und Kalkulationsgrundlagen treffen. Als Regulierungsbehörde fungiert entweder die Bundesnetzagentur, in bestimmten Fällen aber auch die Landesregulierungsbehörde des Bundeslandes. Es werden jeweils Entgelte für Ein- und Ausspeiseverträge festgelegt, wobei diese grundsätzlich unabhängig voneinander gebildet werden.

Abweichend von diesen grundsätzlichen Regeln wurde für örtliche Verteilernetze ein transaktionsunabhängiges Punktmodell gewählt (siehe § 18 GasNEV). Dies bedeutet, dass in örtlichen Verteilernetzen

- für die Einspeisung von Gas in das örtliche Verteilernetz keine Netzentgelte zu entrichten sind;
- die für die Ausspeisung von Gas zu entrichtenden Netzentgelte ihrer Höhe nach unabhängig von der Druckstufe und von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung des Gases und dem Ort der Entnahme sind. Sie müssen jedoch verursachergerecht gebildet werden.

Spezielle Regelungen betreffend die Einspeisung von Biogas

Im Jahr 2007 wurden von der deutschen Bundesregierung die „Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm“ (IKEP) vereinbart, in dem insgesamt 29 konkrete Maßnahmenpakete vereinbart wurden. In dem für die Biogasnetzeinspeisung relevanten Maßnahmenpaket 9 [IKEP 2007] wurde festgelegt, dass:

- 6 % des derzeitigen Erdgasverbrauches bis zum Jahr 2020 durch Biogas abgedeckt werden soll;
- dezentral erzeugtes Biogas verstärkt effizient in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Kraftstoff eingesetzt werden soll;
- die Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz erleichtert und deutliche Kostenentlastungen vorgenommen werden sollen.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen erfolgte durch eine Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltsverordnung (GasNEV) im April 2008.

Dabei wurde in der Gasnetzzugangsverordnung ein völlig neuer Teil 11a mit dem Titel „Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ eingefügt. Als Ziele dieser Sonderregelung [GasNZV 2005], die noch etwas über die ursprünglichen Festlegungen im IKEP hinausgehen, werden angegeben:

- Einspeisung von 6 Mrd. m³ Biogas pro Jahr bis 2020
- Einspeisung von 10 Mrd. m³ Biogas pro Jahr bis 2030
- Verstärkte Verwendung von Biogas in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Kraftstoff

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

Der Teil 11a der GasNZV ist im Anhang zu finden und beinhaltet insbesondere folgende Regelungen [GasNZV 2005]:

Netzanschlusspflicht

Gemäß § 41c („Netzanschlusspflicht“) haben Netzbetreiber den Betreiber einer Biogasanlage vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. Der Anschluss kann nicht aufgrund von Kapazitätsengpässen (z.B. aufgrund von vertraglichen Verpflichtungen) verweigert werden. Ausschließlich die mangelnde technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes wäre ein Grund, diesen zu verweigern.

Kosten der Errichtung des Netzanschlusses

Die Kosten für den Netzanschluss sind nach § 41c bis zu einer Leitungslänge von 10 km vom Anschlussnehmer und vom Netzbetreiber jeweils zur Hälfte zu tragen. Normalerweise müssen in Deutschland die Anschlusskosten vom Netzanschlussnutzer komplett getragen werden [Volk 2008].

Kommen innerhalb von 10 Jahren nach Netzanschluss weitere Netzanschlussnehmer hinzu, werden die Kosten neu aufgeteilt, als ob der Netzanschluss gleichzeitig erfolgt wäre. Der zuviel gezahlte Betrag wird dem Biogaseinspeiser rückerstattet.

Kosten für den Betrieb des Netzanschlusses

Der Netzanschluss geht in den Besitz des Netzbetreibers über. Dieser ist jedoch im Gegenzug für den Betrieb und die Wartung verantwortlich und muss diese Kosten zu 100 % alleine tragen (§ 41c).

Verpflichtung zur Kapazitätserhöhung des Netzes

Falls die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes nicht gegeben wäre, so ist der Netzbetreiber verpflichtet, alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität des Netzes zu treffen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten (§ 41c Abs. 8 in Verbindung mit § 41d).

Vorrangiger Netzzugang von Transportkunden von Biogas

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren, soweit diese Gase netzkompatibel sind.

Kostenteilung erweiterten Netzanschlusskosten

Die Netzanschlusskosten gehen über die reinen Netzanschlusskosten im Sinne einer Leitungsverbindung weit hinaus. Gemäß § 41b Nr. 2 sind neben der eigentlichen Verbindungsleitung und der Verbindung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasnetzes auch folgende Anlagen bzw. Einrichtungen Teil des Netzanschlusses:

- Gasdruck-Regel-Messanlage;
- Einrichtungen zur Druckerhöhung (= Kompressor);
- Einrichtung zur eichfähigen Messung des einzuspeisenden Biogases

Aufgrund der Kostenteilung der (erweiterten) Netzanschlusskosten ist der Anlagenbetreiber angehalten, diese in der wirtschaftlich sinnvollsten Art und Weise zu realisieren. Die teilweise Kostenübernahme wirkt wie ein verlorener Baukostenzuschuss. Alle Beteiligten, sowohl Netzbetreiber wie Einspeiser, haben somit ein gemeinsames Interesse, die Netzanschlusskosten möglichst gering zu halten.

Hervorzuheben ist, dass der Anlagenbetreiber nicht verpflichtet ist, das aufbereitete Biogas mit einem bestimmten Mindestdruck (d.h. dem Betriebsdruck der Netzebene, in die eingespeist wird) anzuliefern. Dies beeinflusst die Technologieauswahl des

Methanaufbereitungsverfahrens, da die Betriebskosten für eine eventuell notwendige Druckerhöhung⁷⁴ vollständig vom Gasnetzbetreiber getragen werden müssen.

Allgemeiner Bilanzausgleich im Erdgasnetz und erweiterter Bilanzausgleich für Biogas

Der allgemeine Bilanzausgleich im Erdgasnetz ist in Teil 7, § 26 bis 33 GasNZV geregelt. Transportkunden haben Ein- und Ausspeisungen durch geeignete Maßnahmen möglichst zeitgleich aufeinander anzupassen. Zugleich haben die Netzbetreiber den Transportkunden in ihrem Bilanzkreis einen Ausgleich für Abweichungen von diesen Ein- und Ausspeisungen anzubieten. Ein Basisbilanzausgleich mit einer stündlichen Toleranzgrenze von 10 %, die in § 30 GasNZV genauer definiert ist, erfolgt ohne gesondertes Entgelt. Darüber hinausgehende Abweichungen sind diskriminierungsfrei gegen Entgelt anzubieten.

Ergänzend dazu gilt für Biogas ein erweiterter Bilanzausgleich, der in § 41e GasNZV festgelegt wurde. Für Biogaseinspeiser gelten ein Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten und ein Flexibilitätsrahmen von 25 %. Dabei bezieht sich der Flexibilitätsrahmen auf „(...) *die kumulierte Abweichung der eingespeisten von der ausgespeisten Menge innerhalb des Bilanzzeitraums*“ (3. Satz von § 41e Abs. 3). Innerhalb dieses Flexibilitätsrahmens ist lediglich ein reduzierter Preis für den Bilanzausgleich in Höhe von 0,001 Euro je kWh des tatsächlich genutzten Flexibilitätsrahmens zu leisten.

Obwohl insbesondere diese Vorschrift unterschiedliche Auslegungen zulässt⁷⁵, ist sie für kleinere Biogasproduzenten bzw. -Vertreiber von entscheidender Bedeutung, da diese Marktteilnehmer in der Regel weder über ein Portfolio von mehreren Anlagen, mittels derer ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgen könnte, noch über eigene Speicherkapazitäten verfügen.

Durch diese Sonderregelung kann die Biogaseinspeisung mit verhältnismäßig geringen Kosten von der Gasentnahme durch eine Biogastankstelle, ein BHKW oder einen sonstigen Kunden zeitlich entkoppelt werden. Die detaillierten Bestimmungen des Teils 11a der GasNZV sind im Anhang zu finden.

⁷⁴ Diese bestehen im Wesentlichen aus den Stromkosten für den Kompressorbetrieb.

⁷⁵ vgl. [Volk 2008]

Gasqualität

Gemäß § 41f hat der Einspeiser von Biogas die Gasqualität und die Einhaltung der DVGW Arbeitsblätter G 260 und G 262 lediglich am Einspeisepunkt in das Netz sicherzustellen. Die Verantwortung für die Gasbeschaffenheit am Ausspeisepunkt (d.h. beim Kunden) trägt hingegen vollständig der Gasnetzbetreiber. Weiters müssen durch den Netzbetreiber die Kosten für eine eventuell notwendige Brennwertanpassung⁷⁶, für die Odierung und die Messung der Gasbeschaffenheit getragen werden.

Gasnetzentgeltsverordnung (GasNEV)

In der Gasnetzentgeltsverordnung (GasNEV) sind insbesondere die Paragraphen 20a und 20b von entscheidender Bedeutung für die Einspeisung von Biogas [GasNEV 2005]:

Vermiedene Netzkosten

In § 20a GasNEV wurde die Bestimmung eingefügt, dass Einspeiser von Biogas vom Netzbetreiber, in dessen Gasnetz sie einspeisen, als vermiedene Netzkosten ein pauschales Entgelt in der Höhe von 0,007 Euro je Kilowattstunde erhalten. Dies gilt unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird.

Kostenüberwälzung auf alle Transportkunden

Die Kostenüberwälzung wird in § 20b GasNEV geregelt. Die im Zusammenhang mit dem Netzanschluss anfallenden Kosten, die Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich, für die Sicherung der Gasqualität sowie die Entgelte für die vermiedenen Netzkosten können vom Gasnetzbetreiber auf alle Transportkunden überwältzt werden.

Änderungen in der Anreizregulierungsverordnung

Entscheidend für die Netzbetreiber ist die Adaptierung der Anreizregulierungsverordnung, insbesondere das Einfügen der neuen Nummer 8a in § 11 Abs. 2 [ARegV 2007]. Dadurch werden die durch die Biogaseinspeisung verursachten Kosten im Sinne der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anerkannt.

⁷⁶ Erfolgt üblicherweise durch Zugabe von Flüssiggas.

Anwendbarkeit der Bestimmungen auf Deponie- und Klärgas sowie sonstige Gase

Weder in der Gasnetzzugangs- noch in der Gasnetzentgeltverordnung wird der Begriff Biogas explizit definiert⁷⁷. In den beiden Verordnungen wird nicht klargestellt, inwieweit Klär- oder Deponiegas unter die Sonderregelungen des Teiles 11a der GasNZV fallen

Da die Rechtsgrundlage sowohl von GasNZV wie GASNZV das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist und beide Verordnungen lediglich aufgrund einer Verordnungsermächtigung im EnWG die Bestimmungen des Gesetzes näher ausführen, kann bzw. muss die Biogasdefinition im EnBW herangezogen werden, welche in § 3 „*Biogas*“ als „*Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas*“ definiert.

Klärgas, Deponiegas, Grubengas und Sondergase wie SNG sind daher als „Biogas“ im Sinne der Bestimmungen der GasNEV und GasNZV zu verstehen. Für diese gelten daher die gleichen Sonderregelungen, wie für Biogas aus NAWARO oder Gülle.

Technische Regeln des DVGW

Sowohl Biogaserzeugungs-, Reinigungs- und Aufbereitungsanlagen wie auch Rohrleitungen, Kompressoren und Verteileranlagen sind Energieanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Daher kommen die Bestimmungen des § 49 EnWG („Anforderungen an Energieanlagen“) zur Geltung, wodurch zwingend die technischen Regeln des DVGW einzuhalten sind. Diese Festlegung steht im Gegensatz zur herrschenden Meinung betreffend der Situation in Österreich⁷⁸, nach derer die technischen Regeln des ÖVGW z.B. nicht auf dezentrale Biogasnetze anzuwenden wären.

5.5.1.3 Netzeinspeisung in Österreich

Gesetzliche Grundlage, sowohl für den Netzanschluss wie auch für die Höhe der Netzentgelte, ist das Gaswirtschaftsgesetz [GWG 2008]. In diesem Gesetz werden die wichtigsten Eckpunkte der Methodik zur Bestimmung der Systemnutzungsentgelte festgelegt, die Details der Methodik und deren Höhe hingegen in Verordnungen der E-Control Kommission.

⁷⁷ Anmerkung: der Begriff „Biogas“ wird in unterschiedlichen Rechtsquellen – sowohl in Österreich wie in Deutschland – unterschiedlich definiert. Teilweise sind Klär- und Deponiegas sowie Gas aus der Holzvergasung im Überbegriff Biogas enthalten, teilweise aber nicht.

⁷⁸ Siehe z. B. [Hornbachner 2005]

Nach Analyse der relevanten Rechtsquellen in Österreich und der aktuellen Novellierungen lässt sich festhalten, dass es weder im GWG noch in den Verordnungen der E-Control bzw. E-Control Kommission spezifische Regelungen für die Vergütung der Einspeisung und des Transportes von Biogas im Erdgasnetz gibt. Vielmehr sind die allgemeinen Bestimmungen für Erdgas auch auf Biogas anzuwenden, die folgend in ihren Grundzügen dargestellt werden.

Betreffend der Einspeisung von Biogas geht der österreichische Gesetzgeber, im Gegensatz zum deutschen, nicht über das hinaus, was nicht ohnehin schon durch europäische Richtlinien zwingend vorgegeben ist, wie z.B. das grundsätzliche Recht auf Netzzugang für Biogaseinspeiser.

Zusammensetzung des Systemnutzungsentgeltes (§ 23 GWG)

Das Systemnutzungsentgelt setzt sich gemäß § 23 GWG aus dem Netznutzungsentgelt, dem Entgelt für Messleistungen, dem Netzbereitstellungsentgelt und dem Netzzutrittsentgelt zusammen. Das Netznutzungsentgelt deckt dabei folgende Kosten des Netzbetreibers ab:

1. die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems;
2. die Betriebsführung
3. den Versorgungswiederaufbau;
4. die Aufwendungen für den Einsatz von Regelenergie;
5. die Netzengpassbeseitigung sowie
6. die Verdichtung von Erdgas

Ermittlung der Netznutzungsentgelte (§ 23a GWG)

In § 23a GWG wird festgelegt, wie das Netznutzungsentgelt zu bestimmen ist. Dieses ist anhand eines Tarifes zu ermitteln, der von der Energie-Control Kommission festzulegen ist (Netznutzungstarif). Dieser Netznutzungstarif wird jeweils für ein bestimmtes Netzgebiet und für eine bestimmte Netzebene festgelegt, ist kostenorientiert zu bestimmen und hat den Grundsätzen der Kostenverursachung zu entsprechen.

Die Bemessung der Tarife kann dabei entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen erfolgen, wobei der leistungsbezogene Anteil jedoch 80 % der gesamten Netznutzungspreise je Netzebene nicht überschreiten darf. Weiters wird die E-Control

Kommission ermächtigt, das der Bestimmung der Tarife zugrundeliegende Verfahren der Kostenwälzung zu bestimmen.

Netzebenen (§ 23b GWG)

Grundsätzlich wird Erdgas in Österreich auf verschiedenen Druckstufen transportiert und verteilt. Diesbezüglich trifft das Gaswirtschaftsgesetz in § 23b eine Einteilung in drei verschiedene Netzebenen, die für die Bestimmung der Netzentgelte von entscheidender Bedeutung sind. Unter der Netzebene 1 sind alle Fernleitungen zu verstehen, während die Netzebene 2 alle Verteilungen mit einem Druck > 6 bar und die Netzebene 3 alle Verteilungen mit einem Druck < 6 bar umfasst.

Netzbereiche (§ 23b GWG)

Auf Netzebene 1 entsprechen die Netzbereiche den jeweiligen Regelzonen (Regelzone Ost, Regelzone Tirol, Regelzone Vorarlberg), auf den anderen Netzebenen den jeweiligen Bundesländern. Aus Kundensicht ist Österreich damit in neun Netzbereiche unterteilt, in dem jeweils unterschiedliche Netztarife zur Geltung kommen.

Innerhalb eines Bundeslandes zahlen Gaskunden mit gleicher Abnahmecharakteristik (jährliche Abgabemenge, höchste stündliche Durchschnittsbelastung, Netzebene, etc.) daher Netznutzungsentgelte in gleicher Höhe. Die Unterschiede in der Tariffhöhe zwischen den einzelnen Netzbereichen sind hingegen unter Umständen relativ hoch und durch die unterschiedlichen Kosten des Netzausbaus und Netzbetriebs (Topographie, Siedlungsstruktur, Dichte der Netzabdeckung, etc.) bedingt.

Briefmarkensystem

Bei der in Österreich verwendeten Methode zur Tariffestsetzung handelt es sich um ein sogenanntes Briefmarkensystem. Der gesamte Netzbereich kann dabei wie ein riesiger „Gas-See“ gesehen werden, in dem die Netznutzungsentgelte unabhängig davon sind, wo das Gas innerhalb des Netzbereiches ein- oder ausgespeist wird. Bei Verwendung eines solchen Briefmarkenmodells sind die Kosten für den Gastransport über das Leitungsnetz entfernungsunabhängig.

Kostenwälzung

Ein wesentliches Prinzip bei Festlegung der Netztarife ist das sogenannte Wälzverfahren, das durch § 23a GWG eingeführt und in der GSNT-VO⁷⁹ detaillierter ausgeführt ist. Im Rahmen der Kostenwälzung werden zunächst die Kosten für jede Netzebene in dem jeweiligen Netzbereich getrennt ermittelt. Danach werden die Kosten der Netzebene 1 auf die Kosten der Netzebene 2 überwält und aufgeschlagen. Dies ergibt die endgültigen Netztarife für jene Gaskunden, die direkt an die Netzebene 2 angeschlossen sind. Bei diesen Kunden handelt es sich vorwiegend um Großabnehmer wie z.B. Industriebetriebe.

Zur Bestimmung der Netztarife für die Kunden der Netzebene 3 werden den eigentlichen Kosten der Netzebene 3 die Kosten der Netzebene 2, in denen bereits die Kosten der Netzebene 1 enthalten sind, aufgeschlagen. Dies ergibt den Netztarif für die Gaskunden der Netzebene 3.

Aufgrund dieser Methode zur Tariffestsetzung (Wälzverfahren) bezahlt der Kunde, der etwa lokal eingespeistes Biogas aus dem Netz bezieht, zusätzlich die Netzgebühren von Netzebene 1 und 2, obwohl für die eigentliche Transportstrecke vom Einspeiser zum Verbraucher im Falle der Biogaseinspeisung die oberen Netzebenen 1 und 2 meist gar nicht benutzt werden.

Verfahren zur Bestimmung der Systemnutzungsentgelte (§ 23d GWG)

Das Verfahren zur Bestimmung der Systemnutzungstarife ist in § 23d GWG festgelegt. Die Tarife können entweder von Amts wegen oder auf Antrag bestimmt werden, wobei dieser bei der Energie-Control GmbH einzubringen ist. Diese hat ein Ermittlungsverfahren durchzuführen und die Unterlagen dem Erdgasbeirat zur Verfügung zu stellen. Nach dem Begutachtungsverfahren wird der Tarif durch eine Verordnung der Energie-Control Kommission festgelegt.

Tariffestsetzung in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung

Die Höhe der Tarife für die jeweiligen Netzbereiche (Bundesländer) und Netzebenen werden in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung [GSNT-VO 2009] durch die E-Control-Kommission bestimmt.

⁷⁹ Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung [GSNT-VO 2009]

Entscheidend ist § 5 Abs. 8 dieser Verordnung, in welchem ein von Zonen und Staffeln abhängiger Arbeits- und Leistungspreis festgelegt wird. Die Zuordnung zu den jeweiligen Zonen und Staffeln richtet sich nach der jährlichen Abgabemenge. Weiters wird nach der jeweiligen Netzebene und danach unterschieden, ob es sich um einen leistungsgemessenen oder nicht-leistungsgemessenen Kunden handelt.

Praktisch bedeutet dies, dass es nicht nur „teure“ und „günstige“ Netzbereiche (Bundesländer) gibt, sondern dass die spezifischen Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Kundengruppen (charakterisiert durch Abnahmemenge und Abnahmeverhalten) in den jeweiligen Netzbereichen sehr unterschiedlich sein können.

Vergleich der Netztarife auf Netzebenen 2 und 3 in den Bundesländern

Es wurden die spezifischen Netznutzungsentgelte für typische Gaskunden⁸⁰ gemäß den Tarifen für das Jahr 2009 und unter Berücksichtigung der jeweiligen Zonen und Staffeln ermittelt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 23 zu sehen.

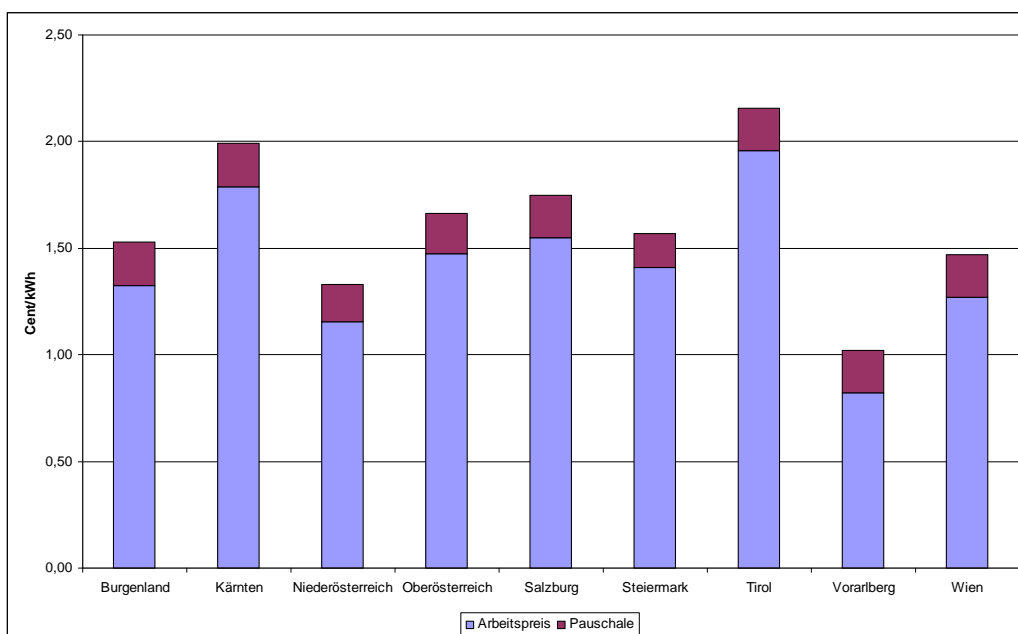


Abbildung 23: Vergleich der Netznutzungsentgelte für Netzebene 3 (nicht leistungsgemessen) bei einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh (Quelle: eigene Berechnungen)

⁸⁰ Entsprechend den Musterkunden der E-Control.

Für einen typischen Haushaltskunden mit einem jährlichen Verbrauch von 15.000 kWh auf Netzebene 3, der nicht leistungsgemessen wird, liegen die spezifischen Netznutzungsentgelte in der Bandbreite zwischen 1,02 und 2,16 Cent/kWh. Günstigstes Bundesland ist Vorarlberg mit 1,02 Cent/kWh, teuerstes Tirol mit 2,16 Cent/kWh. Damit ist das spezifische Netzentgelt im teuersten Netzbereich (Tirol) mehr als doppelt so hoch wie im günstigsten (Vorarlberg).

Für Entnehmer auf Netzebene 2 sind die spezifischen Netznutzungsentgelte hingegen deutlich niedriger. Die spezifischen Netznutzungsentgelte für einen beispielhaften Industriekunden (90.000.000 kWh Jahresverbrauch; 8000 Vollaststunden) liegen je nach Bundesland zwischen 0,08 Cent/kWh und 0,28 kWh. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 24 zu sehen.

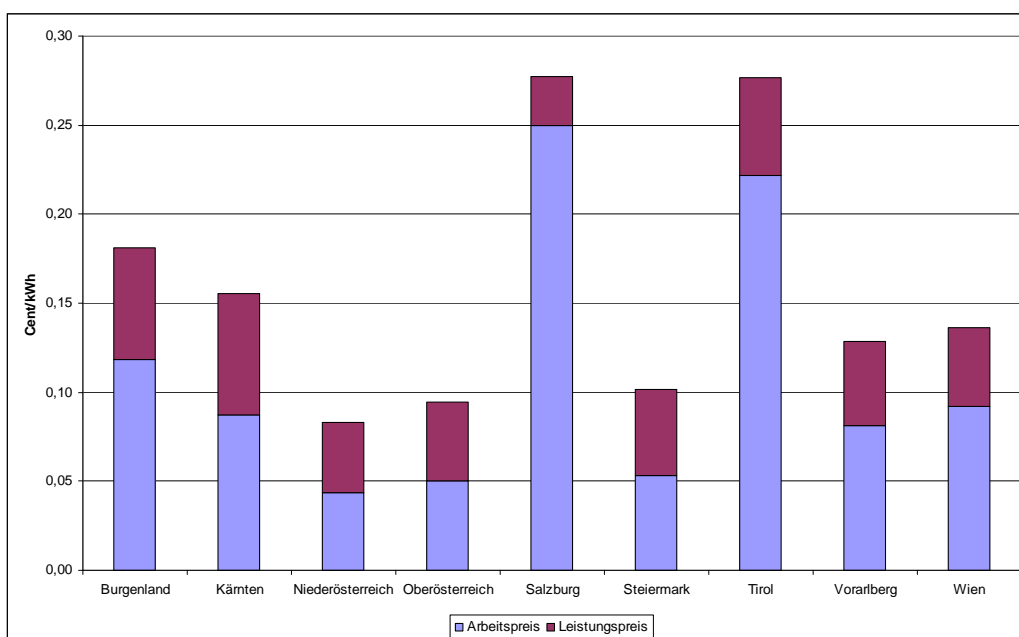


Abbildung 24: Vergleich der Netznutzungsentgelte für Netzebene 2 (leistungsgemessen) bei einem Jahresverbrauch von 90.000.000 kWh (8000h) (Quelle: eigene Berechnungen)

Die günstigsten spezifischen Netznutzungsentgelte in Niederösterreich und Oberösterreich betragen 0,08 bzw. 0,09 Cent/kWh. Die höchsten Entgelte fallen hingegen in Tirol und Salzburg mit jeweils 0,28 Cent/kWh an. Damit sind die spezifischen Netzentgelte für Kunden mit dieser Abnahmemenge in den teuersten Netzbereichen (Tirol, Salzburg) mehr als dreimal so hoch wie in den günstigsten (Niederösterreich, Oberösterreich, Steiermark).

Grund für diese große Schwankungsbreite auf den Netzebenen 2 und 3 ist die unterschiedliche Kostenstruktur der Gasnetzbetreiber, verursacht durch unterschiedliche räumliche und betriebstechnische Voraussetzungen (Topographie, Siedlungsstruktur, Netzanschlussgrad, etc.).

Zu beachten ist weiters, dass sich die Netznutzungsentgelte aus Leistungs- und Arbeitspreis zusammensetzen, deren prozentuelle Aufteilung sehr unterschiedlich sein kann. So sind in dem obigen Beispiel (bei 8.000 Vollaststunden) die Netznutzungsentgelte in den Bundesländern Salzburg und Tirol zwar gleich, die Anteile von Leistungs- und Arbeitspreis jedoch sehr verschieden.

Bei einem höheren oder niedrigeren Jahresverbrauch verändern sich die oben angeführten spezifischen Netznutzungsentgelte auch zueinander, verursacht durch die unterschiedlichen Staffel- bzw. Zonenpreise in den Netzbereichen. Das gleiche gilt, wenn sich das angenommene Lastprofil (8.000 Vollaststunden) verändert.

Sonderregelungen für Betankungsanlagen

Vor Inkrafttreten der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2009 war für alle Betankungsanlagen eine Sonderregelung für das Netznutzungsentgelt vorgesehen. Anstelle der für die sonstigen Gaskunden gültigen Staffel- und Zonentarife wurde ein Sondertarif verordnet, der aus einem Arbeitspreis und einer jährlichen Pauschale bestand:

- Pauschale/Jahr: 2.400 Euro/Jahr
- Arbeitspreis: 0,36 Cent/kWh

Dieser Tarif wurde in allen Netzbereichen (Bundesländern) und auf allen Netzebenen angewandt. Aufgrund der Pauschalierung des Leistungspreises waren die spezifischen Netznutzungsentgelte damit unabhängig vom Lastverhalten (Dimensionierung des Tankstellenkompressors) und sind lediglich vom jährlichen Gesamtverbrauch abgehängt.

Die jeweilige Höhe der spezifischen Netznutzungsentgelte bei unterschiedlichen jährlichen Gesamtverbräuchen wurde ermittelt und sind in Tabelle 15 dargestellt.

Jährlicher Gesamtabsatz (kWh)	Spezifischer Arbeitspreis (Cent/kWh)	Spezifischer Leistungspreis (Cent/kWh)	Spezifisches Netznutzungsentgelt (Cent/kWh)
500.000	0,36	0,48	0,84
1.000.000	0,36	0,24	0,60
2.500.000	0,36	0,10	0,46
5.000.000	0,36	0,05	0,41
10.000.000	0,36	0,02	0,38
15.000.000	0,36	0,02	0,38
20.000.000	0,36	0,01	0,37

Tabelle 15: Spezifisches Netznutzungsentgelt einer öffentlichen Tankstelle in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch (Quelle: eigene Berechnungen)

Wie aus dieser Tabelle zu erkennen ist, verliert der pauschal abgeholte Leistungspreis mit zunehmendem Treibstoffabsatz an Bedeutung. Die Degression der spezifischen Netznutzungsentgeltes mit steigendem jährlicher Absatzmenge ist in Abbildung 25 auch graphisch dargestellt.

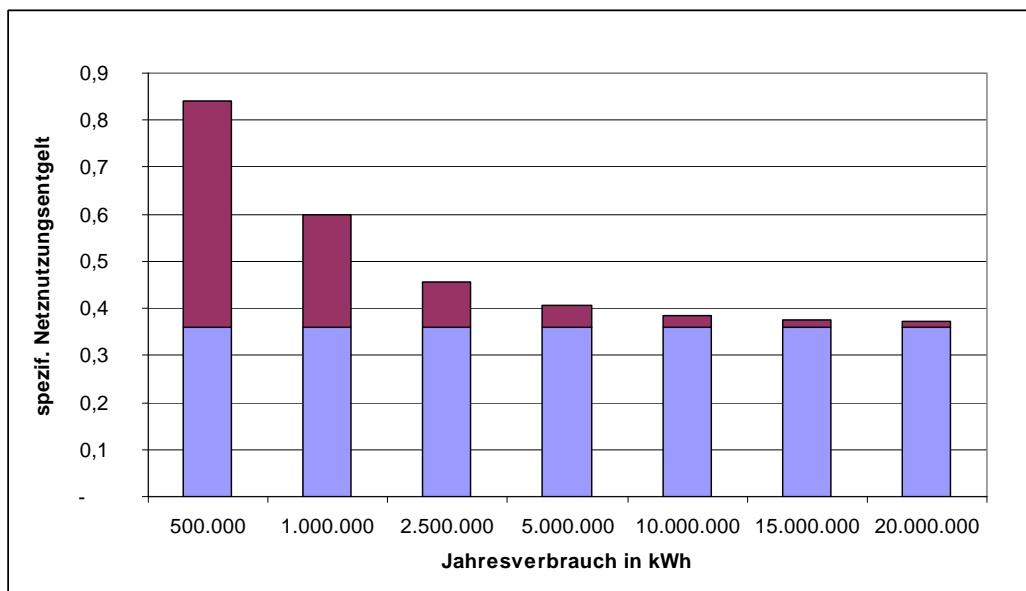


Abbildung 25: Spezifisches Netznutzungsentgelt einer öffentliche Tankstelle in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch (Quelle: eigene Berechnungen)

Bei einer Tankstelle mit einer Abgabemenge⁸¹ vergleichbar mit der Produktionskapazität der Biomethanaufbereitung in Margarethen/Moos betragen die spezifischen Netznutzungsentgelte noch rd. 0,43 Cent/kWh. Bei größer dimensionierten und voll ausgelasteten Tankstellen, wie sie etwa in Argentinien oder Italien betrieben werden, würden die spezifischen Netznutzungsentgelte auf bis zu 0,37 Cent/kWh absinken.

Einschränkung auf öffentliche Betankungsanlagen in der Novelle 2009

In der Novelle 2009 zur Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung wurde die Sonderregelung für Betankungsanlagen insofern geändert, dass sie ab 1. 1. 2009 nur mehr für öffentliche Betankungsanlagen angewendet wird. Nicht öffentliche Tankstellen wie etwa Betriebstankstellen unterliegen damit wieder den allgemeinen, bundesländerweise unterschiedlichen Tarifen, während bei der Belieferung öffentlicher Tankstellen mit Erdgas oder Biogas weiterhin der Sondertarif angewendet wird.

Abhängig davon, auf welcher Netzebene die Tankstelle versorgt wird, in welchem Bundesland diese liegt und ob es sich um eine öffentliche oder nicht öffentliche Tankstelle handelt, kommen daher deutlich unterschiedliche Tarife zu Anwendung.

Höhe der Netznutzungsentgelte für eine nicht öffentliche Tankstelle auf Netzebene 3

Da die Abnahmemengen und das Lastprofil einer nicht öffentlichen Biogastankstelle nur bedingt den zuvor berechneten Musterfällen entsprechen, wurden in Folge die spezifischen Netznutzungsentgelte für eine Biogastankstelle mit einer jährlichen Absatzmenge⁸² von 300.000 Nm³ Biomethan und einer maximalen Kompressorleistung⁸³ von 50 Nm³/h errechnet.

Bei Belieferung einer solchen nicht öffentlichen Biogastankstelle auf Netzebene 3 (nicht leistungsgemessen) liegen die spezifischen Netznutzungsentgelte in der Bandbreite zwischen 0,58 Cent/kWh (Wien) und 1,63 Cent/kWh (Tirol). Die Ergebnisse sind in Abbildung 26 aufgetragen. Bei diesen Abgabemengen spielt die pauschale Abgeltung des Leistungspreises, im Gegensatz zum Muster-Haushaltskunden, keinerlei Rolle mehr; alleine der Arbeitspreis ist von Bedeutung.

⁸¹ Angenommener Jahresabsatz von 300.000 Nm³ bei Verrechnungsbrennwert von 11,11 kWh/Nm³.

⁸² Entspricht der maximalen Aufbereitungskapazität der Methanaufbereitung in Margarethen/Moos.

⁸³ Entspricht der bei der Biogastankstelle in Margarethen/Moos installierten Kompressorleistung.

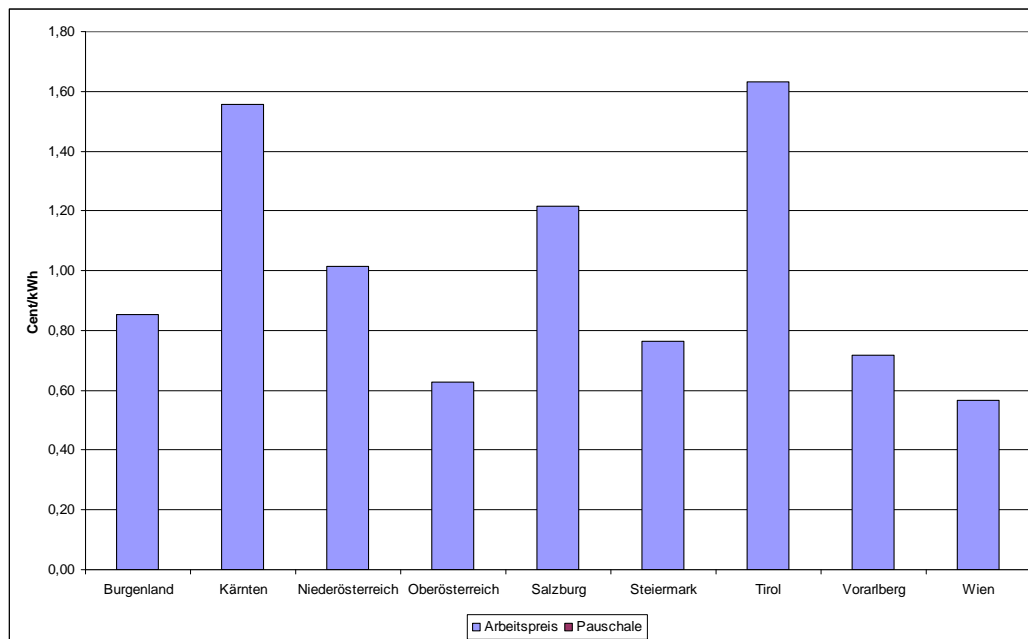


Abbildung 26: Vergleich der Netznutzungsentgelte für nicht öffentliche Tankstellen auf Netzebene 3 (nicht leistungsgemessen; Entnahme von jährlich 300.000 Nm³, max. stündliche Entnahme 50 Nm³) (Quelle: eigene Berechnungen)

In Folge wurden die spezifischen Netzentgelte auf Netzebene 3 bei Leistungsmessung ermittelt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 27 aufgetragen. In diesem Fall liegen die spezifischen Netzentgelte zwischen 0,36 Cent/kWh (Wien) und 1,34 Cent/kWh (Tirol). Damit sind sie im teuersten Netzbereiche (Tirol) 3 bis 4-mal so hoch wie in den günstigsten Netzbereichen (Wien, Vorarlberg, Oberösterreich).

Da in allen Bundesländern der Netztarif bei Leistungsmessung deutlich günstiger als ohne Leistungsmessung ist, wird im Regelfall nur dieser wirtschaftlich Sinn machen und von praktischer Relevanz sein.

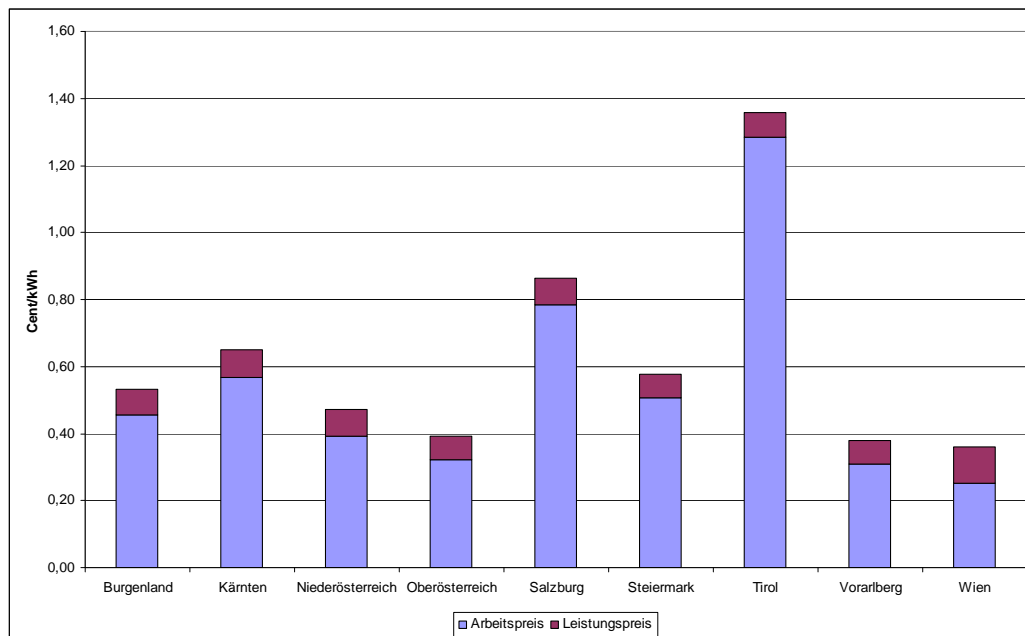


Abbildung 27: Vergleich der Netznutzungsentgelte für nicht öffentliche Tankstellen auf Netzebene 3 (leistungsgemessen; Entnahme von jährlich 300.000 Nm³, max. stündliche Entnahme 50 Nm³) (Quelle: eigene Berechnungen)

Höhe der Netznutzungsentgelte für eine nicht öffentliche Tankstelle auf Netzebene 2

Bei Entnahme auf Netzebene 2 (leistungsgemessen) liegen die spezifischen Netzentgelte in der Bandbreite zwischen 0,11 Cent/kWh (Niederösterreich, Oberösterreich) und 0,44 Cent/kWh (Burgenland). Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 28 zu sehen.

Aufgrund der unterschiedlichen Gewichtung von Arbeits- und Leistungspreis im Gesamtpreis bzw. der unterschiedlich hohen Kostendegression zwischen den einzelnen Zonen können sich die spezifischen Kosten verschieben, wenn die jährliche Abnahmemenge oder die maximale stündliche Entnahmemengen eine andere ist.

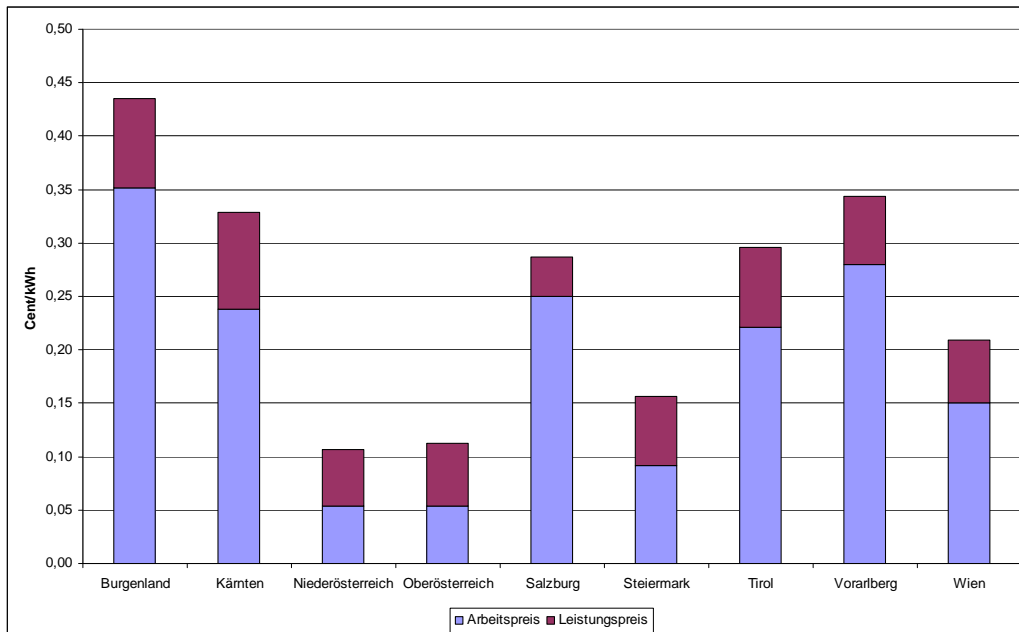


Abbildung 28: Vergleich der Netznutzungsentgelte für nicht öffentliche Tankstellen auf Netzebene 2 (leistungsgemessen; Entnahme von jährlich 300.000 Nm³, max. stündliche Entnahme 50 Nm³) (Quelle: eigene Berechnungen)

Da die nicht-leistungsgemessenen Tarife auf Netzebene 2 – im Vergleich zu den leistungsgemessenen - prohibitiv teuer sind, werden sie nicht gesondert dargestellt.

Vergleich der unterschiedlichen Tarife für öffentliche und nicht öffentliche Tankstellen in unterschiedlichen Netzbereichen und Netzebenen

Die Unterschiede in den spezifischen Transportkosten sind enorm und variieren für eine nicht öffentliche Biogastankstelle mit 300.000 Nm³ Jahresabsatz und einer maximalen Kompressorleistung von 50 Nm³/h zwischen 0,11 Cent/kWh (Netzebene 2, leistungsgemessen, Niederösterreich) und 1,34 Cent/kWh (Netzebene 3, leistungsgemessen, Tirol). Die Transportkosten für eine öffentliche Biogastankstelle mit dem gleichen Jahresabsatz betragen hingegen 0,43 Cent/kWh, unabhängig von Netzbereich und Netzebene.

In Tabelle 15 werden die spezifischen Netzkosten einer nicht-öffentlichen Tankstelle des jeweils teuersten und günstigsten Netzbereiches (auf beiden Netzebenen) mit den spezifischen Netzkosten einer öffentlichen Tankstelle miteinander verglichen.

Netzebene und Netzbereich	Spezifische Netzkosten
Netzebene 3 (leistungsgemessen), teuerster Netzbereich (Tirol); nicht öffentliche Tankstelle	1,34 Cent/kWh
Netzebene 2 (leistungsgemessen), teuerster Netzbereich (Burgenland); nicht öffentliche Tankstelle	0,44 Cent/kWh
Spezialtarif öffentliche Tankstelle	0,43 Cent/kWh
Netzebene 3 (leistungsgemessen), günstigster Netzbereich (Wien); nicht öffentliche Tankstelle	0,36 Cent/kWh
Netzebene 2 (leistungsgemessen), günstigster Netzbereich (Niederösterreich); nicht öffentliche Tankstelle	0,11 Cent/kWh

Tabelle 15 Vergleich der Netznutzungsentgelte für öffentliche und nicht öffentliche Tankstellen in unterschiedlichen Netzgebieten (Quelle: eigene Berechnungen⁸⁴)

Insbesondere für größere Industriebetriebe in Niederösterreich und Oberösterreich, die ohnehin auf Netzebene 2 versorgt werden, sind nicht öffentliche Betriebstankstellen eine interessante Option, da das spezifische Netznutzungsentgelt dort nur eine Bruchteil des Spezialtarifs für öffentliche Tankstellen ausmacht. Die Ergebnisse der Berechnungen sind zu Illustration in Abbildung 29 auch graphisch dargestellt.

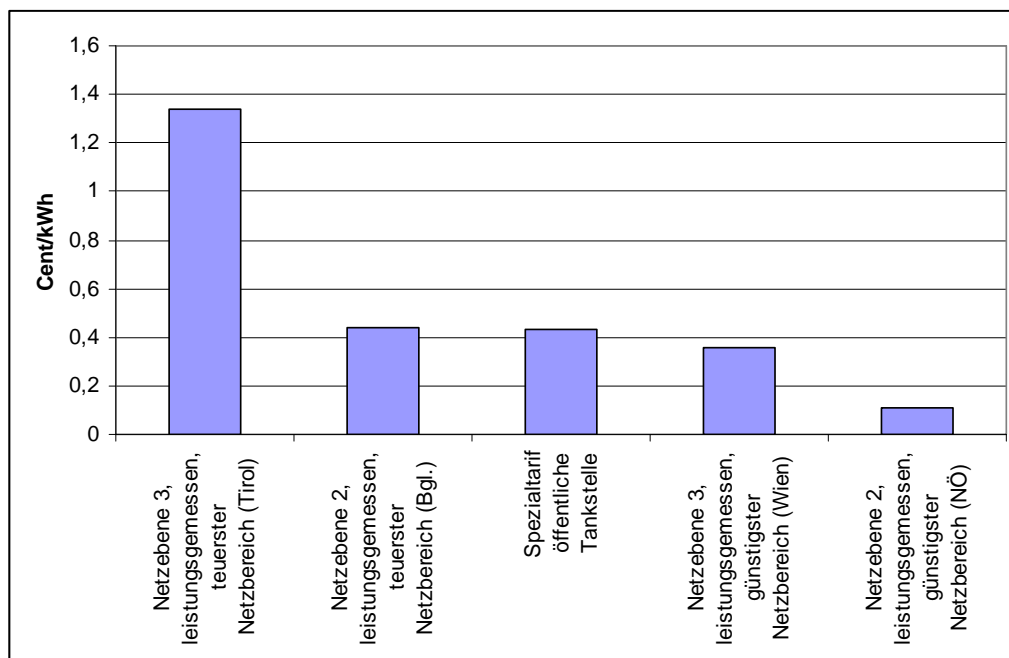


Abbildung 29: Vergleich der Netznutzungsentgelte für öffentliche und nicht-öffentliche Tankstellen in unterschiedlichen Netzgebieten (Quelle: eigene Berechnungen⁸⁵)

⁸⁴ Bei jährlicher Entnahme von 300.000 Nm³, max. stündlicher Entnahme 50 Nm³

In einer Gesamtkostenbetrachtung ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass aufgrund des höheren Vordruckes auf Netzebene 2 die Betriebskosten einer dort angeschlossenen Tankstelle, bedingt durch geringere Stromkosten für den Kompressor, deutlich niedriger sind, als bei einer auf Netzebene 3 versorgten Tankstelle.

Regelungen im Zusammenhang mit der virtuellen Verstromung von Biogas

In der 2. Ökostromnovelle 2008 wurde die Möglichkeit der „virtuellen“ Verstromung von zuvor in das Erdgasnetz eingespeistem Biogas vorgesehen. Im Falle einer solchen „virtuellen“ Verstromung gebührt, zusätzlich zum normalen Ökostromtarif, ein sogenannter Technologiebonus von 2 Cent/kWh.

Dieser Technologiebonus kommt nur für solche Anlagen zur Anwendung, für die der Antrag auf Anerkennung als Ökostromanlage nach dem Inkrafttreten des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 114/2008 eingebracht wurde. Bei Umbauten bzw. Erweiterung von Altanlagen (von lokaler Verstromung zu „virtueller“ Verstromung) wird ein solcher Technologiebonus hingegen nicht gewährt.

Das Ökostromgesetz trifft allerdings keine speziellen Regelungen betreffend die Transporttarife bei der Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz, wie sie in Deutschland umgesetzt wurden. Das heißt, dass auch bei „virtueller“ Verstromung die normalen Standardtarife für die Netznutzung zur Anwendung kommen.

Zwar war bereits im Regierungsprogramm zur XXIII. Gesetzgebungsperiode vorgesehen, die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Biogaseinspeisung zu verbessern. Vergleichbare Maßnahmen, wie sie in Deutschland durch die Novelle der GasNEV und GasNZV vorgenommen wurden, sind in Österreich bis dato jedoch weder im Gaswirtschaftsgesetz noch in den Verordnungen der E-Control Kommission umgesetzt worden.

Ausgleichsperiode und Abrechnung von Ausgleichsenergie

Im Unterschied zu Deutschland gibt es in Österreich auch keine speziellen Bestimmungen betreffend der Ausgleichsperiode oder der Abrechnung von Ausgleichsenergie bei der Einspeisung von Biogas.

⁸⁵ Bei jährlicher Entnahme von 300.000 Nm³, max. stündliche Entnahme 50 Nm³

Das Regelwerk für Erdgas sieht in Österreich eine stündliche Ausgleichsperiode vor. Alle Zu- und Abflüsse eines Transportkunden aus dem Netzbereich müssen innerhalb dieser Periode von diesem ausgeglichen werden, egal ob es sich um Erdgas oder Biogas handelt.

In dem meisten Ländern Europas ist jedoch, mit wenigen Ausnahmen (insb. Deutschland, Niederlande, Österreich), lediglich eine tägliche Ausgleichsperiode für Erdgas vorgesehen. Diese kürzere Ausgleichsperiode erschwert es Transportkunden, egal ob Biogas oder Erdgas, die nicht über eine entsprechende Umsatzgröße verfügen (z.B. Direktvermarktern von Biogas), den notwendigen Bilanzausgleich sicherzustellen. Es müssten jedenfalls Speicherdienstleistungen zugekauft und administriert werden.

Der notwendige stündliche Bilanzausgleich bzw. das Fehlern einer Sonderregelung für Biogas ist als ein wesentliches Hemmnis für den Transport (=Direktvermarktung) des Biogases über das Erdgasnetz in Österreich anzusehen. In Deutschland ist seit der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung ein erweiterter Bilanzausgleich für Biogas möglich, der anstatt der bei Erdgas üblichen stündlichen Ausgleichsperiode (bei 10 % Toleranzgrenze) eine Ausgleichsperiode von 12 Monaten bei einem Flexibilitätsrahmen von 25 % vorsieht.

Ohne Speicherzugang oder ein ausgewogenes Beschaffungsportfolio, über welches nur Gasversorgungsunternehmen entsprechender Größe verfügen, ist der Transport bzw. die Distribution von Biogas über das bestehende Erdgasnetz aufgrund der höheren Preise für Ausgleichsenergie aus wirtschaftlichen Gründen kaum möglich.

Praktisch kann der notwendige Bilanzausgleich nur durch folgende Maßnahmen erreicht werden:

- Verkauf der Gasmengen an einen Gaslieferanten mit entsprechendem Beschaffungsportfolio bzw. Speicherkapazität. Dieser verkauft das Biogas dann an den Endkunden (z.B. die Tankstelle) weiter, wobei der Gaslieferant für den Bilanzausgleich im Rahmen seines eigenen Beschaffungsportfolios sorgt.

- Sicherstellung des Bilanzausgleiches z.B. durch Zukauf von Speicherkapazität oder eine vertragliche Regelung mit einem Gaslieferanten, dass dieser den Bilanzausgleich mit übernimmt.

In den bisherigen Einspeiseprojekten in Österreich (z.B. Bruck/Leitha) war der Bilanzausgleich insofern nicht problematisch, da das Biogas nicht direkt an einen Endkunden (z.B. Tankstellenbetreiber, sonstiger Gasabnehmer), sondern an einen Gaslieferanten mit entsprechendem Beschaffungsportfolio verkauft wurde, der für den Bilanzausgleich im Rahmen seines normalen Bilanzierungsregimes sorgen konnte.

5.5.2 Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Biogaspipelines

Eigene Biogasleitungen werden vorwiegend in jenen Ländern oder Regionen eingesetzt, wo der Anschluss und die Einspeisung in das Erdgasnetz nicht möglich ist, wie etwa in großen Teilen Schwedens. Grundsätzlich ist zwischen zwei Arten von Biogaspipelines zu unterscheiden:

Biogaspipeline zum Transport von aufbereitetem Biogas (Biomethan, Produktgas)

Bei Biomethan bzw. Produktgas handelt es sich um aufbereitetes Biogas, d.h. das Gas ist entschwefelt und entfeuchtet und der im Biogas enthaltene CO₂-Anteil bereits abgetrennt worden. Das aufbereitete Biogas ist damit, abgesehen von einer etwaigen Brennwertanpassung, identisch mit Erdgas und von diesem nicht mehr unterscheidbar.

Bei Dimensionierung, Errichtung und Betrieb einer Biogaspipeline zum Transport von aufbereitetem Biogas kann daher in gleicher Weise verfahren werden, wie bei Dimensionierung, Errichtung und Betrieb von Erdgasleitungen. Die spezifischen Errichtungskosten von solchen Biogaspipelines sind daher grundsätzlich gleich hoch wie bei Erdgasleitungen.

Biogaspipeline zum Transport von nicht aufbereitetem Biogas (Rohgas)

Beim Transport von nicht aufbereitetem Biogas sind zwei zusätzliche Aspekte zu beachten:

- Der Methangehalt von nicht aufbereitetem Biogas liegt üblicherweise im Bereich zwischen 50 - 60 %. Neben Verunreinigungen wie H₂S ist der restliche Anteil primär CO₂. Der hohe CO₂-Anteil ist bei der Auslegung der Leitung (Kompressorleistung, Rohrquerschnitte) wie bei den Betriebskosten (höherer Stromverbrauch für die Druckerhöhung) zu berücksichtigen, da eine deutlich höhere Gasmenge pro transportierter kWh durch die Biogaspipeline geleitet werden muss.
- Das ungereinigte Biogas enthält H₂S und Wasser, was bei der Materialauswahl für die Rohrleitungen (Korrosion) zu berücksichtigen ist. Bei Verwendung handelsüblicher Polyethylenrohre ist H₂S grundsätzlich unproblematisch. Das Biogas ist aber jedenfalls zu entfeuchten, um Kondensatbildung zu vermeiden.

In der folgenden Tabelle 16 sind ausgewählte Best Practice Beispiele aus Schweden angeführt, die Produktgas- oder Rohbiogaspipelines im Einsatz haben. Weiters wurden zwei Praxisbeispiele aus Deutschland, bei den Biogaspipelines zur Anwendung kommen, in diese Auflistung aufgenommen.

	Produktgaspipeline	Rohbiogaspipeline	Leitungslänge (ca.)
Trollhättan	ja	nein	4 km Produktgasleitung
Västeras	ja	ja	8,5 km Rohbiogasleitung 8 km Produktgasleitung
Uppsala	ja	ja	2 km Rohbiogasleitung 2 km Produktgasleitung zusätzliche 0,5 km Produktgasleitung ist geplant (für weitere Tankstelle)
Eskilstuna	ja	nein	1 km Produktgasleitung
Jameln	ja	nein	1 km Produktgasleitung
Steinfurt	nein	ja	4 km Rohbiogasleitung

Tabelle 16: Verwendung von Biogaspipelines an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)

Folgend werden die Erfahrungen und Rahmenbedingungen beim Einsatz von Rohbiogas- und Produktgaspipelines anhand von zwei Best Practice Beispielen aus Deutschland und Schweden dargestellt:

5.5.2.1 Praxisbeispiel Steinfurt (Deutschland)

Die Bioenergie Steinfurt GmbH & Co KG, die im Eigentum von 46 Landwirten steht und eine Gemeinschaftsbiogasanlage betreibt, hat im Jahr 2005 die erste Biogaspipeline in Deutschland errichtet. Nach der Grobreinigung wird lediglich ein Teil des erzeugten Biogases bereits unmittelbar vor Ort in einem BHKW mit 347 kW_{el} Leistung verstromt, wobei die anfallende Restwärme als Prozesswärme für den Fermenter sinnvoll genutzt werden kann.

Das restliche Rohbiogas wird jedoch nicht aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, sondern nach Reinigung und Entfeuchtung direkt über eine rund 4 km lange

Rohbiogaspipeline zu einem im Kreishaus befindlichem Blockheizkraftwerk mit 536 kW_{el} Leistung transportiert. Der dort erzeugte Strom wird in das Stromnetz und die anfallende Abwärme in ein dezentrales Nahwärmenetz eingespeist. Über dieses Wärmenetz werden das Kreishaus, ein Altenheim, das Krankenhaus und weitere Einrichtungen mit Wärme versorgt.

Die Entschwefelungsanlage wurde von der S+H Umwelttechnik, die Gastrocknungsanlage von der Siloxa AG geliefert. Die Gastrocknung erfolgt mit einem 3-stufigem Kälteverdichter mit einem 500 l Kältespeicher und einer maximalen Leistung von 550 m³ Biogas pro Stunde. Damit kann die Gasfeuchte von 34 g/m³ bei 32°C auf 6,8 g/m³ bei 3-5°C reduziert werden.



Abbildung 30: Gastrocknung vor Einspeisung in die Biogaspipeline in Steinfurt (Quelle: Bioenergie Steinfurt GmbH Co KG)

Die Biogasleitung wurde entsprechend dem DVGW-Regelwerk erdverlegt errichtet, wobei handelsübliche Polyethylenrohre (DIN 160 PN10 SDR 11) eingesetzt wurden. Die Pipeline wird mit einem Betriebsdruck von < 500 mbar bei einem Volumensstrom von 500 Nm³ betrieben. Als spezifische Errichtungskosten für die Biogaspipeline werden 50-60 Euro/lfm angegeben (Grabungskosten und Materialkosten gesamt).



Abbildung 31: Verlegungsarbeiten für Biogaspipeline in Steinfurt (Quelle: EnergieAgentur.NRW)

Für den im Kreishaus erzeugten Strom kann der im EEG vorgesehene KWK-Bonus von 2 Cent/kWh zusätzlich zu den normalen Einspeisetarifen lukriert werden. Dieser Bonus, zusammen mit den Einnahmen aus dem Wärmeverkauf, deckt die zusätzlichen Ausgaben für die Biogasleitung ab. Die Wärme wird im Rahmen eines Contractingmodelles an die Endkunden verkauft.

Die Betriebserfahrungen sind nach Angaben des Projektbetreibers hervorragend. Das System wird laufend ausgebaut, im September 2009 wurde ein zweites BHKW an die Biogaspipeline angeschlossen und der Anschluss eines dritten Aggregates ist in Planung.

Nach Auskunft der Betreiber fällt der Bau und Betrieb dieses Netzes nicht unter die Bestimmungen für „öffentliche“ Gasnetze, da die Biogaspipeline lediglich verschiedene Anlagen ein und desselben Unternehmens miteinander verbindet. Sowohl die Biogasanlage wie die BHKWs stehen im Eigentum der Bioenergie Steinfurt GmbH & Co KG und werden von dieser betrieben. Daher gibt es für den Biogaspipelinebetreiber u.a. keine Anschlusspflichten oder Konzessionsabgaben zu entrichten⁸⁶.

5.5.2.2 Praxisbeispiel Västeras (Schweden)

In einer neu errichteten Biogasanlage im Stadtteil Gryta werden 250-350 Nm³/h Biogas aus Abfällen und Nawaros erzeugt, während zusätzliche 150-250 Nm³/h an Rohgas (Klärgas) in der kommunalen Kläranlage in Kungsängen anfallen.

⁸⁶ Persönliche Kommunikation von DI Sven Nefigmann, Nest Anlagenbau GmbH (6. Oktober 2009)

Aus Kostengründen wurde nur eine Methanaufbereitungsanlage, direkt neben der Biogasanlage, errichtet. Das Rohbiogas muss daher von der Kläranlage über eine 8,5 km lange Rohbiogaspipeline zur gemeinsamen Aufbereitungsanlage transportiert werden. Dazu werden Kunststoffrohre aus Polyethylen (PE 100) mit einem Durchmesser von 160 mm und einem maximalen Betriebsdruck von 4 bar verwendet.

Am Kläranlagenstandort wird zunächst der Betriebsdruck des Klärgases aus dem Fermenter von 20-30 mbar auf 300-500 mbar erhöht. Die Druckerhöhung erfolgt durch zwei Gebläse mit einer Kapazität von 150-350 Nm³/h (Hersteller: Baratti, Atmos D 4 KR). Die beiden Gebläse sind redundant ausgeführt und werden abwechselnd in Betrieb bzw. Stand-By geschaltet.



Abbildung 32: Gebläse für die Druckerhöhung auf der Kläranlage Kungsängen (linkes Bild); Betriebsgebäude für die Druckerhöhung mit Gaskühler seitlich außen (Quelle: Svensk Vätkraft AB)

Vor Einspeisung des Rohbiogases in die Pipeline erfolgt lediglich eine Gastrocknung. Dazu wird das Gas in einem Gaskühler zunächst auf 2-4° C abgekühlt, wobei das Kondensat ausgeschleust und in die Kläranlage rückgeführt wird. Anschließend wird in einem Adsorptionstrockner (durch Adsorption an Salztabletten) der Taupunkt weiter auf -8° C reduziert. Hersteller des Gaskühlers ist York/Flotech bzw. des Adsorptionstrockners VanAir.



Abbildung 33: Adsorptionstrockner auf der Kläranlage in Kungsängen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Die Entschwefelung erfolgt erst am Standort der Methanaufbereitungsanlage. Auf eine Odierung wurde verzichtet, da durch die H_2S -Anteile im Rohbiogas ein eventueller Gasaustritt ohnehin bemerkt werden würde.

Nach der Methanaufbereitung durch Druckwasserwäsche wird das Biomethan über eine 8 km lange Biogasleitung zum Busdepot transportiert. Dieses Produktgas entspricht der schwedischen Norm SS 15 54 38 für Biogas als Treibstoff. Um eine anschließende Kompression auf bis zu 350 bar zu ermöglichen, wird nach der CO_2 -Abtrennung der Taupunkt auf unter $-80^\circ C$ reduziert, bevor das Biomethan mit einem Betriebsdruck < 4 bar in die Pipeline eingeleitet und zum Busdepot transportiert wird.

Bei Investitionskosten von 1,38 Mio. Euro für die Pipeline und 16,5 km Gesamtlänge (Rohgas- und Produktgasleitungen zusammen) ergibt dies spezifische Investitionskosten von 83,6 Euro/lfm.

5.5.2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogaspipelines in Österreich

Nach bisheriger Interpretation⁸⁷ der einschlägigen österreichischen Vorschriften unterliegen Biogaspipelines und Biogasnetze nicht dem Geltungsbereich des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG). Biogasleitungen mit einem Betriebsdruck > 500 mbar würden dem Rohrleitungsgesetz unterliegen, alle anderen Biogasleitungen und –netze lediglich eine Genehmigung nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung benötigen.

Bei den beiden oben dargestellten Praxisbeispielen werden sowohl die Rohbiogaspipeline in Västerås wie in Steinfurt mit einem Betriebsdruck von < 500 mbar betrieben. Da der notwendige Betriebsdruck in einer Leitung hauptsächlich von der zu transportierenden Biogasmenge und vom Rohrdurchmesser abhängig ist, kann davon ausgegangen werden, dass in typischen Anlagenkonfigurationen in Österreich eine Dimensionierung mit einem Betriebsdruck von unter 500 mbar jedenfalls möglich und damit keine Genehmigung nach dem Rohrleitungsgesetz notwendig ist.

Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass - abweichend von der bisherigen Rechtsinterpretation – eine grundsätzliche Anwendbarkeit des GWG auf Biogaspipelines oder Biogasnetze aufgrund von europäischen Richtlinien durchaus argumentierbar wäre⁸⁸. Jedenfalls wäre eine solche grundsätzliche Anwendbarkeit des GWG anzunehmen, wenn Erdgas als Anlagen-Backup verwendet wird.

Unabhängig von der Anwendbarkeit des GWG wären aber u. E. alle technischen Richtlinien des ÖVGW einzuhalten, da diese als „Stand der Technik“ anzusehen sind. Das Nichteinhalten dieser Regeln könnte etwa bei Unfällen oder Schäden weitreichende rechtliche Konsequenzen haben.

5.5.2.4 Errichtungskosten von Biogaspipelines

Grundsätzlich variieren die Kosten für die Verlegung von Biogaspipelines bzw. Netzen verhältnismäßig stark, abhängig von Siedlungsstruktur (Stadt/Land), Bodenbeschaffenheit und Rohrdurchmesser. Folgende Richtwerte und Preisindikationen wurden ermittelt:

⁸⁷ [Hornbachner 2005], [Hornbachner 2008]

⁸⁸ vgl. hierzu Abschnitt 5.5.1.1

- Richtwerte aus Schweden⁸⁹: 110 Euro/lfm in ländlichen Gebieten; 430 Euro/lfm im Stadtgebiet.
- Richtwerte aus Deutschland⁹⁰ (ländliches Gebiet): 40 bis 200 Euro/lfm, abhängig von Rohrverlegetechnik und Bodenbeschaffenheit.
- Diese Richtwerte sind konsistent mit Richtpreisangeboten⁹¹ österreichischer Lieferanten, nach denen die Errichtungskosten (bei ländlicher Siedlungsstruktur) zwischen 48 und 185 Euro/lfm liegen.

Die spezifische Investmentkosten der beiden Praxisbeispiele Steinfurt und Västeras liegen ebenfalls innerhalb dieser Bandbreiten (83,6 Euro/lfm in Västeras, 50-60 Euro/lfm in Steinfurt).

5.5.2.5 Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der Leitungslänge

Auf Basis von spezifischen Errichtungskosten von 60 Euro/lfm wurden für einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren und einem kalkulatorischen Annuitätzinssatz von 6 % die spezifischen Transportkosten in Abhängigkeit von der Leitungslänge ermittelt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 dargestellt. Dabei wurde angenommen, dass jährlich 1,2 Mio. Nm³ Biomethan über diese Biogaspipeline transportiert werden. Dies entspricht dem Output einer Methanaufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 150 Nm³ Produktgas bei 8000 Betriebsstunden pro Jahr.

Transportentfernung	500 m	1 km	2 km	5 km	10 km	15 km
Spezifische Transportkosten (Cent/kWh _{H₂})	0,02	0,04	0,08	0,20	0,40	0,59

Tabelle 17: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh_{H₂} in Abhängigkeit von der Transportentfernung (Errichtungskosten 60 Euro/lfm; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm³/Jahr; Quelle: eigene Berechnungen)

⁸⁹ [Martensson 2007]

⁹⁰ [Schmalschläger 2007]

⁹¹ [Hornbachner 2008]

Bei einer Transportentfernung von 2 km sind die spezifischen Transportkosten einer Biogaspipeline für eine nicht öffentliche Tankstelle noch merkbar unterhalb von 0,1 Cent/kWh.

Die spezifischen Transportkosten steigen jedoch linear mit der Transportstrecke an. Mit zunehmender Transportentfernung wird daher - abhängig von Netzebene und Netzbereich - die Netzeinspeisung zunehmend attraktiver. Bei einer Transportdistanz von 10 km sind die spezifischen Transportkosten einer Biogaspipeline bereits annähernd gleich hoch wie der Spezialtarif für öffentliche Tankstellen.

Im teuersten Netzbereich (Netzebene 3, Tirol) sind die spezifischen Transportkosten einer solchen Biogaspipeline hingegen selbst bei 15 km Leitungslänge noch deutlich geringer als die dortigen Netznutzungsentgelte. Die Ergebnisse sind in Abbildung 34 graphisch dargestellt.

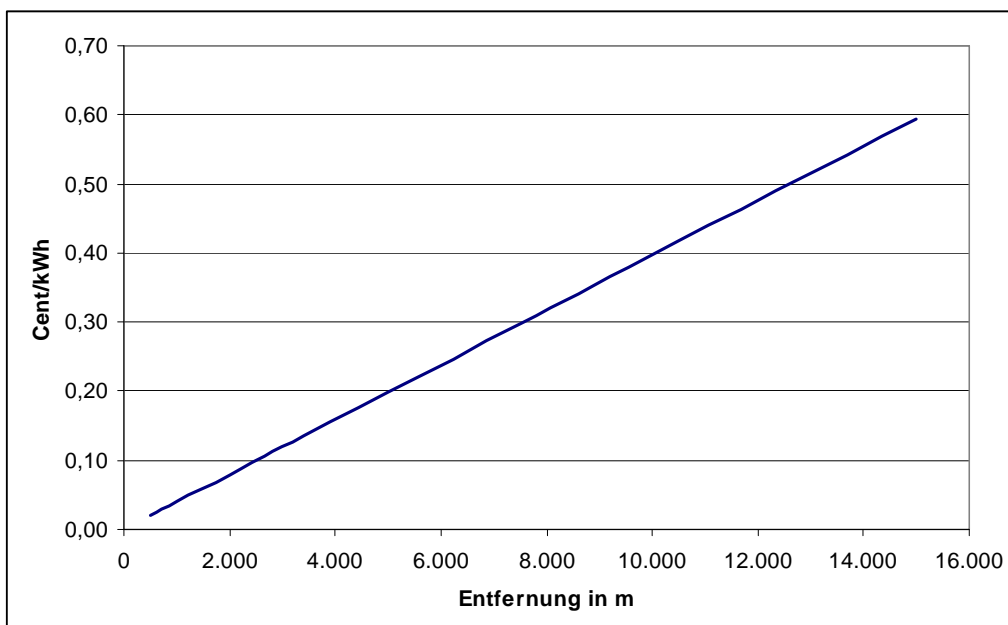


Abbildung 34: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh_{HS} in Abhängigkeit von der Transportentfernung (Errichtungskosten 60 Euro/lm; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm³/Jahr; Quelle: eigene Berechnungen)

5.5.2.6 Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von den Leitungsbaukosten

Auf Basis einer angenommenen Transportstrecke von 5 km wurden für einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren und einem kalkulatorischen Annuitätzinssatz von 6 % die spezifischen Transportkosten in Abhängigkeit von den spezifischen Leitungsbaukosten (Euro pro Meter Leitungslänge) errechnet. Unter Leitungsbaukosten sind sowohl die Grabungsarbeiten als auch die Materialkosten zu verstehen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 18 zu sehen. Auch diesen Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass jährlich 1,2 Mio. Nm³ Biomethan über diese Biogaspipeline transportiert werden.

Errichtungskosten in Euro/lfm	40	60	100	120	200	300
Spezifische Transportkosten (Cent/kWh _{H₂})	0,13	0,20	0,33	0,40	0,66	0,99

Tabelle 18: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh_{H₂} in Abhängigkeit von den spezifischen Errichtungskosten (Transportentfernung 5 km; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm³/Jahr; Quelle: eigene Berechnungen)

Die spezifischen Transportkosten steigen linear mit den Errichtungskosten an. Erst bei einer Verdopplung der spezifischen Leitungsbaukosten auf 120 Euro/lfm und einer Leitungslänge von 5 km entsprechen die spezifischen Transportkosten in etwa dem Spezialtarif für öffentliche Tankstellen.

Für den Fall einer nicht öffentlichen Tankstelle sind die spezifischen Transportkosten einer Biogaspipeline, selbst bei einer Verfünffachung der spezifischen Leitungsbaukosten auf 300 Euro/lfm, noch immer günstiger als die Netznutzungsentgelte im teuersten Netzbereich (Netzebene 3, Tirol). Die Ergebnisse sind in Abbildung 35 auch graphisch dargestellt.

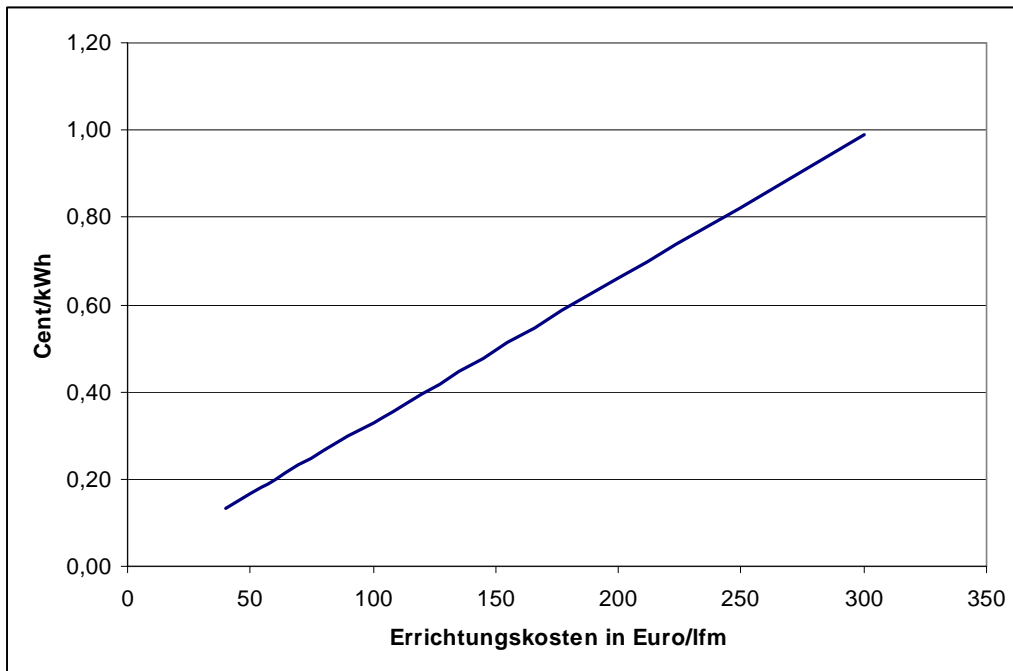


Abbildung 35: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh_{H₂} in Abhängigkeit von den spezifischen Leitungsbaukosten (Transportentfernung 5 km; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm³/Jahr; Quelle: eigene Berechnungen)

5.5.2.7 Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der transportierten Biogasmenge

Auf Basis einer Transportstrecke von 5 km und Leitungsbaukosten von 60 Euro/lm wurden für einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren und einem kalkulatorischen Annuitätzinssatz von 6 % die spezifischen Transportkosten in Abhängigkeit von der jährlich transportierten Biogasmenge errechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 19 zu sehen und gehen davon aus, dass aufbereitetes Biogas (Biomethan) transportiert wird.

Transportmenge in Mio. Nm ³	0,3	0,5	1,0	2,0	4,0	5,0
Spezifische Transportkosten (Cent/kWh _{H₂})	0,79	0,48	0,24	0,12	0,06	0,05

Tabelle 19: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh_{H₂} Abhängigkeit von der transportierten Biogasmenge (Leitungsbaukosten 60 Euro/lm; Transportentfernung 5 km; Quelle: eigene Berechnungen)

Bei Versorgung einer kleinen Tankstelle mit einem jährlichen Absatz von 300.000 Nm³ Biomethan, vergleichbar mit der Biogastankstelle Margarethen/Moos, fallen spezifische Transportkosten von 0,79 Cent/kWh an. Diese Kosten sind zwar deutlich höher als der Pauschaltarif für eine öffentliche Tankstelle, aber niedriger als die Netznutzungsentgelte für eine nicht öffentliche Tankstelle in den Netzbereichen mit hohen Netznutzungsentgelten (Tirol, Salzburg).

Im Fall von höheren Abgabemengen, die dem durchschnittlichen Absatz von größeren, voll ausgelasteten Gastankstellen entsprechen (zwischen 800.000 und 1,6 Mio. Nm³ pro Jahr wie in Italien oder Argentinien), würden sich die spezifischen Transportkosten deutlich reduzieren. Diese höheren Abgabemengen sind z. B. bei Versorgung von gasbetriebenen Bussen oder Schwerfahrzeugen realistisch. Die spezifischen Transportkosten sinken in diesem Fall entsprechend deutlich ab (auf 0,05 Cent/kWh spezifische Transportkosten bei einer Abgabemenge von 5 Mio. Nm³ pro Jahr). Die Ergebnisse sind in Abbildung 36 auch graphisch dargestellt.

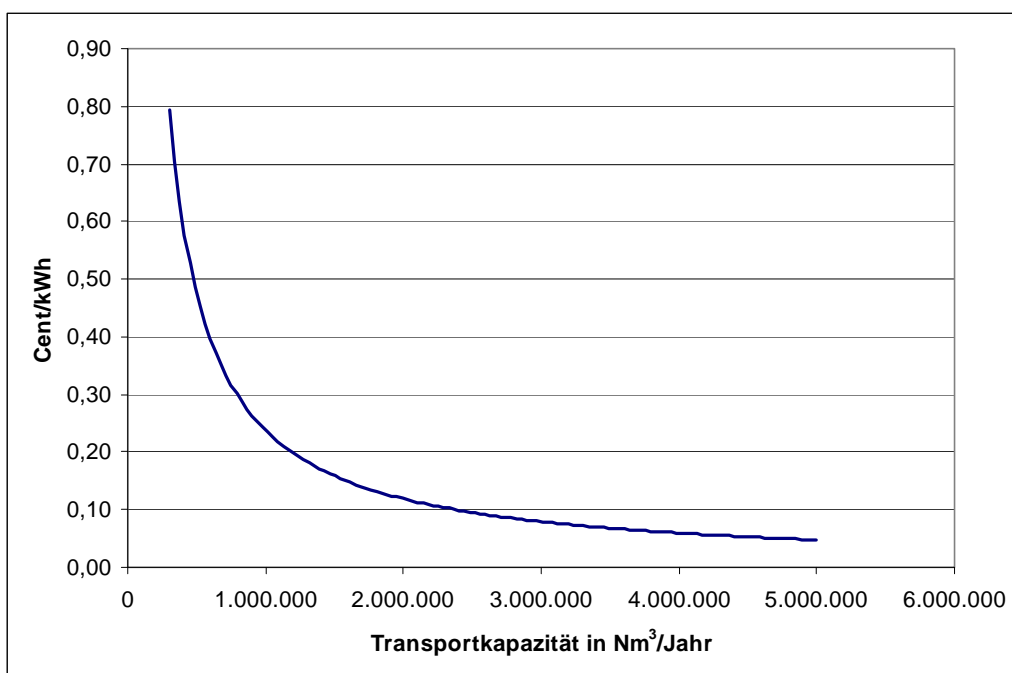


Abbildung 36: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh_{H₂} in Abhängigkeit von der transportierten Biomethanmenge (Errichtungskosten 60 Euro/lfm; Transportlänge 5 km) (Quelle: eigene Berechnungen)

5.5.3 Versorgungssicherheit und Backupsysteme

Die Sicherstellung der durchgehenden Anlagenverfügbarkeit ist von entscheidender Bedeutung für die Kundenzufriedenheit. Anlagenausfälle oder notwendige Wartungsarbeiten können etwa durch einen ausreichend großen Speichertank und eine redundante Ausführung kritischer bzw. wartungsintensiver Anlagenteile (z.B. Kompressoren) überbrückt werden.

Für länger andauernde Störungen müssen jedoch zusätzliche Backup-Lösungen geschaffen werden, wobei die einfachste Lösungsvariante der Anschluss an das Erdgasnetz ist. Falls dies nicht möglich ist, müssen geeignete Backupsysteme errichtet bzw. Reservekapazitäten geschaffen werden. In folgender Tabelle 20 sind die angewandten Backup-Methoden an ausgewählten Anlagenstandorten aufgelistet.

	Backuplösung
Lille	Anschluss an das Erdgasnetz
Zürich	Anschluss an das Erdgasnetz
Luzern	Anschluss an das Erdgasnetz
Bern	Anschluss an das Erdgasnetz
Inwil	Anschluss an das Erdgasnetz
Eslöv	Anschluss an das Erdgasnetz
Jameln	Betankung an der nächstgelegenen CNG-Tankstelle
Margarethen/Moos	Betankung an der nächstgelegenen CNG-Tankstelle
Uppsala	LNG Backup
Västeras	LNG Backup
Eskilstuna	LNG Backup
Stockholm	LNG Backup, Biogas Containersystem

Tabelle 20: Backup-Strategien an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)

Grundsätzlich können folgende drei Backup-Strategien unterschieden werden:

Anschluss an das Erdgasnetz

Die Biogasprojekte in der Schweiz sind, aufgrund des dichten Erdgasnetzes, durchwegs an das Erdgasnetz angeschlossen. Aus diesem Grund sind keine aufwendigen sonstigen Backup-Lösungen nötig. Ähnliches gilt für das Projekt in Lille (Frankreich), wo die Bustankstelle wahlweise durch das lokal erzeugte und aufbereitete Biogas oder durch Erdgas versorgt werden kann.

Der Standort Eslöv ist einer der wenigen Standorte in Schweden, wo aufgrund des Vorhandenseins eines Gasnetzes eine Anbindung an dieses möglich ist. Das erzeugte Biomethan wird je nach Jahreszeit entweder als Treibstoff abgegeben oder in das lokale Gasnetz eingespeist, um Wohnungen zu beheizen. Durch diese Anbindung an das Erdgasnetz sind auch in Eslöv keine weiteren Backup-Installationen nötig.

Sicherstellung der Versorgung durch nächstgelegene CNG-Tankstelle

Ebenfalls einfach gestaltet sich die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, falls sich in der Nähe eine Erdgas- oder weitere (unabhängig versorgte) Biogastankstelle befindet. In diesem Fall kann auf kostspielige Backup-Lösungen verzichtet werden. Diese Backup-Strategie wurde bei den Biogasinseltankstellen in Jameln (Deutschland) und in Margarethen/Moos (Österreich) angewandt.

LNG-Backup oder Containersystem

Falls ein Anschluss an das Erdgasnetz nicht möglich und die Distanz zu anderen, unabhängig versorgten Biogas- oder CNG-Tankstellen zu groß ist, müssen lokale Backup-Lösungen errichtet werden. Ähnliches gilt für den Fall der Versorgung kommunaler Busflotten, wo ein Ausweichen auf nahegelegene öffentliche Tankstellen aus betriebstechnischen Gründen nicht möglich oder sehr umständlich ist.

Diese Situation trifft auf die meisten Biogasprojekte in Schweden zu. Üblicherweise wird das Backup in solchen Fällen durch LNG sichergestellt. Unter LNG ist verflüssigtes Erdgas mit einer Temperatur von -161 °C zu verstehen, wobei nach der Verflüssigung das notwendige Speichervolumen nur mehr $1 / 600$ des ursprünglichen Volumens beträgt.

In Abbildung 37 ist eine für Schweden typische LNG-Backup-Lösung zu sehen. Links im Bild befindet sich der eigentliche LNG-Tank, rechts die dazugehörige Verdampferanlage, die das verflüssigte Erdgas in den gasförmigen Zustand zurückversetzt. Der Tank hat ein Volumen von 50 m³ und damit ein Fassungsvermögen von rd. 20 Tonnen LNG. Diese LNG-Menge entspricht 30.000 Nm³ Biomethan, mit welcher auch längere Anlagenausfälle ausgeglichen werden können.

Die Belieferung mit LNG erfolgt mittels spezieller Tankwagen. In Schweden erfolgen die LNG-Lieferungen aus Norwegen, da dort eine entsprechende Distributionsinfrastruktur vorhanden ist.



Abbildung 37: LNG-Backup in Uppsala / Schweden (Quelle: New Energy)

Trotz der positiven Betriebserfahrungen in Schweden erscheinen LNG Backup-Lösungen für Österreich nicht geeignet, da weder in Österreich bzw. den angrenzenden Regionen die notwendige LNG-Distributionsinfrastruktur vorhanden ist. LNG-Lieferungen, wenn überhaupt angeboten, würden jedenfalls wirtschaftlich nicht attraktiv sein.

Im Fall von Biogas-Insellösungen wäre daher ein Backup über ein Trailersystem für die österreichischen Rahmenbedingungen die sinnvollere und kostengünstigere Variante.

Diese Trailersysteme für Biogas werden in Schweden insbesondere in den Regionen Stockholm und Göteborg verwendet. Diese Distributionssysteme versorgen Inseltankstellen mit Biomethan aus einer größeren Anzahl unterschiedlicher, räumlich verteilter Biogasanlagen. Bei Ausfall einer Anlage kann die fehlende Biomethanmenge von anderen Anlagen beschafft werden. Oft werden diese Systeme, aufgrund der stark steigenden Nachfrage nach Biogas - regional übersteigt die Nachfrage das Angebot deutlich-, mit LNG-Lösungen kombiniert.

Die gleichen Trailerlösungen wie für Biogas werden in Ländern wie Argentinien, Brasilien und Italien schon seit vielen Jahren bei Erdgas eingesetzt. Die verwendeten Technologien und deren Wirtschaftlichkeit werden im folgenden Abschnitt 5.5.4 näher betrachtet.

Beim Einsatz von Containerlösungen in Österreich, bei denen Erdgas als Backup für lokale Biogasnetze zum Einsatz kommt, wäre jedoch zu berücksichtigen, dass – ebenso wie bei einem Backup durch LNG -, die lokale Biogaslösung damit grundsätzlich unter den Geltungsbereich des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) fallen würde.

5.5.4 Dezentrale - nicht leitungsgebundene - Distributionsvarianten

Dezentrale, nicht leitungsgebundene Distributionssysteme wurden für Biogas bisher praktisch nur in Schweden verwendet. Hersteller und Anbieter der Transportsysteme bzw. Transportdienstleistungen sind die Firmen AGA-Linde und ProcessKontroll. Während AGA-Linde den Biogastransport als Dienstleistung anbietet, verkauft die Firma ProcessKontroll die notwendige Speicher- und Tankstellentechnik für die nicht leitungsgebundenen Distributionssysteme an lokale Projektbetreiber.

Die wichtigsten regionalen Biogasdistributoren sind AGA-Linde (Region Stockholm), Fordonsgas (Region Göteborg) und die Svensk Biogas in Linköping. Weiters verwenden viele lokale Betreiber eigene Containersysteme, um die von ihnen selbst betriebenen Inseltankstellen zu versorgen. In Abbildung 38 ist beispielhaft das von der Firma Fordonsgas verwendete Containersystem zu sehen.



Abbildung 38: Biogas-Trailersystem in Schweden (Quelle: FordonsGas Sverige AB)

Technisch gesehen handelt es sich dabei um mobile Gasspeicher, die mittels Container-LKW oder spezieller Transportlösungen zur Tankstelle transportiert werden. In den Transportbehältern befinden sich entweder Gasflaschenbündel oder Röhrenspeicher, in

denen das Biogas zuvor komprimiert wurde. Als Richtwert⁹² für Containertransport in Schweden werden 0,1 Euro/Nm³ angegeben (entspricht ca. 0,9 Cent/kWh_{H₂}).

Dieser Richtwert ist zwar deutlich höher als der österreichische Pauschaltarif für Netznutzung zur Versorgung von öffentlichen Betankungsanlagen und die Tarife für die Netznutzung auf Netzebene 2, jedoch niedriger als die Tarife für die Netznutzung bei nicht öffentlichen Tankstellen auf Netzebene 3 in den teureren Bundesländern.

Die tatsächlichen, standortspezifischen Transportkosten bei Straßentransport können von dem angegebenen Richtwert jedoch deutlich abweichen und sind vor allem abhängig von der jährlich transportierten Biogasmenge, der Transportdistanz und dem gewählten Transportsystem, insbesondere der Kapazität des mobilen Gasspeichers.

Die spezifischen Transportkosten bei einer für österreichische Verhältnisse als typisch angenommenen jährlichen Transportmenge sowie deren Abhängigkeit von verschiedenen Einflussfaktoren wurden ermittelt und im hinteren Teil dieses Abschnittes näher analysiert.

Nicht leitungsgebundene Transportsysteme sind bei Erdgas - im Unterschied zu Biogas – weltweit verbreitet⁹³. Sie werden in jenen Ländern bzw. Regionen eingesetzt, wo die Gasnetzinfrastruktur entweder nicht vorhanden oder nur grobmaschig ist.

Zwar konnten keine vergleichenden Studien oder statistische Daten betreffend die Verbreitung solcher Erdgassysteme gefunden werden. Es konnten jedoch in eigenen Recherchen in den in Tabelle 21 angeführten Ländern nicht leitungsgebundene Distributionssysteme (Containertransport, Mutter-Tochter Tankstellen) identifiziert werden.

Länder mit umgesetzten Projekten	Länder mit Projekten in Planungs- oder Bauphase
Argentinien	Bulgarien
Brasilien	Pakistan
China	Vietnam
Italien	

⁹² [Martensson 2007]

⁹³ Biogastrailersysteme wurden bisher praktisch ausschließlich in Schweden eingesetzt.

Peru	
Philippinen	
Singapur	
Thailand	

Tabelle 21: Länder, in denen nicht leitungsgebundene Erdgas-Distributionssysteme identifiziert werden konnten (Quelle: eigene Recherchen)

Zugleich wurde eine größere Anzahl von Unternehmen identifiziert, die solche nicht leitungsgebundenen Distributionssysteme für Erdgas anbieten und die ohne Umbauten auch für aufbereitetes Biogas verwendet werden können.

Die erfahrensten Hersteller bzw. Anbieter solcher Container- oder Trailersysteme kommen aus Argentinien oder Italien; es gibt jedoch auch Anbieter aus China und weiteren Ländern. So wird komprimiertes Erdgas in Italien bereits seit über 60 Jahren mittels solcher Transportsysteme verteilt. Eine Auswahl der identifizierten Hersteller und Anbieter, sowohl von Erdgas- wie auch Biogassystemen, sind in Tabelle 22 angeführt. Lediglich die beiden angeführten schwedischen Unternehmen haben Erfahrung mit der Distribution von Biogas, die sonstigen Anbieter nur mit Erdgas.

Lieferant/Anbieter	Herkunftsland
AGA-Linde	Schweden
Compair	Großbritannien
Galileo	Argentinien
SAFE s.r.l.	Italien
SICOM s.r.l.	Italien
Natural Gas s.r.l.	Italien
ProcessKontroll AB	Schweden
Zigong Dongfang Tongyong Gas Compressor Co., Ltd.	China
Sichuan Jinxing Compressor Manufacturing Co. Ltd.	China
NEOGas Inc.	USA

Tabelle 22: Ausgewählte Anbieter von nicht leitungsgebundenen Distributionssystemen zum Transport von Erdgas oder Biogas (Quelle: eigene Recherchen)

Bei den angebotenen Distributionssystemen werden entweder Flaschenbündel oder Röhrenspeicher als mobile Gasspeicher eingesetzt. In Abbildung 39 sind zwei dieser unterschiedlichen Speichertypen der italienischen Firma Natural Gas s.r.l. zu sehen. Mit diesen Systemen können pro Fahrt zwischen 3.000 und 7.700 Nm³ komprimiertes Erdgas transportiert werden.



Abbildung 39: Transportsysteme der Firma Natural Gas s.r.l. (Quelle: Natural Gas s.r.l.)

Ein weiterer italienischer Anbieter und zugleich einer der weltweit erfahrensten Hersteller ist das Unternehmen Safe s.r.l. Das Unternehmen errichtet sowohl Gastankstellen und vertreibt Transporttrailer, Gasspeicher und Kompressoren. Das Unternehmen hat weltweit bisher 2.000 Gastankstellen errichtet und nach eigenen Angaben in Italien einen Marktanteil von rd. 85 %. Beispiele für Trailersysteme der Firma Safe sind in Abbildung 40 zu sehen, die derzeit großteils in Asien (z.B. China) eingesetzt werden.

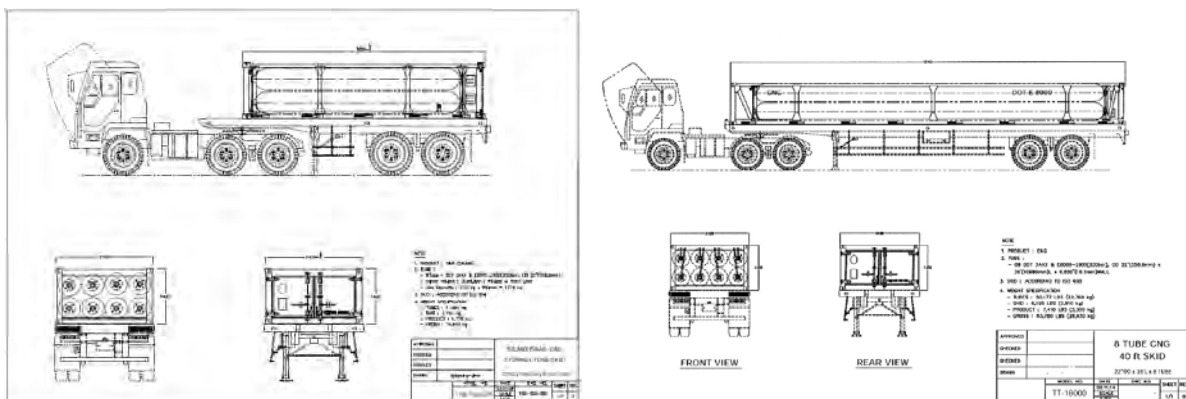


Abbildung 40: Trailersysteme unterschiedlicher Transportkapazität der Firma Safe (Quelle: Safe)

Limitierende Größe für die Transportmenge bei den in Abbildung 40 zu sehenden Trailersystemen ist der Durchmesser der Stahlrohre, da diese aufgrund des hohen Betriebsdruckes nahtlos produziert werden müssen. Während es bei Flaschensystemen eine große Anzahl von Herstellern gibt, sind weltweit nur wenige Firmen in der Lage, Röhrenspeicher mit größeren Durchmessern herzustellen.

Einer der wenigen Anbieter ist das Unternehmen Tenaris, das Röhrensysteme von 100 bis 2.500 Liter Fassungsvermögen bei einem maximalen Betriebsdruck von 400 bar anbietet. Der herstellungsbedingt maximal mögliche (externe) Durchmesser liegt bei 622 mm und 12 m Rohrlänge. Beispiel eines Transportsystems auf Basis der Röhrenspeicher von Tenaris ist in Abbildung 41 zu sehen.



Abbildung 41: Transportsystem auf Basis der Röhrenspeicher von Tenaris (Quelle: Tenaris)

Einer der Anbieter mit der ausgefeiltesten Transportlogistik ist hingegen das argentinische Unternehmen Galileo. Von diesem wurde ein eigenes Transportsystem entwickelt, mit dem bis zu vier Inseltankstellen gleichzeitig versorgt werden können. Dieses „Gasoducto Virtual“ („Virtuelle Gaspipeline“) genannte Transportsystem ist in Abbildung 42 zu sehen.



Abbildung 42: Transportlösung "Gasoducto Virtual" von Galileo (Quelle: Galileo)

Im Inneren der gelben Transportbehälter sind Flaschenbündel bestehend aus mehreren Gasflaschen mit einem hydraulischen Volumen von 125 oder 165 Litern je Flasche montiert. Pro Behälter können bis zu 1.500 Nm³ Methan gespeichert werden. Mit diesem System können damit bei jeder Transportfahrt bis zu 6.000 Nm³ Erdgas oder Biomethan transportiert werden.

Grundsätzlich sind die Technologien der einzelnen Anbieter ähnlich. Lediglich die Technologie der Firma NEOGas weicht etwas von den üblichen technischen Lösungen ab. Es handelt sich um ein spezielles hydraulisches CNG-Trailer System⁹⁴, mit welchem nach eigenen Angaben rd. 20 % der elektrischen Energie bei der Kompression eingespart werden kann.



Abbildung 43: Distributionslösungen von NeoGas (Quelle: NeoGas)

Ebenso unterscheidet sich ein neues, von der Firma ProcessKontroll angebotenes Containersystem von traditionellen Lösungen. Bei diesem werden statt der herkömmlichen Stahlflaschen welche aus Kohlenstoffasern (Carbon Fibre) verwendet. Der Transportcontainer von ProcessKontroll, in dem bis zu 5.575 Nm³ Biogas transportiert werden können, ist in Abbildung 44 zu sehen.

⁹⁴ US-Patent Nr. US #2159JB-045449, Compressed Natural Gas Dispensing system.



Abbildung 44: Neuartiger Transportcontainer der Firma ProcessKontroll (Quelle: ProcessKontroll AB)

Durch die erheblich größere Transportkapazität im Vergleich zu den bisherigen, mit Stahlflaschen gefüllten Containern (ca. das Doppelte), können die Betriebskosten deutlich reduziert werden. Allerdings sind die verwendeten Gasflaschen in der Anschaffung viel teurer. Das neuartige System ist daher vor allem bei jenen Tankstellen wirtschaftlich, bei denen aufgrund hoher Abgabemengen viele Transportfahrten über weite Strecken nötig sind.

Entscheidend für die Gesamtwirtschaftlichkeit ist weiters die Einbindung und Abstimmung der Distributionsinfrastruktur mit der Tankstellentechnik. In Abbildung 45 ist das Verfahrensschema der Mutterstation wie der Tochtertankstelle eines nicht leitungsgebundenen Distributionssystems zu sehen.

Zunächst wird der mobile Gasspeicher an einer Mutterstation gefüllt. Falls eine größere Bustankstelle zugleich als Mutterstation dienen kann, fallen kaum zusätzliche Investitionskosten an, wenn diese Zusatzfunktion der Muttertankstelle bereits bei der Anlagenplanung berücksichtigt wurde.

Lediglich in der Prioritätssteuerung des üblicherweise verwendeten 3-Bank-Systems muss vorgesehen werden, dass ein externer mobiler Gasspeicher zugeschaltet werden kann. Unter Umständen muss der Kompressor etwas größer ausgelegt werden. Ein eigener Kompressor ist bei den in Schweden üblichen Größenverhältnissen (Bustankstelle für mehr als 30 Busse gegenüber einer kleineren Biogas-Tochtertankstelle) nicht notwendig.

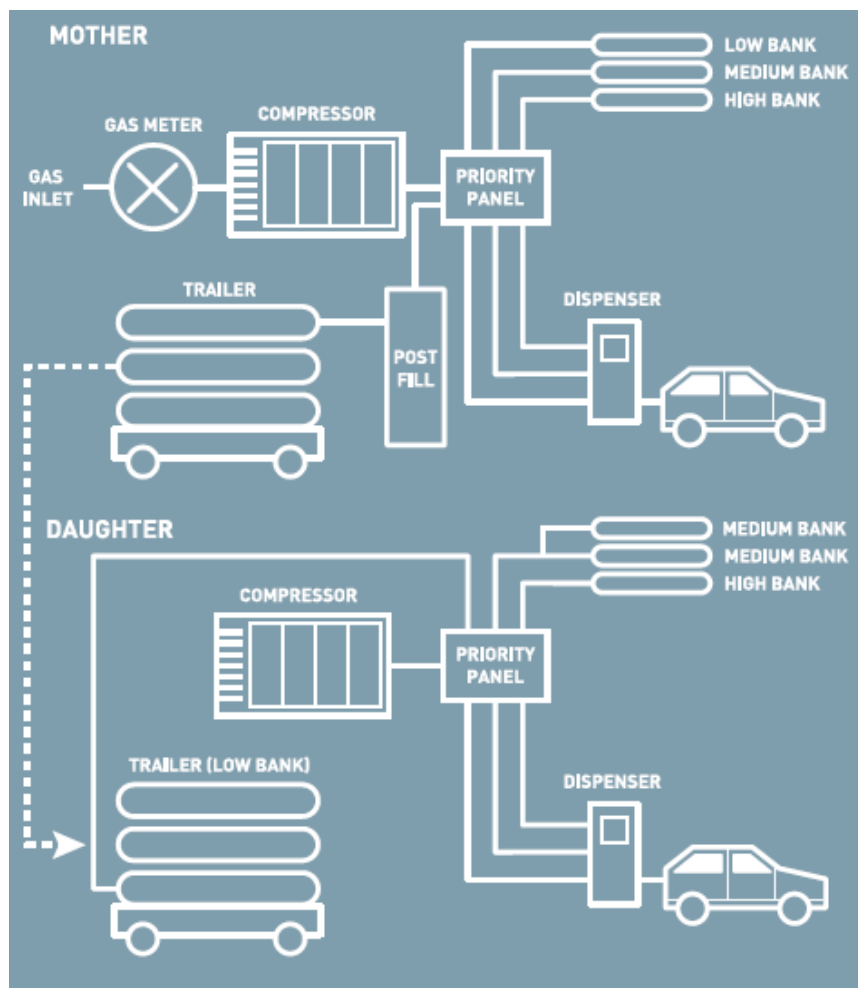


Abbildung 45: Verfahrensschema einer Mutter-/Tochertankstelle (Quelle: CompAir)

Die Tochertankstelle ist ähnlich aufgebaut wie eine netzgebundene Tankstelle⁹⁵. Die Kompressorleistung kann jedoch deutlich geringer als bei diesen ausgelegt werden, da das Gas im mobilen Gasspeicher bereits auf hohem Druck vorliegt. Der Kompressor an der Tochertankstelle muss erst dann zugeschaltet werden, wenn der Betriebsdruck im Speicher des Trailersystems abgesunken ist.

In der Praxis werden unterschiedliche Verschaltungen verwendet. Üblicherweise wird der ortsfeste Speicher als Hochdruck- und Mitteldruckbank verwendet, während der mobile Gasbehälter als Niederdruckbank dient. Ebenso wie die Kompressorleistung kann auch der

⁹⁵ Zur Funktionsweise netzgebundener Tankstellen und des üblicherweise verwendeten 3-Bank-Systems, siehe Abschnitt 5.6.2.

ortsfeste Speicher deutlich kleiner ausgelegt werden (nur ca. ein Drittel von dem einer netzgebundenen Tankstelle), da der Transportcontainer zugleich als Pufferspeicher dient.

Ein weiterer Unterschied zu netzgebundenen Gastankstellen ist, dass bei Tochtertankstellen anstatt der sonst üblichen Kolbenverdichter meistens hydraulische Kompressoren verwendet werden. Ein solcher hydraulischer Kompressor, auch Booster-Kompressor genannt, ist in Abbildung 46 zu sehen.



Abbildung 46: Booster Kompressor der Firma Idro meccanica (Quelle: New Energy)

Vorteil beim Einsatz hydraulischer Kompressoren ist, dass der mögliche Eingangsdruck im Unterschied zu herkömmlichen Kolbenverdichtern in einer weit größeren Bandbreite variieren kann. Während Kolbenverdichter typischerweise nur begrenzte Eingangsdruckbereiche von 0,01 bis 0,3 bar oder 2 bis 4 bar zulassen⁹⁶, können hydraulische Kompressoren bei viel größeren Eingangsdruckbereichen betrieben werden⁹⁷.

Es wäre zwar grundsätzlich möglich, am Standort der Tochtertankstelle auf den zusätzlichen Kompressor oder den ortsfesten Speicher komplett zu verzichten. In diesem Fall würde das

⁹⁶ 0,01 bis 0,3 bar Ansaugdruckbereich beim Bauer Kompressor MFS 15.2 – 13 – 2 bzw. 2 bis 4 bar Ansaugdruckbereich beim Bauer Kompressor MFS 15.4 – 13 -2

⁹⁷ Beispiel: Eingangsdruckbereich von 20 bis 250 bar bei Idro meccanica; Modell DDE 13.160.110

Transportvolumen des mobilen Gasspeichers aber nicht voll ausgenutzt werden können und der Behälter nur teilweise entleert zurücktransportiert werden müssen.

Betreffend der Auswahl und der Dimensionierung des Distributionssystems sind insbesondere die jährliche Abgabemenge und die Transportdistanz bestimmende Kriterien. Ausgeklügelte Distributionssysteme wie jene der Firma Galileo sind bei der Versorgung nur einer oder weniger Inselfankstellen jedenfalls nicht auszulasten. Ähnliches gilt für Transportsysteme auf Basis von Röhrenspeichern, die vorwiegend für größere Transportdistanzen gedacht sind.

Für die österreichischen Verhältnisse werden daher im Regelfall die bei kleineren bzw. mittleren Biogasprojekten in Schweden verwendeten Containersysteme am besten geeignet sein. Beispiele für solche Transportcontainer, wie sie etwa beim Best Practice Beispiel in Västeras verwendet werden, sind in Abbildung 47 zu sehen.



Abbildung 47: Unterschiedliche Containersysteme, in Västeras verwendet (Quelle: New Energy)

Der Transportcontainer in der linken Bildhälfte wurde von der Firma ProcessKontroll AB geliefert und wird von der Biogasbetreibergesellschaft Svensk Växtkraft AB zur Versorgung einer Biogas-Inselfankstelle verwendet.

Die in der rechten Bildhälfte gezeigten Container sind hingegen von der Firma AGA-Linde zur Verfügung gestellt. Das Unternehmen bietet den Biogastransport als Dienstleistung an. Im konkreten Fall wird die Überschussproduktion der Biogasanlage in Västeras an Inselfankstellen in den Großraum Stockholm geliefert.

Beide Containerlösungen haben die gleiche Transportkapazität von rd. 2.000 Nm³. Einziger Unterschied zwischen den beiden Systemen ist, dass die Gasflaschen in dem einem Fall horizontal, in dem anderen Fall vertikal im Container angeordnet sind.

In beiden Fällen ist es nicht notwendig, eigene spezielle Transportfahrzeuge anzuschaffen, die etwa im Fall der Svensk Växtkraft nicht ausgelastet werden könnten. Die mobilen Gasspeicher werden von gängigen Container-LKWs transportiert und die Transportfahrten an lokale Transportunternehmer vergeben.

Für die Berechnung der spezifischen Transportkosten für einen für Österreich typischen Anwendungsfall wurden die tatsächlichen Investitions- und Betriebskosten des Containersystems in Västeras herangezogen. Die verwendeten Eingangsparameter sind in Tabelle 23 angegeben.

Jährliche Transportmenge Biomethan	300.000 Nm ³
Investitionskosten für 2 Transportbehälter	173.400 Euro
Speichervolumen Transportbehälter	2.000 Nm ³
Anlagennutzungsdauer	15 Jahre
Annuitätzinssatz	6 %
Fahrtkosten	100 Euro/Fahrt
Wartungs- und sonstige Betriebskosten/Jahr	1 % der Investitionskosten

Tabelle 23: Eingangsparameter für die Berechnung der spezifischen Transportkosten für Containertransport (Quelle: Angaben von Svensk Växtkraft AB)

Die angenommene jährliche Transportmenge von 300.000 Nm³ Biomethan entspricht einer Kapazität der Methanaufbereitungsanlage von 37,5 Nm³/h Biomethan bei jährlich 8.000 Betriebsstunden. Bei der Berechnung wird von der Verwendung eines Containersystem mit einer Transportkapazität von 2.000 Nm³ ausgegangen, identisch mit dem von der Firma ProcessKontroll gelieferten und in Västeras verwendeten System.

Als notwendige Anfangsinvestition wurden zwei Transportcontainer angenommen, wobei einer jeweils bei der Inseltankstelle zur Betankung der Fahrzeuge genutzt und entleert und der andere inzwischen an der Mutterstation gefüllt wird. Als Anschaffungskosten je Container werden die vom Betreiber der Anlage in Västeras angegebenen 880.000 SEK

angenommen. Bei einem Wechselkurs SEK/EUR von 10,15 ergibt dies Investitionskosten von 173.400 Euro für zwei Transportcontainer, was spezifischen Investitionskosten von 43,35 Euro je Nm³ Speichervolumen entspricht.

Weiters wurde angenommen, dass die Möglichkeit des Containertransportes bereits bei der Anlagenplanung der Mutterstation berücksichtigt wurde. Damit fallen dort - mit Ausnahme einer erhöhten Kompressorleistung - keine zusätzlichen Investitionskosten an. Diese Mehrkosten werden durch die geringeren Kosten bei der Tochterstation (geringere Kompressorleistung des Booster-Kompressors, geringeres Speichervolumen) im Regelfall mehr als ausgeglichen. Wenn also keine umfangreicheren baulichen Anpassungen notwendig sind, werden die Investitionskosten lediglich durch den Preis der beiden Transportcontainer bestimmt.

Betreffend die Kosten für die Transportfahrten wird in der Kalkulation davon ausgegangen, dass diese an einen externen Fuhrunternehmer vergeben werden, da die geringe Auslastung die Anschaffung eines eigenen Transportfahrzeuges nicht rechtfertigen würde.

Da es sich um handelsübliche Container handelt, können die Fahrten von praktisch jedem regionalem Fuhrunternehmer durchgeführt werden. Als Kosten pro Fuhre (Lieferung des vollen und Rücktransport des leeren Containers) wurden vom Betreiber in Västeras 900 - 1.000 SEK bei einer Entfernung von 10 km zwischen Tankstelle und Mutterstation angegeben, was in etwa einem Betrag von 100 Euro pro Fahrt entspricht.

Auf Basis dieser Zahlen wurden 1,04 Cent/kWh_{HS} als spezifische Gesamtkosten ermittelt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 24 zu sehen.

	in Cent/kWh _{HS}	in % von Gesamtkosten
Spezifische Transportkosten (Fuhrkosten)	0,45	43,4 %
Spezifische sonstige Betriebskosten (Wartung)	0,05	5,0 %
Spezifische Investitionskosten	0,54	51,6 %
Spezifische Gesamtkosten	1,04	100,0 %

Tabelle 24: Spezifische Transportkosten bei Containertransport (Quelle: eigene Berechnung auf Zahlenbasis der tatsächlichen Kosten in Västeras)

Wie diese Ergebnisse zeigen, werden bei den gewählten Eingangsparametern die spezifischen Gesamtkosten in etwa in gleichem Ausmaß von der Höhe der Anschaffungskosten der Container wie von den Fuhrkosten beeinflusst. Die Aufteilung der Gesamtkosten auf die einzelnen Kostenblöcke sind in Abbildung 48 auch graphisch dargestellt.

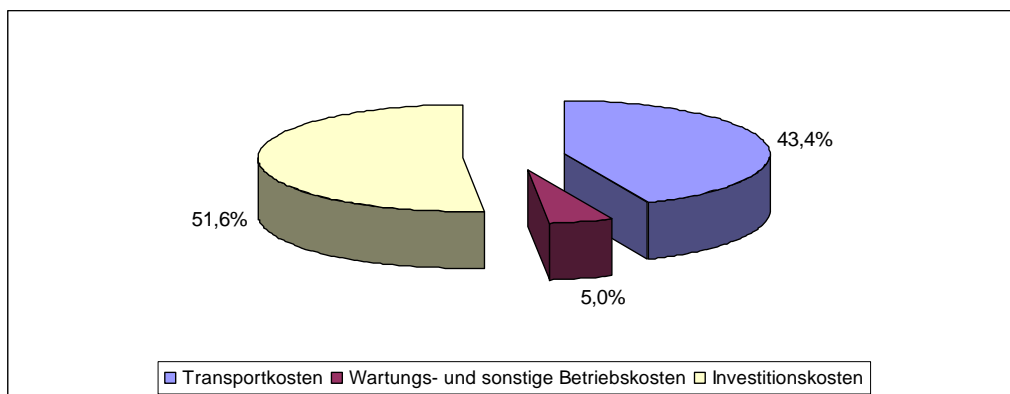


Abbildung 48: Aufteilung der Kostenblöcke beim Containertransport (Quelle: eigene Berechnung)

Betreffend der Fahrtkosten pro Fuhre ist zu berücksichtigen, dass bei typischen Distanzen von 10 bis 20 km die Anfahrts- und Beladezeiten länger sein können als die eigentliche Fahrzeit zwischen den Standorten. Die tatsächlichen Kosten je Fuhre sind daher bei diesen kurzen Distanzen in erheblichem Ausmaß von der Entfernung des Fuhrunternehmens von der Biogastankstelle sowie von der lokalen Konkurrenzsituation der Fuhrunternehmer vor Ort abhängig sein. Die spezifischen Gesamtkosten für unterschiedliche Fahrtkosten wurden errechnet und in Abbildung 49 graphisch dargestellt.

Falls beispielsweise die Fahrtkosten auf 120 Euro pro Fuhre ansteigen, so erhöhen sich die ermittelten spezifischen Transportkosten um 8,6 % auf 1,13 Cent/kWh. Sollten die Fahrtkosten hingegen doppelt so hoch sein (200 Euro je Fahrt), wie etwa im Fall längerer Transportdistanzen oder eines regional höheren Preisniveaus für Transportdienstleistungen, steigen die spezifischen Transportkosten um 43,4 % auf 1,49 Cent/kWh an.

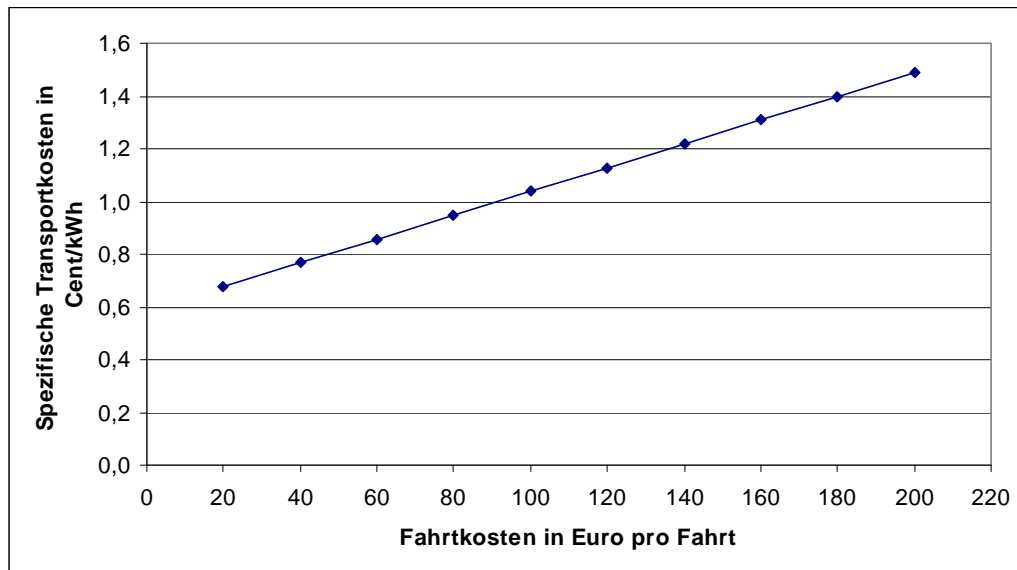


Abbildung 49: Abhängigkeit der spezifischen Transportkosten von den Fahrtkosten (Quelle: eigene Berechnungen)

Grundsätzlich sind in Österreich ähnliche Fahrtkosten wie in Schweden zu erwarten. Eine Internetrecherche betreffend die Kosten eines Containertransportes ergab Werte in gleicher Größenordnung. So konnten für einen typischen Container-LKW Kosten von 50.- Euro pro Stunde ermittelt werden⁹⁸. Allerdings sind, abhängig von der jeweiligen regionalen Konkurrenzsituation, vor allem bei kurzen Transportdistanzen und längeren Anfahrtswegen, regional deutliche Preisunterschiede zu erwarten. Die spezifischen Transportkosten können auf Basis der tatsächlichen Fahrtkosten mit Hilfe der Abbildung 49 ermittelt werden.

Wichtiger Faktoren neben den Fahrtkosten sind die jährliche Transportmenge bzw. die Auslastung der Transportbehälter. Im Folgenden wurden die spezifischen Kosten des Containertransportes in Abhängigkeit von der Auslastung berechnet, wobei unter 100 %-iger Auslastung eine jährliche Transportmenge von 300.000 Nm³ zu verstehen ist. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abbildung 50 dargestellt.

⁹⁸ Transportunternehmen Johann Wambach; <http://www.wambach.at/preisliste>; abgerufen am 25. September 2009; 14:00.

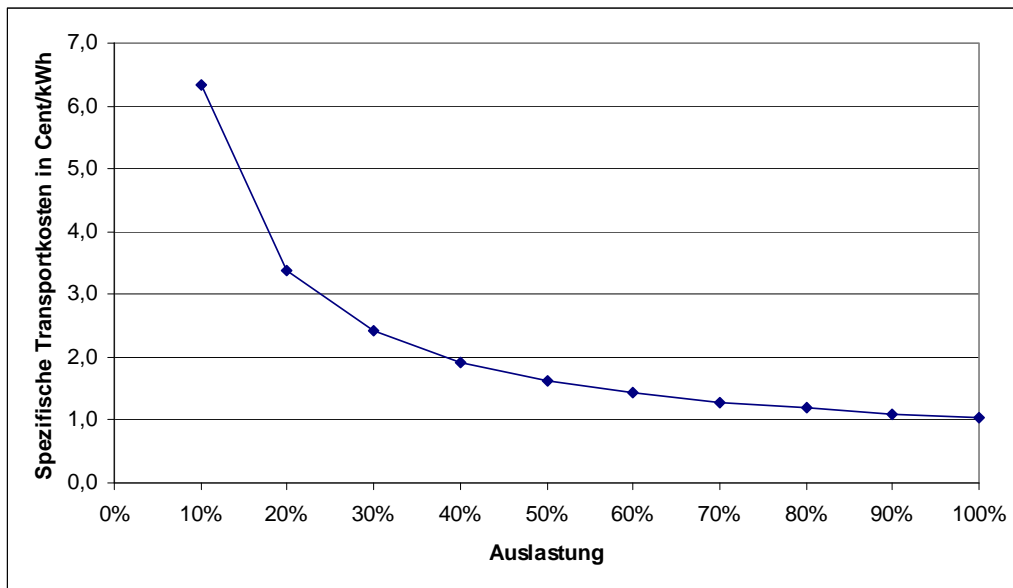


Abbildung 50: Abhängigkeit der spezifischen Transportkosten von der Auslastung bzw. jährlich transportierten Biogasmenge (Quelle: eigene Berechnungen)

Da die Transporte extern vergeben und je Fuhre abgerechnet werden, bleiben zwar die spezifischen Fuhrkosten gleich hoch. Die spezifischen Investitionskosten - und damit auch die spezifischen Gesamtkosten - steigen bei geringer werdender jährlicher Transportmenge jedoch entsprechend an.

Bei einer Auslastung von 50 % (= jährliche Transportmenge von 150.000 Nm³ Biomethan) steigen die spezifischen Transportkosten bereits auf 1,63 Cent/kWh an. Bei einer noch geringeren Transportmenge von 30.000 Nm³ bzw. 15.000 Nm³ pro Jahr (20 bzw. 10 %-ige Auslastung) betragen diese 3,39 Cent/kWh bzw. 6,33 Cent/kWh und sind damit bereits deutlich höher als der Energiepreis für Erdgas.

Soweit nicht durch die Transportlogistik begrenzt (Verhältnis von Auffüll-, Entlade- und Transportzeiten), sind bei vorgegebenem Speichervolumen die spezifischen Investitions- und damit auch die Gesamtkosten umso geringer, je mehr Biomethan pro Jahr transportiert, d.h. umso öfter gefahren wird. Dies ist jedoch nicht zwingend die optimalste Konfiguration, da eine größere Dimensionierung des mobilen Speichers unter Umständen kostengünstiger ist, als öfters zu fahren.

Um die Kriterien für die kostenoptimale Dimensionierung des mobilen Gasspeichers näher zu analysieren, wurden die spezifischen Transportkosten bei unterschiedlichen Speichergößen ermittelt, zunächst unter Verwendung der Daten von Tabelle 23. Lediglich die Investmentkosten für die Speicherelemente wurden entsprechend den jeweiligen Speichervolumina angepasst, wobei angenommen wurde, dass sich die spezifischen Investmentkosten pro Speichervolumen nicht verändern. Als Speichergöße bzw. Speicherkapazität ist jedoch nicht das hydraulische Volumen zu verstehen, sondern jene Menge an Biomethan, die bei maximalem Betriebsdruck in den Transportbehältern transportiert werden kann. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abbildung 51 zu sehen.

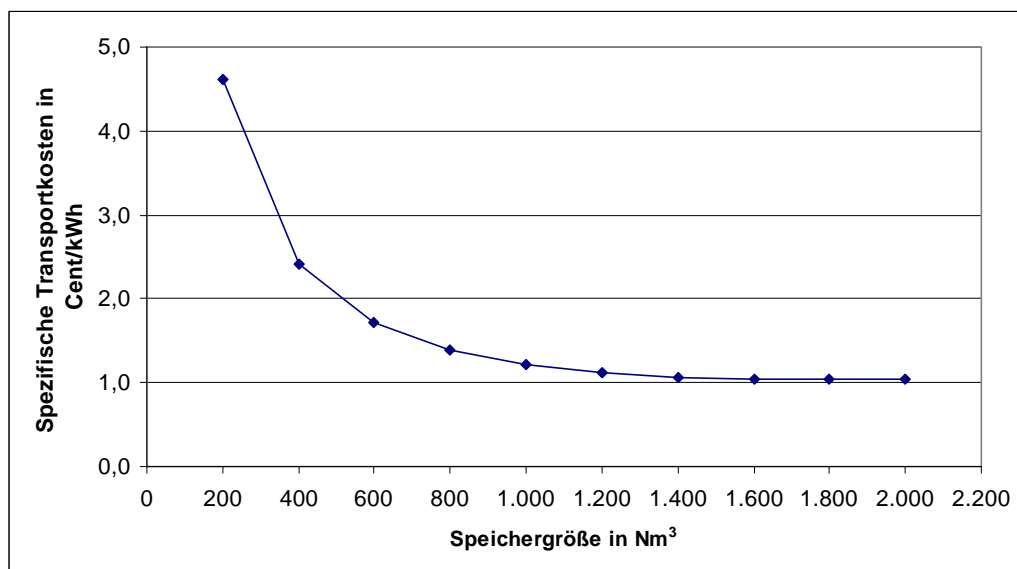


Abbildung 51: Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der Speichergöße bei einer jährlichen Transportmenge von 300.000 Nm³ (Quelle: eigene Berechnungen)

Auf den ersten Blick scheint es zwar so zu sein, dass die spezifischen Transportkosten mit steigender Speichergöße immer mehr abnehmen. Dieser Zusammenhang ist jedoch nicht allgemein gültig.

So zeigt sich bei Analyse der konkreten Zahlenwerte, dass bei einer Speichergöße von 1.800 Nm³ die spezifischen Transportkosten geringfügig niedriger sind als bei 2.000 Nm³, auch wenn dies aufgrund des geringen Unterschiedes im Diagramm nicht erkennbar ist.

Um dies näher zu analysieren, wurden die gleichen Berechnungen bei einer geringeren jährlichen Transportmenge (100.000 Nm³) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 52 zu sehen, wobei jedoch im Unterschied zur vorherigen Darstellung zusätzlich die spezifischen Betriebs- und Investitionskosten aufgetragen wurden.

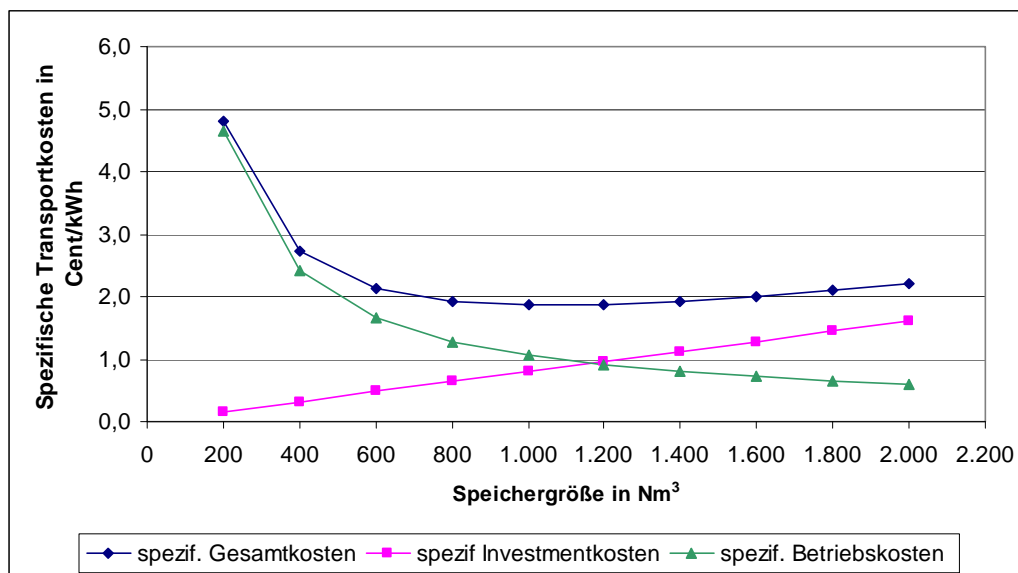


Abbildung 52: Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der Speichergröße bei einer jährlichen Transportmenge von 100.000 Nm³ (Quelle: eigene Berechnungen)

Die Entwicklung der jeweiligen Kostenblöcke ist gut in dieser Abbildung zu erkennen. So werden zwar mit geringerer Speichergröße die spezifischen Investitionskosten immer kleiner. Zugleich kann dann aber pro Fuhre nur entsprechend weniger Biomethan transportiert werden. Aufgrund der immer größeren Anzahl von Fuhren, die notwendig sind, um die gleiche Biogasmenge zu transportieren (bei gleichen Kosten pro Fuhre), steigen die spezifischen Betriebskosten mit geringerer Speichergröße immer mehr an, bis diese prohibitiv hoch werden.

Umgekehrt bedeuten größer dimensionierte Speicher, dass die Anschaffungskosten einen immer höheren Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Ab einer gewissen Speichergröße wird der Vorteil der weniger Fuhren durch den Nachteil der höheren Investitionskosten aufgehoben. Dieser Umkehrpunkt entspricht dem betriebswirtschaftlichem Optimum, der genau jener Punkt ist, bei dem die Summe von spezifischen Betriebs- und spezifischen Investitionskosten ein Minimum annimmt.

Wie aus dem Diagramm optisch zu erkennen ist, liegt dieser Punkt – bei der angenommenen jährlichen Transportmenge von 100.000 Nm³ Biomethan - bei einer Speichergröße von etwa 1.200 Nm³.

Um dieses betriebswirtschaftlich optimale Speichervolumen für unterschiedliche jährliche Transportmengen zu ermitteln, wurde von der Berechnungsformel für die spezifischen Transportkosten die erste Ableitung gebildet und daraus eine allgemein gültige Formel für die optimale Auslegung der Speichergröße abgeleitet. Die ermittelte mathematische Formel lautet wie folgt:

$$\text{Optimale Speichergröße} = \sqrt{\frac{\text{Jährliche Transportmenge} \times \text{Kosten pro Fahrt} \times \text{Annuitätenfaktor}}{2 \times \text{spezifische Speicherkosten}}}$$

In diese Formel sind die jährliche Transportmenge in Nm³, die Kosten pro Fahrt in Euro und die spezifischen Speicherkosten in Euro je Nm³ sowie der einheitenlose Annuitätenfaktor einzusetzen. Unter Kosten pro Fahrt werden die Kosten für den Transport des Containers zur Biogastankstelle inklusive des Rücktransport des leeren Containers zur Mutterstation verstanden.

Dieser Formel liegt weiters die Annahme zugrunde, dass die Kosten pro Fahrt unabhängig von der transportierten Biomethanmenge sind und dass die spezifischen Speicherkosten konstant und unabhängig von der Speicherkapazität sind⁹⁹. Als spezifische Speicherkosten sind die Investitionskosten je Nm³ speicherbarem Biomethan zu verstehen.

Auf Basis dieser allgemein abgeleiteten Formel wurde für unterschiedliche jährliche Biomethantransportmengen die jeweils optimale Speichergröße ermittelt. Die betriebswirtschaftlich optimale Speichergrößen für typische jährliche Transportmengen sind in Tabelle 25 angeführt und der Zusammenhang zwischen jährlicher Transportmenge und optimaler Speichergröße in Abbildung 53 auch graphisch dargestellt.

⁹⁹ Die Formel ist daher nur als erste Näherung (Abschätzung) für eine Speichergrößendimensionierung zu verstehen, da die spezifischen Investitionskosten in der Realität nicht völlig unabhängig vom Speichervolumen sind.

Jährliche Transportmenge (in Nm ³)	50.000	100.000	200.000	300.000	500.000
Optimale Speichergröße (in Nm ³)	784,3	1058,3	1496,6	1833,0	2366,4

Tabelle 25: Optimale Dimensionierung des mobilen Speichers in Abhängigkeit der jährlichen Transportmenge (Quelle: eigene Berechnungen)

Im Fall von 100.000 Nm³ jährlichem Transportvolumen und bei Verwendung eines 1.000 Nm³ großen Speichers (sehr nahe am theoretischen Optimum von 1058,3 Nm³) betragen die spezifischen Transportkosten 1,79 Cent/kWh. Bei Verwendung eines 2.000 Nm³ Speichers steigen diese auf 2,21 Cent/kWh an.

Bei 300.000 Nm³ jährlicher Transportmenge ist man bei Verwendung eines 2.000 Nm³ großen mobilen Speichers hingegen sehr nahe am betriebswirtschaftlichen Optimum von 1.833 Nm³ Speicherkapazität. Aufgrund der sehr flachen Kurve im Wertebereich zwischen 1.600 und 2.000 Nm³ (siehe Abbildung 51) macht eine weitere Speichergrößenoptimierung für diese jährliche Transportmenge keinen wirtschaftlichen Sinn mehr.

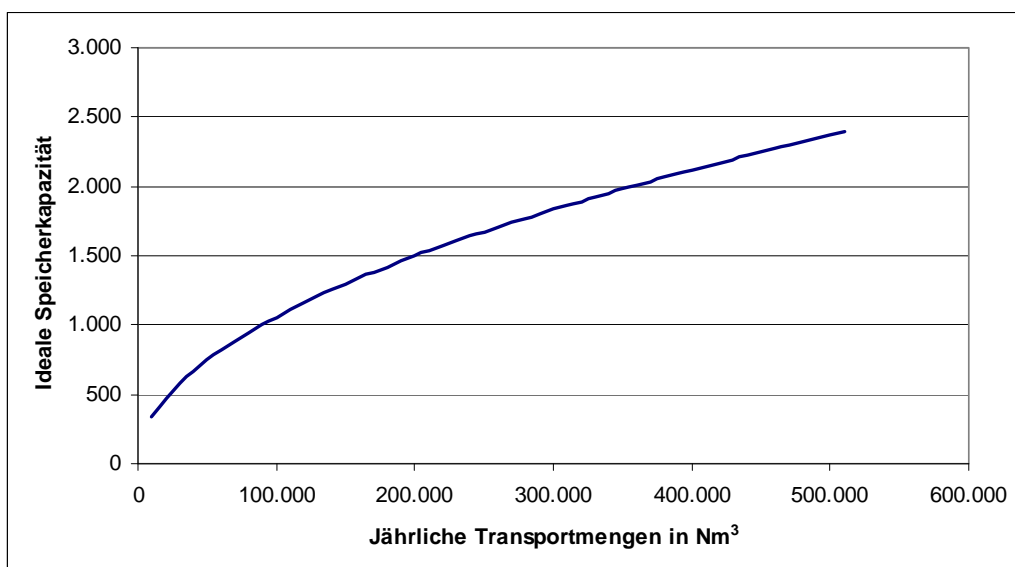


Abbildung 53: Optimale Speichergröße in Abhängigkeit von der jährlichen Transportmenge (Quelle: eigene Berechnung)

Bei der in Abbildung 53 dargestellten Kurve ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese jeweils nur für ganz bestimmte Werte für Fahrtkosten und spezifische Speicherkosten Gültigkeit hat. Falls sich etwa die Fahrtkosten um 20 % erhöhen, verschiebt sich die Kurve nach oben und die Werte für die betriebswirtschaftlichen Optima erhöhen sich um 9,5 %.

Umgekehrt verschiebt sich die Kurve nach unten, falls die spezifischen Investitionskosten für die Gasspeicher höher sind. Folgend wurden Berechnungen für die optimale Speicherkapazität bei unterschiedlich hohen Fahrtkosten durchgeführt und in Abbildung 54 dargestellt. Aus dieser Darstellung können für den jeweiligen Einzelfall die optimalen Speichergößen in Abhängigkeit von der jährlichen Transportmenge und den Fahrtkosten ermittelt werden.

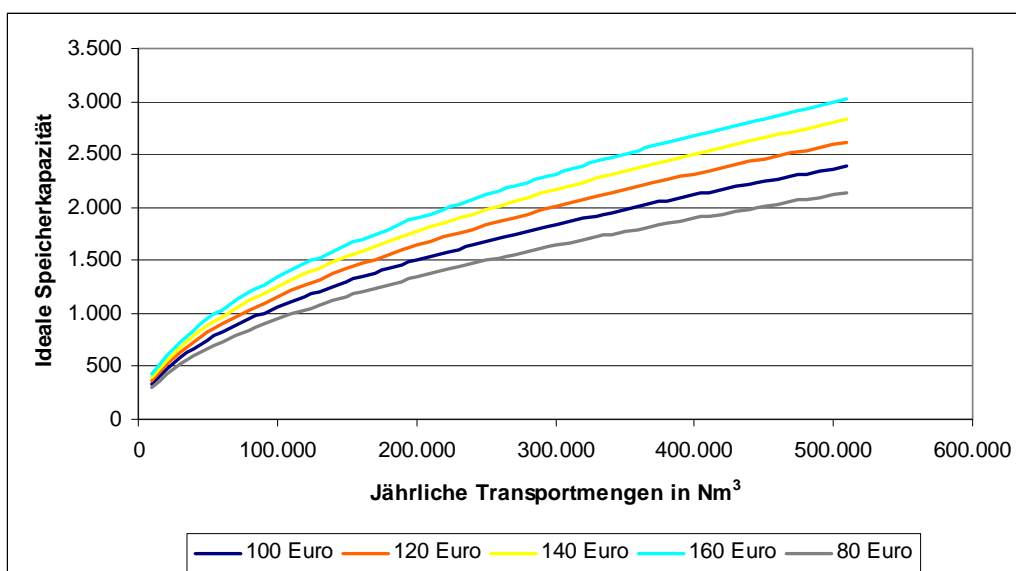


Abbildung 54: Optimale Speichergröße in Abhängigkeit von der jährlichen Transportmenge und den Fahrtkosten (Quelle: eigene Berechnungen)

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ist die Reduktion der Investitionskosten durch günstigere Einkaufspreise bei den Gasflaschen. So werden etwa in der Region Göteborg vom größten regionalen Biogasdistributor Fordongas Transportbehälter, ähnlich wie in Västerås, mit Transportkapazitäten von 2.550 oder 3.700 Nm³ eingesetzt. Diese Container entsprechen den europäischen Standardmaßen und wiegen 19 Tonnen. Als Investitionskosten werden je Container 85.000 bis 108.000 Euro

angegeben¹⁰⁰, was spezifischen Investitionskosten von 33,33 Euro/Nm³ bzw. 29,19 Euro/Nm³ entspricht und um einiges niedriger ist, als bei den in Västerås verwendeten Containern.

¹⁰⁰ [Ferre 2009]

5.5.5 Verflüssigung des Biomethans (LBG)

Biomethan zur Verwendung als Treibstoff kann ebenso wie Erdgas auch in verflüssigter Form transportiert und verwendet werden. Diesbezüglich gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

- Im ersteren Fall werden die Fahrzeuge anstatt mit einem CNG- mit einem speziellen LNG Tank ausgerüstet. LNG ist bei Schwerfahrzeuge sinnvoll einsetzbar, wenn größere Reichweiten erwünscht sind, die mit CNG-Tanks nicht erreichbar sind. LKWs mit LNG-Tanks sind vor allem in den USA und UK in Verwendung, wo auch eine entsprechende Infrastruktur an LNG Tankstellen besteht.
- In zweitem Fall wird das LNG in verflüssigter Form mittels Tankwagen zur Tankstelle geliefert, wo es bei der Tankstelle in CNG umgewandelt und zur normalen Betankung von CNG-Fahrzeugen eingesetzt wird. Die LNG-Tankstellen in den USA bieten üblicherweise sowohl LNG als auch CNG an, damit beide Arten von gasbetriebenen Fahrzeugen (mit CNG oder LNG-Tank) betankt werden können.

LNG-Tankstellen machen allerdings nur Sinn, wenn LNG kostengünstig verfügbar ist, das heißt in geographischer Nähe von LNG-Terminals bzw. Distributionsinfrastruktur. Unter anderem auch daher sind LNG-Fahrzeuge bisher primär nur in den USA, UK und den Niederlanden in Verwendung.

Die Verflüssigung von Biogas (LBG; liquified Biogas) ist grundsätzlich technisch möglich, primär aber eine Frage der „economies of scale“ und der Kosten. Eine Verflüssigung wäre daher nur bei sehr großen Anlagen wie etwa Deponiegasprojekten wirtschaftlich darstellbar.

Derzeit sind einige solcher Deponiegasprojekte in der Planungs- und Umsetzungsphase, wie z.B. Albury (UK), Sundsvall (Schweden) und Dallas (USA). Betreiber und Technologielieferanten sind u.a. die Firmen Gasrec (UK), Gastreatment Service B.V. (Niederlande), Scandinavian GtS (Schweden), Clean Energy (USA) und die Linde Group. In Abbildung 55 ist die erste LBG/LNG-Tankstelle Schwedens zu sehen.

Da man in Österreich weder auf bestehende LNG-Infrastrukturen aufbauen kann noch zukünftig ähnlich große Deponiegasprojekte wie in den USA zu erwarten sind, wird mit dieser Distributionsvariante in Österreich keinen wirtschaftlicher Vorteil gegenüber der Distribution in CNG-Form zu erzielen sein. Weiters ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den bisher errichteten Anlagen primär um Demonstrationsanlagen handelt. Aus diesen Gründen wird die Distribution von Biogas in verflüssigter Form folgend nicht näher behandelt.



Abbildung 55: LBG/LNG Tankstelle in Sungsvall/Schweden (Quelle: AGA/Linde)

5.5.6 Wirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Distributionsvarianten

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass keine der Distributionsvariante unter allen lokalen Rahmenbedingungen die betriebswirtschaftlich attraktivste darstellt. In Tabelle 26 sind beispielhaft die an ausgewählten Standorten verwendeten Distributionssysteme angeführt.

	Anschluss Erdgasnetz	Biogaspipeline	Trailersystem	Anmerkungen
Trollhättan	nein	ja	nein	Kein Erdgasnetz vorhanden
Linköping	nein	ja	ja	Rohstoffpipeline für flüssigen Abfall aus Schlachthof (1,7 km)
Västeras	nein	ja	ja	Zusätzl. Rohbiogaspipeline
Nörköping	nein	ja	ja	Kein Erdgasnetz vorhanden
Eslöv	ja	nein	nein	Einspeisung für Treibstoffnutzung und Heizzwecke
Göteborg	ja			Urspr. Stadtgasnetz
Stockholm	nein	ja	ja	Kein Erdgasnetz vorhanden
Lille	ja	nein	geplant	Einspeisung Erdgasnetz
Zürich	ja	nein	nein	Einspeisung Erdgasnetz
Luzern	ja	nein	nein	Einspeisung Erdgasnetz
Bern	ja	nein	nein	Einspeisung Erdgasnetz
Inwil	ja	nein	nein	Einspeisung Erdgasnetz
Rom	nein	nein	nein	Verwendung für eigene Fahrzeuge; Tankstelle direkt auf Deponie
Jameln	nein	ja	nein	1 km Direktleitung
Reykjavik	nein	ja	nein	Containertransport; danach Bau einer Direktleitung
Margarethen/Moos	nein	nein	nein	Inseltankstelle

Tabelle 26: Verwendete Distributionssysteme an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)

Vielmehr sind, abhängig von der Transportdistanz, der transportierten Biogasmenge sowie den national wie regional unterschiedlichen Netzeinspeiseregelungen, aus betriebswirtschaftlicher Sicht jeweils unterschiedliche Distributionsvarianten zu bevorzugen.

Für Österreich lässt sich aus den internationalen Best Practice Beispielen und auf Basis der zuvor angestellten Analysen und Vergleichsrechnungen folgendes ableiten:

- Im Falle einer ähnlichen Regelung für die Biogasnetzeinspeisung wie in Deutschland, welche in Abschnitt 5.5.1.2 detailliert dargestellt wurde, wäre auch in Österreich die Netzeinspeisung im Regelfall nicht nur volks-, sondern auch betriebswirtschaftlich die attraktivste Distributionsvariante. Bei Beibehaltung der bisherigen Regelung sind jedoch aus betriebswirtschaftlicher Sicht, auch in Gebieten mit Netzabdeckung, in vielen Fällen andere Distributionsvarianten zu bevorzugen.
- Bei kurzen Distanzen ist eine direkte Biogaspipeline am kostengünstigsten. Bei größeren Transportmengen und/oder günstigen Leitungsbaukosten (abhängig von Siedlungsstruktur, Bodenbeschaffenheit, Topographie) ist diese auch bei mittleren Distanzen die wirtschaftlich attraktivste Variante.
- Im Falle von größeren Distanzen stellt bei Nutzung des Spezialtarifs für öffentliche Betankungsanlagen die Netzeinspeisung die günstigste Distributionsvariante dar. Der Trailertransport ist in diesem Fall teurer als der Transport über das Erdgasnetz. Dieser Spezialtarif für öffentliche Tankstellen kann aber zum Beispiel für Slow-Fill Anlagen bei kommunalen Busflotten nicht genutzt werden.
- Je höher die Transportdistanzen sind, desto attraktiver wird die Distribution über das Erdgasnetz, da es sich beim österreichischen Tarifschema grundsätzlich um ein sogenanntes Briefmarkensystem handelt, d.h. die Höhe der Netztarife ist innerhalb des Netzbereiches (=Bundesland) unabhängig von der Transportentfernung.
- Bei Klärgas bzw. Biogas aus Co-Fermentation liegt die Entscheidung im Ermessen des lokalen Netzbetreibers, ob das Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden darf. Im Falle einer abschlägigen Entscheidung des Netzbetreibers verbleiben lediglich die Optionen einer direkten Biogaspipeline oder des Straßentransportes.

- Bei Slow-Fill Betankungssystemen oder sonstigen nicht öffentlichen Tankstellen sind die spezifischen Netzkosten bundesländerweit sehr stark unterschiedlich. Die spezifischen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Bundesländer und Netzebenen sind in Abschnitt 5.5.1.3 ermittelt und miteinander verglichen worden.
- Bei Großabnehmern, die ohnehin über die Netzebene 2 versorgt werden, sind die spezifischen Transportkosten im Regelfall deutlich geringer als der Spezialtarif für öffentliche Tankstellen. Für diesen Abnehmerkreis ist, entsprechende Auslastung vorausgesetzt, eine Betriebstankstelle die attraktivste Variante.
- Bei nicht öffentlichen Tankstellen, die an die 3. Netzebene angeschlossen sind, wird in den meisten Fällen der Transport über das Erdgasnetz attraktiver als der Containertransport sein. Im teuersten Netzbereich (Tirol) ist hingegen der Containertransport günstiger als der Transport über das Erdgasnetz.
- Im Vergleich von Biogaspipeline und Containertransport stellt bei kurzen Distanzen die Biogaspipeline die kostengünstige Option dar. Mit zunehmender Transportstrecke wird der Containertransport immer attraktiver. Diese Transportoption wird wirtschaftlich sinnvoll jedoch nur in netzfernen Gebieten oder in besonders teuren Netzbereichen (Tirol) einsetzbar sein.

Zur Illustration wird die Abhängigkeit der spezifischen Transportkosten von der Transportentfernung schematisch in Abbildung 56 dargestellt.

Wie aus der Darstellung zu erkennen ist, stellt die Netzeinspeisung bei sehr großen Transportdistanzen, aufgrund der Ausgestaltung der Netznutzungsentgelt als Briefmarkensystem, immer die günstigste Transportvariante dar.

Bei kürzeren Distanzen ist die Biogaspipeline wirtschaftlich am attraktivsten, wobei der „Break Even“-Punkt davon abhängt, ob es sich um eine öffentliche oder nicht-öffentliche Tankstelle handelt bzw. in welchem Netzbereich bzw. Netzebene die Belieferung der Tankstelle erfolgt.

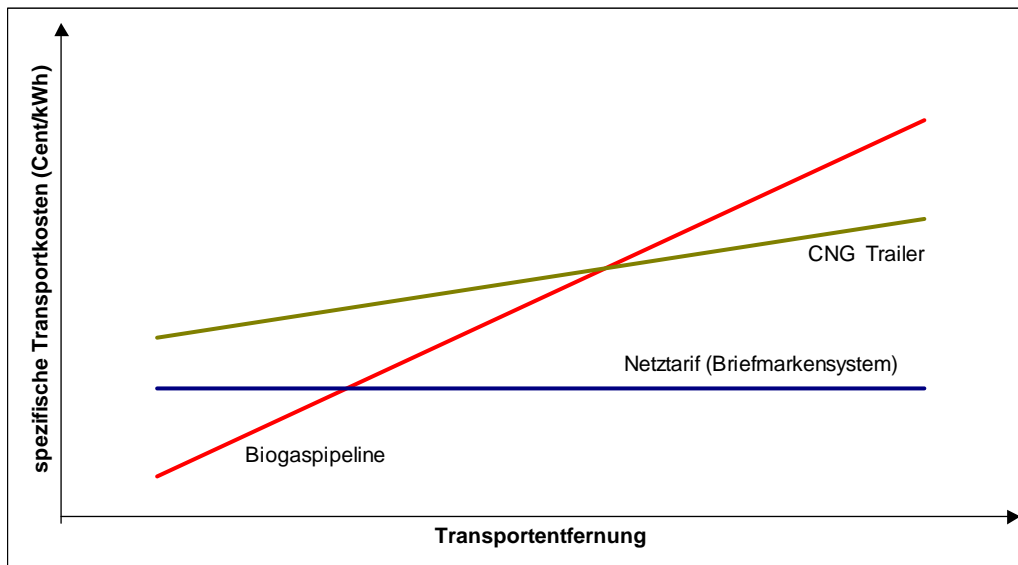


Abbildung 56: Kostenentwicklung in Abhängigkeit von Transportentfernung (Quelle: eigene Darstellung; vereinfacht)

Der Containertransport ist hingegen nur dann interessant, wenn es sich um mittlere oder größere Distanzen handelt, eine Netzeinspeisung nicht möglich ist oder der Abnehmer in einem der teuersten Netzbereiche liegt. Weiters hat der Containertransport Berechtigung als Backup-Lösung bei lokalen Biogasnetzen.

Abschließend werden in Abbildung 57 die spezifischen Transportkosten ausgewählter Distributionsvarianten auch betragsmäßig miteinander verglichen.

Betreffend der Netzgebühren in Deutschland ist zusammenfassend festzuhalten, dass bei der Einspeisung in das lokale Verteilnetz keine automatische Überwälzung der Tarife der höheren Netzebenen erfolgt und die Tarife für die unterste Netzebene mit vermiedenen Netzentgelten von 0,7 Cent/kWh gegengerechnet werden. Abhängig vom Preisdifferential sind die effektiven Netzentgelte damit entweder leicht positiv oder sogar negativ; d.h. der Transportkunde erhält unter Umständen sogar eine Netto-Gutschrift für die dezentrale Einspeisung des Biogases.

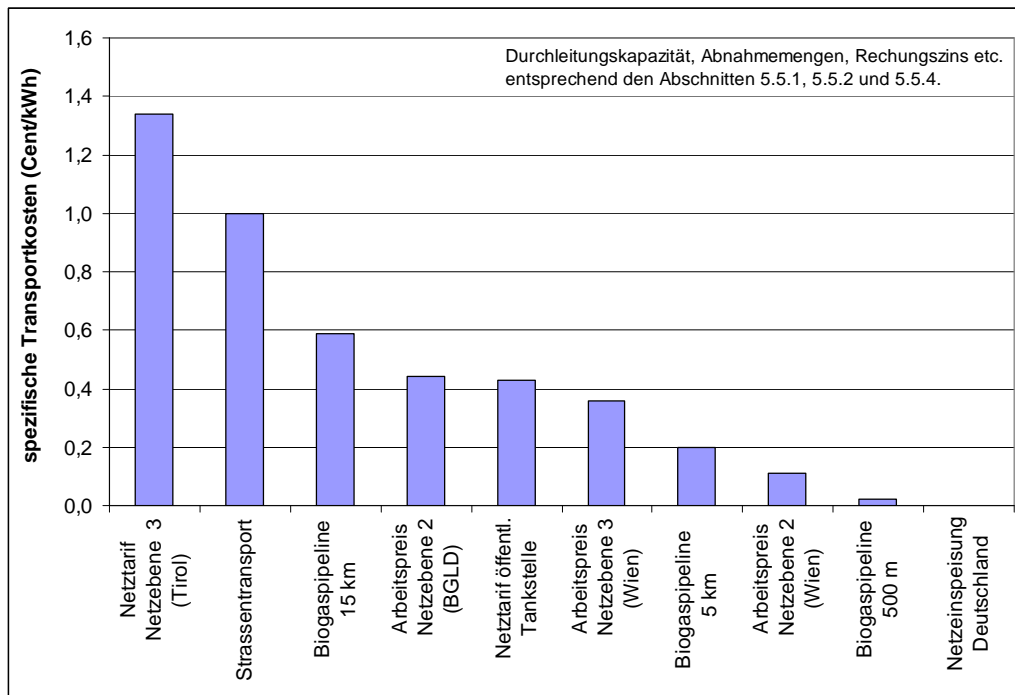


Abbildung 57: Vergleich spezifischer Transportkosten (Quelle: eigene Berechnungen)

5.6 Betankungs- und Speichersysteme

Der Einsatz der unterschiedlichen Betankungssysteme wird primär durch die lokalen Voraussetzungen und Anforderungen der Abnehmer bestimmt. In folgender Tabelle 27 sind die eingesetzten Betankungssysteme von ausgewählten Best Practice Beispielen angeführt.

	Slow fill	Fast fill	Anmerkungen
Linköping	ja	ja	Alle Busse werden Slow Fill betankt; 13 öffentliche Biogastankstellen für sonstige Fahrzeuge
Västerås	Nein	ja	Ausschließlich Fast Fill (auch für kommunale Busflotte)
Nörköping	ja	ja	Slow Fill Betankung für 22 Busse; Fast Fill für sonstige Fahrzeuge
Eslöv	nein	ja	Eine öffentliche Biogastankstelle (Fast Fill); Überschussproduktion wird in das Erdgasnetz geliefert
Stockholm	nein	ja	Fast Fill Betankung der kommunalen Busse; mehrere öffentliche Tankstellen (angebunden durch Trailersystem und Pipelines)
Bern	ja	ja	48 Slow Fill Plätze für Busse; Erweiterungsmöglichkeit auf 64 Plätze; 2 Fast Fill Stationen
Inwil	nein	nein	Keine eigenen Betankungssysteme errichtet; Einspeisung und Verkauf über bestehende CNG Tankstellen
Jameln	nein	ja	Biogas-Inseltankstelle
Margarethen/Moos	nein	ja	Biogas-Inseltankstelle

Tabelle 27: Vergleich der eingesetzten Betankungssysteme an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)

5.6.1 Verbreitung von Gastankstellen (internationaler Vergleich)

Die erste Erdgastankstelle in Österreich ist 1997 von der OMV in Graz errichtet worden. Vor allem den letzten Jahren ist die Tankstelleninfrastruktur in Österreich stark ausgebaut worden. Mit Anfang 2009 gibt es 181 Gastankstellen¹⁰¹, wovon 133 öffentlich zugänglich sind.

Im internationalen Vergleich ist die absolute Anzahl der Gastankstellen in Österreich jedoch verhältnismäßig gering. In Tabelle 28 sind die Länder mit der (weltweit) höchsten Anzahl von Gastankstellen aufgelistet.

Platz	Land	Anzahl Gastankstellen
1	Pakistan	2.600
2	Argentinien	1.808
3	Brasilien	1.705
4	China	1.336
5	USA	816
6	Deutschland	804
7	Iran	764
8	Italien	700
9	Japan	327
10	Indien	325

Tabelle 28: Ranking der Länder mit der größten Anzahl von Gastankstellen Fahrzeugen (weltweit; Zahlen nach [NGV 2009])

Obwohl Österreich in diesem Top 10 Ranking nicht aufscheint, ist anzumerken, dass in den Ländern an Platz 9 und 10 (Japan und Indien) nur etwas weniger als das Doppelte an Tankstellen in Betrieb sind wie in Österreich. In Abbildung 58 wird die Anzahl von Gastankstellen in den fünf Ländern mit der höchsten Anzahl von Gasfahrzeugen (Pakistan, Argentinien, Brasilien, Iran und Indien) mit der Anzahl an Gastankstellen in Italien, Deutschland, Schweiz, Schweden und Österreich verglichen.

¹⁰¹ Quelle: [NGV 2009]; eine jeweils aktuelle Auflistung aller öffentlichen Tankstellen in Österreich findet sich auf der vom Fachverband Gas-Wärme betriebenen Internetplattform www.erdgasautos.at

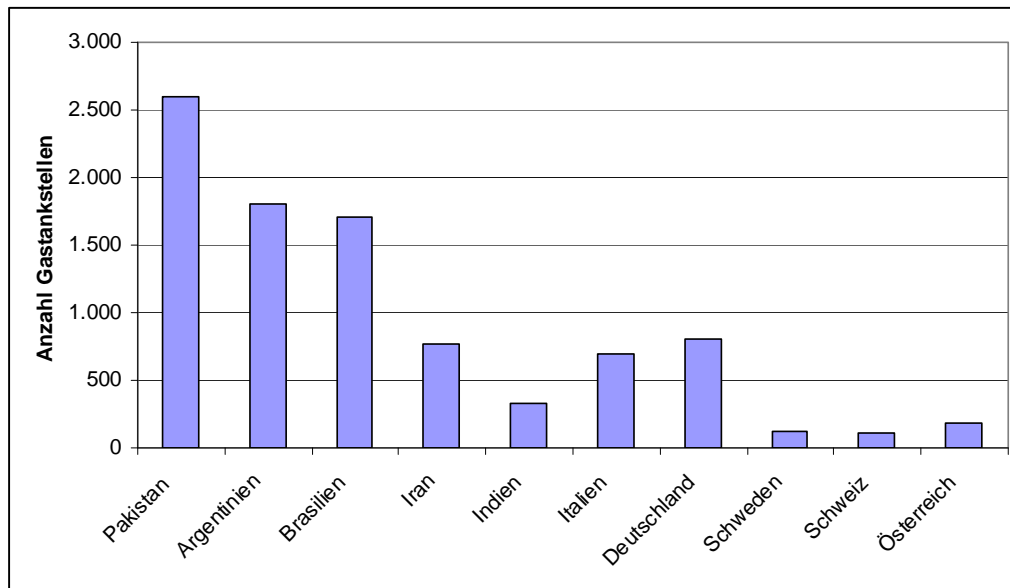


Abbildung 58: Anzahl von Gastankstellen in den fünf Ländern mit der größten Anzahl von Gasfahrzeugen im Vergleich zu ausgewählten europäischen Ländern (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

Betrachtet man den jährlichen (prozentuellen) Zuwachs an Erdgastankstellen, ist Österreich in der weltweiten Topliga. Diesbezüglich wurden aus den vorliegenden statistischen Daten¹⁰² der prozentuelle Anstieg in der Anzahl der Gastankstellen von 2007 auf 2008 miteinander verglichen. Die Länder mit dem höchsten Zuwachs an Gastankstellen sind Abbildung 59 zu sehen.

Mit einem Plus von 73 % in der Anzahl der Tankstellen vom Jahr 2007 auf 2008 ist Österreich damit im weltweiten Ranking auf Platz 3 hinter China (+ 159 %) und Iran (+ 84 %). In Österreich kann man inzwischen von einer verhältnismäßig gut ausgebauten Tankstelleninfrastruktur sprechen.

¹⁰² Quelle: [NGV 2009]

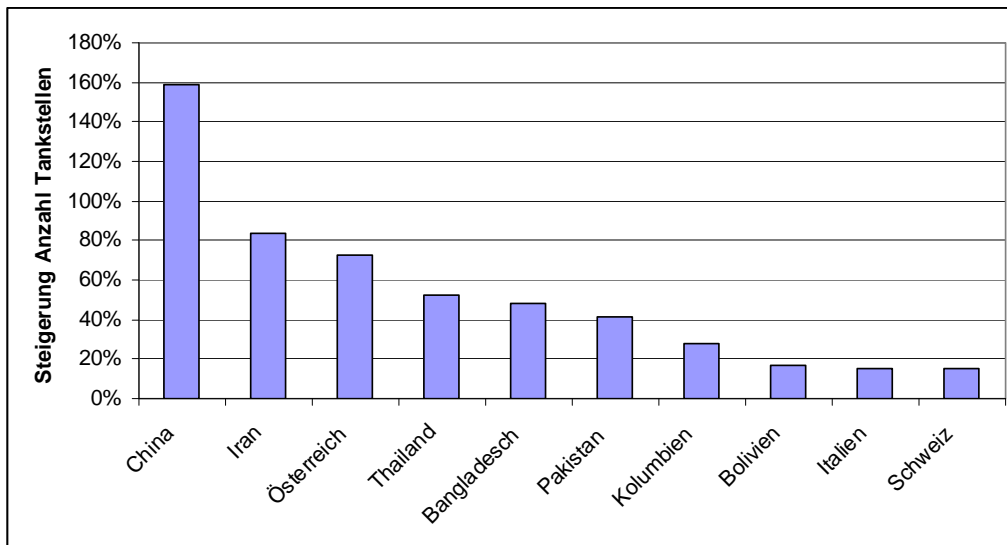


Abbildung 59: Steigerung in der Anzahl der Tankstellen von 2007 auf 2008 (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

Weiters wurde, um die Tankstellenauslastung abschätzen zu können, aus den recherchierten Werten für die Anzahl der Tankstellen sowie den Statistiken über die Anzahl der gasbetriebenen Fahrzeuge die durchschnittliche Anzahl der Fahrzeuge je Gastankstelle ermittelt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 29 aufgelistet.

Land	Fahrzeuge pro Tankstelle
Pakistan	769
Argentinien	968
Brasilien	932
Iran	1.591
Indien	2.529
Italien	829
Deutschland	80
Schweden	139
Schweiz	64
Österreich	22

Tabelle 29: Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen je Gastankstelle (Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Zahlen aus [NGV 2009])

In Ländern wie Italien, Argentinien oder Brasilien kann bei 800 bis 1.000 Fahrzeugen je Gastankstelle von einem gut entwickelten Markt für gasbetriebene Fahrzeuge gesprochen werden. Die dortigen Gastankstellen sind gut ausgelastet und können grundsätzlich wirtschaftlich betrieben werden. In Ländern wie Indien und Iran mit durchschnittlich 1.591 bzw. sogar 2.529 Fahrzeugen pro Tankstelle muss hingegen von einer kapazitätsmäßigen Überlastung der Tankstelleninfrastruktur ausgegangen werden, was durch die rasante Verbreitung an gasbetriebenen Fahrzeugen bedingt ist. Die oben ermittelten Zahlen sind in Abbildung 60 auch graphisch dargestellt.

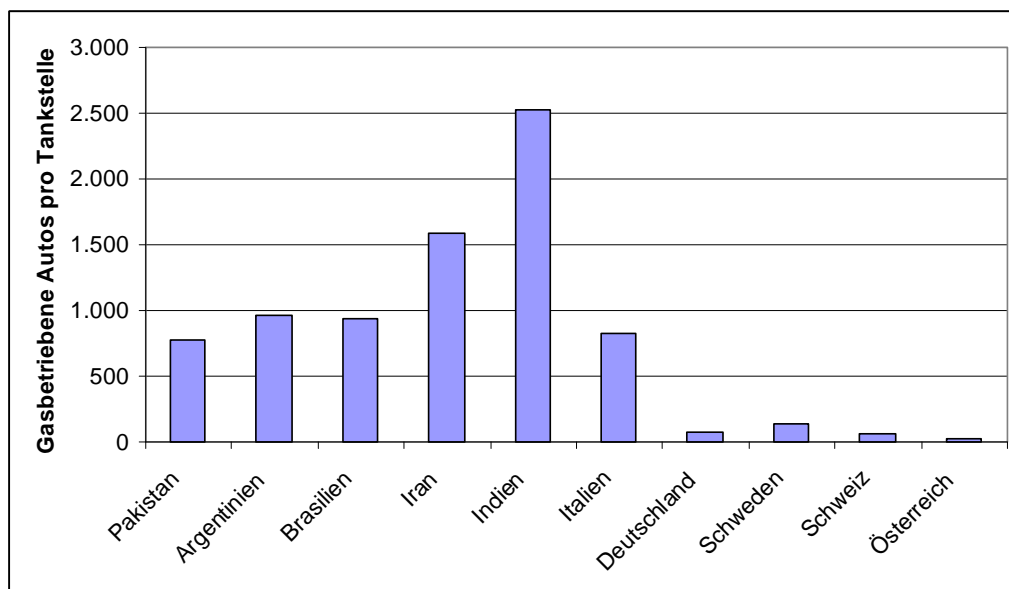


Abbildung 60: Anzahl der Fahrzeuge je Tankstelle/internationaler Vergleich (Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Zahlen von [NGV 2009])

So ist Italien das europäische Best Practice Beispiel für die Verbreitung von Gastankstellen und hat zugleich die größte Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen in Europa.

In Deutschland, Schweiz und Österreich beträgt die Anzahl der Fahrzeuge pro Tankstelle hingegen nicht einmal ein Zehntel des Wertes von Italien. Der Betrieb der öffentlichen CNG-Tankstellen in Österreich, aber auch in Deutschland und in der Schweiz, kann bei dieser typischen Auslastung nicht kostendeckend sein.

So sind auch die Gastankstellen in der Schweiz, trotz hoher Zuschüsse durch die Gasversorger (rd. 60 % zu den Investitionskosten; Erdgas Zürich, 2003) und einer fast

dreimal so hohen durchschnittlichen Auslastung wie in Österreich, für den Tankstellenbetreiber dzt. noch nicht wirtschaftlich.

Schweden ist in diesem Vergleich ein Sonderfall, da die durchschnittliche Auslastung mit 139 Fahrzeugen je Tankstelle zwar verhältnismäßig gering, diese Kennzahl aber aufgrund der Abnehmerstruktur zu relativieren ist.

Durch den großen Anteil kommunaler Busse oder Schwerfahrzeuge am Gesamtbestand gasbetriebener Fahrzeuge und dem höheren Treibstoffverbrauch sowie der höheren Kilometerleistung dieser Fahrzeuge wird ein Vielfaches an Treibstoff pro Fahrzeug verbraucht. Die Tankstellenauslastung ist dadurch deutlich besser, als es die obigen Zahlen nahelegen.

Interessant ist auch, dass im Gegensatz zu Österreich die Betankungseinrichtungen in Schweden im Regelfall nicht in bestehende Tankstellen integriert wurden, sondern eher „stand-alone“ Lösungen sind. Dies wurde von den lokalen Projektbetreibern mit dem Desinteresse der Tankstellenbetreiber zu Beginn des Deployments von gasbetriebenen Fahrzeugen begründet.

In Deutschland, Schweiz und Österreich wird gasförmiger Treibstoff in der Regel an normalen Benzin- / Dieseltankstellen mittels einer eigenen Zapfsäule zusätzlich angeboten. Größter Anbieter von gasförmigem Treibstoff in Österreich ist die OMV, die sowohl der Keyplayer in der österreichischen Gaswirtschaft ist wie auch selbst ein großes Tankstellennetz betreibt. Die weiteren öffentlichen Erdgastankstellen sind großteils in Kooperation der lokalen Gasversorger (z.B. Salzburg AG, Wien Energie, etc.) mit Tankstellenbetreibern wie Aral oder BP geplant und errichtet worden.

In den USA haben sich hingegen primär andere Geschäftsmodelle bzw. unabhängige Anbieter durchgesetzt. Marktführer in den USA und Kanada ist die Clean Energy Fuels Corp., gelistet an der Technologiebörse Nasdaq. Das Unternehmen ist nach eigenen Angaben der größte Lieferant von Erdgas als Treibstoff in den USA und Kanada, sowohl nach Anzahl der Tankstellen wie der verkauften Treibstoffmengen von CNG und LNG.

Das Unternehmen besitzt, betreibt oder beliefert 170 Erdgastankstellen in den USA und Kanada (im Vergleich: rd. 800 Erdgastankstellen in den USA gesamt). Mit diesen

Tankstellen werden rd. 275 Flottenbetreiber mit 14.000 Erdgasfahrzeugen versorgt. Weiters verfolgt das Unternehmen Pläne, künftig auch Biogas (Deponiegas) als Treibstoff zu verkaufen¹⁰³.

Ergänzend wird folgend die Dynamik entwickelter Märkte (Argentinien, Italien) mit jener von im Aufbau befindlichen (Deutschland, Schweiz, Österreich) verglichen und analysiert. Dazu wurde zunächst die Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Argentinien der Verbreitung von gasbetriebenen Fahrzeugen gegenübergestellt. Die zeitliche Entwicklung dieser beiden Kennwerte ist Abbildung 61 zu sehen.

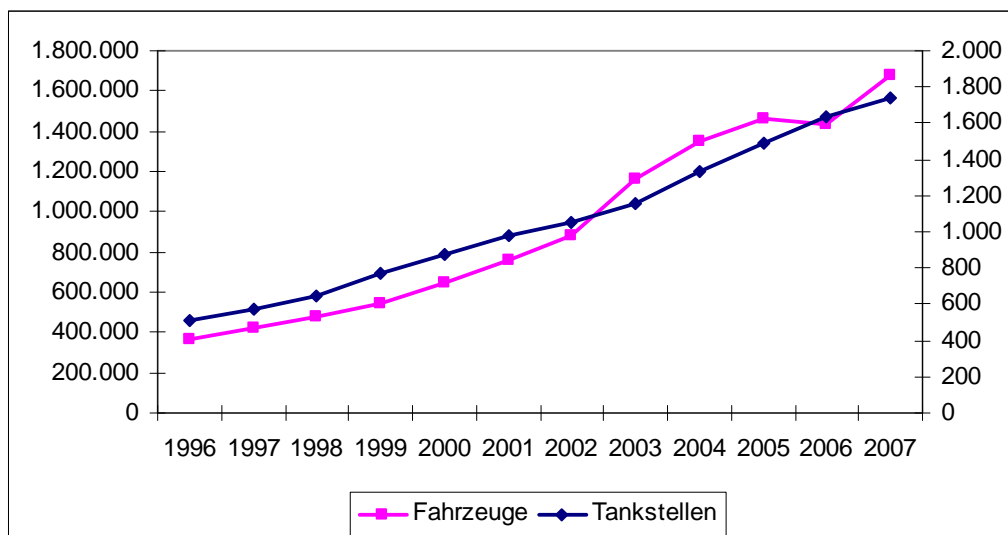


Abbildung 61: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Argentinien (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

Dabei zeigt sich, dass sich sowohl die Anzahl der Tankstellen wie der Fahrzeuge im Laufe von 10 Jahren weitgehend parallel entwickelt haben. Beide haben sich im Zeitraum von 1996 bis 2007 fast vervierfacht, wobei sich die Anzahl der Fahrzeuge pro Tankstelle immer in der Bandbreite zwischen 700 und 1.000 bewegt haben. Mit einer solchen Tankstellenauslastung ist ein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Auch in Italien ist im selben Zeitraum die durchschnittliche Auslastung in einer ähnlichen Bandbreite gelegen (zwischen 650 und 1.000 Fahrzeuge pro Tankstelle; siehe Abbildung 62).

¹⁰³ Quelle: [Clean Energy 2008]

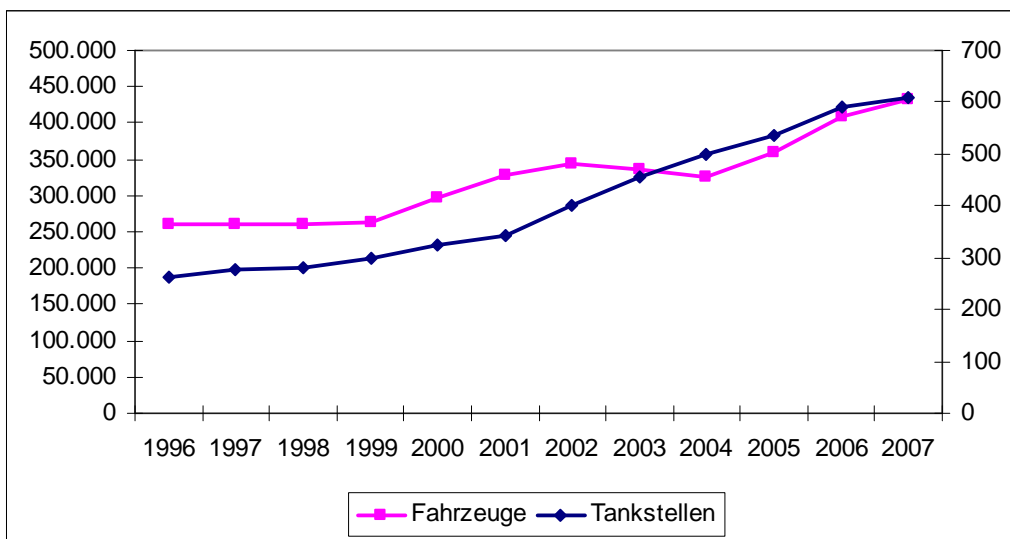


Abbildung 62: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Italien (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

Das Tankstellennetz wurde in Italien in den Jahren 1996 bis 2007 kontinuierlich ausgebaut und die Anzahl der gasbetriebenen Tankstellen hat sich von 262 auf 600 mehr als verdoppelt. Der leichte Rückgang an gasbetriebenen Fahrzeugen in den Jahren 2003 und 2004 ist durch deutliche Zuwächse in den Folgejahren kompensiert worden.

In weniger entwickelten Märkten zeigt sich ein anderes Bild, wie aus der Entwicklung der Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen und Gastankstellen in Deutschland zu erkennen ist (siehe Abbildung 63).

So hat sich durch ein ambitioniertes Ausbauprogramm die Anzahl der Tankstellen im Zeitraum von 1998 auf 2007 mehr als verzwanzigfacht. Damit sind in Deutschland mit 720 Tankstellen bereits deutlich mehr Gastankstellen in Betrieb, wie im europäischen Musterland Italien.

Die Anzahl der gasbetriebenen Autos ist in Deutschland jedoch erst nach einigen Jahren stärker angestiegen. Bezüglich der Verbreitung gasbetriebener Fahrzeug ist man noch sehr deutlich hinter entwickelten Märkten. So hat Deutschland - trotz einer höheren Tankstellenanzahl - nur etwa 1/8 des Fahrzeugbestandes an gasbetriebenen Fahrzeugen wie Italien.

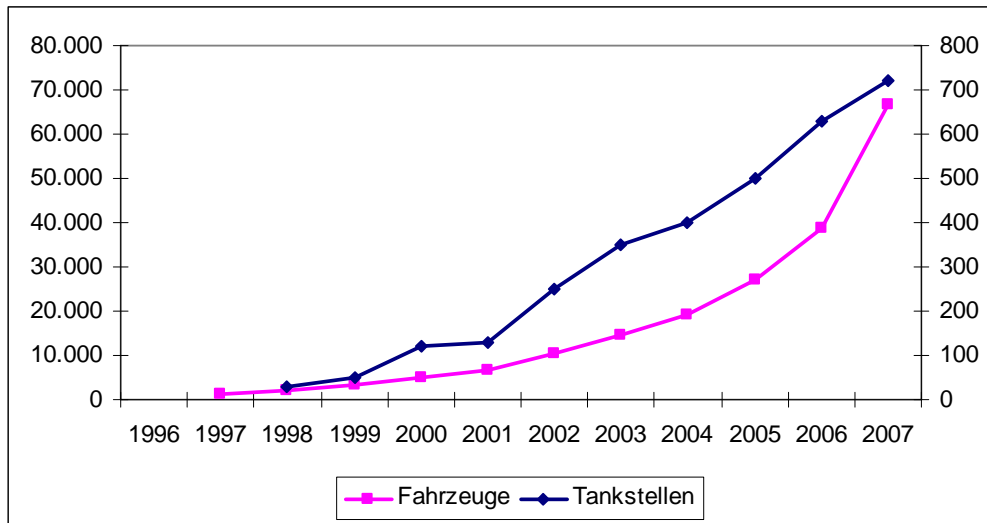


Abbildung 63: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Deutschland (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

Ein weiterer Markt in der Frühphase seiner Entwicklung ist die Schweiz. Ähnlich wie in Deutschland hat sich, trotz eines ambitionierten Ausbauprogrammes, die Anzahl an gasbetriebenen Fahrzeugen anfangs nur sehr langsam erhöht. Erst in den letzten Jahren ist die Anzahl an Gasfahrzeugen angestiegen. Die durchschnittliche Tankstellenauslastung ist jedoch noch immer deutlich niedriger als in Deutschland und beträgt nicht einmal ein Zehntel des Wertes von Italien. Die Entwicklung der Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge im Vergleich zur Anzahl der Gastankstellen in der Schweiz ist in Abbildung 64 zu sehen.

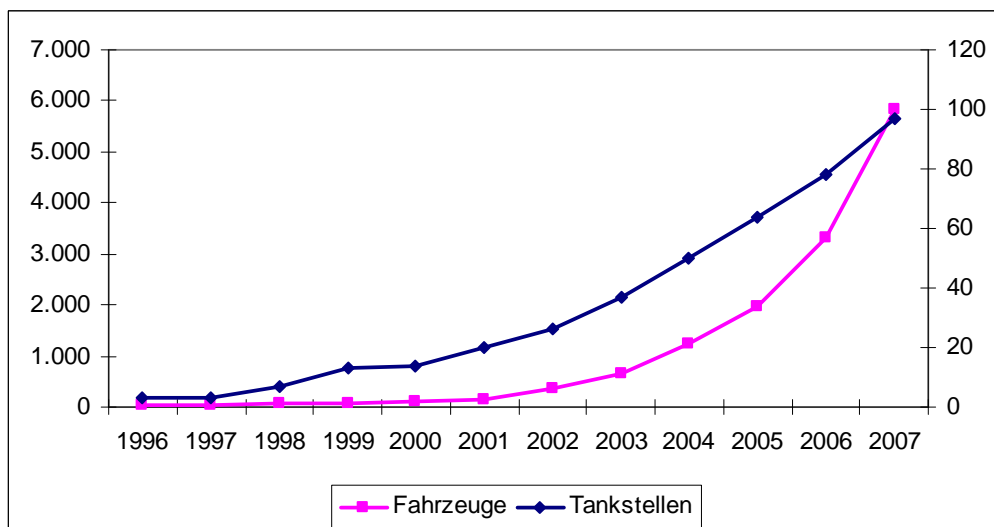


Abbildung 64: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in der Schweiz (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

Der Markt in Österreich ist in einer noch früheren Phase wie in der Schweiz oder in Deutschland. Die erste Gastankstelle ist erst 1997 in Betrieb gegangen und die durchschnittliche Tankstellenauslastung noch einmal deutlich geringer.

Um die äußerst geringe durchschnittliche Anzahl an gasbetriebenen Fahrzeugen pro Tankstelle in Österreich zu verdeutlichen, werden in Abbildung 65 die durchschnittliche Anzahl der Fahrzeuge je Tankstelle in Italien, Deutschland, Schweiz und Österreich mit der Auslegungskapazität der Biogastankstelle in Margarethen/Moos verglichen¹⁰⁴.

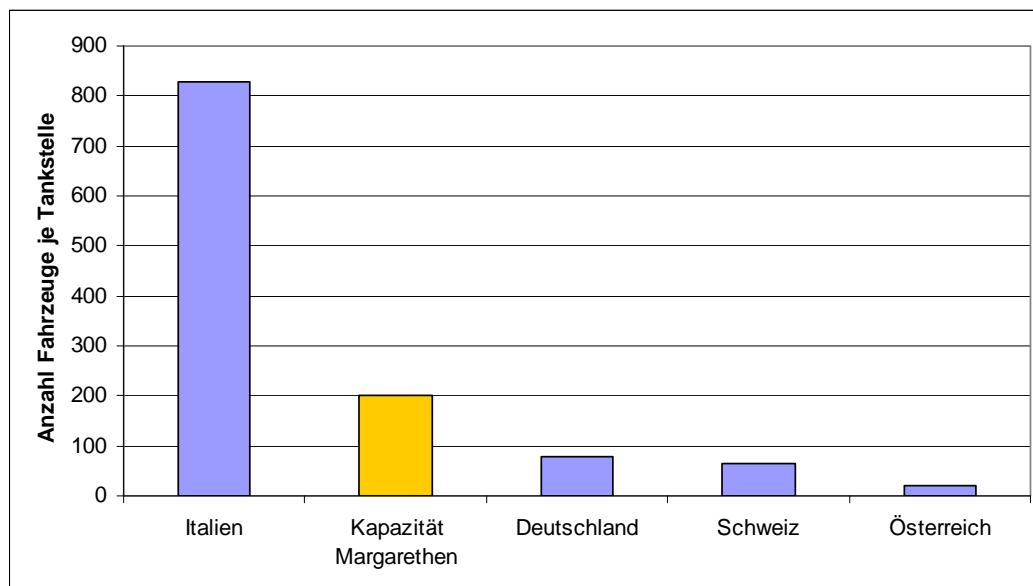


Abbildung 65: Vergleich der durchschnittlichen Anzahl von Fahrzeugen je Tankstelle mit der Auslegungskapazität der Biogastankstelle in Margarethen/Moos (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009] und [Bala 2008])

Die Auslegungskapazität der Biogastankstelle in Margarethen/Moos ist zwar deutlich geringer als die einer durchschnittlichen Tankstelle in Italien (Faktor 4 kleiner), ist aber trotzdem um ein Vielfaches höher als die durchschnittliche Auslastung der CNG-Tankstellen in Deutschland, der Schweiz oder Österreich. Die Biogastankstelle in Margarethen am Moos würde bei Vollaustattung 10-mal so viele Fahrzeuge versorgen, wie (derzeit) eine durchschnittliche CNG-Tankstelle in Österreich.

¹⁰⁴ Diese erste Biogastankstelle Österreichs wurde für die Versorgung von 200 Pkws mit Biogas ausgelegt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass einer der wichtigsten Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer Biogastankstelle - und damit ebenso entscheidend für die Gesamtwirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette „Biogas als Treibstoff“ - die Sicherstellung der Tankstellenauslastung ist.

5.6.2 Fast-Fill Betankungssysteme – Technik und Wirtschaftlichkeit

Die Betankung eines gasbetriebenen Fahrzeuges an einer öffentlichen Gastankstelle wird Schnellbetankung oder „Fast Fill“ genannt, da der Betankungsvorgang ähnlich lange dauert (ca. 3 min) wie bei der Betankung eines Benzin- oder Dieselfahrzeuges.

Beim Betankungsvorgang muss das Biogas oder Erdgas dabei über einen – üblicherweise elektrisch betriebenen - Verdichter (Kompressor) in den Fahrzeugtank gepresst werden. Um die gewünschte Betankungsgeschwindigkeit zu erreichen, müssen zusätzlich Zwischenspeicher eingesetzt werden, die häufig nach dem sogenannten 3-Bank-System betrieben werden. Das Verfahrensschema einer solchen Tankstelle ist in Abbildung 66 zu sehen

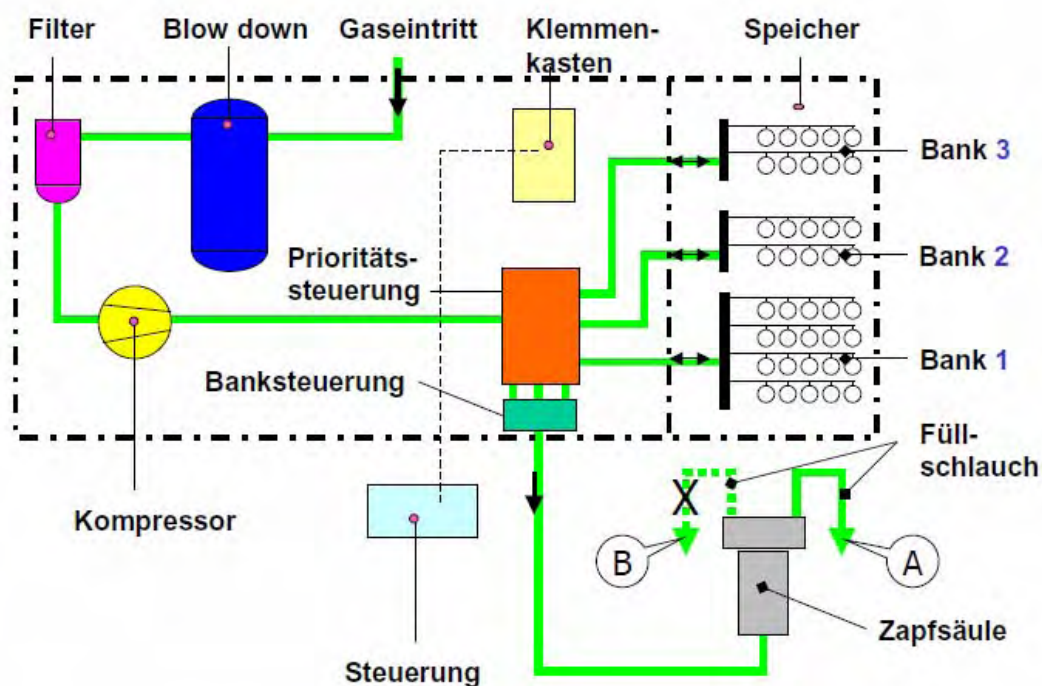


Abbildung 66: Verfahrensschema der Fast Fill Betankung (Quelle: GreenField)

Nach der Entnahme des Gases aus dem Erdgasnetz oder der Biogasleitung muss es zunächst gereinigt und getrocknet werden, wobei der Taupunkt auf -20 °C bei 200 bar reduziert wird. Die Gastrocknung kann beispielsweise durch Molekularsiebe erfolgen, wobei das im Gasstrom befindliche Wasser durch Adsorption entzogen wird.

Durch die Reduktion des Taupunktes wird verhindert, dass es bei der nachfolgenden Kompression weder im Tankstellenspeicher noch im Fahrzeugtank zur Kondensatbildung und damit zu Funktionsstörungen im Fahrzeug oder an der Tankstelle kommt.

Nach der Gastrocknung gelangt das Gas in den Verdichter. Je nach Eingangsdruck und Anlagengröße kommen mehrstufige Verdichter zur Anwendung, typischerweise mit 2 bis 5 Stufen.

Die Investitionskosten steigen mit steigender Anzahl der Verdichterstufen. Zugleich verringert sich aber die thermische Belastung des Kompressors und damit auch der Verschleiß der bewegten Teile. Damit sinken die Wartungskosten des Verdichters und die Lebensdauer erhöht sich.

Weiters ist zu berücksichtigen, dass bei höherem Eingangsdruck, wie etwa bei Anschluss der Tankstelle an das Erdgasnetz auf Netzebene 2 (d.h. bei kleinerem Quotienten von Ausgangsdruck zu Eingangsdruck), weniger Verdichterstufen notwendig sind.

Nach der Kompression gelangt das Gas über eine Prioritätssteuerung in den Gasspeicher. Üblicherweise besteht dieser aus einer größeren Anzahl von Gasflaschen, die zu sogenannten Bänken zusammengeschlossen sind. Bei größeren Speichern können anstatt der Gasflaschen auch Röhrenspeicher eingesetzt werden. Die häufigste Ausführung ist das 3-Bank-System, es gibt jedoch auch 1-Bank-, 2-Bank oder 4-Bank-Systeme.

Der Gasspeicher hat die Funktion, durch das Druckgefälle gegenüber dem Fahrzeugtank eine schnellere Betankung sicherzustellen. Zum anderen dient der Gasspeicher zugleich als Pufferspeicher für die Betankung zu Spitzenzeiten.

Die Bänke werden auf jeweils unterschiedlichen Druckniveaus betrieben und werden bei einem 3-Bank-System Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Bank genannt. Die Hochdruckbank wird mit einem Druck von 250 bar (oder darüber) betrieben, die beiden

anderen Bänke hingegen mit niedrigerem Druck. Die Steuereinheit regelt die Betriebsdrücke und legt fest, ob und wann der Kompressor ein- oder ausgeschaltet wird bzw. in welche Bank das komprimierte Gas gepresst wird.

Wenn nun ein Fahrzeug die Tankstelle anfährt und der Fahrzeugtank über den Füllschlauch an die Tankstelle angeschlossen wird, verbindet die Banksteuerung den Fahrzeugtank zunächst mit der Niederdruckbank. Bedingt durch den höheren Druck in der Speichereinheit beginnt das Gas, von dort in den Fahrzeugtank zu fließen.

Je mehr sich dieser füllt, umso mehr steigt auch der Druck im Tank. Da sich zugleich der Speicherbehälter entlädt, verringert sich dort der Druck und der Druckunterschied zwischen Gasspeicher und Fahrzeugtank wird immer geringer. Zugleich wird aber auch die Gasmenge, die pro Zeiteinheit vom Speicher in den Tank fließt, immer geringer.

Wenn der Druckunterschied zwischen der Niederdruckbank und dem Fahrzeugtank ein bestimmtes Maß unterschreitet, schaltet die Steuerung die niedrigste Bank weg und verbindet nun die mittlere Bank, die über ein deutlich höheres Druckniveau verfügt, mit dem Fahrzeugtank. Aufgrund des nun größeren Druckunterschieds fließt wieder mehr Gas je Zeiteinheit in den Tank, bis sich auch hier die Druckniveaus immer mehr angleichen.

Schließlich schaltet die Banksteuerung auch die zweite Bank weg und verbindet nun die Hochdruckbank mit dem Fahrzeugtank. Das komprimierte Gas fließt nun solange in den Fahrzeugtank, bis der einer Volltankung entsprechende maximale Fülldruck im Fahrzeugtank erreicht wird.

Je höher der Betriebsdruck in den Speicherbänken und damit der Druckunterschied zwischen dem Gas in der jeweiligen Bank und dem aktuellen Druck im Fahrzeugtank ist, umso schneller erfolgt die Betankung. Zugleich steigt jedoch der Stromverbrauch bei der Kompression an. Eine schnellere Betankung bedingt daher - bei gleicher Anlagenkonfiguration - zwingend höhere Stromkosten.

Im Vergleich zum Einbanksystem ist die benötigte Energiemenge für den Tankvorgang bei einem Drei-Banksystem deutlich geringer, ohne dass dadurch merkliche Einbußen in der Tankgeschwindigkeit in Kauf genommen werden müssen. Im Unterschied zum 1-Bank-

System muss nicht die gesamte Gasmenge auf über 200 bar komprimiert werden. Allerdings sind dafür die Investitionskosten für die Betankungsanlage entsprechend höher.

Grundsätzlich gibt es keinerlei Unterschied zwischen einer Biogas- und einer Erdgastankstelle. In Abbildung 67 ist beispielhaft eine öffentliche Biogastankstelle in Eskilstuna (Schweden) zu sehen, die nach dem Fast-Fill Prinzip arbeitet.

Die in Schweden errichteten Tankstellen wurden zwar von lokalen Unternehmen errichtet, wobei jedoch in vielen Fällen (z.B. Västerås, Eskilstuna) wesentliche Anlagenkomponenten aus Übersee (Neuseeland) importiert wurden. Dies hat zu Problemen bei der Ersatzteilbeschaffung geführt.

Um diese Probleme wie in Schweden zu vermeiden, wäre bei Errichtung von Biogastankstellen in Österreich die Anschaffung von Betankungsanlagen österreichischer bzw. europäischer Herstellern mit Vertriebsniederlassung in Österreich jedenfalls zu empfehlen. In weiterer Folge werden daher für die Berechnung der Kosten der Betankung bzw. der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit die Preise lokaler Anlagenlieferanten herangezogen.



Abbildung 67: Öffentliche Fast Fill Biogastankstelle in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Die spezifischen Betankungskosten einer Fast-Fill Tankstelle wurden anhand der tatsächlichen Investitionskosten der Biogastankstelle in Margarethen/Moos ermittelt. Diese Tankstellenanlage wurde von der Bauer Kompressoren Group mit Hauptsitz in München geliefert, die eine österreichische Niederlassung in Wiener Neudorf hat.

Bei der Betankungsanlage handelt es sich um eine nicht besetzte Selbstbedienungstankstelle, die für die Versorgung von rd. 200 Fahrzeugen ausgelegt wurde. Damit ist die Kapazität der Tankstelle zwar deutlich geringer als etwa eine typische Erdgastankstelle in Italien, würde aber mehr Fahrzeuge versorgen können als es eine durchschnittliche österreichische Erdgastankstelle derzeit tut (aufgrund der derzeit extrem niedrigen Auslastung).

Die für die Berechnung verwendeten Eingangsparameter sind in Tabelle 30 angegebenen.

Abgegebene Menge Biomethan ¹⁰⁵	300.000 Nm ³ /Jahr
Maximale Kompressorleistung	50 Nm ³ /h
Investitionskosten für Tankstelle	134.000 Euro
Bau- und Einbindungskosten	43.500 Euro
Energiebedarf (Strom)	3 – 4 % der im komprimierten Biogas enthaltenen Energie ¹⁰⁶
Anlagennutzungsdauer	15 Jahre
Annuitätzinssatz	6 %
Stromkosten	15 Cent/kWh
Wartungs- und sonstige Betriebskosten/Jahr ¹⁰⁷	8.750 Euro

Tabelle 30: Eingangsparameter zur Berechnung der spezifischen Gesamtkosten einer typischen Biogastankstelle (Quelle: [Bala 2008], [Bala 2009])

Vergleich zu Richtpreiserhebungen: Der für die Berechnung der Betankungskosten verwendete Wert für die Investitionskosten (134.000 Euro) entspricht im Wesentlichen der

¹⁰⁵ Entspricht bei 8.000 Betriebsstunden einem Volumensstrom von 37,5 Nm³/h Produktgas.

¹⁰⁶ bezogen auf den Brennwert

¹⁰⁷ Entsprechen 70% der Wartungs- und sonstigen Betriebskosten von Tankstelle und Aufbereitungsanlage zusammengenommen.

Preiserhebung von [Hornbachner 2009]. In dieser Studie wurden Investitionskosten für die Betankungsanlage von 141.470 Euro ermittelt, wobei der Großteil der Kosten (79.000.- Euro) auf den Kompressor entfällt. Weitere Kostenpositionen sind der Gasspeicher (25.000.- Euro), die Zapfsäule samt Zuleitung (13.000.- Euro) sowie der Tankomat (24.470.- Euro).

Ähnliches gilt für die Bau- und Einbindungskosten. Als Kosten für Bau, Einbindung, Anschluss und TÜV-Prüfung werden für eine netzgebundene Erdgastankstelle von [Hornbachner 2009] 61.932.- Euro angegeben. Da dieser Kostenblock auch die Kosten eines Erdgasanschlusses (17.033.- Euro) mit beinhaltet, ist dieser Wert von dem Gesamtbetrag abzuziehen. Die verbleibenden 44.899.- Euro sind praktisch identisch mit den tatsächlichen Kosten bei der Biogastankstelle in Margarethen/Moos.

Die verwendeten Werte für die Gesamtinvestitionskosten können daher als typische Werte für eine Biogas- oder Erdgastankstelle mit einer Kompressorleistung von 50 Nm³/h angesehen werden. Betreffend die Annahmen für Anlagennutzungsdauer, Annuitätzinssatz und Stromkosten wurden die gleichen Werte wie in Abschnitt 5.4.9 verwendet.

Auf Basis dieser Zahlen wurden 1,34 Cent/kWh_{HS} als spezifische Gesamtkosten der Betankung ermittelt. Die Ergebnisse der Berechnung und der Anteil der einzelnen Kostenpositionen sind in Tabelle 31 zu sehen.

	in Cent/kWh _{HS}	in % von Gesamtkosten
Spezifische Stromkosten	0,53	39,3 %
Spezifische Wartungs- und sonstige Betriebskosten	0,26	19,7 %
Spezifische Investitionskosten	0,55	41,0 %
Spezifische Gesamtkosten	1,34	100,0 %

Tabelle 31: Spezifische Kosten der Betankung einer typischen Biogastankstelle (Quelle: eigene Berechnung auf Zahlenbasis von [Bala 2008], [Bala 2009])

So ist der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten mit 59 % etwas höher als der Anteil der Investitionskosten mit 41 %. Wesentlichster Kostenblock der Betriebskosten - mit fast 40 % der Gesamtkosten - sind die Ausgaben für den Strom zum Betrieb des Verdichters. Die Aufteilung der Kostenblöcke ist in Abbildung 68 auch graphisch dargestellt.

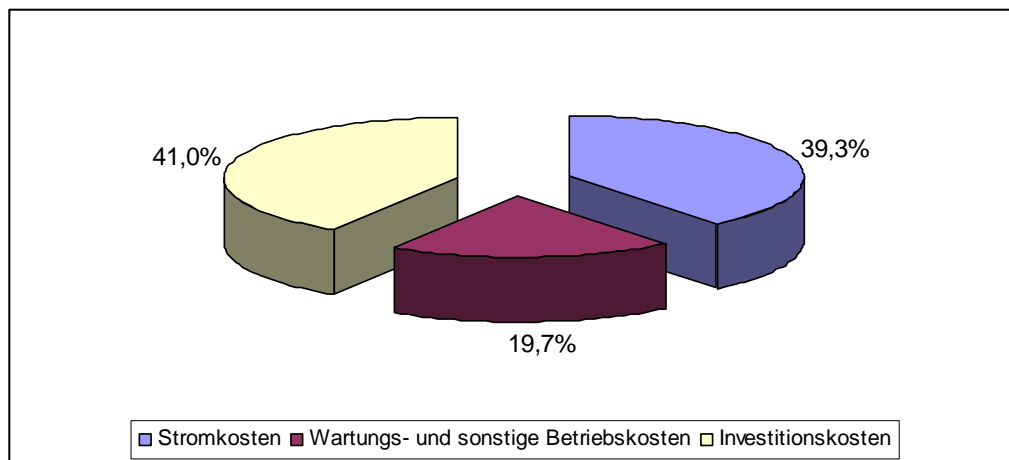


Abbildung 68: Aufteilung der Kostenblöcke einer typischen Betriebstankstelle (Quelle: eigene Berechnungen)

Der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten ist damit praktisch gleich hoch wie jener der Investitionskosten. Bei größeren Tankstellen würden die spezifischen Investitionskosten, aufgrund der Kostendegression beim Kompressor und der sonstigen Tankstellentechnik, absinken und der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten dann jenen der Investitionskosten übersteigen.

Die ermittelten Werte sind etwas höher, als in der Literatur angegeben. So geht etwa [Tentscher 2005] bei Volllastung einer Biogas-/Erdgastankstelle von Kosten für die Betankung von deutlich unter 1 Cent/kWh aus.

Gründe für diesen deutlich niedrigeren Wert bei [Tentscher 2005] sind, neben den geringeren Investitionskosten von 120.000.- Euro, bei denen keine Bau- und Einbindungskosten berücksichtigt wurden, die erheblich niedriger angenommenen Wartungskosten (3 % der Investitionskosten für den Kompressor, 2 % der Investitionskosten für die Tankstelleneinrichtung) sowie insbesondere auch der in der Wirtschaftlichkeitsrechnung deutlich geringer angesetzte Strompreis (8 Cent/kWh anstatt 15 Cent/kWh).

Die ermittelten Werte für die spezifischen Kosten der Betankung können daher für kleinere Biogastankstellen als typisch angesehen werden. Bei größeren Tankstellen ist aufgrund der „economies of scale“ beim Kompressor als größten Kostenblock, aber auch durch die

Kostendegression bei den Bau- und Einbindungskosten sowie den Wartungskosten, eine deutliche Reduktion der spezifischen Betankungskosten zu erwarten. Bei günstigen örtlichen Voraussetzungen (geringer baulicher Aufwand), größerer Abgabemenge und unter der Voraussetzung der Vollauslastung wären spezifische Betankungskosten von um die 1 Cent/kWh durchaus möglich.

Entscheidender Faktor für die Kosten der Betankung ist allerdings, neben dem Strompreis, vor allem die ausreichende Auslastung der Tankstelle. Folgend wurden daher die spezifischen Kosten bei nur teilweiser Auslastung errechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abbildung 69 dargestellt.

Bei Absinken der Auslastung auf 80 % steigen die spezifischen Kosten von 1,34 Cent/kWh auf moderate 1,54 Cent/kWh an. Bei einer nur 50 %-igen Auslastung betragen diese aber immerhin schon 2,15 Cent/kWh. Bei einer Auslastung von 10 % bzw. 20 % haben die spezifischen Kosten der Betankung bereits einen Wert von 4,58 Cent/kWh bzw. 8,63 Cent/kWh erreicht und sind damit deutlich höher wie der Energiepreis der abgegebenen Energiemenge.

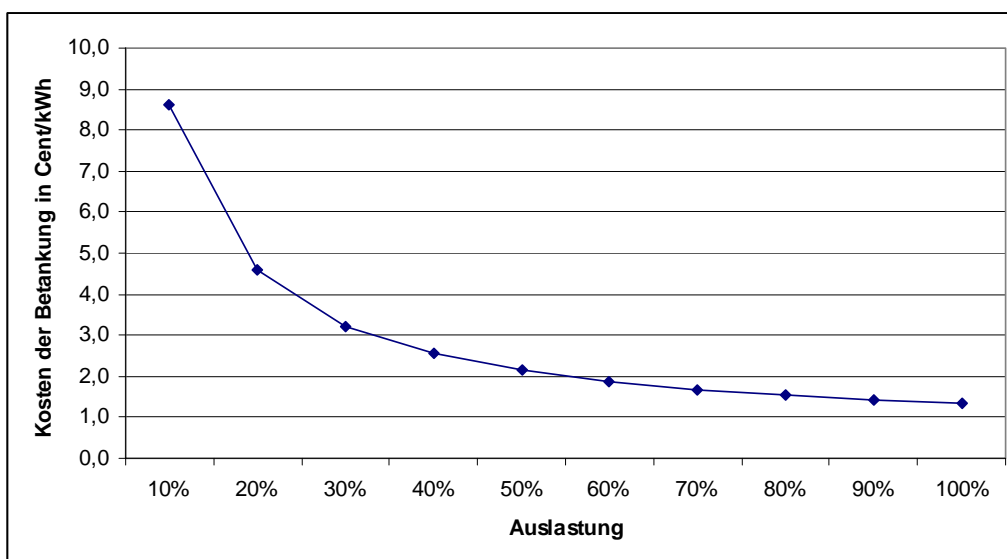


Abbildung 69: Spezifische Kosten der Betankung in Abhängigkeit von der Tankstellenauslastung (Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Zahlen von Tabelle 31)

Dieser exponentielle Anstieg der spezifischen Kosten bei nur geringer Tankstellenauslastung ist der Grund dafür, dass die in Österreich betriebenen Erdgastankstellen derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden können¹⁰⁸.

5.6.3 Slow-Fill Betankungssysteme

Bei Slow-Fill Anlagen erfolgt der Betankungsvorgang über mehrere Stunden, meist über Nacht. Dabei drückt der Kompressor das verdichtete Biogas oder Erdgas ohne Zwischenspeicherung direkt in den Tank. Das grundsätzliche Verfahrensschema ist in Abbildung 70 zu sehen.

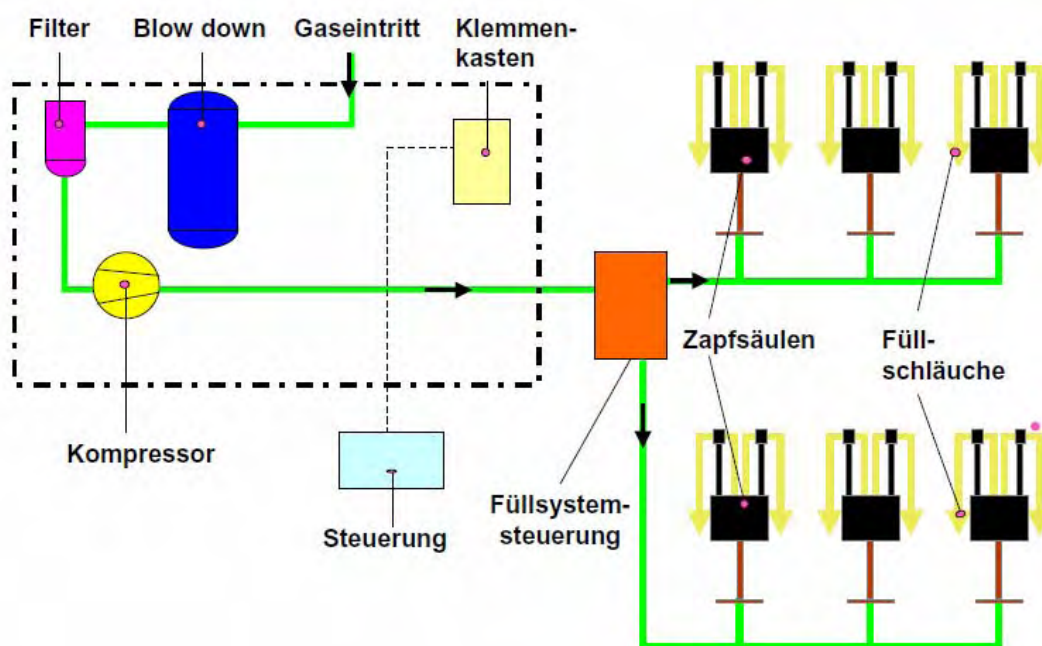


Abbildung 70: Verfahrensschema Slow Fill Betankung (Quelle: GreenField)

Nach dem Gaseintritt muss das Gas in gleicher Weise wie bei der Schnellbetankung zunächst getrocknet werden, um Kondensatbildung und Funktionsstörungen in Tankstelleneinrichtung oder Fahrzeug zu verhindern. Danach gelangt das entfeuchtete Gas in einen Verdichter, der insbesondere bei größeren Anlagen mehrstufig ausgelegt ist.

¹⁰⁸ Zur Verbreitung von gasbetriebenen Fahrzeugen, siehe Abschnitt 5.8.

Im Unterschied zur Schnellbetankung ist jedoch kein Pufferspeicher vorhanden und das komprimierte Gas gelangt über ein Füllsteuersystem und die Zapfsäulen direkt in den Fahrzeugtank.

Dieses Verfahrensschema ist aufgrund der langen Tankzeiten zwar nicht für öffentliche Tankstellen geeignet, jedoch für kommunale oder betriebliche Fahrzeugflotten. Vorteile sind, dass die Betankung mit weniger Energieeinsatz erfolgen kann und – abhängig von den lokalen Rahmenbedingungen – oft auch die Investitionskosten deutlich reduziert werden können.

Betankungsanlagen nach dem Slow-Fill Prinzip können sowohl bei kleinen Fahrzeugflotten (5-10 Fahrzeuge) wie auch großen Busflotten von bis zu mehreren hundert Fahrzeugen eingesetzt werden. Die Wirtschaftlichkeit der kleinsten möglichen Slow-Fill Betankung (Hausbetankung) unter österreichischen Rahmenbedingungen wird in Abschnitt 5.6.5 näher analysiert.

Grundsätzlich fallen bei der Slow-Fill Betankung geringere Betriebs- und Investitionskosten als bei Fast-Fill Anlagen an. Allerdings können deutliche Zusatzkosten für bauliche Maßnahmen, z. B. den Umbau des Busdepots, anfallen.

Die Wirtschaftlichkeit der Slow Fill Betankung bei größeren Busflotten hängt daher vorwiegend von den baulichen Voraussetzungen am Busdepot ab. In Abbildung 71 ist beispielhaft die Slow-Fill Betankungsanlage in Uppsala zu sehen, an der bis zu 40 Busse gleichzeitig betankt werden können.

Bei Lieferung des Biogases über das Erdgasnetz ist einer der Vorteile einer Slow-Fill Tankstelle, dass im Gegensatz zu einer Fast-Fill Tankstelle kein Gasspeicher erforderlich ist. Umgekehrt bringt die Slow-Fill Betankung für den Netzbetreiber einen nicht unerheblichen Systemnutzen, da der Betankungsvorgang im Regelfall über Nacht erfolgt, wenn die Entnahmen aus dem Netz am niedrigsten sind. Dies führt zu einem Ausgleich zwischen den Verbrauchsminima und Verbrauchsmaxima im Erdgasnetz und zu einer effizienteren Netznutzung.

Das gleiche gilt für den Ausgleich der Tageslastkurven bei einem Biogasnetz. Während sonstige Verbraucher (Fast-Fill Tankstellen, private Haushalte, gewerbliche Verbraucher) vorwiegend während des Tages Gas abnehmen, entnehmen Slow Fill Betankungsanlagen während der Nachtstunden.



Abbildung 71: Slow Fill Betankungsanlage für Busse in Uppsala (Quelle: New Energy)

Bei lokalen Biogasnetzen führt ein richtiges Verhältnis von Treibstoffabgabe an Slow-Fill Betankungsanlagen und Abgabe an sonstige Verbraucher daher dazu, dass die notwendigen Speicheranlagen kleiner dimensioniert werden können.

Weiters können im Vergleich zur Schnellbetankung auch die Betriebskosten (Stromkosten) reduziert werden. Während bei der Langsambetankung das Gas direkt in den Fahrzeugtank gepresst wird, muss dieses bei der Schnellbetankung zunächst auf ein höheres Druckniveau in den Pufferspeicher gepresst werden. So liegt bei 3-Bank-Systemen das Druckniveau in der Hochdruckbank üblicherweise 50 bar über dem maximalen Betriebsdruck im Fahrzeugtank. Dieses hohe Druckgefälle ist notwendig, um die gewünschte Betankungsgeschwindigkeit zu erreichen, führt aber zu einem höheren Stromverbrauch bei der Kompression.

Bei Inselsystemen führt die Notwendigkeit von Backupsystemen zur Überbrückung von eventuellen Anlagenausfällen allerdings dazu, dass Speicherkapazität ohnehin vorgehalten

werden muss. Wenn dies von Seiten der Anlagensteuerung vorgesehen ist, kann die Langsambetankungseinrichtung dann auch im Schnellbetankungsbetrieb genützt werden. Oft wird dann von Semi-Fast Fill oder Semi-Slow Fill gesprochen. Beispiel für eine Anlage mit einer solchen Betriebsweise ist die Bustankstelle in Uppsala.

Ein starkes Hindernis für den Einsatz von Slow-Fill Anlagen ist, dass deren Einsatz eine Änderung in den Arbeitsabläufen des Bus- oder Transportunternehmens erforderlich macht, was von den Beschäftigten oftmals abgelehnt wird, obwohl Slow-Fill Anlagen, sowohl aus wirtschaftlicher wie aus Sicht der Energieeffizienz, in den meisten Fällen die zu bevorzugende Betankungsvariante ist.

Während in Schweden bei kommunalen Busflotten in vielen Fällen Slow-Fill Betankung eingesetzt wird, wurde in Österreich zumeist die Fast-Fill Variante gewählt, wie etwa bei der bisher größten Umrüstung einer kommunalen Busflotte. Die Tankstelle der Linz AG erreicht eine Gesamtleistung von bis zu 3.000 Nm³/h und ist damit die größte Gastankstelle Europas.

5.6.4 Speichersysteme

5.6.4.1 Anforderungen an die Speichersysteme

Bei der Verwendung von Biogas als Treibstoff müssen die Speichersysteme, in Abhängigkeit von den gewählten Distributions- bzw. Betankungssystemen, eine oder mehrere der folgenden Funktionen erfüllen:

- Pufferspeicher bei Fast-Fill Tankstellen, um bei der Schnellbetankung die gewünschte Tankgeschwindigkeit sicherzustellen
- Ausgleich von Schwankungen in Angebot und Nachfrage über den Tagesverlauf (Ausgleich der Tageslastkurven)
- Sicherheits- bzw. (Backup)speicher, um bei Ausfall von Anlagenkomponenten den Weiterbetrieb zu ermöglichen

- Ausgleich von Schwankungen in Angebot und Nachfrage über den Jahresverlauf (Ausgleich der Jahreslastkurven)

In Abbildung 72 ist ein typisches Speichersystem eines kommunalen Biogasprojektes in Schweden dargestellt, welches mehrere dieser Funktionen (Pufferspeicher, Ausgleich der Tageslastkurven, Back-Up Speicher) zugleich übernimmt.



Abbildung 72: Typischer Biomethanspeicher bei kommunalem Projekt in Schweden (Quelle: New Energy)

Folgend werden die Anforderungen an die Speichersysteme und die Grundprinzipien ihrer Dimensionierung bei unterschiedlichen Distributions- und Betankungsoptionen dargestellt sowie die wesentlichen Unterschiede, abhängig vom Anwendungsfall, diskutiert:

Fall A: Anforderung an die Speichersysteme bei Schnellbetankung und direktem Anschluss an das Erdgasnetz

Da bei Schnellbetankung an einer Biogas- oder Erdgastankstelle der Betankungsvorgang aus Komfortgründen nicht langsamer erfolgen darf als an einer Benzin- oder Dieseltankstelle, ist ein Pufferspeicher bei der Tankstelle jedenfalls zwingend notwendig. Die Dimensionierung der Speicherkapazität erfolgt in Abhängigkeit vom Entnahmeprofil und von der Kompressorleistung. Grundsätzlich kann das Speichervolumen dabei umso kleiner dimensioniert werden, je größer die Kompressorleistung ist.

Das Entnahmeprofil wird primär vom Kundenverhalten und damit von Typ und Standort der Tankstelle bestimmt. So hat eine öffentliche Tankstelle ein anderes Lastverhalten wie eine nicht-öffentliche Betriebstankstelle, bei der dieses primär von betrieblichen Abläufen abhängig ist. Auch bei öffentlichen Tankstellen kann das Lastverhalten sehr unterschiedlich sein. So unterscheidet sich der Lastgang einer Autobahntankstelle deutlich von dem einer Tankstelle in einem Wohngebiet. Die beiden voneinander abhängigen Größen Kompressorleistung und Speichervolumen des Pufferspeichers werden bei der technischen Auslegung auf Basis des angenommenen Entnahmeprofils der Tankstelle festgelegt.

Eine Unterdimensionierung von Speichervolumen oder Kompressorleistung führt zu längeren Betankungszeiten bzw. dazu, dass keine Vollbetankung mehr möglich ist. Eine Überdimensionierung von Kompressorleistung oder Speichervolumen verursacht hingegen unnötig hohe Investitions- und Anschlusskosten beim Kompressor und verschlechtert daher die Wirtschaftlichkeit.

In Fall A übernimmt die Speichereinrichtung üblicherweise lediglich die Funktion des Pufferspeichers bei der Tankstelle, da alle anderen sonstigen Speicherfunktionen, wie der Ausgleich der Tages- und Jahreslastkurven und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, vom Netzbetreiber des Erdgasnetzes übernommen wird¹⁰⁹. Dies trifft etwa auf alle bisher in der Schweiz an das Erdgasnetz angeschlossen Biogastankstellen zu, die lediglich „virtuell“ mit Biomethan beliefert werden.

Mit Ausnahme von Fall C ist die notwendige Speichergröße - im Vergleich zu allen anderen Varianten - am geringsten.

Fall B: Anforderung an die Speichersysteme bei Schnellbetankung und ohne Anschluss an das Erdgasnetz

Im Fall B, bei der Versorgung von Inseltankstellen oder der Lieferung des aufbereiteten Biogases über Pipelines, lokale Netze oder mittels Container müssen die Speichersysteme weitere der zuvor angeführten Funktionen übernehmen.

¹⁰⁹ Zu dem vom Netzbetreiber übernommenen Systemdienstleistungen siehe ergänzend die Ausführungen unter Fall C sowie Abschnitt 5.5.1.3.

Grundsätzlich können diese Funktionen (Ausgleich der Lastkurven, Pufferspeicher für Schnellbetankung, Back-Up bei Anlagenausfällen, etc.) von mehreren, unterschiedlichen Speicheranlagen, auch an unterschiedlichen Standorten, erfüllt werden. Aus Kostenüberlegungen ist es in den meisten Fällen jedoch am vorteilhaftesten, wenn eine Speicheranlage mehrere oder möglichst alle notwendigen Speicherfunktionen übernimmt.

Aus diesen Optimierungsgründen ist es naheliegend, die Speicheranlage am Standort des größten Abnehmers zu errichten. In praktisch allen untersuchten Fällen war dies der Standort des Depots der kommunalen Busflotte.

Beispiele dafür sind etwa die kommunalen Projekte in Västerås, Eskilstuna und Uppsala. Die Speicheranlagen an den Standorten des Busdepots dienen dabei sowohl zum Ausgleich der Tageslastkurven wie auch als Back-Up Speicher bei kurzfristigen Anlagenausfällen oder bei Durchführung von Wartungsarbeiten.

Die Speicheranlagen wurden jeweils so positioniert, dass diese zugleich als Pufferspeicher für die öffentliche Tankstelle, jeweils knapp außerhalb des Geländes des Busdepots, genützt werden können. Damit konnten Investitions- wie Betriebskosten optimiert werden, da weder zusätzliche Speicherelemente noch ein zusätzlicher Kompressor notwendig waren.

Die effektive Speichergröße bei schwedischen Best-Practice Beispielen beträgt bei Dreibanksystemen typischerweise zwischen 4.000 - 6.000 Nm³ Biomethan. Im Fall Eskilstuna entspricht dies dem 1,25-fachen der maximalen täglichen Aufbereitungskapazität, während bei anderen Projekten diese teilweise deutlich kürzer sind.

Mit dieser Speichergröße können tägliche Schwankungen in Angebot und Nachfrage (Ausgleich der Tageslastkurve) sowie kurzfristige Anlagenausfälle ausgeglichen werden, während hingegen bei längeren Ausfällen sonstige Back-Up Einrichtungen (LNG-Tank) eingesetzt werden müssen (siehe dazu auch Abschnitt 5.5.3).

Im Fall B, bei Lieferung durch Biogaspipelines oder -netze, ist die notwendige Speichergröße im Vergleich zu allen anderen Varianten grundsätzlich am höchsten.

Bei Anbindung durch ein Containersystem fungiert das Transportsystem selbst bereits als Speicher, wobei zur Systemoptimierung üblicherweise noch zusätzliche Speicherflaschen vor Ort installiert werden. Die optimale Auslegung der Speicherkapazität der mobilen Speichersysteme hängt, abgesehen von genehmigungstechnischen Beschränkungen, insbesondere vom Verhältnis der Transportkosten je Fahrt und den spezifischen Investitionskosten der Speichersysteme, ab. Weiterführende Analysen zur optimalen Dimensionierung dieser Speicheranlagen sind in Abschnitt 5.5.4 zu finden.

Fall C: Anforderung an die Speichersysteme bei ausschließlicher Langsambetankung und direktem Anschluss an das Erdgasnetz

Im Unterschied zur Schnellbetankung ist bei Langsambetankung kein Pufferspeicher notwendig, da das komprimierte Gas über die Zapfsäulen direkt in den Fahrzeugtank gelangt.

Bei direkt über das Erdgasnetz angebotenen Langsambetankungseinrichtungen (Slow-Fill) sind daher - technisch bedingt - keine Speichersysteme erforderlich, da der Netzbetreiber bzw. Regelzonenführer ohnehin für die ausreichende Versorgung mit Erdgas/Biogas sorgen muss und der Ausgleich der Tages- und Jahreslastprofile über das Erdgasnetz erfolgen kann.

Allerdings ist bei wirtschaftlicher Betrachtung zu berücksichtigen, dass abrechnungstechnisch entweder Speicherdienstleistung zuzukaufen (Problem der Transaktionsgrößen und Verfügbarkeit der Speicherkapazität), Ausgleichsenergie zu bezahlen (teuer) oder die Übereinstimmung von Ein- und Ausspeisemengen durch Speicheranlagen am Einspeise- oder Ausspeisepunkt des Netzes selbst sicherzustellen wäre.

Im Fall C sind daher zwar vom technischen Standpunkt keine Speichereinrichtungen erforderlich. In wirtschaftlicher Betrachtungsweise ist es jedoch vom Einzelfall abhängig, ob die Kosten des Bezugs der Systemdienstleistung über das Netz günstiger sind als die Errichtung und der Betrieb eigener Speichersysteme. In den uns aus der Schweiz bekannten Best Practice Beispielen wurde der notwendige Lastausgleich in allen Fällen über das Erdgasnetz sichergestellt.

Fall D: Anforderung an die Speichersysteme bei ausschließlicher Langsambetankung ohne direkten Anschluss an das Erdgasnetz

Wird die Langsambetankungseinrichtung durch eine direkte Biogasleitung, ein Biogasnetz oder ein Containersystem an die Biogasproduktion angebunden, ist eine Speicheranlage zwingend erforderlich, um Lastkurven auszugleichen sowie eventuelle Anlagenausfälle zu überbrücken.

Wenn die Speichereinrichtungen direkt am Standort der Langsambetankungsanlage errichtet werden, können ein Teil der Fahrzeuge an der Langsambetankungseinrichtung auch im Schnellbetankungsbetrieb betankt werden, da das in den Speichersystemen gelagerte Biomethan dort bereits ohnehin auf höherem Druckniveau vorliegt. Abgesehen von eventuellen Adaptierungen bei der Prioritätsteuerung der Betankungsanlage fallen dafür keine zusätzlichen Investitionskosten an.

Eine solche Betriebsweise wird auch Semi-Fast Fill oder Semi-Slow Fill genannt. Beispiel dafür ist die Bustankstelle in Uppsala, bei der ein Teil der Busse mit einer Betankungszeit von 4 Stunden gefüllt wird. Dies ist zwar keine Schnellbetankung, aber deutlich kürzer als der normale Langsambetankungsvorgang.

Kombination von Fall B und D: Verwendung unterschiedlicher Betankungssysteme – Optimierung der Speichergröße

Während Tankstellen mit Schnellbetankung und sonstige Verbraucher (private Haushalte, gewerbliche Verbraucher) das Gas vorwiegend während des Tages abnehmen, benötigen Slow Fill Betankungsanlagen diese während der Nachtstunden.

Falls bei lokalen Biogasnetzen der Treibstoff sowohl an Fast-Fill und Slow-Fill Betankungsanlagen abgeben wird, führt dies aufgrund des Ausgleiches der Tageslastkurven dazu, dass die notwendigen Speicheranlagen deutlich kleiner dimensioniert werden können. Allerdings geht eine geringere Speicherkapazität zugleich immer auf Kosten der Versorgungssicherheit, was bei länger andauernden Anlagenausfällen - je nach Art der Störung - entweder zum Abfackeln des Biogases oder zu Lieferausfällen beim Treibstoff führen kann.

5.6.4.2 Notwendigkeit zum Ausgleich der Jahreslastkurven

Die grundsätzliche Problematik der ungleichen Gasabnahme während des Jahres ist von der Dimensionierung von Erdgasnetzen und -systemen hinlänglich bekannt. So kann in Erdgasnetzen die Abnahme in den Jahresstunden mit dem größten Verbrauch um bis zu ein Mehr-Hundertfaches größer sein als in den Jahresstunden mit dem niedrigsten Verbrauch. In Abbildung 73 ist dazu beispielhaft die Jahreslastgangkurve einer steirischen Bezirksstadt zu sehen.

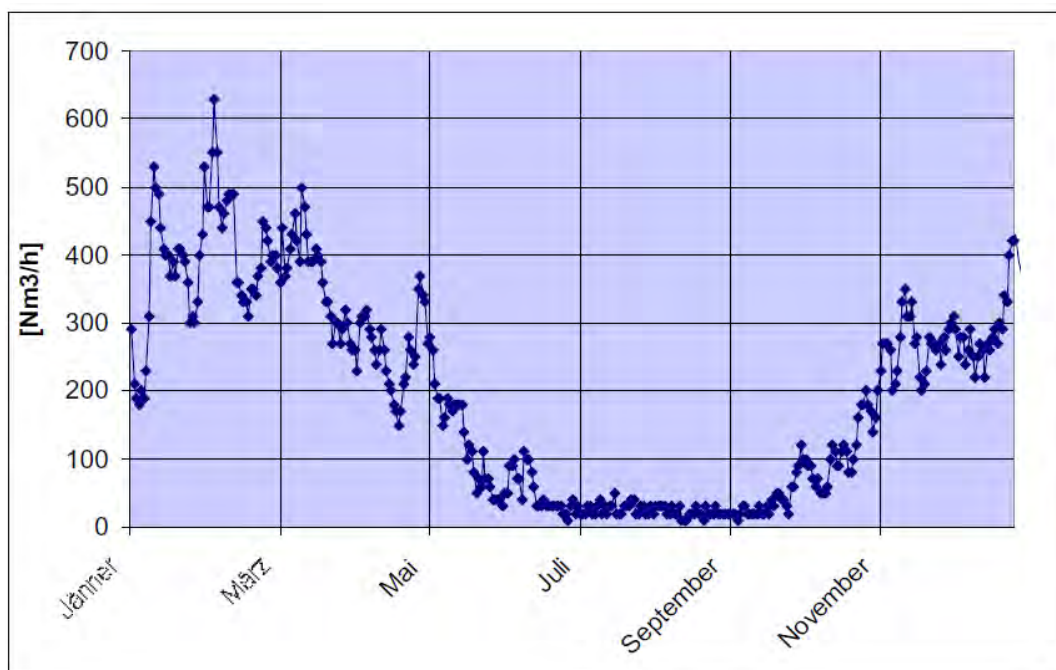


Abbildung 73: Jahreslastgangkurve einer steirischen Bezirksstadt (Quelle: [Theißing 2006])

Während in den Wintermonaten der Verbrauch sehr hoch ist und witterungsbedingt sehr stark schwankt, ist die Abnahme in den Sommermonaten minimal. Je größer der Anteil der privaten Verbraucher im Vergleich zu den sonstigen Abnehmern (Industrie, Stromversorgung, Tankstellen, etc.) ist, umso stärker sind die Maxima und Minima der Jahreslastkurven ausgeprägt

Auch wenn bei Versorgungssystemen, die lediglich der Treibstoffversorgung dienen, die Schwankungen über den Jahresverlauf grundsätzlich wesentlich geringer sind, können diese trotzdem erheblich sein und sind bei der Auslegung des Gesamtsystems jedenfalls zu berücksichtigen.

So ist beispielsweise bei den schwedischen Best Practice Beispielen in Västerås und Eskilstuna (siehe Abschnitt 5.12 und Abschnitt 5.13) die Treibstoffnachfrage im Sommer deutlich geringer, da die kommunalen Busflotten als größte Abnehmer aufgrund der Schulferien und des dadurch eingeschränkten Busbetriebs deutlich weniger Biogas abnehmen.

In beiden Fällen wurden die Speichersysteme aber nicht so groß ausgelegt, dass diese die Schwankungen in der Jahreslastgangkurve ausgleichen können. Aufgrund der lokalen Rahmenbedingungen ist es wirtschaftlich vorteilhafter, die Überschussproduktion im Sommer über Trailersysteme in die Region Stockholm zu verkaufen, da dort ohnehin die Nachfrage nach Biogas das ganze Jahr über größer als das Angebot ist. In Zeiten erhöhter Nachfrage wird hingegen auf ein Backup durch LNG-Tanks zurückgegriffen. Das LNG wird vom Nachbarland Norwegen, das über eine gute LNG-Distributionsinfrastruktur verfügt, mit Spezialtankwagen angeliefert.

Trotz der positiven Betriebserfahrungen in Schweden erscheinen LNG Backup-Lösungen für Österreich jedoch nicht geeignet, da weder in Österreich noch den angrenzenden Regionen die notwendige LNG-Distributionsinfrastruktur vorhanden ist. LNG-Lieferungen, wenn überhaupt angeboten, würden jedenfalls wirtschaftlich nicht attraktiv sein.

Im Unterschied zu Schweden müssten in Österreich die saisonalen Schwankungen entweder über die Anbindung an das Erdgasnetz (direkt oder über Trailersysteme) oder mittels der aufeinander abgestimmten Produktion von Biomethan und Strom/Wärme (Polygeneration) ausgeglichen werden. Falls diese Varianten nicht möglich sind, kämen für die saisonale Speicherung aus Kostengründen vorwiegend Mitteldruck-Röhrenspeicher in Frage¹¹⁰.

5.6.4.3 Technische Ausführung von Speichersystemen

Die Speichersysteme bei der Verwendung von Biogas als Treibstoff können entweder als Röhren- oder als Flaschenspeicher ausgeführt werden. Bei internationalen Best Practice Beispielen konnten beide Speichertypen vorgefunden werden.

¹¹⁰ Zum Kostenvergleich unterschiedlicher Speichertechnologien bei lokalen Biogasnetzen, siehe u.a. [Hornbachner 2008].

In Abbildung 74 sind Beispiele aus Schweden für diese beiden unterschiedlichen Speichersysteme zu sehen. Auf der linken Seite ist der in Uppsala verwendete Flaschenspeicher zu sehen, am rechten Bild der in Västerås verwendete Röhrenspeicher.



Abbildung 74: Vergleich der unterschiedlichen Speichersysteme (Quelle: New Energy (linkes Bild), Svensk Vättekraft (rechtes Bild))

Die Gasflaschen in Uppsala haben ein hydraulisches Volumen von insgesamt knapp über 20.000 Liter, während das Speichervolumen der Röhrenspeicher in Västerås um ca. 50 % größer ist (32.000 Liter).

Beide Speichersysteme haben ihre Vor- und Nachteile: Flaschenspeicher haben den Vorteil, dass es sich bei den verwendeten Gasflaschen um Standardprodukte handelt, die in großen Stückzahlen verfügbar sind. Es gibt weltweit eine große Anzahl von Herstellern, wodurch die Preise verhältnismäßig niedrig und die Lieferzeiten gering sind.

Im Gegensatz dazu sind Röhrenspeicher, vor allem bei größerem Durchmesser, de facto Einzelanfertigungen und haben sowohl eine längere Lieferzeit wie einen höheren Preis. Allerdings benötigen Flaschenspeicher eine große Zahl von Fittings, um die einzelnen Gasflaschen zu verbinden, was den ursprünglichen Kostenvorteil wieder wettmacht. Beim Erfahrungsaustausch mit schwedischen Anlagenbetreibern, die jeweils eines der beiden Systeme eingesetzt haben, konnten jedenfalls keine merklichen Unterschiede zwischen diesen beiden Systemen betreffend die Investitionskosten identifiziert werden.

Allerdings sind Röhrenspeicher im langfristigen Betrieb unproblematischer als die Flaschenspeicher. Im Falle von Gasleckagen müssen nur verhältnismäßig wenige Verbindungen auf Dichtheit überprüft werden. Im Falle eines aus Hunderten von Gasflaschen aufgebauten Gasspeichers kann das Aufspüren der undichten Verbindung hingegen sehr viel Zeit in Anspruch nehmen und damit hohe Kosten verursachen.

Die beiden beschriebenen technischen Ausführungen von Speichersysteme eignen sich grundsätzlich gleichermaßen sowohl als Pufferspeicher für die Schnellbetankung, als Backup-Up Lösung für kurzfristige Anlagenausfälle sowie für den Ausgleich der Tageslastkurven.

Sollte allerdings die Notwendigkeit zum Ausgleich der Jahreslastkurven bestehen, sind beide Speichertypen aus Kostenüberlegungen nicht optimal. Für diesen Anwendungsfall würden sich am ehesten die im Erdgasbereich eingesetzten Mitteldruck-Röhrenspeicher¹¹¹ eignen. Allerdings ist nach unseren Recherchen ein solches Speichersystem bis dato noch niemals im Biogasbereich eingesetzt worden.

Betreffend die Investitionskosten für die beschriebenen Gasspeicher wird auf die Angaben und Analysen von Abschnitt 5.5.4 verwiesen, da die Investitionskosten stationärer Gasspeicher praktisch identisch mit jenen mobiler Gasspeicher sind.

¹¹¹ Mitteldruck-Röhrenspeicher (Betriebsdrücke typischerweise zwischen 40 und 80 bar) sind jedoch nicht mit den vorhin behandelten Hochdruck-Röhrenspeichern zu verwechseln, die bei deutlich höherem Druck (bis zu 300 bar) betrieben werden.

5.6.5 Hausbetankung

Die Hausbetankung ist als eine Ergänzung zur normalen Tankstelleninfrastruktur zu sehen. Bei den Geräten zur Hausbetankung handelt es sich prinzipiell um Slow-Fill Betankungsanlagen mit sehr kleiner Kompressorleistung, welche direkt in die Garage oder neben den Abstellplatz des Fahrzeuges montiert werden. Die Anlagen ermöglichen die Betankung von ein bis zwei Fahrzeugen über die Nachtstunden.

Weltweit gibt es mehrere Hersteller von Hausbetankungsanlagen. So konnten Anbieter in Kanada, den Niederlanden und Großbritannien identifiziert werden, deren Produkte grundsätzlich auch für den österreichischen Markt geeignet wären.

Als bekanntestes Produkt kann die Hausbetankungsanlage „Phill“ des kanadischen Unternehmens Fuelmaker angesehen werden. Für dieses Gerät gibt es Zulassungen für folgende europäische Länder: Belgien, Finnland, Frankreich, Italien, Litauen, Niederlande, Polen, Schweiz, Tschechische Republik.



Abbildung 75: Kompressor zur Hausbetankung (Quelle: FuelMaker)

Der Mehrheitseigentümer von Fuelmaker, die Honda Motor Co., hat ihre Tochtergesellschaft jedoch aufgrund von wirtschaftlicher Schwierigkeiten in der ersten Jahreshälfte 2009 liquidiert und die Firmenaktiva inklusive der Patentrechte (94 internationale Patente) an die europäische Tochtergesellschaft der kalifornischen Fuel Systems Solutions Inc. verkauft. Die Produkte werden zukünftig unter dem Markennamen BRC Fuelmaker vertrieben und sollen ab 2010 in Italien produziert werden.

Ein Feldversuch und Praxistest des Berliner Gasversorgers Gasag hat die Herstellerangaben bestätigt. Bei einer Kompressorleistung von 1,1 kg/h liegt der Stromverbrauch bei 0,049 kWel/kWh_{HS}, d. h. der Energieverbrauch für die Kompression des Erdgases beträgt rd. 5 % der im komprimierten Erdgas gebundenen Energie¹¹².



Abbildung 76: Feldtest des Berliner Gasversorgers GASAG (Quelle: GASAG)

Die Betankungsanlage kann unter Berücksichtigung der sehr geringen Kompressorleistung als durchaus energieeffizient eingestuft werden, da der Vergleichswert für normale Erdgastankstellen, abhängig von der Kompressorleistung, mit 2 % bis 5 % Energieverbrauch

¹¹² [Buggisch 2007]

für die Kompression in ähnlicher Größenordnung liegt (je größer die Kompressorleistung, desto effizienter).

Wichtige administrative Barrieren sind neben unvorteilhaften Netztarifen die lokal stark unterschiedlichen Sicherheitsvorschriften. Abhängig von den regionalen Bestimmungen kann die Betankungsanlage entweder nur in einer Garage, nur im Freien oder nur mit verhältnismäßig hohem bürokratischen Aufwand betrieben bzw. zugelassen werden. Selbst in den USA sind die Regelungen von Bundesstaat zu Bundesstaat stark unterschiedlich.

Folgend wird, nach der Analyse der Rahmenbedingungen in Kalifornien, wo die Hausbetankung schon seit längerem eingesetzt wird, die Wirtschaftlichkeit dieser Distributionsoption in Hinblick auf die Direktvermarktung von Biogas über das Erdgas analysiert.

5.6.5.1 Wirtschaftlichkeit der Hausbetankung in Kalifornien (Best Practice Beispiel)

Haustankstellen werden in Kalifornien, wie auch in mehreren anderen US-Bundesstaaten, bereits seit mehreren Jahren verwendet. Aufgrund von niedrigeren Netztarifen und Förderungen bzw. Steuererleichterungen ist die Hausbetankung in Kalifornien eine wirtschaftlich interessante Alternative, sowohl im Vergleich zu Benzin/Diesel wie zur Betankung an einer CNG-Tankstelle.

Um die Wirtschaftlichkeit der Hausbetankung in Kalifornien zu zeigen, wurden zunächst die Spezialtarife eines großen kalifornischen Gasversorgers, der Southern California Gas Company, recherchiert und in Tabelle 32 mit den normalen Haushaltstarifen verglichen.

	Netztarif in USD-Cent je thm	Energielieferung in USD-Cent je thm
Haushaltstarif (GR-Rate)	29,056	36,491
Spezialtarif Hausbetankung (G-NGVR)	16,096	36,491

Tabelle 32: Tarifvergleich Haushalts- vs. Hausbetankungstarife der Southern California Company¹¹³

¹¹³ Gemäß Tarifschema der Southern California Company, Price Resolution Nr. G-3351 vom 6. März 2009

Der spezielle Netztarif für Hausbetankungsanlagen liegt mit 16,096 USD-Cent/thm um fast 50 % niedriger als der normale Netztarif. Der reine Energiepreis fällt hingegen in gleicher Höhe an. Damit reduziert sich der Gesamtpreis im Falle der Hausbetankung auf 52,587 USD-Cent/therm und ist damit um rd. 20 % niedriger als für den sonstigen Gasverbrauch. Zur Unterscheidung von Hausbetankung und sonstigem Gasverbrauch wird ein eigener Gaszähler montiert. Die Ergebnisse der Recherche sind in Abbildung 77 auch graphisch dargestellt.

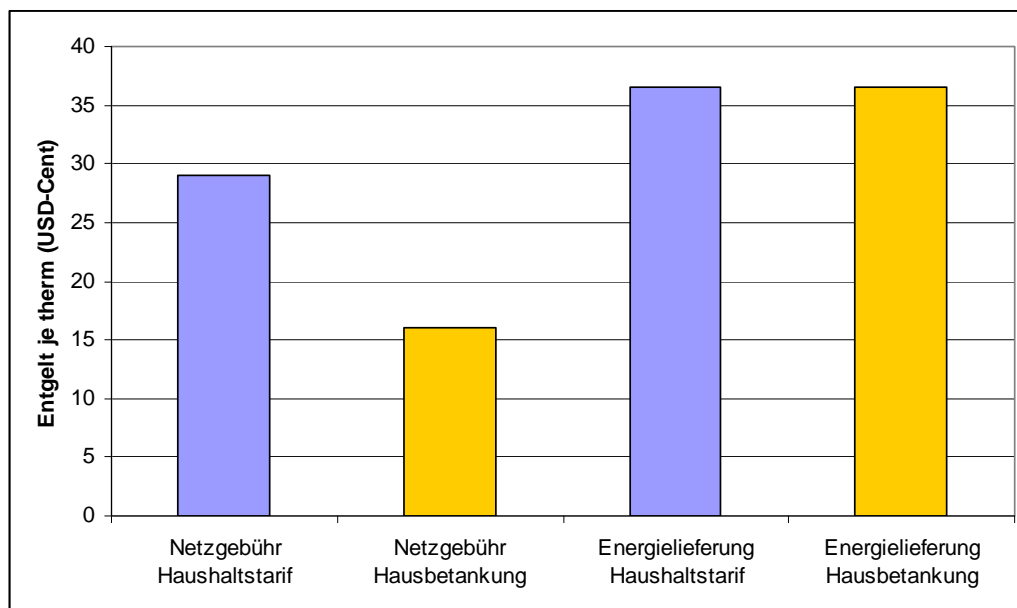


Abbildung 77: Tarifvergleich Haushalts- vs. Hausbetankungstarif der Southern California Company (Quelle: eigene Darstellung)

Auf Basis der Tarife der Southern California Company wurden unter Verwendung eines Kalkulationswerkzeuges¹¹⁴ der Clean Cities Initiative des US Department of Energy, welches die zusätzlichen Kosten wie lokale Stromkosten und Wartungskosten berücksichtigt, die spezifischen Kosten des Treibstoffbezuges¹¹⁵ errechnet. Diese betragen 0,97 USD/GGE¹¹⁶ und sind damit nur halb so hoch wie die Preise an den regionalen CNG-Tankstellen, die in der Bandbreite zwischen 1,8 und 2,0 USD/GGE liegen und in Abbildung 78 zu sehen sind.

¹¹⁴ [Clean Cities 2009]

¹¹⁵ Entspricht den Gesamtkosten, jedoch ohne Berücksichtigung von Anschaffungs- und Einbindungskosten für die Betankungsanlage.

¹¹⁶ GGE = Gasoline Gallon Equivalent

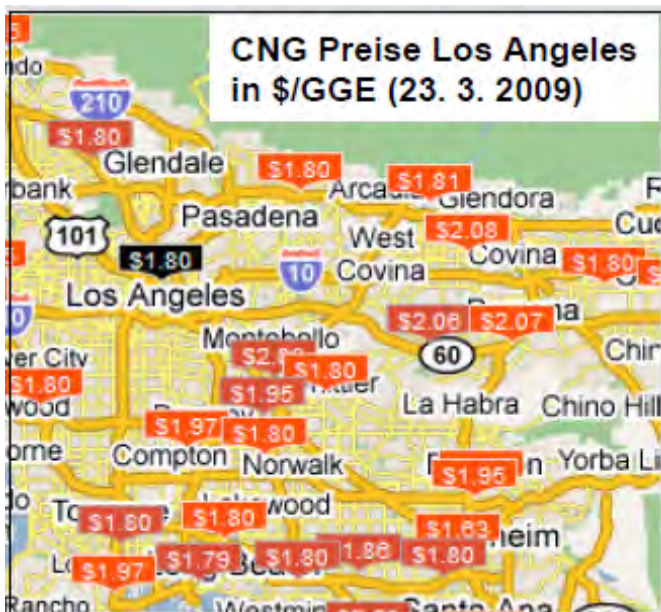


Abbildung 78: CNG-Preise im Großraum Los Angeles (Quelle: www.cngprices.com; abgefragt am 23.3.2009; 10 h 30)

In weiterer Folge wurden die spezifischen Investitionskosten ermittelt, die in dem Preis von 0,97 USD/GGE noch nicht berücksichtigt sind. Bei Anschaffungskosten für den „Phill“ von ca. 5.000 USD (inklusive Montage), einer Kompressorleistung von 0,42 GGE/Stunde und angegebenen 6.000 Betriebsstunden betragen diese 1,98 USD/GGE und sind damit doppelt so hoch als die Betriebskosten inklusive der Energielieferung.

Nach den ersten 6.000 Betriebsstunden sinken die spezifischen Investitionskosten, da die Kompressionseinheit um einen Preis von 2.000 USD komplett ausgetauscht und erneuert werden kann. Nach dem Tausch der Kompressionseinheit sind weitere 6.000 Betriebsstunden möglich, wobei sich die spezifischen Investitionskosten auf 0,79 USD/GGE reduzieren.

Durch die hohen Anschaffungskosten wäre die Hausbetankung ohne Zuschüsse oder Förderungen auch in Kalifornien - im Vergleich zu einer CNG-Tankstelle - wenig attraktiv. Durch staatliche wie kommunale Förderungen, Steuergutschriften oder Zuschüsse der Gaslieferanten zu den Anschaffungskosten (jeweils von Bundesstaat bzw. Kommune stark unterschiedlich) wird die Hausbetankung für den Konsumenten jedoch wirtschaftlich interessant und der Preis vergleichbar mit der Betankung an einer CNG-Tankstelle.

Ergänzend ist anzumerken, dass durch die Verwendung etwas größerer Betankungsanlagen (z.B. für 2-5 Fahrzeuge) die spezifischen Investitionskosten erheblich gesenkt werden können. Damit verbessert sich die Wirtschaftlichkeit bzw. verringert sich der Förderbedarf.

5.6.5.2 Wirtschaftlichkeit der Hausbetankung in Österreich

Um die Wirtschaftlichkeit unter österreichischen Rahmenbedingungen zu analysieren, wurden zunächst die spezifischen Investitionskosten errechnet. Diese betragen bei Anschaffungskosten von 5.000 USD, einer Kompressorleistung von 1,48 Nm³/Stunde, einem Verrechnungsbrennwert von 11,11 kW/Nm³ und einem Euro/USD-Kurs von 1,325 3,81 Euro-Cent /kW_{HS} für die ersten 6000 Betriebsstunden und 1,52 Euro-Cent/kWh_{HS} für die darüber hinausgehenden Betriebsstunden.

Die spezifischen Betriebs- und Gesamtkosten mussten aufgrund der unterschiedlichen Netztarife für jedes Bundesland separat ermittelt werden. Diesen Berechnungen wurden die Netztarife des jeweiligen Netzbereiches bei einer jährlichen Abnahme von 15.000 kWh (nicht leistungsgemessen), ein durchschnittlicher Energiepreis von 3,05 Cent/kW_{HS} (arithmetisches Mittel des höchsten und niedrigsten Energiepreis der E-Control Erhebung der Haushaltspreise vom Jänner 1/2009) und ein Strompreis von 13 Cent/kWh (exkl. Steuer) zugrunde gelegt.

Während die spezifischen Investitionskosten in jedem Netzbereich gleich groß sind, liegen die spezifischen Betriebskosten, aufgrund der unterschiedlichen Netztarife, in der Bandbreite zwischen 4,71 Cent/kWh und 5,82 Cent/kWh.

Die Ergebnisse für die einzelnen Bundesländer sind in Abbildung 79 zu sehen. Die Gesamtkosten für die Hausbetankung liegen zwischen 8,52 Cent/kWh (Vorarlberg) und 9,65 Cent/kWh (Tirol) und damit in allen Bundesländern deutlich über dem Abgabepreis von 4,26 Cent/kWh¹¹⁷ an öffentlichen CNG-Tankstellen.

¹¹⁷ Entspricht einem CNG-Preis von 0,874 Euro pro kg (Abgabepreis OMV Tankstellen vom 23. 3. 2009; inklusive aller Steuern und Abgaben).

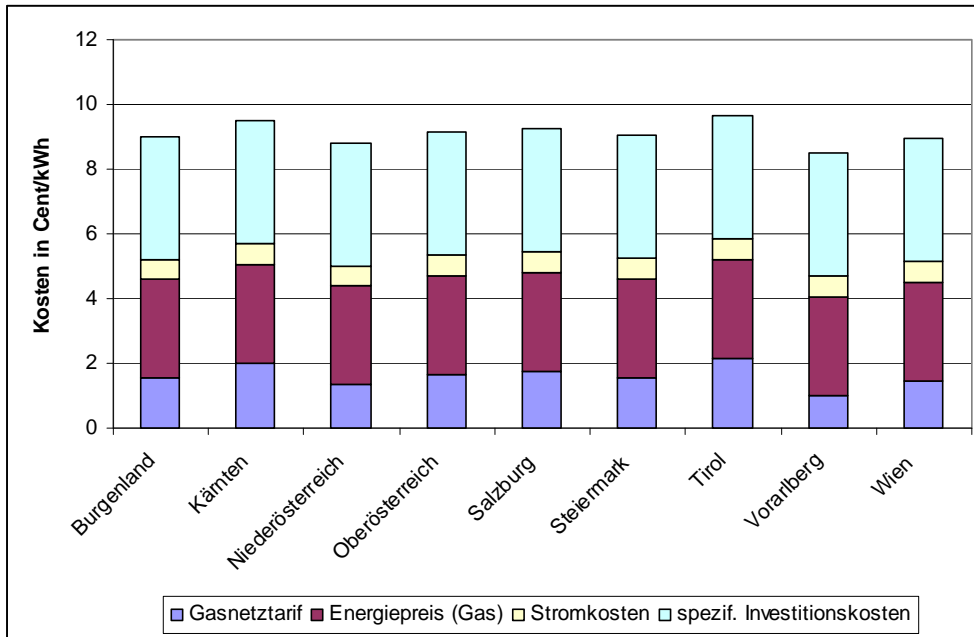


Abbildung 79: Gesamtkosten bei Hausbetankung in den einzelnen Netzbereichen (Quelle: eigene Berechnungen)

Die spezifischen Gesamtkosten für den über 6.000 Stunden hinausgehenden Betrieb wurden ebenfalls errechnet und die Ergebnisse in Abbildung 80 dargestellt.

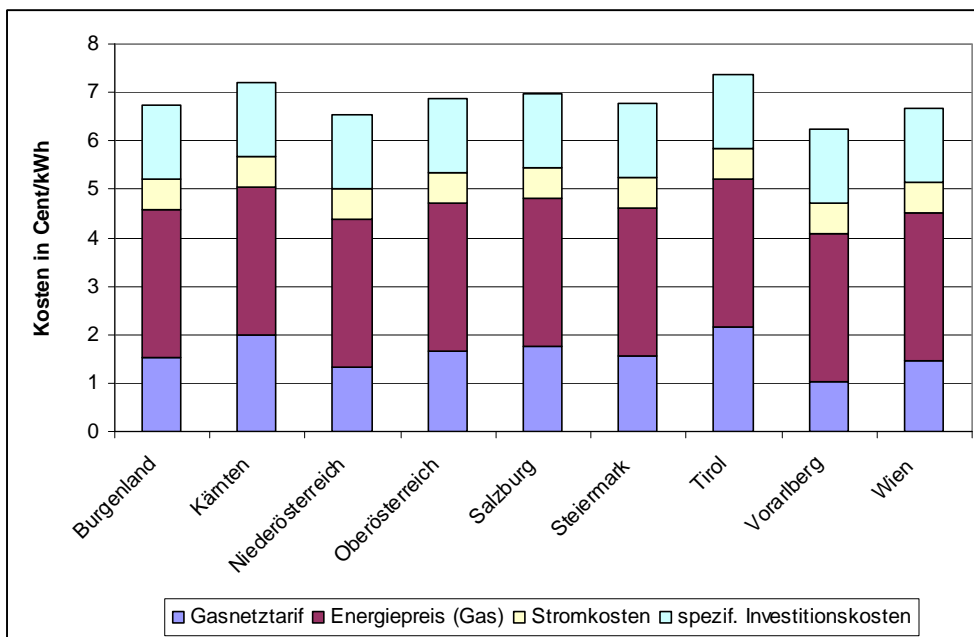


Abbildung 80: Gesamtkosten für Hausbetankung für den über 6.000 Betriebsstunden hinausgehenden Betrieb (Quelle: eigene Berechnungen)

Die Gesamtkosten liegen aufgrund der geringeren spezifischen Investmentkosten deutlich niedriger zwischen 6,23 Cent/kWh (Vorarlberg) und 7,37 Cent/kWh (Tirol), sind aber immer noch höher als die CNG-Preise an öffentlichen Tankstellen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Hausbetankung in Österreich deutlich teurer als die Betankung an einer CNG-Tankstelle ist, da alle wesentlichen Kostenbestandteile der Hausbetankung höher sind:

- Der normale Netztarif für Haushalte auf Netzebene 3 ist bis zu fünfmal so hoch als der Spezialtarif für öffentliche Tankstellen.
- Der Energiepreis für Haushalte ist höher als die Preise für Großabnehmer wie Tankstellenbetreiber.
- Die Investitionskosten für die Hausbetankungsanlage sind aufgrund der geringen Lebensdauer der Einrichtung (Betriebsstundenanzahl) ebenfalls sehr hoch.
- Der spezifische Stromverbrauch ist bei der Hausbetankung etwas höher, verhältnismäßig aber von geringer Bedeutung.

Die Hausbetankung eignet sich aufgrund der hohen spezifischen Gesamtkosten derzeit nicht für eine Direktvermarktung von Biogas in Österreich. Die Wirtschaftlichkeit wäre nur dann gegeben, wenn die Investitionskosten merklich gesenkt bzw. die Lebensdauer der Betankungsanlage erhöht und zusätzlich sonstige Incentives wie günstigere Netz- oder Energietarife gewährt würden.

Niedrigere Netztarife sind grundsätzlich gut argumentierbar, da bei Hausbetankung die Abnahme des Erdgases oder virtuellen Biogases gleichmäßig über das ganze Jahr erfolgt und sich dadurch die Gesamtauslastung des Netzes verbessert (Glättung der Jahreslastkurven). Zusätzlich werden auch die Tageslastkurven geglättet, da die Slow-Fill Betankung vorwiegend über Nacht erfolgt.

5.6.6 Vergleich der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Betankungssysteme (Zusammenfassung)

Für Biogastankstellen mit einer Kompressorleistung von 50 Nm³/h konnten spezifische Gesamtkosten der Betankung von 1,34 Cent/kWh_{HS} ermittelt werden (siehe Abschnitt 5.6.2). Mit einer solchen Tankstelle können 200 gasbetriebene Fahrzeuge mit Treibstoff versorgt werden. Die ermittelten Werte für die Investitionskosten und spezifischen Gesamtkosten können als typische Werte für eine Biogastankstelle angesehen werden.

Bei einer Tankstelle dieser Größenklasse ist der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten praktisch gleich hoch wie jener der Investitionskosten. Bei größeren Tankstellen sinken aufgrund der Kostendegression beim Kompressor und der sonstigen Tankstellentechnik die spezifischen Investitionskosten deutlich. Zugleich übersteigt der prozentuelle Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten jenen der Investitionskosten deutlich.

Durch die „economies of scale“ beim Kompressor, aber auch bei Bau- und Einbindungskosten sowie Wartungskosten, ist bei größeren Tankstellen eine deutliche Reduktion der spezifischen Betankungskosten zu erwarten. Bei größeren Abgabemengen sowie Vollauslastung sind spezifische Betankungskosten von unter 1 Cent/kWh möglich.

Bei Absinken der Tankstellenauslastung steigen die spezifischen Kosten hingegen stark an. So erhöhen sich diese bei einer Auslastung von 10 % bzw. 20 % bereits auf 4,58 Cent/kWh bzw. 8,63 Cent/kWh und sind damit deutlich höher als der Energiepreis der abgegebenen Energiemenge. Dieser exponentielle Anstieg der spezifischen Kosten bei nur geringer Tankstellenauslastung ist der Grund dafür, dass die in Österreich betriebenen Erdgastankstellen derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Während für öffentliche Tankstellen nur Schnellbetankung in Frage kommt, können kommunale Busflotten oder sonstige Flottenfahrzeuge auch nach dem Slow-Fill Prinzip betankt werden. Im Regelfall sind die Betriebs- und Investitionskosten merkbar geringer als bei Fast-Fill Anlage. Allerdings können deutliche Zusatzkosten für bauliche Maßnahmen, z. B. den Umbau des Busdepots, anfallen. Die Wirtschaftlichkeit der Slow-Fill Betankung hängt

daher vorwiegend vom Einzelfall, d.h. von den lokalen baulichen Voraussetzungen bei den Abstellplätzen, ab.

Vorteil einer Slow-Fill Tankstelle bei Anspeisung durch das Erdgasnetz ist, dass im Gegensatz zu einer Fast-Fill Tankstelle kein Pufferspeicher erforderlich ist. Weiters sind im Vergleich zur Schnellbetankung auch die Betriebskosten (Stromkosten) geringer. Die spezifischen Betankungskosten können bei der Slow-Fill Betankung daher deutlich unter 1 Cent/kWh zu liegen kommen.

Bei Inselsystemen führt die Notwendigkeit von Backupsystemen zum Ausgleich der Tageslastkurven und zur Überbrückung von eventuellen Anlagenausfällen dazu, dass Speicherkapazität ohnehin vorgehalten werden muss. In diesem Fall kann die Langsambetankungseinrichtung, wenn dies von der Anlagensteuerung vorgesehen ist, auch im Schnellbetankungsbetrieb genutzt werden. Diese Betriebsweise wird auch Semi-Fast Fill oder Semi-Slow Fill genannt.

In allen Fällen müssen das Speichervolumen und die Kompressorkapazität auf das Entnahmeprofil, das wiederum durch die Betankungsvariante vorgegeben wird, abgestimmt werden. Im Regelfall kann durch eine Kombination von Fast-Fill und Slow Fill Betankung das Tageslastprofil geglättet und die Systemnutzung optimiert werden.

Bei dezentralen Biogasnetzen ist das Entnahmeprofil der sonstigen Verbraucher mit einzubeziehen. Ein richtiges Verhältnis von Treibstoffabgabe an Slow-Fill Betankungsanlagen und Abgabe an sonstige Verbraucher führt dazu, dass die notwendigen Speicheranlagen kleiner dimensioniert werden können.

Hingegen eignet sich die Hausbetankung - aufgrund der hohen spezifischen Gesamtkosten – derzeit nicht für eine Direktvermarktung von Biogas über das Erdgasnetz. Die Wirtschaftlichkeit dieser Betankungs- und Distributionsoption wäre nur dann gegeben, wenn die Anschaffungskosten für die Betankungsanlage merklich gesenkt bzw. deren Lebensdauer erhöht und zusätzliche Incentives wie beispielsweise günstigere Netz- oder Energietarife gewährt würden.

5.7 Verwendung von Biomethan im Fahrzeug

Erdgasfahrzeuge können problemlos mit aufbereitetem Biogas betrieben werden, da sich dieses von Erdgas praktisch nicht unterscheidet.

Die Motorentechologie bereitet keinerlei Probleme, da der Motor eines Erdgasfahrzeuges grundsätzlich einem herkömmlichen Ottomotor (Benzinmotor) entspricht. Der wesentliche Unterschied ist, das anstatt eines Benzin/Luft- ein Erdgas/Luft-Gemisch in den Zylindern verdichtet und danach gezündet und verbrannt wird. Anstatt des Benzintanks werden Gasflaschen mit auf 200 bar komprimiertem Erdgas oder Biomethan im Fahrzeug installiert. Weiters müssen ein Druckregler, eine Motorsteuerung sowie Einspritz- und Rückschlagventile in das Gasfahrzeug integriert werden.

Bei Erdgasfahrzeugen ist sowohl bivalenter oder monovalenter Betrieb möglich. Bivalente Fahrzeuge können sowohl mit Benzin wie mit Erdgas oder aufbereitetem Biogas betrieben werden, wodurch auch während der Fahrt jederzeit von Benzin- auf Erdgasantrieb oder umgekehrt gewechselt werden kann. Vorteil von bivalenten Fahrzeugen ist deren Reichweite, die vergleichbar mit konventionellen Benzin- oder Dieselfahrzeugen ist.

Monovalente Fahrzeuge werden hingegen ausschließlich mit Erdgas betrieben und haben lediglich einen Notfalltank von maximal 10 bis 15 Liter Fassungsvermögen. Vorteil von monovalenten Fahrzeugen ist, dass die Motoren besser auf den Erdgasbetrieb eingestellt werden können, was geringeren Treibstoffverbrauch und geringere Schadstoffemissionen zur Folge hat.

Erdgasfahrzeuge sind jedoch nicht mit Flüssiggasfahrzeugen zu verwechseln. Flüssiggas, auch Autogas oder LPG (=Liquified Petroleum Gas) genannt, ist eine Mischung von höheren Kohlenwasserstoffen wie Propan und Butan und damit schwerer wie Luft. Weder kann Flüssiggas im Erdgasfahrzeug verwendet werden noch umgekehrt.

Flüssiggas ist ein Nebenprodukt im Raffinierungsprozess von Erdöl und nicht zu verwechseln mit verflüssigtem Erdgas (LNG=Liquified Natural Gas). Die Umwandlung von

Erdgas in LNG geschieht durch Abkühlen von Erdgas auf -161°C , wobei dieses in den flüssigen Aggregatzustand gebracht und sich sein Volumen auf 1/600 des ursprünglichen Volumens reduziert.

5.7.1 Neuanschaffung von Fahrzeugen

CNG-Serienfahrzeugen sind in Österreich problemlos erhältlich. So bieten die Fahrzeughersteller Opel, Mercedes, Citroen, Fiat, Ford, Hyundai, Renault und Volkswagen mehrere Serienfahrzeuge mit Erdgasantrieb an, wobei die Anzahl an Modellen laufend zunimmt.

Eine aktuelle Auflistung der derzeit in Österreich angebotenen Modelle findet sich auf der vom Fachverband Gas-Wärme betriebenen Homepage www.erdgasautos.at. Derzeit werden 18 PKW- und 10 Nutzfahrzeug-Serienfahrzeuge angeboten^{118,119}. LKWs mit serienmäßigem Erdgasantrieb werden von IVECO, Mercedes Benz und Scania hergestellt, Busse von Mercedes Benz, IVECO, MAN und Volvo.

5.7.2 Wirtschaftlichkeit von biogas-/erdgasbetriebenen Fahrzeugen gegenüber Benzin- und Dieselfahrzeugen

Die Wirtschaftlichkeit von biogas- bzw. erdgasbetriebenen Fahrzeugen hängt, neben der Jahreskilometerleistung, grundsätzlich von folgenden Faktoren ab:

- Aufpreis des Erdgasmodells zum vergleichbaren Diesel- oder Benzinfahrzeug
- Spezifischer Verbrauch (Liter bzw. kg pro km) der jeweiligen Modelle
- Preisunterschied im Vergleich zu Benzin bzw. Diesel

Aus diesen Parametern lässt sich die Fahrtstrecke bis zur Amortisation nach folgender Formel errechnen¹²⁰:

¹¹⁸ Stand vom 20. Februar 2009

¹¹⁹ [OMV 2009]

¹²⁰ [ADAC 2008]

$$\text{Fahrstrecke in km bis Amortisation} = \frac{\text{Aufpreis x 100}}{(\text{l/100 km Benzin x Literpreis}) - (\text{kg/100 km Erdgas x kg-Preis})}$$

In Tabelle 33 und Tabelle 34 sind diese Parameter und die Kosten pro gefahrenen Kilometer für zwei gängige Modelle von Volkswagen und Opel bei unterschiedlicher Fahrleistung pro Jahr beispielhaft miteinander verglichen¹²¹.

Beim Volkswagen Caddy ist das Erdgasmodell selbst bei einer Jahresfahrleistung von nur 10.000 km günstiger, obwohl dieses in der Grundausstattung um 3.773 Euro teurer ist, als das vergleichbare Benzinfahrzeug (1.113 Euro teurer als das äquivalente Dieselfahrzeug).

Dies entspricht einem Aufpreis von rd. 20 % gegenüber dem Benzin- bzw. von 5 % gegenüber dem Dieselfahrzeug. Während bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 km die Kostenersparnis pro gefahrenen Kilometer gegenüber einem Benzinfahrzeug bei rd. 6 % liegt, erhöht sich diese bei einer Jahresfahrleistung von 30.000 km auf 14 %.

Volkswagen	Leistung (kW)	Treibstoff	Verbrauch	Reichweite	Grundpreis	Spezif. Kosten in Cent pro km bei Kilometerleistung pro Jahr		
						10.000 km	20.000 Km	30.000 Km
Caddy Maxi Kombi 1.6	75	Super	8,4 l	714	19.016	54,2	35,3	29,0
Caddy Maxi Kombi 1.9 TDI	77	Diesel	6,3 l	952	21.676	54,2	32,9	26,0
Caddy Maxi Kombi Eco Fuel	80	Erdgas	5,9 kg	441	22.789	51,0	31,4	24,8

Tabelle 33: Vergleich der Kosten pro km von vergleichbaren Benzin-, Diesel- und Erdgasfahrzeugen der Marke Volkswagen (Quelle: [ADAC 2009])

¹²¹ Werte aus [ADAC 2009]; Methodik siehe ebenda

Bei Kauf eines Opel Zafira sind die eingesparten Kosten je Fahrkilometer wesentlich höher, da der Anschaffungspreis des Erdgasmodells nur um 820 Euro höher ist als beim Benzinmodell. Damit ist der Anschaffungspreis sogar niedriger als in der Dieselvariante und nur 6 % höher als in der Benzinausführung. Bei einer Fahrleistung von jährlich 10.000 km beträgt die Ersparnis gegenüber dem Benzinmodell bereits 14 %, die sich bei 30.000 Jahreskilometern auf bis zu 20 % erhöht.

Opel	Leistung (kW)	Treibstoff	Verbrauch	Reichweite	Grundpreis	Spezif. Kosten in Cent pro km bei Kilometerleistung pro Jahr		
						10.000 km	20.000 Km	30.000 km
Zafira 2.2 direct Edition	110	Super	8,2 l	707	26.480	69,5	51,8	34,4
Zafira 1.9 CDTI Edition	110	Diesel	6,1 l	951	28.080	67,0	48,5	30,7
Zafira 1.6 CNG Turbo ecoflex	110	Erdgas	5,1 kg	412	27.300	59,9	43,7	27,8

Tabelle 34: Vergleich der Kosten pro km von vergleichbaren Benzin-, Diesel- und Erdgasfahrzeugen der Marke Opel (Quelle: [ADAC 2009])

Gasbetriebene Fahrzeuge eignen sich daher besonders für Fahrzeughalter mit einer hohen Jahreskilometerleistung, wie etwa Flottenbetreiber oder Taxiunternehmen.

Bei der obigen Vergleichsrechnung ist jedoch nicht berücksichtigt, dass die gasbetriebenen Fahrzeuge aufgrund der geringeren Reichweite öfters getankt werden müssen. So ist die Reichweite sowohl des Volkswagen Caddy wie des Opel Zafira in der Erdgasvariante in etwa nur halb so groß wie in der Dieselvariante. Abhängig von den lokalen Gegebenheiten wären aufgrund der geringeren Anzahl von Gastankstellen unter Umständen die zusätzlichen Kosten durch die längere bzw. öfter zu fahrende Anfahrtstrecke zur nächsten Gastankstelle zu berücksichtigen.

5.7.3 Umrüstung von Benzinfahrzeugen

Alle Fahrzeuge mit Ottomotor-Antrieb können zumindest theoretisch auf Biomethan- bzw. Erdgasantrieb umgerüstet werden. Primär müssen ein Erdgastank sowie die Zuleitungsrohre und Regeleinrichtungen in das Fahrzeug integriert werden. Der bestehende Benzintank kann entweder entfernt oder auch belassen werden, wobei im zweiten Fall sowohl Erd-/Biogas- wie Benzinbetrieb möglich ist. Üblicherweise werden die Gasflaschen in den Kofferraum des Fahrzeuges integriert, wodurch sich ein Platzverlust im Kofferraum ergibt.

In Österreich wurden bis dato mehr als 100 verschiedene Fahrzeugmodelle (PKW und Kombis) verschiedenster Hersteller (Alfa Romeo, Cadillac, Daihatsu, Fiat, Hummer, Porsche, Skoda) auf Erdgasbetrieb umgerüstet. Die Auflistung der bisherigen Umrüstungen findet sich in [OMV 2009], eine jeweils aktualisierte Liste der Umrüstbetriebe auf www.erdgasautos.at.



Abbildung 81: Beispiel für Umrüstung von Benzin auf Erdgas/Biogas: VW T5 Kastenwagen (Quelle: LuPower)

Die Kosten der Umrüstung eines PKWs betragen zwischen 2.000 und 5.000 Euro, abhängig vom Motorentyp (Zylinderanzahl, Motorleistung, Baujahr) und Anzahl und Anordnung der Gasflaschen. Bei Umrüstung von Nutzfahrzeugen sind die Kosten, insbesondere aufgrund des größeren Gasspeichervolumens, deutlich höher und liegen in der Größenordnung zwischen 10.000 und 15.000 Euro.

Bei der Umrüstung von Neufahrzeugen ist zu berücksichtigen, dass durch die durchzuführenden Umbauten unter Umständen ein Verlust der Herstellergarantie eintreten kann. Aus diesem Grund ist zu überlegen, erst nach Ablauf der Garantiezeit umzurüsten, nicht jedoch allzu nahe dem Ende der Nutzungsdauer des Fahrzeuges, da eine Umrüstung

in diesem Fall nicht mehr wirtschaftlich wäre. Die Fahrtstrecke in km bis Amortisation muss jedenfalls kürzer, als die restlichen Fahrkilometer bis zum Ende der Nutzungsdauer des Fahrzeuges.

Die Fahrtstrecke bis Amortisation lässt sich nach einer ähnlichen Formel ermitteln¹²², wie beim Wirtschaftlichkeitsvergleich von Serienfahrzeugen:

$$\text{Fahrtstrecke in km bis Amortisation} = \frac{\text{Umbaupreis} \times 100}{(\text{l}/100 \text{ km Benzin} \times \text{Literpreis}) - (\text{kg}/100 \text{ km Erdgas} \times \text{kg-Preis})}$$

5.7.4 Verwendung in bzw. Umrüstung von Fahrzeugen mit Dieselmotor

Im Unterschied zu Benzinmotoren (Ottomotoren) können Dieselmotoren nicht so einfach mit Erdgas/Biogas betrieben werden. Häufig wurde bei Umrüstung von Dieselfahrzeugen der bestehende Dieselmotor gegen einen neuen Gasmotor ausgetauscht.

Seit einigen Jahren sind jedoch neue Technologien verfügbar, die einen Mischbetrieb (Biogas/Erdgas und Diesel) ermöglichen. Der Dieselmotor kann entweder bereits ab Werk mit einem modifizierten Einspritzsystem ausgestattet werden oder es wird eine nachträgliche Umrüstung vorgenommen.

Umrüstung auf Bio-/Erdgas-Diesel Mischbetrieb – Anbieter in Österreich

Der bisher einzige österreichische Anbieter, der Nachrüstungen für Dieselfahrzeuge vornimmt, ist die Firma LuPower, welche die verwendete Technologie unter dem Markennamen „Flex-Power-System“ anbietet. Das Mischungsverhältnisse Erdgas/Biogas zu Diesel beträgt bei dieser Technologie typischerweise 50:50. Vom Unternehmen wurden inzwischen auch Sonderfahrzeuge wie ein Traktor Steyr CVT 6195 auf Mischbetrieb Biogas/Erdgas – Diesel umgerüstet¹²³.

¹²² [ADAC 2008]

¹²³ [LuPower 2009]



Abbildung 82: Umrüstung eines Traktors Steyr CVT 6195 auf Mischbetrieb Biogas/Erdgas - Diesel (Quelle: LuPower)

Technische Lösungen weltweit

Langjährige Erfahrungswerte bei Umrüstungen von Dieselmotoren auf Mischbetrieb liegen mit der Dual-Fuel™ Technologie des britischen Unternehmens Clean Air Power Lt. vor. Das im Jahr 1991 gegründete Unternehmen hält mehr als 60 damit zusammenhängende Patente. Bei Mischbetrieb kann die Zumischung von Biogas/Erdgas bis zu 90 % betragen. Der durchschnittliche Erdgas/Biogasanteil liegt jedoch zwischen 60 % und 85 %. Durch die teilweise Substitution von Diesel können sowohl die Betriebskosten wie auch der CO₂- und Schadstoffausstoß deutlich gesenkt werden.

Mehr als 1.600 Dieselfahrzeuge von rund 50 Flottenbetreibern wurden bereits mit dieser Technologie umgerüstet. Hauptmärkte des Unternehmens, das seit 2006 an der AIM in London notiert, sind Großbritannien, die USA und Australien. Das Erdgas/Biogas kann sowohl in Form von CNG als auch LNG getankt werden¹²⁴.

¹²⁴ [Clean Air 2009]

Eine technisch ähnliche Lösung wurde vom kanadischen Unternehmen Westport Innovations entwickelt, mit welcher ebenfalls ein maximaler Methananteil von 90 - 95 % möglich ist. Da Erdgas eine höhere Zündtemperatur als Diesel benötigt (800°C anstatt 500°C), wird zunächst eine kleine Menge Diesel in den Zylinder eingespritzt, und erst danach - mit demselben Einspritzsystem - eine größere Menge Gas.

Westport Innovations ist seit 2008 an der amerikanischen Technologiebörse NASDAQ gelistet und hat Joint Venture-Unternehmen mit dem Motorenhersteller Cummins und der chinesischen Beijing Tianhai ind. Co. Ltd. (Herstellung von LNG-Tanks) gegründet.

Noch in 2008 wurde eine weitere Joint Venture Vereinbarung mit Weichai Power Co., Ltd.¹²⁵ abgeschlossen, die eine weitere Expansion ermöglicht. Die gemeinsame Gesellschaft wird gasbetriebene Motoren sowohl für PKWs, LKWs, für die Energieerzeugung als auch für die Schifffahrt entwickeln und herstellen.

Ebenfalls in 2008 wurde von Westport eine Vereinbarung mit Volvo zur Entwicklung eines Motors im Mischbetrieb Erdgas/Biogas – Diesel abgeschlossen. Ein Feldversuch soll im Jahr 2010 in Schweden und UK beginnen¹²⁶.

5.7.5 Treibstoffspezifikationen in Österreich (Rechtsgrundlagen)

Im Unterschied zur Netzeinspeisung ist beim Verkauf von Treibstoff an einer Insel- oder einer sonstigen Tankstelle, die nicht an das Erdgasnetz angeschlossen ist, die Einhaltung der für die Erdgasqualität relevanten Normen ÖVGW G31/G33 nicht zwingend erforderlich.

Einzuhalten sind jedoch die Grenzwerte der Kraftstoffverordnung 1999, in der die auf Gesundheits- und Umweltaspekten beruhenden technischen Spezifikationen für Kraftstoffe zum Betrieb von Kraftfahrzeugen festgelegt werden. Alle im Bundesgebiet angebotenen Kraftstoffe haben gemäß § 3 Abs. 1 dieses Gesetzes den im Anhang V der Verordnung

¹²⁵ Anmerkung: Waichai ist der größte „Powertrain“-Hersteller für LKWs in China mit einem Marktanteil in China von 36 % (bei schweren LKWs über 5 Tonnen sogar 80 %). Mit rd. 300.000 verkauften Motoren pro Jahr ist Waichai einer der größten Motorenhersteller weltweit.

¹²⁶ [Westport 2009]

festgelegten Spezifikationen zu entsprechen. Die für Biogas bzw. Erdgas relevanten Grenzwerte sind in der folgenden Tabelle 35 angeführt.

Kraftstoffspezifikationen für Erdgas (CNG, Compressed Natural Gas) und Biogas und Mischprodukte aus Erdgas und Biogas:					
Merkmal	Einheit	Grenzwerte (1)		Prüfverfahren	
		Mindestwert	Höchstwert	Verfahren	Veröffentlichung
Relative Dichte		0,55	0,7	ISO 6976	1995
Brennwert (2)	MJ/ m ³	30,2	47,2	ISO 6976	1995
Wobbe Index (2)	MJ/m ³	46,1	56,6	ISO 6976	1995
Staub		technisch frei			

.....

(1) Die Spezifikationen in Anhang V werden nach Vorliegen einer europäischen Standardisierung angepasst bzw. ergänzt.

(2) Bei 1,01325 bar und 0°C.

Tabelle 35: Grenzwerte nach der Kraftstoffverordnung 1999 (Quelle: BGBl. II Nr. 417)

Die in Kraftstoffverordnung geforderten Werte stellen deutlich geringere Anforderung dar als die technischen Normen ÖVGW G31/G33, welche die Erdgasqualität definieren. Die oberen und unteren Grenzwerte der Kraftstoffverordnung und der ÖVGW G31/G33 werden folgend in Tabelle 36 einander gegenübergestellt.

	Kraftstoffspezifikationen nach Kraftstoffverordnung 1999		Grenzwerte nach ÖVGW G31 / G33
	in MJ/m ³	in kWh/m ³	in kWh/m ³
Brennwert	30,2-47,2	8,4-13,1	10,7-12,8
Wobbe Index	46,1-56,6	12,8-15,7	13,3-15,7

Tabelle 36: Vergleich der Grenzwerte aus Kraftstoffverordnung und ÖVGW G31 / G33

Insbesondere betreffend Brennwert und Wobbe-Index ist in der Kraftstoffverordnung eine deutlich größere Bandbreite erlaubt. So ist der untere Grenzwert für den Wobbe-Index nach der Kraftstoffverordnung mit 12,8 kWh/m³ niedriger als die 13,3 kWh/m³ nach ÖVGW G31/G33. Das gleiche gilt für den unteren Grenzwert des Brennwertes. Weiters wird

betreffend sonstiger Stoffe im Kraftstoff (z.B. CO₂-, N-, oder O-Gehalt, Siloxane o.ä.) keine Festlegung von Grenzwerten in der Kraftstoffverordnung getroffen.

Die Einhaltung der Grenzwerte der Kraftstoffverordnung lässt u. E. jedoch nicht den Schluss zu, dass bei Verwendung eines solchen Kraftstoffes tatsächlich alle Herstellergarantien aufrecht bleiben. Vielmehr richten sich die meisten Hersteller nach der europäischen Norm ISO/DIS 15403-1 aus. Diese europäische Norm legt die gleichen Grenzwerte für den Wobbe-Index wie die österreichische Kraftstoffverordnung fest, gibt aber zusätzliche Grenzwerte für eine Anzahl weiterer Stoffe wie H₂S, CO₂, Sauerstoff oder Ammoniak vor.

Diesbezüglich ist festzuhalten, dass in den nächsten Jahren aufgrund von Bestrebungen zur europaweiten Vereinheitlichung von Standards sowohl in der ÖVGW G33 wie in der Kraftstoffverordnung erheblichen Änderungen zu erwarten sind.

Entscheidend für eine Adaptierung der ÖVGW G33 ist die CEN/TC 234/WG 9 („Injection of non-conventional gases into gas networks“). Die Empfehlungen der Working Group werden höchstwahrscheinlich bereits 2010 vorliegen, was entsprechende Auswirkungen auf die ÖVGW G33 und die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz hätte.

Parallel zu CEN/TC 234/WG 9 beschäftigt sich CEN/TC19 mit der Standardisierung von gasförmigen Treibstoffen. Es ist von einer Anpassung der Kraftstoffverordnung entsprechend den (zukünftigen) Empfehlungen von CEN/TC19 auszugehen, die jedoch nicht zwingend konform mit den Neuregelungen in der CEN/TC 234/WG 9 gehen müssen.

5.8 Verbreitungsstrategien bei gasbetriebenen Fahrzeugen, Miteinander von Biogas und Erdgas

Entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette „Biogas als Treibstoff“ ist die Sicherstellung der Treibstoffabnahme. Ohne eine ausreichende Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen kann die Wertschöpfungskette „Biogas als Treibstoff“ nicht wirtschaftlich sein. In folgender Tabelle 37 ist die Abnehmerstruktur von Biogas und die Sicherstellung der Treibstoffabnahme an ausgewählten Standorten dargestellt.

	Anzahl Busse und Schwerfahrzeuge	Anzahl PKWs bzw. öffentlicher Tankstellen
Trollhättan	30 Busse	> 200 PKW
Linköping	64 Busse (gesamte Busflotte)	13 öffentliche Tankstellen
Västeras	30 Busse (von insgesamt 120 Bussen)	2 öffentliche Tankstellen; Export nach Stockholm (Containertransport)
Norrköping	Slow-Fill für 22 Busse	Fast-Fill Tankstelle für sonstige Fahrzeuge
Kristianstad	22 Busse	> 200 PKW
Göteborg	30 Busse	65 öffentliche Gastankstellen in der Region Göteborg bis 2010
Stockholm	30 Busse, 30 Müllfahrzeuge	> 3.000 sonstige Fahrzeuge
Lille	ca. 200 Busse	-
Bern	Dzt. 45 Busse; bis zu 100 Bussen geplant	-
Inwil	-	Keine eigenen Tankstellen; Distribution über CNG-Tankstellen, die am Erdgasnetz angeschlossen sind
Rom	34 Müllfahrzeuge	Umrüstung weiterer 55 Schwerfahrzeuge nach Inbetriebnahme der Biogasanlage geplant
Jameln	-	Biogasinselfillstation für PKWs
Reykjavik	6 Schwerfahrzeuge	70 PKW
Margarethen/Moos	1 Biogastraktor	Biogasinselfillstation für bis zu 200 PKW

Tabelle 37: Abnehmerstruktur an ausgewählten Biogas-Standorten (Quelle: eigene Recherchen)

Schweden nimmt bei der Verbreitung von Gasfahrzeugen in mehrerer Hinsicht eine Sonderstellung ein. Zwar ist die absolute Zahl an gasbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich

zu anderen Ländern wie z.B. Argentinien, Brasilien, Italien oder Pakistan deutlich geringer. Dafür beträgt der Anteil von Biogas am Gesamtabsatz von gasförmigen Treibstoffen rd. 50 %. Damit ist Schweden weltweit führend in der Nutzung von aufbereitetem Biogas als Treibstoff.

Wichtigster Grund dafür ist, dass nur ein kleiner Teil Schwedens über das Erdgasnetz erschlossen ist. Dezentrale Biogassysteme waren praktisch eine Voraussetzung dafür, dass eine landesweite Tankstelleninfrastruktur geschaffen werden konnte.

Weiters sind in vielen Fällen Städte und Gemeinden als Projektinitiatoren aufgetreten, die neben der Rohstoffversorgung (Klärgas, biogene Abfälle) zugleich auch den Treibstoffabsatz durch den Umstieg kommunaler Busflotten auf Biomethan sicherstellen konnten.

In der Schweiz wird das erzeugte Biomethan hingegen größtenteils über das Erdgasnetz transportiert und dann an die Gastankstellen geliefert. Die oftmals ungenügende Auslastung der Tankstellen trifft damit nicht direkt den Biogas-Projektentwickler, sondern vielmehr den jeweiligen Tankstellenbetreiber, der den negativen Deckungsbeitrag der Gastankstelle durch sonstige Erträge quersubventionieren muss.

Auch die in Österreich errichteten Erdgastankstellen sind derzeit im Regelfall nicht wirtschaftlich, da die Auslastung noch weit zu gering ist. Die Auslastung der Gastankstellen in gut entwickelten Regionen wie Argentinien, Brasilien oder Italien beträgt ein Vielfaches von jenen in Österreich, Deutschland oder der Schweiz (siehe dazu Abschnitt 5.6.1).

5.8.1 Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge (internationaler Vergleich)

Weltweit gibt es in vielen Ländern Bestrebungen zum Umstieg auf gasbetriebene Fahrzeuge. Motivation ist in den meisten Fällen entweder die Verringerung der Importabhängigkeit oder die Verbesserung der Luftqualität in Ballungsgebieten.

Weltweit die größte Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen sind derzeit in Pakistan, (2 Mio. Fahrzeuge), Argentinien (1,75 Mio. Fahrzeuge), Brasilien (1,59 Mio. Fahrzeuge) und Iran

(1,22 Mio. Fahrzeuge). In der folgenden Tabelle 38 werden die zehn Länder mit der höchsten Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen aufgelistet.

Platz	Land	Anzahl Fahrzeuge
1	Pakistan	2.000.000
2	Argentinien	1.750.339
3	Brasilien	1.588.331
4	Iran	1.215.593
5	Indien	821.872
6	Italien	580.000
7	China	400.000
8	Kolumbien	280.638
9	Bangladesch	180.000
10	Thailand	140.038

Tabelle 38: Ranking der Länder mit der größten Anzahl gasbetriebener Fahrzeugen (Quelle: [NGV 2009])

Italien ist mit rd. 580.000 Fahrzeugen als einziges Land Europas im weltweiten Spitzenfeld zu finden. Deutschland befindet sich mit 64.000 Fahrzeugen an 17. Stelle des weltweiten Rankings, die Schweiz auf Platz 30 und Österreich auf Platz 35.

Trotz einer hohen prozentuellen Steigerung der Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge in Österreich (von 1.000 Fahrzeugen in 03/2007 auf 4.000 Fahrzeuge in 01/2009) ist deren Verbreitung im internationalen Vergleich noch sehr gering, obwohl die nötige Tankinfrastruktur in Österreich inzwischen geschaffen worden ist. Mit Beginn 2009 sind 181 Gastankstellen in Betrieb¹²⁷, 133 davon öffentlich.

Im Vergleich mit Deutschland wird jedoch sichtbar, dass in Österreich hinsichtlich der Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge - und auch der Tankstellenauslastung - erheblicher Aufholbedarf besteht. Hierzu wurde die Anzahl der Gasfahrzeuge und der Gastankstellen in Beziehung zur Einwohnerzahl gesetzt und in Tabelle 39 miteinander verglichen.

¹²⁷ Quelle: [NGV 2009]; Eine aktuelle Auflistung aller öffentlichen Tankstellen findet sich auf der vom Fachverband Gas-Wärme betriebenen Internetseite www.erdgasautos.at.

	Erdgastankstellen je 100.000 Einwohner	Gasbetriebene Fahrzeuge je 100.000 Einwohner
Österreich	2,16	48,2
Deutschland	0,98	78,7

Tabelle 39: Anzahl Gasfahrzeuge und Tankstellen je 100.000 Einwohner (Quelle: eigene Berechnungen; Zahlen aus [NGV 2009])

Obwohl in Österreich die Anzahl der Gastankstellen pro Einwohner mehr als doppelt so groß ist wie in Deutschland, werden erheblich weniger gasbetriebene Fahrzeuge pro Einwohner betrieben als in unserem Nachbarland. Dieser Unterschied lässt sich zwar teilweise mit der generellen Dynamik des Aufbaus der Tankstelleninfrastruktur (siehe dazu auch Abschnitt 5.6.1) erklären. Zum anderen sind die ermittelten Kennzahlen aber auch ein Hinweis darauf, dass durch zielgerichtetes Marketing und Unterstützungsmaßnahmen die Verbreitung von gasbetriebenen Fahrzeugen in Österreich weiter beschleunigt werden könnte.

Um die großen Unterschiede in der Verbreitung von gasbetriebenen Gasfahrzeugen zu illustrieren, werden in Abbildung 83 die Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge in den TOP 5 Ländern der Tabelle 38 jener in Italien, Deutschland, Schweden, Schweiz und Österreich gegenübergestellt.

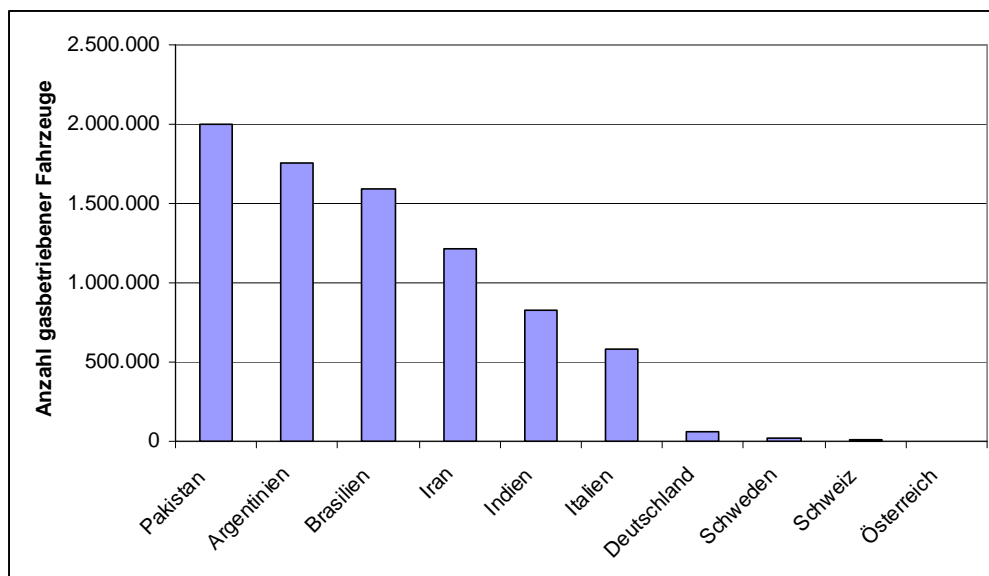


Abbildung 83: Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])

5.8.2 Preisgestaltung als Hauptmotivation für Umstieg auf gasbetriebene Fahrzeuge

Einer der Hauptmotivationen für den Umstieg auf gasförmige Treibstoffe ist die Kostenersparnis im Vergleich zu Benzin oder Diesel. Bezogen auf den Energiegehalt beträgt der Kostenvorteil gegenüber Benzin in Österreich rd. 40 %. Dieser deutliche Preisunterschied ist primär durch die unterschiedliche Besteuerung bedingt (siehe Abschnitt 5.10). Im internationalen Vergleich des Preisvorteiles sind jedoch viele Länder erheblich attraktiver als Österreich. Auch in einigen europäischen Ländern (Polen, Niederlande, Spanien) kostet gasförmiger Treibstoff weniger als die Hälfte von Benzin oder Diesel (siehe Abbildung 84).

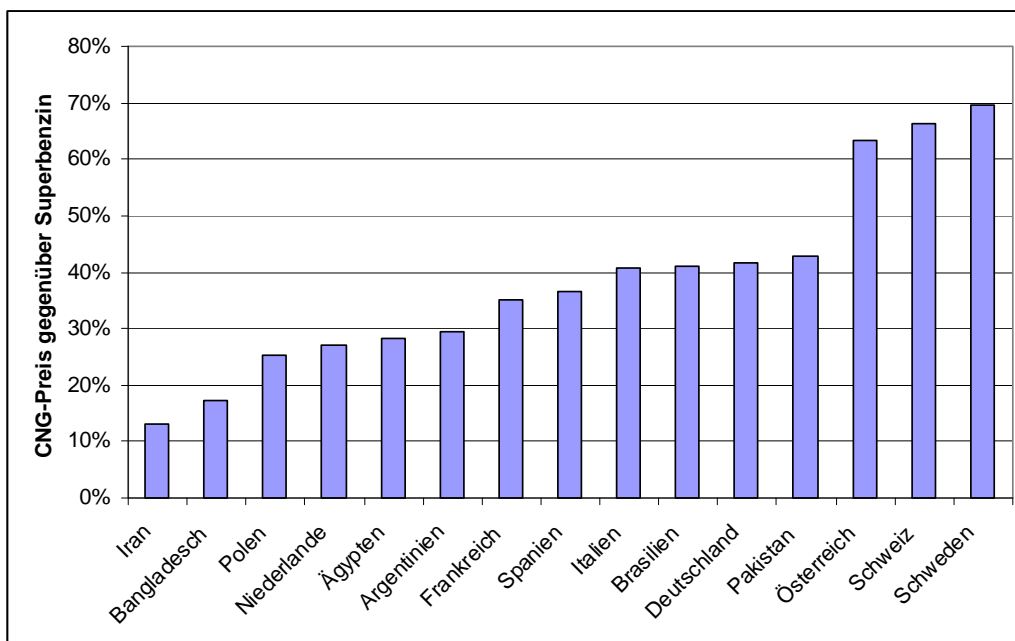


Abbildung 84: CNG-Preis gegenüber Preis von Superbenzin (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von [NGV 2008])

Ein hohes Preisdifferential alleine jedoch nicht ausreichend, dass der Umstieg auf ein gasbetriebenes Fahrzeug tatsächlich wirtschaftlich ist. Nur bei entsprechend hoher

Kilometerleistung können die höheren Anschaffungskosten des Gasfahrzeuges kompensiert werden.

Je geringer das Preisdifferential beim Treibstoff ist, desto kleiner wird die potentielle Zielgruppe an Kfz-Haltern, für die sich ein Umstieg lohnen würde. Bei einer solchen Vergleichsrechnung ist aber nicht nur der reine Energiegehalt des Treibstoffs, sondern die unterschiedliche Umwandlungseffizienz des jeweiligen Motorentyps (spezifischer Benzin- bzw. Gasverbrauch) zu berücksichtigen. Diese Wirtschaftlichkeitsrechnung wird in Abschnitt 5.7.2 näher erläutert.

Internationale Beispiele zeigen aber, dass selbst ein sehr großes Preisdifferential kein Garant für die Verbreitung von gasbetriebenen Fahrzeugen ist. So ist etwa in Venezuela Erdgas zur Betankung fast kostenlos verfügbar. Der Verkaufspreis an einer Gastankstelle beträgt lediglich 1,93 % des Benzinpreises¹²⁸. Aufgrund des subventionierten und ebenfalls extrem niedrigen Benzinpreises gibt es für die Fahrzeughalter jedoch trotzdem nur wenig Motivation zum Umstieg auf Erdgas.

Umgekehrt sind gasbetriebene Fahrzeuge etwa in Schweden verbreiteter als in Österreich oder der Schweiz, obwohl der Preisvorteil deutlich niedriger ist und im Schnitt nur rund 20 % bis 30 % unter dem Benzinpreis liegt¹²⁹.

Der Preis für Biogas ist bei schwedischen Biogasprojekten jedoch von Standort zu Standort stark unterschiedlich. In Tabelle 40 werden die Mechanismen der Preisfestsetzung von drei unterschiedlichen Biogasproduzenten beispielhaft miteinander verglichen.

So wird der Preis für Biogas an der öffentlichen Tankstelle in Västeras jede Woche neu angepasst. Dieser wird um 20 % niedriger angesetzt, als das Benzinpreisäquivalent von drei Referenztankstellen in der Stadt. Die kommunalen Busse nehmen hingegen das Biogas zum Dieselpreisäquivalent ab.

In Uppsala ist der Biogaspreis im Vergleich zu den anderen beiden Projekten verhältnismäßig am teuersten, da beim Umstieg von Diesel auf Biogas die

¹²⁸ Bezogen auf den Energiegehalt; Quelle: [NGV 2008]

¹²⁹ [Martensson 2007]

Preismechanismen, die mit dem bisherigen Diesellieferanten ausgehandelt worden sind, einfach übernommen wurden. Aus diesem Grund sind die Biogaspreise an den Durchschnittspreis von Benzin und Diesel des Vormonates indexiert.

	Preis	Indexierung; Anmerkungen
Västeras	10,62 SEK/ Nm ³ inkl. Steuer	Öffentliche Tankstelle: 20 % niedriger als der Benzinpreis an drei Referenztankstellen in der Stadt; wird einmal pro Woche (montags) angepasst. Für kommunale Busse: Äquivalent zum Dieselpreis
Uppsala	12,3 SEK/ Nm ³ inkl. Steuer	Indexiert an den Durchschnittspreis von Benzin und Diesel vom Vormonat.
Eskilstuna	8,76 Cent/Nm ³ inkl. Steuer	Langfristiges Preisziel: 20 % günstiger als Benzin oder Diesel; um die Verbreitung von gasbetriebenen Fahrzeugen zu fördern wurden die Preise jedoch seit 3 Jahren nicht erhöht.

Tabelle 40: Preispolitik unterschiedlicher Anbieter von Biogas (Quelle: eigene Erhebung; Juli 2009)

Der günstigste Biogastarif wird in Eskilstuna angewandt. Zwar wird vom dortigen Projektbetreiber als langfristiges Preisziel ein Preisdifferential von 20 % angestrebt. Um die Verbreitung von biogasbetriebenen Fahrzeugen zu unterstützen, wurden die Preise für Biogas jedoch bereits seit 3 Jahren nicht erhöht. Damit ist Eskilstuna einer der günstigen Biogasanbieter in Schweden.

Der relativ niedrige durchschnittliche Kostenvorteil von rd. 20 % - 30 % in Schweden lässt jedoch nicht den Schluss zu, dass auch in Österreich genügend Konsumenten mit diesem relativ geringen Preisvorteil zum Umstieg bewegt werden könnten.

Der Großteil des Biogases wird in Schweden durch kommunale Busflotten abgenommen. Deren Umstieg ist jedoch nicht nur von wirtschaftlichen Überlegungen getrieben, sondern vielfach politisch motiviert. Zum anderen kann bei Flottenfahrzeugen, durch die höhere

Kilometerleistung pro Jahr, auch bei nur geringer prozentueller Ersparnis beim Treibstoffpreis eine merkbare Gesamtkostenersparnis erzielt werden.

5.8.3 Miteinander von Biogas und Erdgas

Grundsätzlich begünstigt ein flächendeckendes Netz von Erdgastankstellen die Verwendung von Biogas, da durch mehr Tankmöglichkeiten der Umstieg auf gasbetriebene Fahrzeuge erleichtert wird. Zugleich muss Biogas jedoch preislich konkurrenzfähig zu Erdgas sein und beide müssen gleichermaßen preislich attraktiv zu den Alternativen Benzin oder Diesel sein. Je geringer dieser Preisvorteil ist es, umso schwieriger können Endkunden für einen Umstieg gewonnen und die für einen wirtschaftlichen Tankstellenbetrieb notwendige Auslastung sichergestellt werden.

Falls ein Umstieg auf Gasbetrieb nur kostenneutral oder mit geringer Ersparnis erfolgen kann, wird dieser aufgrund der sonstigen Nachteile und Unbequemlichkeiten (geringere Reichweite, geringe Anzahl an qualifizierten Werkstätten, geringere Modellauswahl) wahrscheinlich nicht erfolgen.

Erdgas ist diesbezüglich weniger als Konkurrenz zu Biogas zu sehen, sondern legt vielmehr den Referenzpreis (Verkaufspreis) für Biogas an der Tankstelle fest. Wenn Biogas teurer als Erdgas angeboten würde, wäre das Marktpotential auf eine relativ kleine Zielgruppe beschränkt, was sowohl den Gesamtabsatz wie die Auslastung von Biogastankstellen erschweren würde. So wird an der bisher einzigen Biogas-Inseltankstelle in Österreich in Margarethen/Moos das Biomethan zum gleichen Preis wie das Erdgas an den Erdgastankstellen angeboten.

Ziel muss es daher sein, dass - unter Berücksichtigung von direkten oder indirekten Fördermechanismen - der gleiche Verkaufspreis wie für Erdgas darstellbar ist und dieser Preis noch immer deutlich attraktiver als konventioneller Benzin/Dieseltreibstoff ist. Nur in diesem Preisszenario erscheint ein substantieller Marktanteil von Biogas am Gesamttreibstoffmarkt erreichbar.

Eine Quersubvention des Biogaspreises durch eine Erhöhung des Erdgaspreises (z. B. durch Erhöhung oder Neueinführung von Abgaben/Steuern auf Erdgas, um einen ev.

Kostennachteil von Biogas zu kompensieren) wäre eine suboptimale Lösung, da dadurch auch der Preisvorteil gegenüber Benzin/Diesel geringer wird. Eine Quersubvention durch eine zusätzliche Steuer/Abgabe auf Benzin oder Diesel wäre aus dieser Sicht zwar wünschenswert, jedoch politisch schwer durchsetzbar.

Entscheidend für die Attraktivität von „Biogas als Treibstoff“ sind auch die sonstigen Maßnahmen, die in unterschiedlichen Ländern bzw. Kommunen gesetzt wurden, um Kraftfahrzeugnutzer zu einem Umstieg auf gasbetriebene Fahrzeuge zu motivieren:

- Investitionsförderungen oder Steuererleichterungen;
- Gutscheine für Gratistanken von den Gasversorgern;
- Befreiung von Parkgebühren in Stadtzentren;
- Erlaubnis zur Nutzung von Bus- oder Taxifahrspuren;
- Erlaubnis, auch in Zeiten von erhöhter Luftbelastung (Smogalarm) das Fahrzeug zu betreiben;
- Sonstige politische Steuerungsmechanismen, wie z.B. in Venezuela; ab April 2009 hätten mindestens 30 % aller importierten Fahrzeuge bivalent ausgerüstet sein müssen (ab 2011 mindestens 50 %) ¹³⁰.

¹³⁰ Aufgrund unzureichender Planung und logistischer Probleme beim Fahrzeugimport mußten diese allzu ambitionierten Ziele adaptiert bzw. zeitlich nach hinten verschoben werden.

5.8.4 Förderung von gasbetriebenen Fahrzeugen in Österreich

Folgend sind in Tabelle 41 die Förderungen für gasbetriebene Fahrzeuge in Österreich in den einzelnen Bundesländern aufgelistet. Eine aktuelle Aufstellung findet sich auf den Homepages der Autofahrerklubs¹³¹.

Bundesland	Förderhöhe	Förderbedingungen
Niederösterreich	700,- Zuschuss für alternativ betriebene Fahrzeuge.	Förderung gilt bis 31.12.2009 für die ersten 1.000 Fahrzeuge, davon max.100 Hybridfahrzeuge.
Oberösterreich	Tankgutscheine über 600,-	Gutscheine beim Kauf eines serienmäßigen Erdgasfahrzeugs auf eine Laufzeit von 4 Jahren. Nach Anbringung einer Beschriftung am Fahrzeug erhält der Fahrzeugeigentümer Tankgutscheine von 150,- pro Jahr. Gefördert werden die ersten 200 Neufahrzeuge mit Erdgasantrieb.
Salzburg	Umstieg wird mit 500 kg Erdgas gefördert. Individuelle Förderungen für Flottenbetreiber	Bei Anbringung eines Werbeschriftzuges am Fahrzeug für mind. 2 Jahre.
Steiermark	Tankgutscheine zwischen 160,- und 414,-	Im Zuge einer Tankstelleneröffnung erhalten die Besitzer der ersten 50 neuzugelassenen, mit Erdgas betriebenen Fahrzeuge im Einzugsgebiet der Tankstelle, einen Gutschein über 500 kg CNG (entspricht dzt. Euro 414,-). Kunden der Steirischen Gas-Wärme erhalten einen Gutschein in der Höhe von 400 kg CNG (ca. Euro 330,-) bzw. Barzuschuss. Alle, die noch keine Kunden der Steirischen Gas-Wärme sind, erhalten einen Gutschein in der Höhe von 200 kg CNG (ca. Euro 160,-).

¹³¹ Beispielsweise www.oeamtc.at/index.php?type=article&menu_active=27&id=1119176

Tirol	<p>250,- Umweltbonus für Privatpersonen</p> <p>500,- Umweltbonus für Gewerbekunden</p> <p>750,- Umweltbonus für Fahrschul- und Taxiunternehmen</p>	<p>Zulassung des Fahrzeuges in Nordtirol und Anbringen eines Werbeschriftzuges am Fahrzeug für mindestens 2 Jahre. Von 1. Juli 2009 bis 31. Dezember 2009 gewährt die TIGAS Tiroler Taxiunternehmen, die ein Erdgasfahrzeug anschaffen, einen Zuschuss von 3000 Euro.</p> <p>Jene Taxiunternehmer, die sich für die Anschaffung eines Opel Zafira CNG entscheiden, werden von Opel zusätzlich mit 6000 Euro unterstützt.</p> <p>Förderung gilt bis 31.12.2009</p>
Vorarlberg	Tankguthaben für 700 kg Erdgas für jede Neuzulassung eines Erdgas-Fahrzeuges (CNG) oder die Neuumrüstung auf Erdgas.	Fahrzeug muss in Vorarlberg behördlich zugelassen sein. Die Betankung erfolgt bei der VEG od. deren Partnern. Ein Schriftzug ist für die Dauer von mind. 5 Jahren anzubringen.
Wien	<p>Ab 1. Juni 2008 unterstützt die Stadt Wien für ein weiteres Jahr den Kauf von Erdgasfahrzeugen mit jeweils 1000 Euro.</p> <p>Umrüstung: Pro Person und Firma werden max. 10 Autos gefördert, Umstellung größerer Flotten nach Einzelprüfung möglich.</p>	
Österreich gesamt	Bonus von 10% der Jahresprämie für mit Erdgas betriebene Fahrzeuge in der Kfz-Haftpflicht und Kasko	Wiener Städtische Versicherung
Im Burgenland und Kärnten derzeit keine Förderung.		

Tabelle 41: Förderung für Anschaffung gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: ÖAMTC¹³²)

Wie aus Tabelle 41 ersichtlich ist, unterscheiden sich die möglichen Förderungen für die Anschaffung eines gasbetriebenen Fahrzeuges sehr stark von Bundesland zu Bundesland. Während etwa im Burgenland oder in Kärnten keine Förderungen für die Anschaffung gasbetriebener Fahrzeuge gewährt werden, kann diese in Tirol für bestimmte Zielgruppen

¹³² www.oeamtc.at/index.php?type=article&menu_active=27&id=1119176 (Abgerufen am 12. 8. 2009;15:15)

(Taxibetrieb, Anschaffung einer bestimmten Automarke) bis zu 9.000 Euro pro Fahrzeug betragen.

Für Betriebe oder Gebietskörperschaften, die ihren Fuhrpark auf gasbetriebene Fahrzeuge umrüsten wollen, besteht weiters die Möglichkeit der Förderung durch die Kommunalkredit Public Consulting. Investitionen können bis zu 30 % der Investitionskosten bzw. 50 % der umweltrelevanten Mehrkosten gefördert werden. Der Umstieg von Fahrzeugflotten mit weniger als 10 Fahrzeugen wird durch Pauschalbeträge gefördert. Jeweils aktuelle Förderbedingungen (Prozentsätze, Obergrenzen) finden sich auf der Homepage der Kommunalkredit Public Consulting¹³³.

¹³³ www.public-consulting.at

5.9 Konkurrenznutzungen und Wirtschaftlichkeit

Grundsätzlich kann die Verwendung von Biogas als Treibstoff nur dann erfolgreich sein, wenn diese Verwertungsoption für alle beteiligten Stakeholder die langfristig wirtschaftlich attraktivste Alternative darstellt.

Diesbezüglich werden nachfolgend die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für mögliche alternative Nutzungen des Biogases, insbesondere dessen Verstromung, in drei Ländern (Schweden, Deutschland, Österreich) dargestellt.

5.9.1 Konkurrenznutzungen in Schweden

Biogas wird in Schweden bereits seit mehr als zehn Jahren als Treibstoff verwendet. Diese Nutzung war aus folgenden Gründen die ökonomisch interessanteste Variante:

- Der Strompreis in Schweden bzw. Skandinavien war historisch, über die letzten 10 Jahre hinweg, deutlich niedriger als etwa in Deutschland oder Österreich.
- Es gab in Schweden keine attraktive Förderung für die Verstromung von Biogas, ähnlich wie die Regelungen im EEG in Deutschland oder im Ökostromgesetz in Österreich.
- Der Erdgaspreis in Schweden lag zugleich verhältnismäßig hoch bzw. hat nur ein kleiner Teil der schwedischen Bevölkerung überhaupt Zugang zum Erdgasnetz.

Das Fehlen einer wirtschaftlich attraktiven Alternativnutzung war einer der wichtigsten Gründe, warum in Schweden Biogas als Treibstoff verwendet und nicht der Verstromung zugeführt wurde, wie etwa in Österreich oder Deutschland.

Nachdem in den 70er und 80er Jahren die Fernwärmenetze ausgebaut bzw. erneuert und die Fernwärmeerzeugung von fossilen Brennstoffen auf Biomasse oder die Verbrennung von Hausmüll umgestellt wurde, sind vielfach sogar bereits existierende, mit Klärgas

betriebsen BHKWs auBer Betrieb gesetzt worden. Die notwendige Prozesswärme wurde danach mittels Fernwärme anstatt durch die Abwärme der BHKWs aufgebracht.

5.9.2 Konkurrenznutzungen in Deutschland¹³⁴

Die im Regelfall bei weiterem attraktivste Konkurrenznutzung in Deutschland ist die Verstromung des Biogases. Neben einer Grundvergütung, abhängig von der Anlagenleistung der Stromerzeugungsanlage, werden nach dem deutschen EEG eine Vielzahl von Zuschlägen, wie z.B. Nawaro-, KWK- oder Technologieboni, gewährt. Insbesondere ist deren Höhe, wie auch in Österreich, von der Art des verwendeten Rohstoffes abhängig.

Der Stromeinspeisetarif für Biogasprojekte ist nach dem deutschen EEG in den meisten Fällen, abhängig von Rohstoffart, Anlagengröße und der Anwendbarkeit der unterschiedlichen Zuschläge, merkbar höher als nach dem österreichischen Ökostromgesetz. Weiters ist dieser Einspeisetarif auf 20 Jahre garantiert, was diesen noch interessanter macht.

Weiters wurde in Deutschland im Jahr 2008 die Netzeinspeisung von Biogas durch eine Novelle der Gasnetzzugangsverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung neu geregelt. Aufgrund eines pauschalen Entgeltes von 0,7 Cent/kWh, das an den Biogaseinspeiser für vermiedene Netzkosten bezahlt wird, sind die tatsächlichen Transportkosten von Biogas über das Erdgasnetz in den meisten Fällen mit annähernd Null anzusetzen.

Diese Regeln betreffend Netzeinspeisung gelten unabhängig von der Nutzung des Biogases und gelten sowohl für die Verstromung des Biogases wie für die Verwendung als Treibstoff.

Höhe der Stromeinspeisetarife in Deutschland

Das in Deutschland gültige EEG-Gesetz wurde vom Deutschen Bundestag im Jahr 2008 novelliert und ist mit 1. Jänner 2009 in Kraft getreten. Die Höhe der Grundvergütungen für Strom aus Biomasse nach dieser Novelle finden sich in Tabelle 42.

¹³⁴ Wenn nicht anders angegeben, wurden die in diesem Abschnitt angeführten Zahlen und Daten direkt aus [EEG 2008] entnommen.

Anlagenleistung	Grundvergütung nach EEG
bis einschließlich 150 kW _{el}	11,67 Cent / kWh
bis einschließlich 500 kW _{el}	9,18 Cent / kWh
bis einschließlich 5 MW _{el}	8,25 Cent / kWh
bis einschließlich 20 MW _{el}	7,79 Cent / kWh

Tabelle 42: Grundvergütung in Deutschland nach EEG für Strom aus Biomasse (Quelle: [EEG 2008])

Der Begriff „Strom aus Biomasse“ wird in der Biomasseverordnung¹³⁵ geregelt. Biogas fällt unter den Anwendungsbereich des Gesetzes, wenn es durch anaerobe Vergärung erzeugt wird und bestimmte Stoffe nicht verwendet werden. Diese sind taxativ aufgezählt (gemischte Siedlungsabfälle, Hafenschlick, Schlachtabfälle und wenn mehr als 10 % Klärschlamm eingesetzt werden)¹³⁶. Für alle anderen biogenen Rohstoffe oder Abfallstoffe kommt der EEG-Tarif zur Anwendung. Für die Erzeugung von Biogas durch Vergasung gelten gesonderte Regelungen.

Zusätzlich zu dieser Grundvergütung sind folgende Zuschläge¹³⁷ für Biogas vorgesehen:

NAWARO Bonus

- 7 Cent/kWh für Strom aus Biogasanlagen mit einer Leistung von einschließlich 500 kW
- 4 Cent/kWh für Strom aus Biogasanlagen mit einer Leistung von einschließlich 5 MW
- 1 bis 4 Cent/kWh zusätzlicher Bonus bei Verwendung von Gülle (abhängig von der Anlagengröße)
- 2 Cent/kWh zusätzlicher Bonus bei der überwiegenden Verwendung von Abfällen aus der Landschaftspflege

KWK Bonus

- 3 Cent/kWh bei einer Anlagenleistung von bis zu 20 MW

Virtuelle Verstromung

¹³⁵ [BiomV 2001]

¹³⁶ Genaue Definition und Abgrenzung in [BiomV 2001]

¹³⁷ Entnommen aus [EEG 2008]; lediglich die wichtigsten Zuschläge sind angeführt; einige der angegebenen Tarife sind an bestimmte Voraussetzungen gebunden.

Die Vor-Ort Verstromung ist keine zwingende Voraussetzung für den EEG-Tarif. Vielmehr kann alternativ das Biogas auch auf Erdgasqualität aufbereitet, in das Erdgasnetz eingespeist und an anderer Stelle „virtuell“ zur Erzeugung von Strom entnommen werden. Dies ist bei Verwendung von Biogas jedoch nur dann möglich, wenn der Strom in Kraft-Wärme Kopplung erzeugt wird¹³⁸. Im Falle der virtuellen Verstromung wird ein zusätzlicher Technologiebonus gewährt.

Technologiebonus für Aufbereitung auf Erdgasqualität und Einspeisung

- 2 Cent/kWh für auf Erdgasqualität aufbereitetes und eingespeistes Biogas bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 350 Nm³ aufbereitetem Rohbiogas pro Stunde
- 1 Cent/kWh für auf Erdgasqualität aufbereitetes und eingespeistes Biogas bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 700 Nm³ aufbereitetem Rohbiogas pro Stunde¹³⁹

Wichtige Voraussetzungen für Gewährung des Technologiebonus sind u.a.:

- Maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von 0,5 %
- Maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung von 0,5 kWh pro Nm³ Rohbiogas
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Klär- oder Biogases aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie
- Maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 700 Nm³ aufbereitetem Rohbiogas pro Stunde

Diese Voraussetzungen sind wichtige Parameter für die Auswahl der Aufbereitungstechnologie. Einerseits ist der maximale Methanschluß von 0,5 % sicherzustellen, zum anderen kann einzelfallbezogen der Einsatz bestimmter Verfahren (insbesondere Aminowäsche) durch die Restriktionen betreffend der Bereitstellung von Prozesswärme gegenüber alternativen Verfahren deutlich an Attraktivität verlieren.

¹³⁸ Entsprechend den Bedingungen der Anlage 3 von [EEG 2008]

¹³⁹ Siehe Anlage 1 von [EEG 2008]

Im Vergleich von Vor-Ort-Verstromung zu „virtueller“ Verstromung unter den Rahmenbedingungen in Deutschland ist aufgrund der Kombination von

- der Höhe der Technologie- und KWK-Boni;
- dem Pauschalentgelt für vermiedene Netzkosten;
- zusätzlichen Wärmeerlösen;
- der Möglichkeit zur Optimierung der Höhe der Einspeisevergütung bei gleichzeitiger Nutzung der „economies of scale“ (möglichst kleine BHKW-Nennleistung bei möglichst großer Produktions- und Aufbereitungskapazität der Biogasanlage)

in den meisten Fällen eine virtuelle Verstromung wirtschaftlich interessanter als eine Vor-Ort-Verstromung. Dieser wirtschaftliche Vorteil ist der Grund für den aktuellen Trend zur Erdgasnetzeinspeisung in Deutschland.

Klärgas

Für Strom aus Klärgas beträgt die Vergütung:

- 7,11 Cent/kWh für Strom aus Anlagen mit einer Leistung von einschließlich 500 kW
- 6,16 Cent/kWh für Strom aus Anlagen mit einer Leistung von einschließlich 5 MW

Ebenso wie bei Biogas ist es möglich, das produzierte Klärgas in das Erdgasnetz einzuspeisen, an anderer Stelle zu entnehmen und Strom zu erzeugen, ohne dass der EEG-Tarif verloren geht. Es gebührt der Technologiebonus in gleicher Weise und es gelten die gleichen Voraussetzungen. Allerdings ist es im Unterschied zur Stromerzeugung aus Biogas nicht notwendig, diesen Strom in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzeugen.

Deponiegas

Für Strom aus Deponiegas beträgt die Vergütung:

- 9,00 Cent/kWh für Strom aus Anlagen mit einer Leistung von einschließlich 500 kW
- 6,16 Cent/kWh für Strom aus Anlagen mit einer Leistung von einschließlich 5 MW

Ebenso wie bei Biogas ist es möglich, das produzierte Deponiegas in das Erdgasnetz einzuspeisen, an anderer Stelle zu entnehmen und Strom zu erzeugen, ohne dass der EEG-Tarif verloren geht. Es gebührt der Technologiebonus in gleicher Weise und es gelten die

gleichen Voraussetzungen. Allerdings ist es im Unterschied zur Stromerzeugung aus Biogas nicht notwendig, diesen Strom in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzeugen.

Optimierung der Anlagengröße bei virtueller Verstromung

Die Höhe des EEG-Tarifs richtet sich nach der maximalen Leistung des BHKW-Moduls und nicht nach der Leistung der Biogasanlage. Die relevanten Schwellenwerte für die Grundvergütung betragen 150 bzw. 500 kW.

Aufgrund der degressiven spezifischen Anlagenkosten von Biogaserzeugungs- und Aufbereitungsanlagen ist es wirtschaftlich am vorteilhaftesten, möglichst große Biogas- bzw. Aufbereitungsanlagen zu errichten, das erzeugte Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen und dann auf mehrere kleinere BHKWs aufzuteilen. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass mit abnehmender BHKW-Größe sowohl die spezifischen Investitionskosten zu- als die elektrischen Wirkungsgrade abnehmen.

Auf der Erzeugungsseite ist hingegen die Rohstofflogistik der limitierende Faktor. Weiters sind die Schwellenwerte für die Gewährung des Technologiebonus (350 bzw. 700 Nm³ aufbereitetes Rohbiogas pro Stunde) in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu berücksichtigen.

Abhängig von den jeweiligen Rahmenbedingungen (Rohstoffversorgung, Preisentwicklung der einzelnen Anlagenkomponenten, nutzbare Wärmemenge an den Stromerzeugungsstandorten) wird daher in den meisten Fällen eine Kombination von folgenden Anlagengrößen die optimale sein:

Optimale Anlagengröße Biogasanlage

- Biogasanlage mit nachgeschalteter Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 350 Nm³ aufbereitetem Rohbiogas pro Stunde
- Biogasanlage mit nachgeschalteter Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 700 Nm³ aufbereitetem Rohbiogas pro Stunde
- Biogasanlage, die mehr als 350 bzw. 700 Nm³ Rohbiogas pro Stunde produziert, wobei jedoch die Kapazität der Aufbereitungsanlage mit 350 bzw. 700 Nm³ beschränkt ist und die darüber hinausgehende Gasmenge ohne Aufbereitung lokal verstromt wird

Optimale Anlagengröße BHKW

- BHKW-Modul mit Anlagenleistung von bis zu 150 kW
- BHKW-Modul mit Anlagenleistung von bis zu 500 kW

Konsequenz für die Nutzung von Biogas als Treibstoff

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff wird gegenüber der Verstromung vor allem dann interessant sein, wenn Rohstoffe verwendet werden, für die geringe oder gar keine EEG-Tarife lukrieren werden können. Eine Auflistung von Tarifbeispielen findet sich in Tabelle 43.

Verwendeter Rohstoff bzw. Verwertung	Gezahlter EEG-Tarif ¹⁴⁰
Schlachtabfälle	Kein EEG-Tarif
Klär- und Deponiegas bei Anlagenleistung > 5 MW	Kein EEG-Tarif
Klärgas- und Deponiegas, bei Anlagenleistungen > 500 kW bis 5 MW	6,16 Cent/kWh
Klärgas bis 500 kW	7,11 Cent/kWh
Großbiogasanlage für biogene (industrielle) Abfälle (> 500 kW bis 5 MW)	8,25 Cent/kWh
Deponiegas bis 500 kW	9,00 Cent/kWh
Sonstiges Biogas (keine NAWAROS); bis 500 kW	9,18 Cent/kWh
Großbiogasanlage NAWAROS (> 500 kW bis 5 MW)	12,25 Cent/kWh
Biogasanlage mit NAWARO bis 500 kW	16,18 Cent/kWh
Biogasanlage mit NAWARO und Güllebonus bis 500 kW	17,18 Cent/kWh
Biogasanlage mit NAWARO und Güllebonus bis 150 kW	22,67 Cent/kWh

Tabelle 43: Ausgewählte Tarifvarianten nach EEG (Quelle: [EEG 2008])

Während sich die in Tabelle 43 oben angeführten Rohstoffe bzw. Gasarten aufgrund der geringen EEG-Tarife gut für eine Verwendung zur Kraftstofferzeugung eignen, wird eine solche Verwendung mit steigendem EEG-Tarif tendenziell immer unattraktiver.

¹⁴⁰ Jeweils ohne Berücksichtigung von KWK-Bonus (3 Cent/kWh) und Technologiebonus (1 bis 2 Cent/kWh).

In Deutschland würde die Verwertung von Biogas als Treibstoff aufgrund der attraktiven Förderregelungen für die (virtuelle) Verstromung nach dem EEG daher im Regelfall nur dann Sinn machen, wenn

- ein bestimmter Rohstoff nicht unter das Förderregime des deutschen EEG fällt oder der Tarif für diesen Rohstoff gering ist; oder
- die 20 Jahre Laufzeit des EEG-Tarifs bereits abgelaufen sind; oder
- der Preis für Erdgas höher liegen würde als jener geförderte Preis für Biogas, der indirekt durch die Höhe der EEG-Tarife festgelegt wurde; oder
- keine ausreichende Zahl von (kleinen) KWK-Anlagen mit Biogas beliefert werden kann (d.h. Fehlen der Abnehmer) und zugleich die Vor-Ort Verstromung wirtschaftlich zu wenig interessant wäre; oder
- die Verwendung von Biogas als Treibstoff ähnlich attraktiv gefördert werden würde wie die Verstromung; oder
- der Kunde an der Tankstelle freiwillig mehr für Biogas als für Erdgas zahlt.

Weiters ist festzuhalten, dass es in Deutschland bei Einspeiseprojekten keine Überschussproduktion¹⁴¹ wie etwa im Fall von Margarethen/Moos gibt, da sich die Höhe des Einspeisetarifes grundsätzlich nach den Engpassleistungen der Stromerzeugungsanlagen und nicht nach der Produktionskapazität der Biogas- oder Aufbereitungsanlage richtet. Die interessanteste Verwertungsoption bei „virtueller“ Verstromung ist daher die Produktion und Aufbereitung in einer möglichst großen Anlage und „Verteilung“ des Biogases auf mehrere, möglichst kleine KWK-Anlagen.

Dadurch wird die Höhe der Einspeisetarife optimiert, wobei zugleich die „economies of scale“ von Biogasproduktion und Aufbereitung genutzt wird. Limitierender Faktor hierbei sind ausschließlich die Verfügbarkeit der Rohstoffe bzw. die Logistik-/Transportkosten. In Deutschland ist es daher meistens wirtschaftlich am sinnvollsten, auch die

¹⁴¹ Erhöhte Biogasproduktion, die bei dessen Verwertung zur Überschreitung der elektrischen Engpassleistung beim BHKW führen würde.

„Überschussproduktion“ von Nawaro-Anlagen über die (virtuelle) Verstromungsoption zu verwerten.

Potential für die Verwendung als Rohstoff für die Kraftstofferzeugung ist allerdings bei jenen Abfallstoffen zu sehen, die nicht unter die deutsche Biomasseverordnung und damit auch nicht unter das deutsche EEG fallen, wie z.B. Schlachtabfälle.

Betreffend der bisher einzigen Biogastankstelle Deutschlands in Jameln ist anzumerken, dass diese zu einem Zeitpunkt in Betrieb gesetzt wurde, als die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen noch anders waren, d.h. noch vor Novellierung der Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltsverordnung im Jahr 2008. Die virtuelle Verstromung war zu diesem Zeitpunkt deutlich weniger attraktiv, als es diese jetzt ist.

5.9.3 Konkurrenznutzungen in Österreich

Damit ein Treibstoffprojekt aus betriebswirtschaftlicher Sicht Sinn macht, müssen die erzielbaren Erlöse

- jedenfalls höher sein als die Kosten für Produktion, Aufbereitung und Distribution des Biogases;
- zugleich auch höher sein als die erzielbaren Erlöse bei alternativer Nutzung des Biogases, wie etwa der Verstromung des Rohbiogases.

Da es in der Treibstoffoption keine Förderung ähnlich wie bei der Verstromung nach dem Ökostromgesetz gibt, sind die Erlöse aus dem Treibstoffverkauf unabhängig davon, welche Rohstoffart verwendet wird. Daher ist, im Gegensatz zur Verstromung, bei der Treibstoffoption die Verwendung von Rohstoffen mit den geringsten Gestehungskosten bzw. höchsten Entsorgungsentgelten am interessantesten.

Aus Sicht der Konkurrenznutzungen ist die Treibstoffoption umso attraktiver, je geringer der Einspeisetarif für die jeweilige Rohstoffart bei Verstromung ist. Das im Vergleich zu Deutschland unattraktive Ökostromgesetz begünstigt - aufgrund der wirtschaftlich weniger attraktiven Konkurrenznutzung Verstromung - daher zugleich die Verwendung von Biogas

als Treibstoff. In Abschnitt 5.10 werden die möglichen Erlöse der Treibstoffoption mit den Erlösen aus Verstromung bei Nutzung unterschiedlicher Rohstoffkategorien (Abschnitt 5.9.3.1 und Abschnitt 5.9.3.2) miteinander verglichen.

5.9.3.1 Verstromung nach Ökostromgesetz

Nach Beschlussfassung des Ökostromgesetzes im Jahr 2002 ist es zu einem Boom im Bau von Biogasanlagen in Österreich gekommen. Der größte Teil dieser Anlagen wird vorwiegend mit Nawaros oder Gülle als Rohstoff betrieben. Aufgrund der zu diesem Zeitpunkt niedrigen Rohstoffpreise waren die damals verordneten Einspeiseentgelte, die auf 13 Jahre garantiert wurden, wirtschaftlich attraktiv.

Nach Ablauf des Jahres 2004 konnte zunächst keine politische Einigung über die weitere Förderung von Ökostromanlagen gefunden werden. Erst im Jahr 2006 wurde eine politische Einigung erzielt, die allerdings zu einer deutlichen Schlechterstellung für Biogasanlagen geführt hat. Insbesondere wurde der garantierte Förderzeitraum von zuvor 13 Jahren auf 10 plus 2 (reduzierte) Jahre verkürzt.

Erst die 2. Ökostromgesetznovelle in 2008 hat einige Verbesserungen gebracht und Erschwernisse beseitigt. Tarifbeispiele für die Verstromung von Biogas entsprechend der 2. Ökostromnovelle und der Ökostromverordnung 2008 sind in Tabelle 44: aufgelistet.

Praktisch sind diese allerdings nicht zur Anwendung gekommen, da das Inkrafttreten der 2. Ökostromnovelle erst nach Genehmigung durch die EU-Kommission möglich war. Die relevanten Bestimmungen der 2. Ökostromgesetznovelle konnten nach jahrelanger Verzögerung erst mit einer erneuten Novelle im Jahr 2009, veröffentlicht in Bundesgesetzblatt am 19. Oktober 2009, in Kraft treten.

Die wichtigsten Änderungen in der 2. Ökostromgesetznovelle sind:

- Verlängerung des Förderzeitraums für rohstoffbasierende Technologien wie Biogas. Dieser Zeitraum ist jedoch noch immer deutlich kürzer als die im EEG in Deutschland vorgesehenen 20 Jahre.

- Für bestehende Biogasanlagen, die aufgrund der in den Jahren zuvor stark gestiegenen Rohstoffpreise in wirtschaftliche Schwierigkeiten gekommen sind, wurde ein Rohstoffzuschlag vorgesehen, um den bestehenden Anlagen ein wirtschaftliches Überleben zu ermöglichen.
- Weiters wurde erstmals die Möglichkeit der virtuellen Verstromung vorgesehen.

Verwendeter Rohstoff bzw. Gasart	Verfügbare Ökostrom-Tarif ¹⁴²
Schlachtabfälle	Kein Tarif verfügbar
Klär- und Deponiegas bei Anlagenleistung > 5 MW	Kein Tarif verfügbar
Deponiegas	4,04 Cent/kWh
Klärgas	5,94 Cent/kWh
Großbiogasanlage für biogene Abfälle (> 1 MW)	7,90 Cent/kWh
Biogasanlage für biogene Abfälle (> 250 bis 500 kW)	9,79 Cent/kWh
Biogas (ausschließlich NAWAROS und/oder Gülle); 250 bis 500 kW	13,99 Cent/kWh

Tabelle 44: Ausgewählte Tarifvarianten nach Ökostromverordnung 2008 (Quelle: [ÖSV 2008])

Abgesehen von der deutlich niedrigeren Höhe der Einspeisetarife und des kürzeren Förderzeitraumes gibt es im Vergleich zu Deutschland einige weitere wesentliche Schlechterstellungen. So ist es eine Begrenzung der Abnahmepflicht nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Mittel vorgesehen. Diese Deckelung der Förderung nach dem „first come-first serve“ Prinzip erschwert die Planung und erhöht das Kostenrisiko bei der Projektentwicklung.

Aus heutiger Sicht ist die Verstromungsoption daher keine besonders attraktive Verwertungsoption. Vielmehr werden biogene Reststoffe teilweise in jene Nachbarländer verbracht, die attraktivere Ökostromtarife gewähren (Italien, Deutschland).

¹⁴² Jeweils ohne Berücksichtigung von KWK-Bonus (2 Cent/kWh), Technologiebonus (2 Cent/kWh) und (zeitlich begrenzten) Rohstoffzuschlag von bis zu maximal 4 Cent/kWh. Für zukünftige Projekte werden neue, ab dem 1. 1. 2010 geltende Ökostromtarife gelten.

5.9.3.2 Virtuelle Verstromung in Österreich

In der 2. Ökostromnovelle 2008 [ÖSG 2008] wurde auch in Österreich erstmalig die Möglichkeit der virtuellen Verstromung von Biogas vorgesehen. Die wichtigsten Bestimmungen und Einschränkungen der Regelungen für die virtuelle Verstromung werden daher folgend überblicksartig dargestellt¹⁴³.

Virtuelle Verstromung bei Verwendung von NAWAROs oder Gülle

Gemäß § 11 Abs. 1 Ökostromgesetz wird für neue Biogasanlagen, bei denen „Gas aus Biomasse“ aufbereitet, durch das Erdgasnetz geleitet und danach verstromt wird, ein Technologiebonus von 2 Cent/kWh gewährt.

Weiters ist für neue Anlagen ein KWK-Bonus von 2 Cent/kWh vorgesehen. Dieser KWK-Bonus wird jedoch gemäß § 11 Abs. 1 ÖSG nur solchen Anlagen zuerkannt, die ausschließlich auf Basis von Biogas oder flüssiger Biomasse betrieben werden. Anlagen, die mit Klär- oder Deponiegas betrieben werden, steht kein KWK-Bonus zu.

Entsprechend § 11 Abs. 1 ÖSG kann der vom Wirtschaftsminister zu verordnende Basistarif eine Differenzierung entsprechend der Engpasseleistung, nach Energieträgern und Substraten sowie nach anderen besonderen technischen Spezifikationen vorsehen.

Virtuelle Verstromung bei Verwendung von biogenen Abfällen

Die Möglichkeit der virtuellen Verstromung von Biogas ist gemäß § 10a Abs. 10 [ÖSG 2008] auf bestimmte Gasarten beschränkt. Dieser Verweis bezieht sich auf den Begriff „Gas aus Biomasse“, wobei der Begriff „Biomasse“ in § 5 Abs. 1 Z 4 definiert wird als

„ (...) den biologisch abbaubaren Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten; Abfälle, auf die Z 1 nicht anwendbar ist, sind nicht Biomasse im Sinne dieses Bundesgesetzes; (...)“

¹⁴³ Aufgrund der notwendigen Zustimmung der Europäischen Kommission zur 2. Ökostromnovelle sowie der allgemein nicht besonders attraktiven Rahmenbedingungen für Biogas-Verstromung ist bis Ende 2009 noch kein einziges Biogasprojekt mit virtueller Verstromung in Österreich realisiert worden.

Die zitierte Z 1 schränkt den zu verwendenden Abfall wiederum wie folgt ein:

„Abfall mit hohem biogenen Anteil“ die in der Anlage 1 angeführten Abfälle, definiert durch die zugeordnete 5-stellige Schlüsselnummer gemäß Anlage 5 des Abfallverzeichnisses der Abfallverzeichnisverordnung, BGBl. II Nr. 570/2003, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 89/2005;“

Bei der Verwendung von Abfällen zur Biogaserzeugung und virtuellen Verstromung ist daher sicherzustellen, dass ausschließlich in Anlage 1 ÖSG taxativ angeführte Abfälle verwendet werden. Nur in diesem Fall ist eine virtuelle Verstromung von Biogas aus Abfallstoffen möglich.

Virtuelle Verstromung bei Verwendung von Klärgas oder Deponiegas

Im Unterschied zur Regelung in Deutschland ist eine virtuelle Verstromung von Klärgas oder Deponiegas nicht explizit vorgesehen. Auch in den Erläuterungen zur Regierungsvorlage [ÖSG 2008a] finden sich diesbezüglich keine näheren Ausführungen oder Klarstellungen.

5.10 Steuerliche Rahmenbedingungen in Österreich

In Schweden unterliegt Biogas, das als Treibstoff eingesetzt wird, mit Ausnahme der gesetzlichen Umsatzsteuer von 25 %, keiner Besteuerung.

Ähnlich wie in Schweden ist Biogas/Biomethan auch in Österreich von der Mineralölsteuer befreit und unterliegt weiters auch nicht der Erdgasabgabe. Diese steuerliche Begünstigung im Vergleich zu Benzin oder Diesel ist der entscheidendste Faktor für dessen Wirtschaftlichkeit.

Biogas unterliegt jedoch, falls es über das Erdgasnetz oder mit Biogasleitungen über öffentlichen Grund transportiert wird, den bundesländerweise unterschiedlich geregelten Gebrauchsabgaben.

5.10.1 Mineralölsteuer

Die Höhe und Form der Einhebung der Mineralölsteuer ist im Mineralölsteuergesetz geregelt [MöStG 1995]. Grundsätzlich unterliegen gemäß § 1 Abs. 2 dieses Gesetzes alle Waren, die als Treibstoff oder Treibstoffzusatz dienen, diesem Gesetz, sofern sie nicht entweder dem Erdgasabgabegesetz oder dem Kohleabgabegesetz unterliegen. Grundsätzlich unterliegt daher Biogas, im Gegensatz zu Erdgas, dem Mineralölsteuergesetz.

Allerdings sind gemäß § 4 Abs. 1 lit. 11

„Gasförmige Kohlenwasserstoffe, die bei der Verwertung von Abfällen aus der Verarbeitung landwirtschaftlicher Rohstoffe oder bei der Tierhaltung, bei der Lagerung von Abfällen oder bei der Abwasserreinigung anfallen und als Treibstoffe oder zum Verheizen verwendet werden“

von der Steuer befreit, auch wenn sie grundsätzlich dem Mineralölsteuergesetz unterliegen.

Falls daher Sondergase als Treibstoff verwendet werden, die nicht unter diesen oder einen sonstigen im Mineralölsteuergesetz genannten Befreiungstatbestand fallen, würden sie einer Mineralölsteuer von 261 Euro je 1.000 kg unterliegen, die für alle sonstigen gasförmigen Kohlenwasserstoffe, ausgenommen Erdgas, gilt.

So würde etwa Grubengas nach dem Wortlaut des Gesetzes unter keinen der genannten Ausnahmetatbestände fallen und daher, da es grundsätzlich der Mineralölsteuer unterliegt¹⁴⁴, bei der Verwendung als Treibstoff mit oben genannten Steuersatz belegt werden. Ähnliches gilt für weitere Sondergase (Kokereigas) oder durch Kohlevergasung hergestellte Gase (z.B. Stadtgas), die, falls sie nicht der Erdgasabgabe unterliegen, ebenfalls mit dem obig genannten Steuersatz belegt werden müssten.

Derzeit¹⁴⁵ liegt die Mineralölsteuer bei 0,417 Euro je Liter Benzin und 0,347 Euro je Liter Diesel, falls bestimmte Werte für Schwefelgehalt oder minimalen biogenen Anteil eingehalten werden. Für sonstige Mineralöle bzw. welche mit höherem Schwefelgehalt oder geringeren als den vorgegebenen biogenen Anteilen erhöht sich die Mineralölsteuer auf bis zu 0,547 Euro/Liter.

Weiters ist zu berücksichtigen, dass die von den Mineralölfirmen an die Endkunden weiterverrechnete Mineralölsteuer umsatzsteuerpflichtig ist („Steuer von der Steuer“). Die Mineralölsteuer ist damit für den Endkunden de facto um weitere 20 % teurer.

5.10.2 Erdgasabgabe

Die Erdgasabgabe wird im Erdgasabgabegesetz [ErdggasAbG 1996] geregelt. Inwieweit geliefertes Erdgas der Erdgasabgabe unterliegt oder nicht, hängt vom Verwendungszweck ab. So ist etwa Erdgas, das für die Erzeugung von elektrischem Strom oder für den Transport oder die Speicherung von Erdgas verwendet wird, von der Erdgasabgabe befreit.

¹⁴⁴ Grubengas unterliegt weder dem Erdgasabgabegesetz noch dem Kohlabgabegesetz.

¹⁴⁵ Stichtag 1. Oktober 2008; [MöStG 2008]

Die Verwendung von Erdgas als Treibstoff unterliegt der Erdgasabgabe und beträgt 0,066 Euro je Nm³. Die Erdgasabgabe wird den Endkunden vom Netzbetreiber gemeinsam mit den Netzentgelten verrechnet und zusätzlich mit der Umsatzsteuer belastet.

Bezüglich der Definition von Erdgas wird im § 2 Abs. 1 und 2 des Erdgasabgabegesetzes auf die Unterposition 2711 21 00 der Kombinierten Nomenklatur verwiesen. Aufgrund der Definition in dieser Nomenklatur bzw. deren Interpretation ist Biogas von der Erdgasabgabe befreit.

5.10.3 Gebrauchsabgaben

Gebrauchsabgaben werden für den Gebrauch von öffentlichem Grund eingehoben, d.h. beispielsweise bei der Verlegung von Gasrohren in das Erdreich. Die Festlegung der Höhe und der Art der Einhebung von Gebrauchsabgaben liegt in der Kompetenz der einzelnen Bundesländer und sieht bundesländerweise sehr unterschiedlich aus. Grundsätzlich können jedoch drei Formen unterschieden werden:

- Die Gebrauchsabgabe bemisst sich nach der Inanspruchnahme; d.h. die Höhe der Abgabe ist von der Leitungslänge abhängig (z.B. in Niederösterreich)
- Die Gebrauchsabgabe bemisst sich nach den Erlösen (= Umsatz) des Versorgungsunternehmens (z.B. in Wien)
- Es gibt keine explizite landesgesetzliche Regelung; in diesem Fall können die Gemeinden für die Benützung des öffentlichen Grundes ein privatrechtliches Entgelt einheben.

In einigen Bundesländern wird die Gebrauchsabgabe getrennt von den Systemnutzungsentgelten an die Endkunden weiterverrechnet, in anderen sind sie in den Systemnutzungsentgelten bereits inkludiert. Nachfolgend sind die Regelungen in den Bundesländern Wien und Niederösterreich beispielhaft dargestellt.

5.10.3.1 Rechtslage in Wien

Rechtsgrundlage für die Gebrauchsabgabe in Wien ist das Gebrauchsabgabegesetz 1966. Dieses Gesetz legt im Tarifschema C die Höhe der Gebrauchsabgabe wie folgt fest:

„Unternehmen, zu deren bestimmungsgemäßer Betriebsführung eine ausgedehntere Inanspruchnahme von Grundstücken erforderlich ist (z.B. bei Schienenbahnen, Freileitungen, unterirdischen Einbauten, wie Rohr oder Kanalleitungen, notwendige Hilfseinrichtungen u. dgl.), 6 vH der Einnahmen“ [GebAbG 1966].

Die Gebrauchsabgabe wird in Wien sowohl vom Netzentgelt wie auch vom Energiepreis erhoben. Weiters ist zu berücksichtigen, dass es sich nicht um eine Abgabe von 6 % vom Umsatz handelt, sondern vielmehr 6 % der Umsätze als Abgabe zu entrichten ist. Das bedeutet faktisch, dass sich das Entgelt für den Konsumenten nicht um 6 %, sondern um 6,38 % verteuert. Für die Berechnung der Gebrauchsabgabe ist die Erdgasabgabe jedoch nicht Teil des Entgeltes¹⁴⁶. Die Gebrauchsabgabe wird den Endkunden getrennt verrechnet und auf der Rechnung separat aufgeführt.

Die Höhe der Gebrauchsabgabe ist unabhängig vom Energieträger (Erdgas, Biogas, Strom, Wärme, Kälte), da es sich dem Grunde nach um eine Abgabe für die Benützung von öffentlichem Grund handelt. Im umsatzsteuerrechtlichen Sinne gilt sowohl die Gebrauchsabgabe als auch die Erdgasabgabe als Umsatz. Auch für diesen Umsatzteil ist daher die 20 %-ige Umsatzsteuer abzuführen.

5.10.3.2 Rechtslage in Niederösterreich

Rechtsgrundlage für die Gebrauchsabgabe in Niederösterreich ist das NÖ Gebrauchsabgabegesetz von 1973. Dieses Gesetz legt in Teil B, Punkt 5 eine Gebrauchsabgabe von jährlich höchstens 25,4 Euro je begonnene hundert Längenmeter für Kanal-, Wasser- und Gasleitungen fest, die von den Gemeinden eingehoben werden können¹⁴⁷. Ähnlich wie in Wien wird kein Unterschied zwischen Erdgas oder Biogas getroffen; für jede Art von Gasleitung, die über öffentlichen Grund geführt wird, ist die

¹⁴⁶ Gemäß Berechnung auf Tarifblatt der Wien Energie Gasnetz [WEGas 2008].

¹⁴⁷ [NÖGebAbG 1973]

Gebrauchsabgabe zu entrichten. In Niederösterreich ist die Gebrauchsabgabe bereits in den Systemnutzungsentgelten enthalten.

Unterscheidung von Erdgas und Biogas in Wien und Niederösterreich

In beiden Bundesländern gibt es keine Unterscheidung zwischen Erdgas und Biogas betreffend die Gebrauchsabgaben, da sich die Gebrauchsabgabe auf den jeweiligen Umsatz des Unternehmens bzw. die Leitungslänge auf öffentlichem Grund bezieht.

Unserer Ansicht wäre eine Unterscheidung zwischen Biogas- oder Erdgas rechtlich grundsätzlich möglich, obwohl sich die Verrechnung, wenn es sich nicht um reine Biogasnetze bzw. Leitungen handeln würde, kompliziert darstellen könnte.

5.11 Ergänzende Analysen zu Gesamtwirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen

5.11.1 Grundsätzliches zu erzielbaren Erlösen für gasförmige Treibstoffe

Der Treibstoffpreis für Biogas oder Erdgas muss auf die Kilometerleistung bezogen merkbar niedriger als der Preis für Benzin/Diesel sein, um die höheren Anschaffungskosten und sonstigen Unbequemlichkeiten gasbetriebener Fahrzeuge (geringe Reichweite, geringere Tankstellendichte, geringere Auswahl an qualifizierten Werkstätten, etc.) zu kompensieren.

Ähnliches gilt für das Preisdifferential Biogas zu Erdgas. Damit Biogas einen substantiellen Marktanteil erreichen kann, muss es an der Abgabestelle preislich zumindest vergleichbar mit Erdgas sein. Ausgangsbasis für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Biogas als Treibstoff muss daher der CNG-Verkaufspreis an der Tankstelle sein.

Unter Zugrundelegung eines Marktpreises von 0,874 Euro je kg CNG¹⁴⁸ und der aktuellen steuerlichen Behandlung (Umsatzsteuer, Erdgasabgabe) entspricht dies einem Verkaufspreis exklusive Steuern und Abgaben von 4,26 Cent/kWh_{H₂} bei Erdgas bzw. von 4,85 Cent/kWh_{H₂} bei Biogas¹⁴⁹.

Durch diesen Abgabepreis müssen sowohl der Einkaufspreis für das Erdgas als auch die Kosten des Tankstellenbetriebes, die Netzgebühren und die Gewinnmarge abgedeckt werden. Die Aufteilung des Abgabepreises an der Tankstelle in eigentlichen Verkaufspreis und Steuern und Abgaben ist Abbildung 85 zu sehen.

¹⁴⁸ Preis für CNG an OMV Tankstellen am 25. März 2009.

¹⁴⁹ Der Preisunterschied resultiert aus der Erdgasabgabe in der Höhe von 6,6 Cent/Nm³, die bei Biogas nicht anfällt.

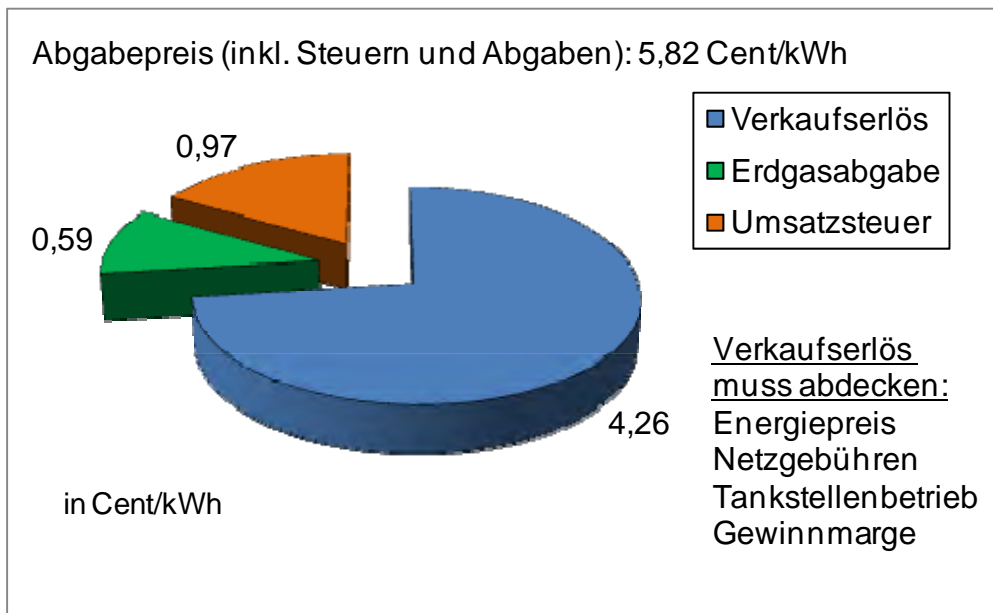


Abbildung 85: Aufteilung des CNG-Verkaufspreises (Quelle: eigene Darstellung)

Die Kosten einer kleinen Biogastankstelle typischer Größe wurden in Abschnitt 5.6.2 mit 1,34 Cent/kWh_{HS} ermittelt. Bei größeren Tankstellen und voller Auslastung sinken diese bis unter 1 Cent/kWh_{HS} ab (Betriebskosten und Amortisation der Investition)¹⁵⁰.

Bei öffentlichen Tankstellen kann, bei normaler bzw. guter Auslastung, von spezifischen Netztarifen zwischen 0,4 und 0,5 Cent/kWh_{HS} ausgegangen werden¹⁵¹. Bei geringer Auslastung steigen die spezifischen Kosten hingegen deutlich an.

Auf dieser Kostenbasis könnte, bei aktuellen Verkaufspreisen an der Tankstelle, maximal ein Einspeisepreis für (aufbereitetes) Biogas von 3,45 Cent/kWh_{HS} erzielt werden. Dieser Wert kann als Obergrenze angesehen werden, da noch keine Handelsspanne berücksichtigt worden ist bzw. aufgrund der geringen Auslastung der Tankstellen die tatsächlichen Kosten des Tankstellenbetriebes höher liegen.

¹⁵⁰ Aufgrund der derzeit sehr niedrigen Auslastung der Tankstellen in Österreich sind die tatsächlichen spezifischen Kosten aber in den meisten Fällen wesentlich höher. Die meisten CNG-Tankstellen in Österreich werden derzeit mit Verlust betrieben.

¹⁵¹ Betreffend die exakte Berechnung der spezifischen Netznutzungsentgelte für die Versorgung einer öffentlichen Tankstelle, siehe Abschnitt 5.5.1.3.

Im Falle von anderen Distributions- oder Betankungsvarianten ist dieser maximal erzielbare Verkaufserlös nach oben bzw. unten zu korrigieren. Bei nicht öffentlichen Tankstellen ist zu berücksichtigen, dass in diesem Fall die allgemeinen Netztarife zur Anwendung kommen, die von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich sind und auf Netzebene 3 üblicherweise deutlich höher liegen.

5.11.2 Vergleich der möglichen Verkaufserlöse mit aktuellen Erdgaseinkaufspreisen

Ein durchgeführter Tarifvergleich mit Industrie- und Haushaltspreisen liefert weitere Preisindikationen und zeigt, dass die Margen relativ eng sind:

- Die Energiepreise für Haushaltskunden lagen im Sommer 2008 (08/2008) bei den unterschiedlichen Gaslieferanten in der Bandbreite zw. 2,4 und 3,4 Cent/kWh_{HS} (exkl. Steuern und Abgaben); diese sind gegen Jahresende 2008 stark angestiegen, inzwischen aber wieder gesunken. Die aktuellen Preise (4/2009) für Haushaltskunden liegen wieder auf dem Niveau von Sommer 2008 zw. 2,5 und 3,6 Cent/kWh_{HS}.
- Durchschnittliche Industriepreise für Erdgas liegen nach der Industriepreiserhebung der E-Control vom Juli 2008 bei 3,04 Cent/kWh_{HS}¹⁵².

Relevant für die Kalkulation des möglichen Verkaufserlöses¹⁵³ wäre der Preismix eines typischen Beschaffungsportfolios von Großabnehmern, da diese ebenso wie Gashändler oder Erdgaslieferanten durch die Wahl der Vertragsoptionen grundsätzlich zwei Möglichkeiten haben, die benötigte Gasmenge zu beschaffen:

¹⁵² Die Industriepreise haben sich seit dieser Erhebung nicht wesentlich verändert. Bei der nächsten Erhebung im Jänner 2009 sind diese nur geringfügig darunter - bei 2,94 Cent/kWh_{HS} - gelegen. Grund für diese geringe Änderung im Vergleich zum den volatilen Importpreisen sind die typischerweise langen Vertragslaufzeiten (lt. E-Control Industriepreiserhebung 1/2009 im Durchschnitt bei 22 Monaten).

¹⁵³ Bezieht sich auf den Fall eines Direktverkaufes des Biomethans an einen Tankstellenbetreiber bei Lieferung über das Erdgasnetz.

- Kauf der benötigten Gasmenge mittels Forwardkontrakten zu einem bereits vorher fixierten Preisen
- Kauf zum Spotpreis, d.h. zu dem zum Zeitpunkt der Lieferung gültigen Preis

Durch Forwardkontrakte bzw. vertragliche Regelungen wird die Möglichkeit geschaffen, den Gaspreis für einen gewissen Zeitraum zu fixieren. Je nach steigendem oder fallendem Gaspreis kann sich dies positiv oder negativ auswirken. Betreiber von Tankstelleninfrastruktur sind als Großabnehmer zu sehen, die, entsprechend ihrer Markteinschätzung, für die benötigten Gasmengen den Beschaffungspreis entweder vorab fixieren oder zum jeweils aktuellen Marktpreis kaufen können.

Für die folgenden Wirtschaftlichkeitsanalysen werden daher die Durchschnittspreise für Großkunden (Industriekunden) herangezogen. Diese sind eine gute Referenz, da sie aus den Durchschnittspreisen typischer Beschaffungsportfolio von Großkunden gebildet werden, d.h. aus einem Mix von längerfristig abgesicherten Preisen und Spotpreisen (Verträgen mit Indexierung). Dieser Durchschnittspreis bewegte sich im Zeitraum zwischen 01/2004 und 07/2008 in der Bandbreite zwischen 1,58 und 3,04 Cent/kWh_{H₂} (siehe Abbildung 86).

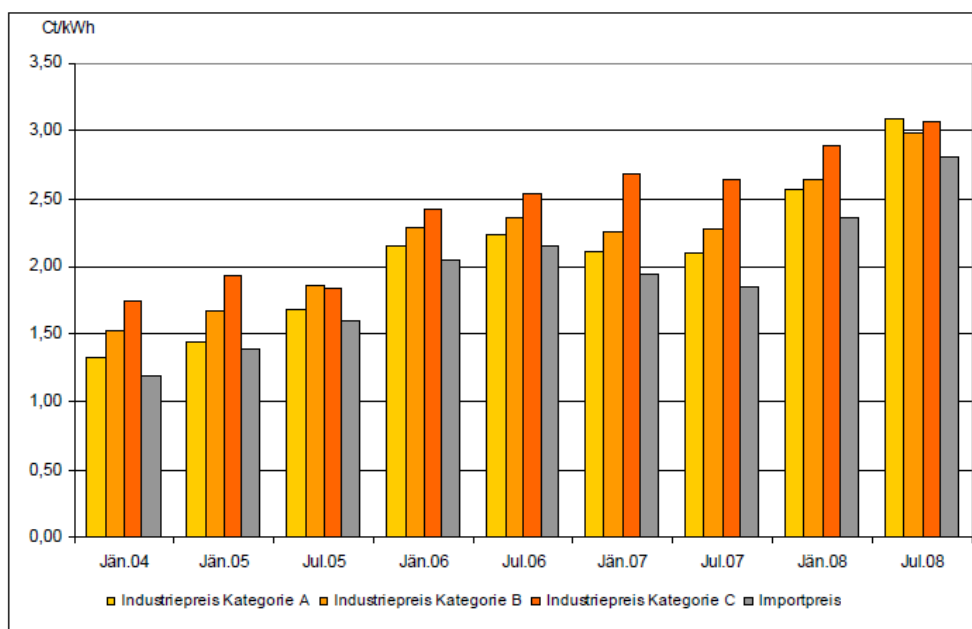


Abbildung 86 : Durchschnittlicher Energiepreis für Industriekunden (Quelle: E-Control)^{154,155}

¹⁵⁴ Kategorie A: Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh; Kategorie B: Jahresverbrauch > 10.000.000 kWh und < 100.000.000 kWh; Kategorie C: Jahresverbrauch < 10.000.000 kWh

Bei der derzeitigen durchschnittlichen Auslastung öffentlicher Gastankstellen in Österreich ist der Betrieb der Tankstelleninfrastruktur betriebswirtschaftlich jedoch nur mit Verlust zu betreiben. So ist die Abgabemenge pro Tankstelle in Deutschland im Schnitt 4-mal so hoch wie in Österreich; in Italien beträgt sie das 30-fache (siehe dazu Abschnitt 5.6.1).

5.11.3 Maximal erzielbare Biogasverkaufserlöse bei unterschiedlichen lokalen Rahmenbedingungen

In Gebieten mit bestehender Erdgasnetzinfrastruktur

- Über das Erdgasnetz transportiertes Biogas, das an Gastankstellen verkauft wird, kann, bei Fehlen eines entsprechenden Sondertarifes für den Biogastransport wie in Deutschland (vermiedene Netzentgelte), lediglich einen maximalen Verkaufserlös am Einspeisepunkt in der Höhe des aktuellen Erdgaspreises, zzgl. der Höhe der nicht zur Anwendung kommenden Erdgasabgabe, erzielen.
- Inseltankstellen haben einen entsprechenden Kostenvorteil, da in diesem Fall die Netzgebühren nicht anfallen. Dieser Kostenvorteil liegt bei 0,4 - 0,5 Cent/kWh bei gut ausgelasteten öffentlichen Gastankstellen.
- Dezentrale Distributionssysteme: Während eine parallele Distributionsinfrastruktur mittels Straßentransport in den meisten Fällen kostenmäßig teurer sein wird, können lokale Biogaspipelines dann wirtschaftlich attraktiv sein, wenn die Leitungslängen kurz und die geographischen Voraussetzungen (Kosten für Grabungsarbeiten) günstig sind. In diesem Fall kann der Direkttransport des Biogases deutlich günstiger als ein Anschluss an das Erdgasnetz sein und ein Kostenvorteil lukriert werden.
- Vor allem im kommunalen Umfeld wird es einige Praxisfälle geben, bei den unter Betrachtung aller Stufen der Wertschöpfungskette (d.h. Produktion, Aufbereitung, Umrüstung der Fahrzeugflotte auf gasförmigen Treibstoff, etc.), die Verwendung von

¹⁵⁵ Nach der nächsten Industriepreiserhebung (1/2009) haben sich die Energiepreise nicht wesentlich verändert (lediglich geringer Preisrückgang von 3,04 auf 2,94 Cent/kWh).

Biogas zwar kostengünstiger als der Status quo der Weiterverwendung von Benzin- oder Dieselfahrzeugen ist, die Alternative der bloßen Umrüstung der kommunalen Flotte auf Erdgas jedoch wirtschaftlich noch attraktiver ist.

In Gebieten ohne bestehende Netzinfrastruktur (netzferne Gebiete)

Aufgrund des Fehlens der direkten Konkurrenz zu Erdgastankstellen könnte grundsätzlich auch ein etwas höherer Preis an Biogastankstellen als an einer normalen CNG-Tankstelle verlangt werden. Mit diesem etwas höheren Preis können eventuelle Zusatzkosten der Distribution (z.B. Verlegung einer längeren Biogaspipeline) abgedeckt werden bzw. ist die Erzielung einer höheren Rendite bei der Biogasproduktion möglich.

Dieser maximale Aufschlag auf den Verkaufspreis an der Tankstelle ist jedoch grundsätzlich durch zwei Faktoren limitiert:

- Der Kostenvorteil gegenüber dem Betrieb mit Benzin oder Diesel muss für den Fahrzeughalter, unter Berücksichtigung der höheren Anschaffungs- und Betriebskosten der gasbetriebenen Fahrzeuge, noch immer ausreichend attraktiv sein.
- Eine alternative Belieferungsvariante für netzferne Tankstellen wäre die Errichtung einer CNG-betriebenen Mutter-/Tochtertankstelle. Die Kosten dieser Distributionsvariante sind insbesondere von den Transportdistanzen, der jährlichen Transportmenge und der Anzahl der zu beliefernden Tankstellen abhängig. Es kann von Transportkosten in der Größenordnung von 1 Cent/kWh ausgegangen werden. Dieser Wert ist zugleich als maximal möglicher Aufschlag (exkl. Umsatzsteuer) auf den Biogasverkaufspreis an der netzfernen Tankstelle anzusetzen, da ansonsten eine solche alternative Anliefervariante für den Tankstellenbetreiber wirtschaftlich interessanter wäre.

5.11.4 Konkurrenznutzung Verstromung

Die bei der Verstromung nach Ökostromgesetz erzielbaren Erlöse spiegeln grundsätzlich die unterschiedliche Kostenstruktur der Biogasproduktion bei Verwendung unterschiedlicher Rohstoffe wieder. Letztendlich entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist der Vergleich der erzielbaren Rendite, in deren Berechnung neben den erzielbaren Erlöse auch die je nach

Verwertungsoption unterschiedlichen Investitions- und Betriebskosten sowie eventuelle Förderungen mit einfließen.

Um einen Vergleich der unterschiedlichen Verwertungsoptionen (Treibstoffherzeugung, Verstromung) zu ermöglichen, wurden unter Heranziehung eines typischen Wirkungsgrades¹⁵⁶ von BHKW-Anlagen, die erzielbaren Erlöse nach dem Ökostromgesetz (ÖSG) für die ausgewählten Rohstoffkategorien auf den Heizwert (H_i) bzw. Brennwert (H_s) des Rohbiogases umgerechnet (siehe Tabelle 45).

Rohstoffart	Tarif gemäß	Erlöse in Cent/kWh _{el}	Erlöse in Cent/kWh _{Hi}	Erlöse in Cent/kWh _{Hs}
Nawaros ¹⁵⁷	BGBl II Nr 508/2002; zzgl. Rohstoffzuschlag	18,5	6,9	6,3
Nawaros ¹⁵⁸	BGBl II Nr 508/2002; ohne Rohstoffzuschlag	14,5	5,4	4,9
Biogene Abfälle	BGBl II Nr 508/2002	10,15	3,8	3,4
Klärgas	BGBl II Nr 59/2008	5,94	2,2	2,0
Deponiegas	BGBl II Nr 59/2008	4,04	1,5	1,4

Tabelle 45: Ökostromtarife umgerechnet auf den Heiz- bzw. Brennwert des Biogases (Quelle: eigene Berechnungen auf Basis Angaben E-Control)

Beim Vergleich der Verwertungsoptionen ist weiters zu berücksichtigen, dass in der (virtuellen) Verstromungsoption die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität durch einen Technologiebonus von 2 Cent/kWh_{el} gefördert wird, in der Verwertungsoption Treibstoffnutzung ein solcher hingegen nicht lukriert werden kann. Dieser Bonus entspricht, bezogen auf den Heizwert des Produktgases bei typischen elektrischen Wirkungsgraden eines BHKWs von 33 – 40 %, einem Kostenzuschuss von 0,66 – 0,80 Cent/kWh_{Hi}.

Zusätzlich wird bei virtueller Verstromung von Biomasse in den meisten Fällen ein KWK-Bonus in gleicher Höhe (2 Cent/kWh_{el}) lukrierbar sein. Dies entspricht weiteren 0,66 – 0,80 Cent/kWh_{Hi} (bei typ. elektr. Wirkungsgraden zwischen 33 – 40 %). Ebenso zu

¹⁵⁶ Elektrischer Wirkungsgrad von 37,5 %

¹⁵⁷ Engpassleistung 500 kW_{el}; max. Rohstoffzuschlag von 4 Cent (2008)

¹⁵⁸ Engpassleistung 500 kW_{el}

berücksichtigen sind bei einem Vergleich der Verwertungsoptionen eventuelle Zusatzerträge durch den Wärmeverkauf.

Als Kosten für die Stromerzeugung (Anschaffung und Betrieb BHKW; Vollwartungsvertrag, aber exkl. Brennstoffkosten) kann, abhängig von der Nennleistung, mit spezifischen Kosten von 0,8 - 1 Cent/kWh_{Hi} kalkuliert werden, die bei der Treibstoffoption nicht anfallen. Allerdings kommen bei der Treibstoffherzeugung die Kosten der Methanaufbereitung hinzu (siehe dazu Abschnitt 5.4.8).

Die virtuelle Verstromung kann im Vergleich zur normalen Verstromung nur dann wirtschaftlich attraktiv sein, wenn, unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wärmeerlöse und eventueller Förderungen, die Mehrkosten für die Biogasaufbereitung zuzüglich der Netztarife, geringer als die lukrierten Boni (Technologiebonus, KWK-Bonus) sind. Dieser Vergleich wird im folgenden Unterabschnitt zunächst für die Klärgasnutzung angestellt.

5.11.5 Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von Klärgas

Zum Vergleich der unterschiedlichen Verwertungsoptionen bei Klärgas wurden „modifizierte“ Erlöse ermittelt, um die je nach Verwertungsoption unterschiedlich hohen, spezifischen Technologiekosten zu berücksichtigen (siehe Tabelle 46). Bei Zugrundelegung eines Erdgaspreises von 3,04 Cent/kWh¹⁵⁹ ist die Verwendung von Klärgas als Treibstoff wirtschaftlich deutlich attraktiver als dessen Verstromung.

Während die Erlöse bei der Verstromungsoption über einen jeweils garantierten Einspeisezeitraum fixiert (aber nicht wertgesichert) sind, können diese in der Treibstoffoption verhältnismäßig stark schwanken, abhängig vom Benzin- und Erdgaspreis bzw. der Konkurrenzsituation bei CNG-Tankstellen. So wäre die Treibstoffoption bei einem Erdgaspreis auf dem Niveau des Jahres 2004 weniger attraktiv als die Verstromung.

Ohne deutliche Mehrerlöse durch den Wärmeverkauf macht die virtuelle Verstromung von Klärgas, im Vergleich zur Vor-Ort Verstromung oder der Treibstoffoption, aufgrund der

¹⁵⁹ Industriepreiserhebung der E-Control vom Juli 2008

relativ hohen Netztarife, wirtschaftlich keinen Sinn. Weiters ungelöstes Problem bei der virtuellen Verstromung ist die Sicherstellung des stündlichen Bilanzausgleiches und dessen Kosten (siehe dazu Abschnitt 5.5.1.3).

Verwertungsoption	Erlöse bezogen auf Rohbiogas	Mehr-/Minderkosten zur Verstromung	Mögliche Zusatzerlöse	Modifizierte Erlöse (Cent/kWh _{Hi})
Verstromung	2,2 Cent/kWh _{Hi}	Keine	Im Regelfall keine wesentlichen Wärmeerlöse	2,2 Cent/kWh _{Hi}
Virtuelle Verstromung	2,2 Cent/kWh _{Hi}	<u>Aufbereitung</u> ¹⁶⁰ : 1,44-2,19 Cent/kWh _{Hi} <u>Netztarif</u> : 0,1–2 Cent/kWh _{HS} abhängig von Bundesland und Netzebene	<u>Technologiebonus</u> 0,66-0,80 Cent/kWh _{Hi} <i>zusätzliche Wärmeerlöse</i>	Ohne relevante Wärmeerlöse jedenfalls < 2,2 Cent/kWh _{Hi}
Treibstoffoption Biogas als Ersatz für Erdgas an der CNG Tankstelle	3,33 Cent/kWh _{Hi} (entspr. Erdgaspreis von 3,04 Cent/kWh _{HS}) zzgl. 0,59 Cent/kWh _{HS}	<u>Aufbereitung</u> : 1,44-2,19 Cent/kWh _{Hi} <u>Vermiedene Kosten für Stromerzeugung</u> : 0,8-1,0 Cent/kWh _{Hi} Netztarife müssen in dieser Vergleichsrechnung nicht berücksichtigt werden; diese müssen vom Tankstellenbetreiber sowohl in der Erdgas- wie Biogasoption getragen werden.	Keine Boni	2,8 – 3,3 Cent/kWh _{Hi}

Tabelle 46: Vergleich der Erlöse bei unterschiedlichen Verwertungsoptionen von Klärgas

Bei der Anlagenplanung ist jedoch zu berücksichtigen, dass in vielen Fällen die Konkurrenznutzung „Eigenstromerzeugung bei Abwärme(eigen)nutzung in der Kläranlage“ die sinnvollste Nutzung ist, sollte nicht anderweitig verfügbare Abwärme diese Eigennutzung substituieren können. Im Regelfall wird daher primär nur die Methanüberschussproduktion für die Treibstoffoption zur Verfügung stehen. Das Potential zur Steigerung der Methanausbeute in Kläranlagen wird allerdings als relativ hoch eingeschätzt (siehe dazu Abschnitt 5.2.1).

¹⁶⁰ Kosten der Druckwasserwäsche von Malmberg; bei Verwendung des Membranverfahrens (Tri-Generation) können die Aufbereitungskosten weiter gesenkt werden.

5.11.6 Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von biogenen Abfällen

Bei der Verwendung von biogenen Abfällen wird die Gesamtwirtschaftlichkeit wesentlich von den zu lukrierenden Entsorgungsentgelten bestimmt. Diese fallen in jeder Verwertungsoption in gleicher Höhe an. Im Unterschied zu obiger Berechnung bei Klärgas ist bei der Verwendung von biogenen Abfällen zu berücksichtigen:

- Höherer Einspeisetarif nach dem Ökostromgesetz¹⁶¹ von 3,8 Cent/kWh_{Hi}
- Möglicher zusätzlicher KWK-Bonus von 1 Cent/kWh_{el}; entspricht 0,66 - 0,80 Cent/Wh_{Hi}

Damit ist auch die virtuelle Verstromung von biogenen Abfällen aufgrund des möglichen KWK-Bonus, im Vergleich zu jener bei Klärgas, tendenziell attraktiver. Trotzdem kann diese Verstromungsoption nur dann wirtschaftlich attraktiver sein als die Vor-Ort Verstromung, wenn deutliche Mehrerträge aus dem Wärmeverkauf erzielt werden können. Bestimmender und zugleich limitierender Faktor für die Wirtschaftlichkeit der virtuellen Verstromung sind die Netztarife. Idealerweise werden eine bzw. mehrere KWK-Anlagen mit möglichst geringer Engpassleistung auf Netzebene 2 betrieben.

Vorteil bei der Verwendung von biogenen Abfällen gegenüber der Verwertung von Klärgas ist, dass bei der Einspeisung des Biogases aufgrund des Geltungsbereiches der ÖVGW G33 keine grundsätzlichen Probleme mit dem Gasnetzbetreiber zu erwarten sind.

Unter Zugrundelegung aktueller Erdgaspreise würden durch die Treibstoffvariante niedrigere Erlöse erzielt werden als durch die Verstromung (3,8 Cent/kWh_{Hi} bei der Verstromung versus 2,8 – 3,3 Cent/kWh_{Hi} bei der Treibstoffoption). Allerdings ist dabei zu berücksichtigen:

- Die angegebenen Verstromungserlöse beziehen sich auf die Tarife gemäß [ÖSV 2002]. Für Anlagen die in den Folgejahren in Betrieb gesetzt wurden oder werden, kommen jeweils eigene Tarife zur Anwendung.

¹⁶¹ Bezieht sich auf die Tarife gemäß [ÖSV 2002]. Für Anlagen die in den Folgejahren in Betrieb gesetzt wurden oder werden, kommen jeweils eigene Tarife zur Anwendung.

- Die Verstromungsoption ist an die im Ökostromgesetz festgelegten Voraussetzungen gebunden (Brennstoffnutzungsgrad mindestens 60 %; Förderung nur bis zur Erreichung des maximalen Fördervolumens "Förderdeckel"), die im jeweiligen Einzelfall oft nicht erfüllbar sind.
- Die Einspeisepreise in der Verstromungsoption sind nicht preisindexiert, während in der Treibstoffoption langfristig von einem weiteren Anstieg der Gaspreise ausgegangen werden kann.
- Die Treibstoffoption wird durch vermiedene oder geringere Transportkosten bei Inselfillstationen oder kurzen Biogaspipelines entsprechend attraktiver.

Aufgrund der nicht indexierten Verstromungserlöse bietet sich, wenn durch eine virtuelle Verstromung (noch) höhere Erlöse als durch die netzgebundene Treibstoffoption erzielt werden können, folgende grundsätzliche Möglichkeit der Renditemaximierung an:

- Zunächst die virtuelle Verstromungsoption zu wählen ;
- Wenn zu einem späteren Zeitpunkt die möglichen Erlöse aus dem Verkauf des Erdgassubstitutes (bei Berücksichtigung der Erdgasabgabe) über den Gesamterlösen aus der Verstromungsoption zu liegen kommen, den Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle zu kündigen und die KWK-Anlage mit Erdgas (zu normalen Marktpreisen) weiterzubetreiben;
- Ab diesem Zeitpunkt das Biogas an eine CNG-Tankstelle als Erdgassubstitut zu verkaufen.

Diese Vorgangsweise wäre wirtschaftlich attraktiver als der Weiterbetrieb der KWK-Anlage mit Biogas zu Erdgas-Marktpreisen, da bei der Verwendung von Erdgas als Treibstoff die Erdgasabgabe anfällt, bei der Stromerzeugung jedoch rückerstattet wird. Aus diesem Grund ist, wenn keine besonderen Umstände (wie etwa die Einspeisung von Ökostrom) vorliegen, die Nutzung des Biogases als Treibstoff oder für Heizzwecke (als Erdgassubstitut) betriebswirtschaftlich sinnvoller als dessen Verstromung.

5.11.7 Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von Nawaros

Im Vergleich der erzielbaren Erlöse aus der Verstromungsoption mit denen der Treibstoffoption zeigt sich, dass bei Verwendung von Nawaros die erstere aus wirtschaftlichen Überlegungen klar die interessantere wäre (sowohl mit als auch ohne Rohstoffzuschlag). Allerdings ist zu bedenken, dass die Kosten der Biogasproduktion aufgrund der hohen Substratkosten in den meisten Fällen auch bei der Verstromung derzeit nicht gedeckt werden können¹⁶².

Die Verwendung von Nawaros zur Treibstoffherzeugung kann betriebswirtschaftlich jedoch dann sinnvoll sein,

- wenn die Überschussproduktion von bestehenden Biogasanlagen dazu verwendet wird. In der Wirtschaftlichkeitsrechnung wären in diesem Fall im Wesentlichen nur die Substratkosten und zusätzlichen Aufbereitungskosten zu berücksichtigen, da die sonstigen Investitionskosten bereits durch die Ökostromerzeugung erwirtschaftet werden. Eine Erhöhung der Stromerzeugung scheidet als Alternativnutzung aus, da sich in diesem Fall die Fördertarife verringern würden;
- nach Auslaufen des Ökostromtarifes, wenn zu diesem Zeitpunkt die Verwertung als Erdgassubstitut wirtschaftlich attraktiver als die Stromerzeugung zu Marktpreisen ist;
- wenn die Nawaros als Co-Fermente in bestehenden Kläranlagen eingesetzt werden, noch ausreichend Faulraumkapazität besteht und andere Rohstoffe mit höherer Wertschöpfung (z.B. Abfallstoffe, für die Entsorgungsentgelte lukriert werden können) nicht im ausreichenden Maß zur Verfügung stehen.

5.11.8 Wirtschaftlichkeit und Konkurrenznutzungen von Deponiegas

Grundsätzlich wäre bei Deponiegas, aufgrund der niedrigen Einspeisetarife und der damit zugleich weniger lukrativen Konkurrenznutzungen, von der wirtschaftlichen Attraktivität der

¹⁶² Bezogen auf durchschnittliche Substratpreise im Jahr 2008.

Treibstoffoption auszugehen. Allerdings sind folgende Faktoren zu berücksichtigen, welche die Treibstoffoption erschweren und diese in den meisten Fällen wirtschaftlich unattraktiv machen:

- Der im Deponiegas vorhandene Stickstoff erfordert neben der CO₂-Abtrennung eine zweite Aufbereitungsstufe zu dessen Entfernung.
- Die Siloxanproblematik ist deutlich größer als bei Klärgas; eine zusätzliche Gasreinigung ist jedenfalls erforderlich.
- Deponiegas wird nicht von der ÖVGW G33 erfasst; eine Einspeisung in das Erdgasnetz ist damit de facto nicht möglich.
- Die Menge an Deponiegas nimmt im Laufe der Jahre aufgrund des natürlichen Zerfallsprozesses stetig ab.

Deponiegas als Treibstoff macht aus wirtschaftlichen Überlegungen daher primär in folgenden Fällen Sinn:

- In großen Deponien, wo aufgrund der „economies of scale“ die zusätzlichen Reinigungs- und Aufbereitungskosten weniger ins Gewicht fallen.
- Insellösungen, wo die Einspeisung in das Erdgasnetz nicht notwendig ist und der Treibstoff in eigenen Flottenfahrzeugen verbraucht werden kann.

5.11.9 Analyse weiterer Verwertungsoptionen

Einspeisung ins Erdgasnetz und Verkauf an einen Gasdistributor als Erdgassubstitut

- Grundsätzlich ist in dieser Verwertungsoption in Österreich der gleiche Preis erzielbar wie bei der Treibstoffoption (= Erdgaspreis zzgl. Höhe der nicht fälligen Erdgasabgabe), da die Kosten für die Durchleitung des Biogases durch das Erdgasnetz bis zum Endverbraucher gleich hoch wie bei Erdgas sind.

- Zu berücksichtigen ist jedoch, dass dieser Verkaufserlös bei Verwendung des Biogases zur Stromerzeugung um die Höhe der Erdgasabgabe geringer sein wird, da diese dem Stromerzeuger bei der Verwendung von Erdgas ohnehin rückerstattet wird.
- Im Gegensatz dazu ist in anderen Ländern wie beispielsweise der Schweiz, aufgrund der unterschiedlichen steuerlichen Behandlung je nach Verwendungszweck, die Treibstoffoption für Biogas deutlich attraktiver als der Verkauf an Haushalte.

Einspeisung und Direktvermarktung als Ökogas, ähnlich wie in der Strombranche durch die Ökostrom AG

- In Deutschland gibt es bereits mehrere Unternehmen, die Ökogas anbieten. Anbieter sind beispielsweise die Unternehmen Lichtblick und Erdgas Schwaben.
- Der Erfolg eines solchen Geschäftsmodells hängt primär von der Bereitschaft der Kunden ab, mehr für das Biogas zu bezahlen als für Erdgas. Das Biogas wird von den genannten Unternehmen daher meist mit einer geringen Beimischquote (5 % Biogas, 95 % Erdgas im Falle von Lichtblick) oder als Nischenprodukt angeboten.
- In Deutschland wird der Kostennachteil des Biogases jedoch durch den Vorteil der vermiedenen Netzentgelte abgemildert. Dieser Kostenvorteil ist in Österreich im Gegensatz zu Deutschland derzeit nicht gegeben.

Aufbau eines lokalen Biogasnetzes

- Die Errichtung einer solchen Infrastruktur ist lediglich in netzfernen Gebieten volks- und betriebswirtschaftlich sinnvoll. Wesentliche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit sind die geographischen Gegebenheiten, der Anschlussgrad sowie die Kosten der technischen Lösung für Speicherinfrastruktur sowie Backuplösungen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Endverbrauchergesamtpreise (Energieförderung und Netzentgelte) nicht erheblich teurer als bei Erdgas sein dürfen, da ein höherer Abgabepreis für das Biogas einen geringeren Anschlussgrad zu Folge hat und damit wiederum die Gesamtwirtschaftlichkeit verschlechtert. Eine aktuelle Kostenerhebung betreffend der einzelnen Kostenblöcke und Analyse der Wirtschaftlichkeit von lokalen Biogasnetzen findet sich in [Hornbachner 2008].

- Die zusätzliche Treibstoffoption wird aufgrund der „economies of scale“, entsprechende Auslastung der Tankstelle vorausgesetzt, die Wirtschaftlichkeit eines lokalen Biogasnetzes im Regelfall zusätzlich verbessern.

5.11.10 Maßnahmen zur Sicherstellung der Investitionssicherheit

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff ist wirtschaftlich nur dann möglich und sinnvoll, wenn sowohl für den Rohstoff, die Zwischenprodukte in der Wertschöpfungskette und das Endprodukt (Biomethan) keine wirtschaftlich attraktiveren Verwertungsmöglichkeiten vorhanden sind. Da dies in der Praxis über einen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren anders nur schwer sicherzustellen ist, müssen die Stakeholder durch Rohstoffliefer- oder Abnahmeverträge langfristig vertraglich gebunden werden, um die Wirtschaftlichkeit über den Abschreibungszeitraum sicherzustellen.

In der Praxis werden diese Verträge jedoch nur dann von Bestand sein, wenn alle Stakeholder von einem längerfristigen Vorteil ausgehen können, selbst dann, wenn unter Umständen kurzfristig ein Ertragsverzicht geleistet werden muss. Problematisch ist insbesondere, wenn die Verträge unklare Regelungen beinhalten, unbeabsichtigterweise einen vorzeitigen Ausstieg zulassen, der Lieferant nicht mehr liefern kann oder nicht über die notwendige Bonität verfügt, sodass diese vertraglichen Verpflichtungen ihm gegenüber auch durchgesetzt werden können.

Wichtigste Maßnahme zur Sicherstellung der Investitionssicherheit ist daher eine geeignete Einbindung der relevanten Stakeholder, um Treibstoffabsatz und Versorgung mit Rohstoffen bzw. deren Preise sicherzustellen. Wichtige Stakeholder, deren Einbindung die Investitionssicherheit erhöhen, sind insbesondere:

- Betreiber von Fahrzeugflotten, z. B. kommunale Verkehrsunternehmen, private Flottenbetreiber;
- Rohstofflieferanten wie Landwirte, Betriebe mit biogenen Abfällen (Lebensmittelindustrie, Ethanolproduktion), kommunale oder private Entsorgungsunternehmen sowie Kläranlagenbetreiber

Weiters ist es vorteilhaft, Unternehmen, die über Erfahrung mit dem technischen Betrieb ähnlicher Anlagen verfügen, mit einzubinden. Diesbezüglich bieten sich kommunale Betriebe und Unternehmen aus der Gaswirtschaft (Netzbetreiber, Gaslieferant) an.

Die Einbindung der Stakeholder kann durch folgende Maßnahmen geschehen:

- Die Stakeholder sind Miteigentümer der Anlagen; dies kann durch Übernahme von Unternehmens- oder Genossenschaftsanteilen geschehen; und/oder
- Die Stakeholder sind langfristige Vertragspartner, wobei durch langfristige Liefer- und Abnahmeverträge sowohl Mengen wie Verrechnungspreise im Voraus bestimmt bzw. Indexierungen festgelegt werden.

In den meisten Fällen wird eine Kombination beider Maßnahmen am sinnvollsten sein. Einerseits werden der Rohstoff und der Absatz, sowohl in Menge und Preis, vertraglich längerfristig abgesichert. Zum anderen sind die Vertragspartner in ihrer Rolle als Miteigentümer zugleich auch am Erfolg (oder Misserfolg) des Unternehmens beteiligt. Die Stakeholder bzw. Vertragspartner werden als Miteigentümer eher willens sein, ihre vertraglichen Verpflichtungen selbst dann zu erfüllen, wenn die ursprünglich vereinbarten Konditionen sich im Nachhinein als suboptimal herausstellen, z.B. wenn es zu einem späteren Zeitpunkt wirtschaftlich attraktivere Alternativnutzungen oder Beschaffungsmöglichkeiten gäbe.

Betreffend die praktische Umsetzung der Stakeholdereinbindung siehe die Beschreibung der Stakeholdereinbindung in der Stadt Västerås in Abschnitt 5.12, die als europaweit einzigartig und vorbildhaft anzusehen ist.

5.12 Detailanalyse Best Practice Västeras¹⁶³

5.12.1 Hintergrund und Historie

Die Stadt Västeras liegt rd. 100 km westlich von Stockholm in der Provinz Västmanland län an einer Bucht des Mälarsees. Mit knapp über 100.000 Einwohnern ist Västeras eine bedeutende Industrie- und Hochschulstadt in Mittelschweden. Wichtigste Arbeitgeber sind unter anderem ABB, Daimler Chrysler Rail Systems, Westinghouse, Alstom und Bombardier.

Die Verwendung von Methan als Treibstoff hat in Västeras eine lange Tradition. Nachdem die erste Kläranlage in Västeras im Jahr 1939 in Betrieb gesetzt wurde, ist Klärgas bereits während des 2. Weltkrieges als Treibstoff eingesetzt worden. Nach den Kriegsjahren wurde die Treibstoffproduktion aus Klärgas jedoch wieder eingestellt.

Kurz nachdem die noch heute in Betrieb stehenden Betonfermenter der Kläranlage im Jahr 1957 errichtet wurden, ist jedoch bereits Ende der 50er-Jahre die gesamte (Prozess)wärmeversorgung der Kläranlage auf Fernwärme umgestellt worden, da diese als wesentlich verlässlicher angesehen wurde.

Die Grundidee des Baus einer Biogasanlage und die Verwendung als Treibstoff liegt bereits 20 Jahre zurück und kommt von einem der Landwirte des Umlandes von Västeras. Damals wurde anlässlich des in Schweden sehr heftig diskutierten Beitritts zur Europäischen Union die Überlebensfähigkeit der Landwirtschaft in Schweden grundsätzlich in Frage gestellt und Möglichkeiten für zusätzliche Einnahmequellen für die Landwirtschaft gesucht.

Da zugleich aufgrund der intensiven Bewirtschaftung der Flächen bei vielen Landwirten die Flächenerträge bereits zurückgingen, stellten sich einige Landwirte die Frage, wie etwa durch neue Fruchtfolgen die Bodenfruchtbarkeit nachhaltig verbessert werden könnte.

¹⁶³ Soweit in diesem Abschnitt nicht sonstige Quellen angeführt sind, wurden die angegebenen Zahlen und Daten bei einem Vor-Ort Besuch beim Projektbetreiber in Västeras im Juli 2009 erhoben.

Möglichkeiten der ökologischen Landwirtschaft und insbesondere wie die Kreislaufwirtschaft von Bodennährstoffen sinnvoll möglich wäre, wurden diskutiert. Eine der entwickelten Ideen war, im Rahmen einer Fruchtfolge Klee gras anzubauen, um den Boden regenerieren zu lassen. Diese Zwischenfrüchte sollten dann zur Produktion von Biogas verwendet werden, wobei die im Gärrest befindlichen Nährstoffe im Sinne einer Kreislaufwirtschaft wieder zurück auf die Felder kommen sollte.

Folgend die wichtigsten Schritte bis zur tatsächlichen Realisierung dieses integrierten Biogaskonzeptes in Västerås:

1990	Erste Projektidee der Landwirte der Region, Biogas aus Klee gras zu erzeugen
1995	Projektidee, eine solche Biogasanlage sowohl mit Wiesengras wie kommunalen biogenen Abfällen (Biotonne) zu betreiben
1998	Beginn der Projektplanungen
2003	Gründung der Projektgesellschaft Svensk Väckraft AB, Investmententscheidung der Eigentümer
2004	Probetrieb der Aufbereitungsanlage mit Klärgas
2005	Inbetriebsetzung der Biogasanlage im Juli 2005, Aufnahme Biogasproduktion
2009	Inbetriebnahme der 2. öffentlichen Biogastankstelle im Inselbetrieb (Containertransport)

Tabelle 47: Historie des Biogaskonzeptes in Västerås (Quelle: Angaben Svensk Väckraft AB)

Ziel der ersten Projektidee war also nicht primär die Treibstoffherzeugung und damit zugleich die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, sondern vielmehr eine Verbesserung der Bodenfruchtbarkeit und Wiederherstellung einer Kreislaufwirtschaft (Verzicht auf Kunstdünger). Zusatzerträge aus Produktion von Treibstoff waren natürlich erwünscht, aber nicht das Hauptziel des Projektes.

Die Grundidee hat sich im Laufe der Jahre durch die Erweiterung des Stakeholderkreises laufend weiterentwickelt (Zugabe von biogenen Abfällen, Nutzung von Klärgas), die Grundkonzeption ist jedoch erhalten geblieben. Aus diesem Grund wurde z.B. besonderer Wert darauf gelegt, dass sich der Gärrest der Biogasanlage (trotz biogener Abfälle als

wichtigsten Inputstoff) für die biologische Landwirtschaft geeignet ist sowie größere Beträge in die Infrastruktur zur optimalen Verwertung des Gärrestes investiert, auch wenn es streng wirtschaftlich betrachtet höchstwahrscheinlich besser gewesen wäre, hier Abstriche zu machen.

5.12.2 Geographische Voraussetzungen

Aufgrund der unterschiedlichen Standorte von Busdepot, Kläranlage und Biogasanlage sind die Einrichtungen auf drei Standorte aufgeteilt, die jeweils mit Transportleitungen für das Rohbiogas bzw. das Produktgas miteinander verbunden sind. Die Verteilung der unterschiedlichen Anlagen auf die drei Standorte sind in Abbildung 87 zu sehen.

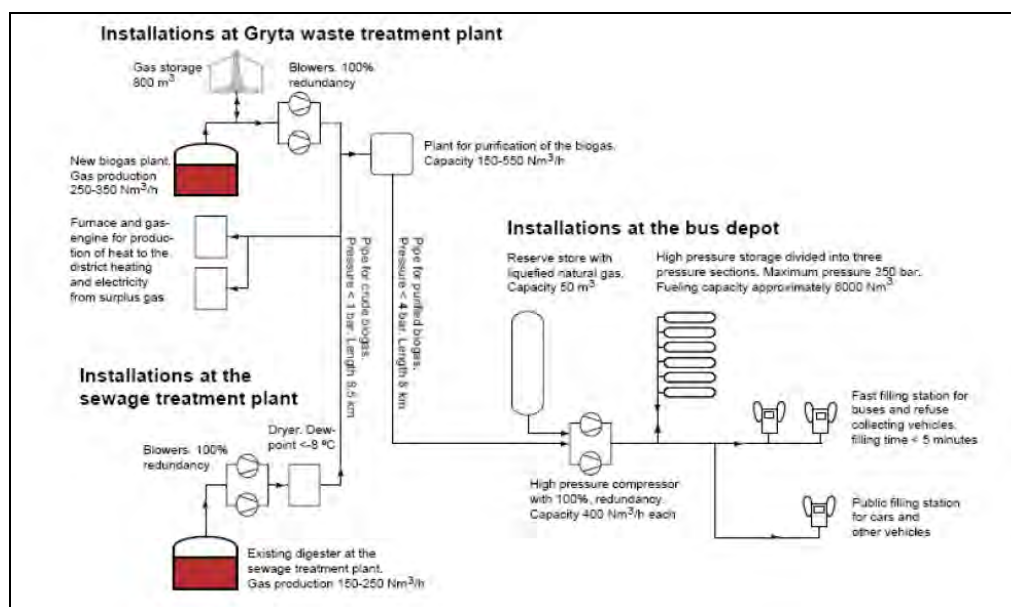


Abbildung 87: Schematische Übersicht von Biogasproduktion, Aufbereitung und Distribution in Västerås (Quelle: Svensk Vätkraft AB)

Die Biogasanlage wurde am Standort Gryta errichtet, wo zugleich auch die biogenen Abfälle angeliefert und sortiert sowie aufbereitet werden. Ebenso an diesem Standort wurde die Methanaufbereitungsanlage errichtet.

Am Standort der Kläranlage in Kungsängen wird hingegen nur eine grobe Reinigung (Entfeuchtung) des Klärgases durchgeführt und dieses Rohgas danach mit geringem

Überdruck rd. 8,5 km an den Standort der Biogasanlage in Gryta transportiert. Die dortige Aufbereitungsanlage konnte entsprechend größer ausgelegt und die Wirtschaftlichkeit insgesamt verbessert werden.

Das aufbereitete Biomethan wird dann über eine eigene ca. 8 km lange Pipeline zum Busdepot transportiert, wo sich auch die Speicheranlage befindet. An dieser Speicheranlage sind sowohl zwei betriebseigene Fast-Fill Tankstellen (für Busse und Schwerfahrzeuge) wie eine öffentliche Zapfstelle angeschlossen.

Im Jahr 2009 wurde eine weitere öffentliche Tankstelle errichtet, die aufgrund der Entfernung jedoch als Insellösung betrieben und mittels Biogascontainer versorgt wird.

5.12.3 Rohstoffversorgung

Als Rohstoffe für die Biomethanherzeugung werden sowohl biogene Abfälle (fest und flüssig), Klee gras aber auch Klärgas aus der bestehenden kommunalen Kläranlage verwendet.

Biogene Abfälle

Die biogenen Abfälle werden vom Unternehmen Vafab angeliefert. Die Vafab ist das Müllentsorgungsunternehmen der Region Västmanland, die im Eigentum aller 12 Gemeinden der Region steht. Das Unternehmen ist als einer der wichtigsten Stakeholder mit 40 % an der Projekt- und Betreibergesellschaft Svensk Växtkraft AB beteiligt.

Biogene Abfälle werden in den Haushalten bereits seit 1992 getrennt gesammelt und wurden zunächst kompostiert. Seit Inbetriebnahme der Biogasanlage im Jahr 2005 werden nun praktisch alle getrennt gesammelten Haushaltsabfälle von den 12 Kommunen in der Region in der Biogasanlage behandelt. Aus dem Haushaltsbereich werden lediglich die Gartenabfälle aufgrund ihrer schlechten Eignung zur Vergärung wie bisher kompostiert. Zwischen der Vafab und Betreibergesellschaft wurde ursprünglich ein Preis von 450 SEK/Tonne für die Übernahme der Abfälle vereinbart, der durch die vereinbarte Indexierung aber inzwischen schon auf 54 Euro/Tonne angestiegen ist.



Abbildung 88: Getrennte Sammlung der Haushaltsabfälle in Västerås (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Von den gewerblichen Abfällen werden jedoch nur bestimmte (z.B. Fettabscheider) in der Biogasanlage verwertet. Betreffend deren Verwertung hat man sich bewusst eingeschränkt, da man die Tauglichkeit des Gärrestes für die Verwendung in der biologischen Landwirtschaft jedenfalls erhalten wollte.

	2005	2006	2007	2008
Feste biogene Abfälle	2.749	13.152	13.279	14.300
Flüssige Abfälle (Fettabscheider)	390	1.412	1.449	2.100

Tabelle 48: Verarbeitete Mengen an biogenen Abfällen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Die Menge an biogenen Abfallstoffen hat sich seit Vollbetrieb im Jahr 2006 nicht wesentlich erhöht und wird sich im Laufe der nächsten Jahre lediglich langsam - proportional mit der Verbesserung der Sammelquote – erhöhen.

Es gibt jedoch Überlegungen, in einer zweiten Anlage Restmüll zu vergären. Diesbezüglich werden derzeit unterschiedliche Technologien evaluiert. Der Gärrest dieser Fraktion könnte jedoch nicht mehr für die biologische Landwirtschaft verwendet werden.

Klee gras

Das Klee gras wird von 17 Landwirten der Region auf insgesamt 300 Hektar in Fruchtfolge angebaut. Zwei Betriebe betreiben Bio-Landbau, die anderen konventionelle Landwirtschaft. Da beim einzelnen Landwirt jeweils maximal 10 % der Fläche für den Klee anbau genutzt wird, besteht keine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion.

Die Landwirte haben sich für 15 Jahre vertraglich verpflichtet, diese 300 Hektar zu bewirtschaften. Ziel ist es, dass die Betriebe durch den Anbau von Klee gras – unter Berücksichtigung des Mehr-/Minderaufwandes und von Förderungen (Stilllegungsprämien etc.) – den gleichen Ertrag erwirtschaften können wie durch den Anbau von Feldfrüchten. Der Preis für das Inputmaterial ist daher an einen Mix von landwirtschaftlichen Produkten indexiert. Als Basispreis (Referenzjahr 2003) wurden 20 Öre pro kg Trockensubstanz festgelegt, wobei zusätzlich die Kosten für Ernte, Transport und Lagerung von der Växtkraft getragen werden.



Abbildung 89: Lagerplatz für Silage in Västeras (Quelle: New Energy)

Ursprünglich ist man beim Klee gras von einem Trockensubstanzanteil von 35 % ausgegangen. Tatsächlich war der Trockensubstanzanteil je nach Gebiet und Erntezeitpunkt stark unterschiedlich und lag zwischen 25 % und 60 %.

Die Festlegung des Erntezeitpunktes wie auch die Silierung erfolgt durch die Växtkraft. Lediglich die Ausbringung des Düngers geschieht durch die einzelnen Landwirte. Von 2006 bis 2007 konnte jedoch nur ein Teil der geplanten Kleegrasmenge in der Biogasanlage verarbeitet werden (siehe Tabelle 49), da es Probleme mit der Verarbeitung in der Anlage kam. Erst nach einer Änderung in der Beschickung - und der dafür notwendigen Änderungen in der Anlagengenehmigung – konnten die geplanten Mengen im Jahr 2008 auch tatsächlich verarbeitet werden.

in Tonnen	2005	2006	2007	2008
Grassilage	305	766	2.054	4.000

Tabelle 49: Verarbeitete Mengen an Klee gras (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

5.12.4 Biogasproduktion

Die Biogasanlage in Gryta wurde von der Firma RosRoca, die als Gewinner der öffentlichen Ausschreibung hervorging, schlüsselfertig geliefert und war für folgende Einsatzstoffe und Mengen ausgelegt:

- 14.000 Tonnen organische Abfälle aus getrennter Sammlung mit rd. 30 % Trockensubstanzanteil aus Haushalten und Großküchen;
- 4.000 Tonnen Abfall aus Fettabscheidern (Großküchen, Restaurants) mit einem Trockensubstanzanteil von 4 %;
- 5.000 Tonnen Grassilage (angebaut auf 300 Hektar; Trockensubstanzanteil von rd. 35 %)

Tatsächlich konnte in den ersten Betriebsjahren nur ein kleiner Teil des Klee grasses verarbeitet werden, da das Anlagenschema ursprünglich vorsah, dass die Nawaros gemeinsam mit den anderen Einsatzstoffen verarbeitet werden. Tatsächlich hat dies technisch nicht funktioniert und zu Verkleben und Verstopfen der Anlagenteile im Pre-Treatment geführt.

Erst nach Verhandlung mit den Behörden war es möglich, das Prozessschema soweit abzuändern, das die Grassilage direkt in den Fermenter, d.h. unter Umgehung der Hygienisierungsstufen, eingebracht werden kann. Trotzdem sind die Betriebskosten deutlich

höher als geplant, da es aufgrund der Verunreinigung der Silage mit Erde zu einer stärkeren Abnutzung der mechanischen Teile kommt.

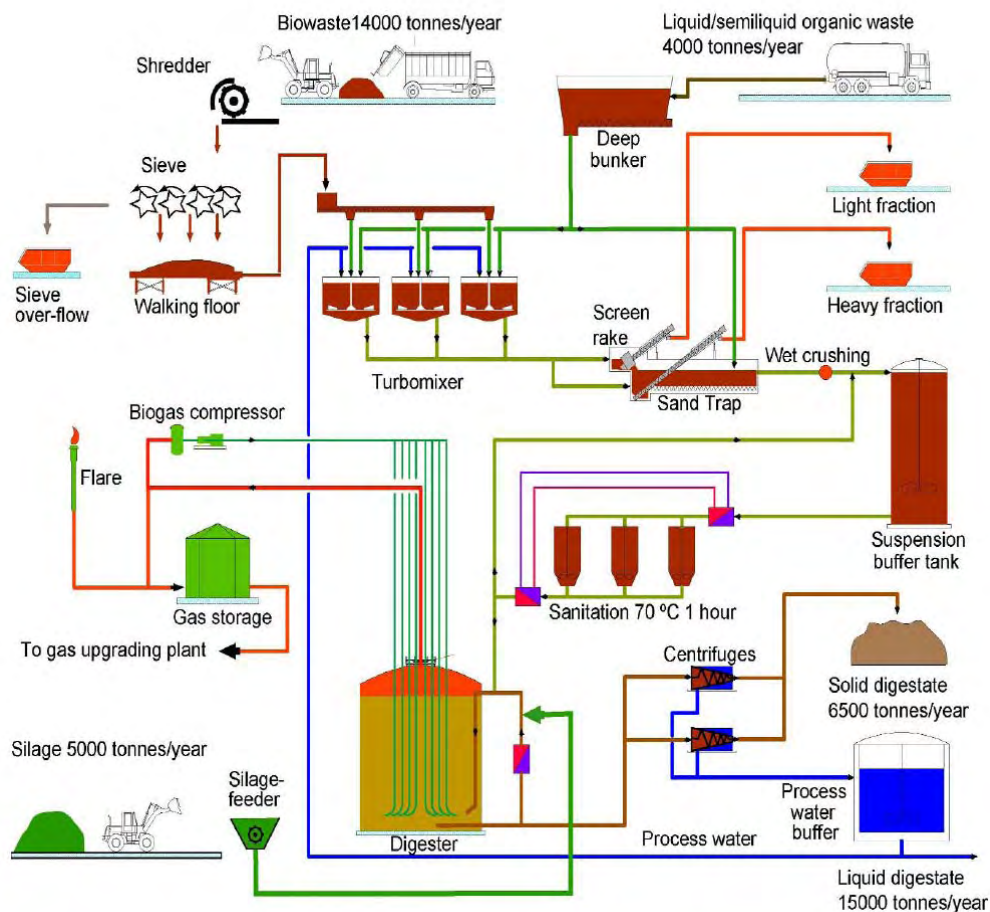


Abbildung 90: Vereinfachtes Prozessschema der Biogasanlage in Västerås (Quelle: Svensk Vätkraft AB)

Die Biogasanlage erzeugt zwischen 250 und 350 Nm³ Rohbiogas pro Stunde und verfügt über einen Gasspeicher von 800 m³ Fassungsvermögen. Ein Teil des produzierten Rohbiogases dient zum Betrieb eines BHKWs zur Strom- und Wärmeerzeugung, der Rest wird über eine Kompressorstation zur nahegelegenen Aufbereitungsanlage transportiert.



Abbildung 91: Biogasermenter in Västerås (Quelle: New Energy)

5.12.5 Logistik zur Verwertung des Gärrestes

Der Gärrest wird mittels Zentrifugen in eine fest und flüssige Fraktion aufgetrennt und an die Landwirte in der Region verkauft, die zugleich Miteigentümer der Svensk Växtkraft AB sind. Die Landwirte nehmen den Dünger zu einem Preis entsprechend dem Kalium- und Phosphor-Gehalt, bezogen auf Preis von handelsüblichem Dünger, ab.

Transport und Lagerung werden von der Växtkraft übernommen. So wurden von dieser etwa neun Speicherbehälter für die flüssige Fraktion auf eigene Kosten errichtet. Inklusiv der Nebeneinrichtungen (Folienabdeckung gegen Regen und Schnee; Geruchsschutz) wurden alleine dafür 4,4 Mio. SEK investiert. Lediglich die Aufbringung des Düngers erfolgt durch die Landwirte selbst.



Abbildung 92: Lager für flüssigen Gärrest (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Der feste Dünger wird von den Landwirten selbst gelagert, was rechtlich jedoch problematisch ist, da dieser nach geltendem Recht als Abfall gilt und daher nicht offen gelagert werden dürfte. Nur aufgrund einer Sondergenehmigung, die jedoch auf vorläufig drei Jahre gefristet ist, ist eine solche Lagerung möglich.



Abbildung 93: Transportcontainer für festen Dünger (Quelle: New Energy)

In einer wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung sind die Erlöse aus dem Verkauf des Gärrestes (sowohl der flüssigen wie festen Fraktion) von untergeordneter Bedeutung. Den Projektbetreibern ging es vielmehr um den Anspruch, den Rohstoff- und Nährstoffkreislauf zu schließen. Dabei sind bei bewegten 20.000 Tonnen die Transport- und Logistikkosten nicht zu unterschätzen.

in Tonnen	2005	2006	2007	2008
Fester Dünger	434	2.718	3.544	4.500
Flüssiger Dünger	1.577	13.336	11.055	15.700

Tabelle 50: Produzierte Mengen an festem und flüssigem Dünger (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

5.12.6 Klärgasproduktion

In der Kläranlage im Stadtteil Kungsängen werden in den zwei Betonfermentern, die im Jahr 1957 errichtet wurden, stündlich 150-250 Nm³ Klärgas produziert.

Das Rohgas wird jedoch nicht vor Ort aufbereitet sondern lediglich einer Druckerhöhung unterzogen (von 20-30 mbar auf 300-500 mbar) und soweit getrocknet, damit ein Taupunkt von -8°C erreicht wird. Danach wird es über eine 8,5 km lange Transportleitung zur Gasreinigungs- und Aufbereitungsanlage in Gryta transportiert.

Das Rohgas aus der Kläranlage wird um 15 Öre/kWh an die Växtkraft verkauft, wobei der Verkaufspreis wertgesichert ist. Es hat sich als schwierig herausgestellt, den wirtschaftlichen Wert des Rohgases fair zu bestimmen. Unterschiedliche Bewertungsansätze haben zu stark unterschiedlichen Preisen geführt, bis zu einem negativen Wert, da keine interessanten alternativen Verwertungsmöglichkeiten identifiziert werden konnten.

Im Vergleich zu den Gestehungskosten des sonstigen Biogases bzw. dem Verkaufspreis für den Treibstoff ist der festgelegte Preis jedenfalls als günstig anzusehen. Dies kann zumindest zum Teil auch als Unterstützungsleistung für den Anlauf der Geschäftstätigkeit gesehen werden, da der Kläranlagenbetreiber Mälarenergie nicht nur zu 100 % im Besitz der Stadt steht, sondern zugleich auch einer der Miteigentümer der Växtkraft ist (20 %-ige Beteiligung am Aktienkapital).

Da die in der Kläranlage notwendige Prozesswärme bereits seit 1959 aus dem Nahwärmenetz zugeführt wird, kann das anfallende Klärgas zu 100 % für die Treibstoffherzeugung verwendet werden. In den ersten Betriebsjahren, als der Treibstoffabsatz zu gering war bzw. die Befüllstation zur Lieferung des überschüssigen

Biomethans in die Region Stockholm noch nicht in Betrieb war, mussten jedoch größere Mengen Rohgas ungenutzt abgefackelt werden (siehe Tabelle 52).

5.12.7 Biogasreinigung und Aufbereitung

Die technischen Anlagen wurden in zwei Ausschreibungspaketen ausgeschrieben. Das erste Paket war die eigentliche Biogasanlage samt Aufbereitung der biogenen Abfälle, das andere beinhaltete die Methanaufbereitungsanlage, die Gaskompression, den Gasspeicher und die Betankungseinrichtungen.

Die Aufbereitung erfolgt nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche und hat eine Kapazität von 150-550 Nm³ Rohbiogas pro Stunde. CO₂, H₂S und H₂O werden abgetrennt, damit ein Taupunkt von -80°C sowie die Qualitätsanforderungen der schwedische Norm SS 15 54 38 für gasförmige Treibstoffe erreicht werden können.



Abbildung 94: Außenansicht Methanaufbereitung Västerås (Quelle: New Energy)

Der zweite Teil der Ausschreibung wurde vom schwedischen Anlagenbauer YIT gewonnen. Im Rahmen der Inbetriebsetzung der Aufbereitungsanlage, die in Abbildung 95 zu sehen ist,

sind jedoch technische Probleme aufgetreten, die nur teilweise gelöst werden konnten. Mittlerweise hat sich die YIT aus diesem Marktsegment komplett zurückgezogen und das Verfahren an die spanische Firma RosRoca lizenziert¹⁶⁴.

Das größte Problem waren die Methanverluste, die zu Beginn je nach Anlagenauslastung zwischen 2 % und 5,5 % betragen, während diese bei anderen Herstellern typischerweise unter 2 % liegen. Nach den Anlaufschwierigkeiten konnte der vertraglich garantierte Wert von maximal 2 % Methanschluß erreicht und messtechnisch erfasst werden (1,6 % Methanverlust). Eine kontinuierliche Messung des Methanschlußes war jedoch nicht möglich, da dies zu aufwendig bzw. zu teuer gewesen wäre.



Abbildung 95: Innenansicht Aufbereitungsanlage auf Basis DWW in Västerås (Quelle: Svensk Vätkraft AB)

Das Prozessschema der Anlage ist in Abbildung 96 dargestellt. Zunächst wird das Rohgas mittels zweier redundant ausgeführter Kompressoren von rd. 0,2 bar auf 10 -12 bar komprimiert, bevor es der eigentlichen Methanaufbereitung (Wäsche) zugeführt wird. Diese erfolgt in der mittleren Säule, wo CO₂ und andere Verunreinigungen vom Waschwasser

¹⁶⁴ vgl. [Urban 2008]

absorbiert werden. Das Produktgas wird dann am oberen Ende der Waschkammer entnommen.

Das mit CO_2 beladene Prozesswasser wird danach in den „flash tank“ gepumpt (linke Säule in Abbildung 95), wo zunächst eine Druckreduktion auf 2 - 4 bar erfolgt, um jenes Restmethan zurückzugewinnen, das gemeinsam mit dem Prozesswasser ausgeschleust wurde. Das so zurückgewonnene Methan wird im Prozess rückgeführt und gelangt dann erneut in die Waschkammer. In der dritten Säule, der „stripper column“, wird das Prozesswasser regeneriert (rechte Säule in Abbildung 95). Durch Einblasen von Luft werden bei atmosphärischem Druck CO_2 und H_2S wieder aus dem Prozesswasser entfernt, bevor dieses nach Druckerhöhung mittels einer Pumpe mit 10 bar Druck wiederum in die Waschkammer gelangt.

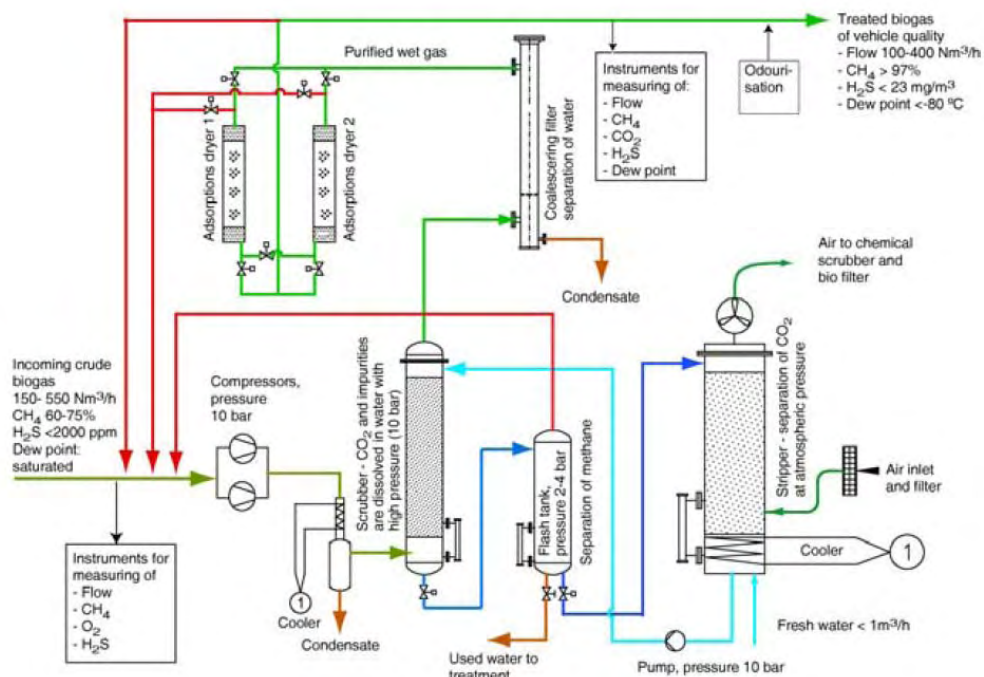


Abbildung 96: Prozessschema Aufbereitungsanlage Västeraas (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Anschließend wird das aus der Waschkammer abgeleitete Produktgas einer Gastrocknung zuführt, um den Taupunkt auf -80 °C zu reduzieren. Danach erfolgt die notwendige Odierung, bevor das Produktgas mit < 4 bar Überdruck in das 8 km entfernte Busdepot geleitet wird.

5.12.8 Transport von Rohbiogas und Produktgas, Distributionskonzept

Das Distributionskonzept musste entsprechend den geographischen Gegebenheiten – d.h. den bestehenden Standorten für Kläranlage und Busdepot, Platzbedarf der Biogasanlage samt den Lagerungsmöglichkeit für die Grassilage – und in Hinblick auf die Kosteneffizienz, insbesondere der Minimierung der notwendigen Grabungsarbeiten, optimiert werden. Da die Standorte für die Biogasanlage, das Busdepot und die Kläranlage am jeweils anderen Ende der Stadt liegen, mussten eigene Gaspipelines für Produkt- und Rohgas verlegt werden (siehe Abbildung 97).

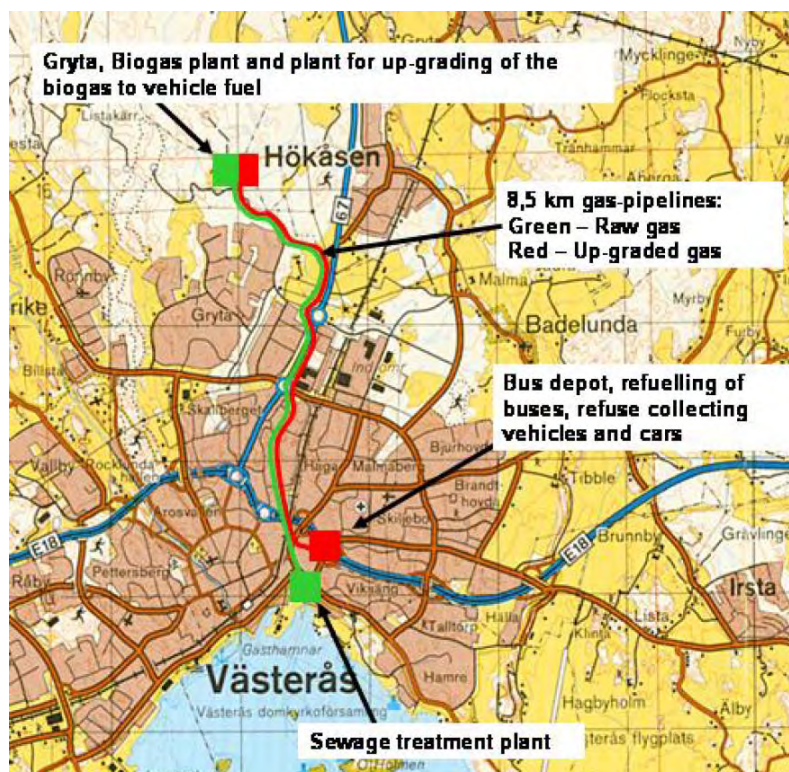


Abbildung 97: Geographische Lage der unterschiedlichen Standorte und Transportleitungen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Eine rd. 8,5 km lange Pipeline (PE 100, 160 mm Durchmesser) transportiert das Rohbiogas der Kläranlage in Kungsängen mit einem Überdruck von 300-500 mbar zur gemeinsamen Aufbereitungsanlage, die am Standort Biogasanlage errichtet wurde. Die zweite Pipeline transportiert das aufbereitete Biogas zum Busdepot bzw. zur Tankstelle. Aufgrund der lokalen

Verhältnisse kann diese 8 km lange Pipeline (ebenfalls PE 100, 160 mm Durchmesser) zum Großteil parallel zur Rohbiogaspipeline in der gleichen Trasse geführt werden.

Aufgrund dieser parallelen Trassenführung und da 3 km überhaupt grabenlos verlegt werden konnten, sind die Kosten für die Transportleitungen (Leitungen, Grabungskosten) mit 13 Mio. SEK verhältnismässig niedrig ausgefallen. Die spezifischen Investitionskosten von 790 SEK pro Laufmeter Pipelinelänge sind - für städtisches Siedlungsgebiet - als sehr günstig anzusehen.

Die zweite öffentliche Tankstelle, die im Jahr 2009 errichtet wurde, ist hingegen für den Inselbetrieb ausgelegt, da aufgrund des Standortes dieser Tankstelle (rd. 10 km Distanz) die Belieferung mittels Biomethan-Container wirtschaftlich günstiger ist, als es eine zusätzliche Leitung gewesen wäre.

5.12.9 Hochdruckspeicher und Betankungssysteme

Am Standort des Busdepots wurden zwei elektrisch betriebene Kompressoren (Marke: Ariel; siehe Abbildung 98) von jeweils 400 Nm³/h Leistung installiert, welche das aufbereitete Biogas auf die erforderlichen 350 bar Druck bringen. Die Kapazität eines Kompressors entspricht der Produktionskapazität der Aufbereitungsanlage; d.h. es gibt einen 100 % Backup.



Abbildung 98: Kompressor am Standort Busdepot Västerås (Quelle: New Energy)

Der Hochdruckspeicher (Lieferant: Mannesmann; siehe Abbildung 99) besteht aus 16 Stahlröhren mit einem Volumen von jeweils 2.000 Litern. Bei maximalem Betriebsdruck von 350 bar könnten bis zu 11.000 Nm³ Methan gespeichert werden. Praktisch ist jedoch nur ein Speichervolumen von 6.000 Nm³ nutzbar, da die einzelnen Speicherelemente bei jeweils unterschiedlichem Betriebsdruck in einem Dreibanksystem verwendet werden. Die Gasspeicher sind in Beton eingehaust, wobei die Größe des Bauwerkes eine spätere Erweiterung der Speicherkapazität um 50 % zulässt.



Abbildung 99: Montage der Röhrenspeicher (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Ursprünglich war, ähnlich wie bei anderen kommunalen Busflotten in Schweden, die Betankung im Slow Fill-Modus geplant. Aufgrund der spezifischen Anordnung der Busparkplätze bzw. der dazugehörigen Versorgungseinrichtungen wären aber umfangreichere Umbauten notwendig gewesen, sodass man sich letztendlich für die Schnellbetankung entschieden hat (siehe Abbildung 100). Zwei Zapfsäulen dienen zur Betankung der Busse und der Müllsammelfahrzeuge, wobei für eine Tankfüllung von 160 Nm³ weniger als 5 min benötigt werden. Die Gastankstelle ist ein neuseeländisches Fabrikat (Hersteller: Compac), was zu Problemen bei der Ersatzteilbeschaffung (lange Lieferzeiten) geführt hat.

Bis dato wurden 30 der 120 kommunalen Busse durch Gasbusse ersetzt. Es wurden lediglich Neuanschaffungen getätigt, Umrüstungen wurden nicht durchgeführt. Anfangs waren die Busfahrer sehr skeptisch gegenüber den Gasbussen. Die Einstellung der Angestellten hat sich innerhalb von 6-12 Monaten jedoch völlig in das Gegenteil verkehrt hat, da die Busse sowohl schneller fahren als auch deutlich leiser sind.



Abbildung 100: Fast Fill Betriebsstation zur Betankung von Bussen und kommunalen Schwerfahrzeugen (Quelle: New Energy)

Derzeit ist man in Verhandlung bezüglich der Anschaffung weiterer Busse. Problem ist jedoch, dass für einen völligen Austausch der Dieselflotte weder die bestehende Infrastruktur noch die bisher genutzten Rohstoffquellen ausreichen.



Abbildung 101: Biogasbusse in Västerås (Quelle: New Energy)

Eine weitere Tankstelle mit zwei Zapfsäulen ist direkt neben dem Gasspeicher – aber schon außerhalb des Betriebsgeländes - errichtet worden und ist öffentlich zugänglich. Diese ist

eine Selbstbedienungstankstelle und dient zur Betankung von PKWs. An dieser Tankstelle kann sowohl mit einer eigenen Bezahlkarte der Växtkraft wie mit normalen Kreditkarten (Visa, Mastercard) bezahlt werden.

Eine zweite öffentlich zugängliche Tankstelle ist 2009 eröffnet worden. Da die Kosten für eine eigene Transportleistung aufgrund der Distanz (rd. 10 km) zu hoch gewesen wären, wird sie als Insel-tankstelle betrieben. Die Versorgung erfolgt über Containertransport. Dazu wurden zwei Transportcontainer angeschafft (siehe Abbildung 102), die auf der im Jahr 2006 errichteten Docking-Station gefüllt und dann mittels LKW zur Insel-tankstelle transportiert werden. Die Investitionskosten dieser Insellösung betragen rd. 880.000 SEK pro Container.

Der Transport der Container wird durch eine externe Firma durchgeführt, wobei sich die Kosten pro Transport auf 900-1.000 SEK belaufen. Das führt bei einem Speichervolumen von 2.000 Nm³ zu spezifischen Transportkosten von rd. 0,5 SEK/Nm³ (exkl. Abschreibung der Transportbehälter und Wartung).



Abbildung 102: Biogas-Container zur Versorgung der Insel-tankstelle (Quelle: New Energy)

Die größten Probleme technischer Natur gab es nicht in der Methanaufbereitung oder der Biogasproduktion, sondern unerwarteterweise in der Kompression, obwohl ausschließlich Standardtechnologie von Markenherstellern verwendet wurde. Hauptproblem war das Öl

von den Kompressoren, welches in den Treibstoff gelangte und zu Ausfällen in der Busflotte führte.

Ebenso überraschend war, dass die Fahrzeuge der einzelnen Hersteller sehr unterschiedlich empfindlich auf das Öl reagiert haben. So waren etwa Fahrzeuge der Marke Volvo deutlich empfindlicher als jene von MAN. Das Problem konnte letztendlich durch die Verwendung anderer Kompressoröle, welche andere Additive einsetzen, gelöst werden.

5.12.10 Backupsysteme

Grundsätzlich werden die Schwankungen in Produktion und Verbrauch durch den Hochdruckspeicher ausgeglichen. Für den Fall von Produktionsengpässen oder eines Ausfalles der Aufbereitungsanlage wurde als Backup ein zusätzlicher LNG-Speicher errichtet.

Dieser hat ein Fassungsvermögen von 50 m³ (= 21 Tonnen LNG). In Abbildung 103 ist rechts der eigentliche LNG-Speicher, daneben die Verdampfungseinrichtung zu sehen. Im Gebäude links ist der Hochdruckgasspeicher untergebracht. Die gespeicherte Menge an LNG ermöglicht den Betrieb von 40 Bussen für einen Zeitraum von 7 Tagen.



Abbildung 103: LNG Backup Anlage in Västerås (Quelle: New Energy)

Die Backup-Anlage wurde bisher kaum benötigt, da es bis dato noch niemals zu einem Ausfall von Produktion oder Methanaufbereitung kam. LNG wurde lediglich in Spitzenzeiten und im Fall von Wartungen zum Biomethan beigemischt.

5.12.11 Sicherstellung Treibstoffabsatz, Verbreitung der Fahrzeuge

Der gewonnene Treibstoff wird einerseits in der kommunalen Busflotte, aber auch in normalen PKWs verwendet. Nach der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2005 hat sich die gesamte Absatzmenge deutlich vergrößert. Die Menge an verkauftem Biogas hat sich im zweiten Vollbetriebsjahr bereits um mehr als 30 % gesteigert, im Folgejahr dann um weitere 40 % (siehe Abbildung 104).

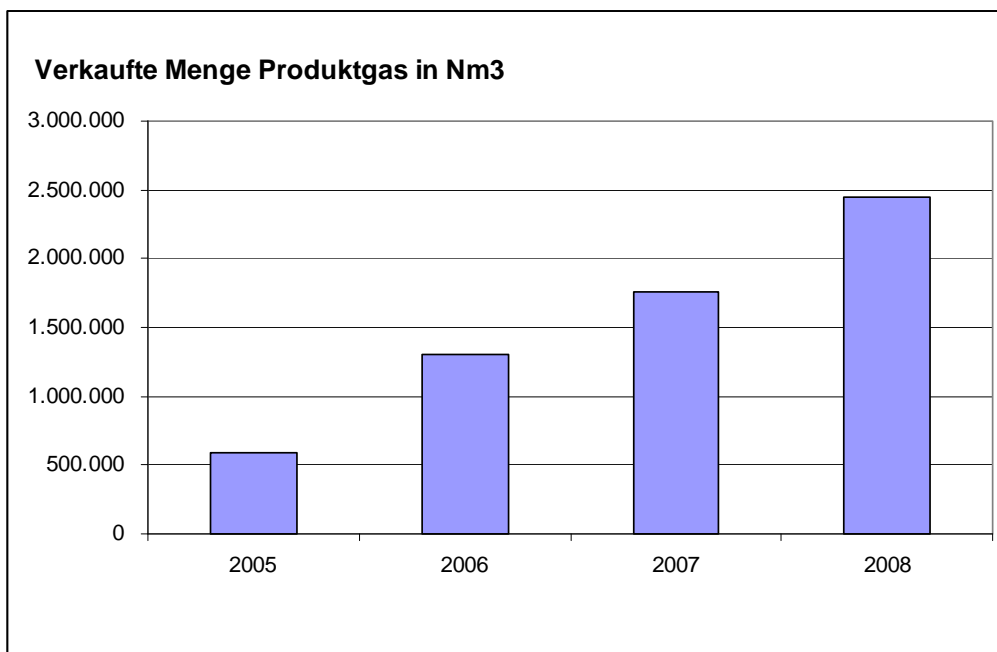


Abbildung 104: Verkaufte Biomethanmengen in Västerås (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Angaben der Svensk Växtkraft AB)

Von Bedeutung ist die Aufteilung der verkauften Menge an Biogas auf die unterschiedlichen Kundengruppen. Der größte Teil des produzierten Biomethans wird in Stadtbussen und Müllfahrzeugen verwendet (siehe Tabelle 51).

in Nm ³	2005	2006	2007	2008
Stadtbusse und Müllfahrzeuge	559.204	978.070	1.095.000	1.550.000
PKWs	36.433	113.692	183.000	250.000
Verkauf an AGA	-	216.121	477.000	650.000

Tabelle 51: Aufteilung der verkauften Biomethanmengen auf unterschiedliche Kundengruppen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)

Der Absatz ist zwar seit Inbetriebnahme bei allen Kundengruppen stark angestiegen, wobei sich aber der prozentuelle Anteil von Personenkraftwagen (öffentlicher Verkauf) deutlich erhöht hat (siehe Abbildung 105).

So ist der Anteil von Personenkraftwagen am gesamten Treibstoffabsatz von 6,1 % im Jahr 2005 auf 10 % im Jahr 2008 angestiegen (bezogen auf den Gesamtabsatz inkl. Verkauf an AGA). Bezogen auf den lokalen Verbrauch entspricht dies bereits einem Anteil von 14 %.

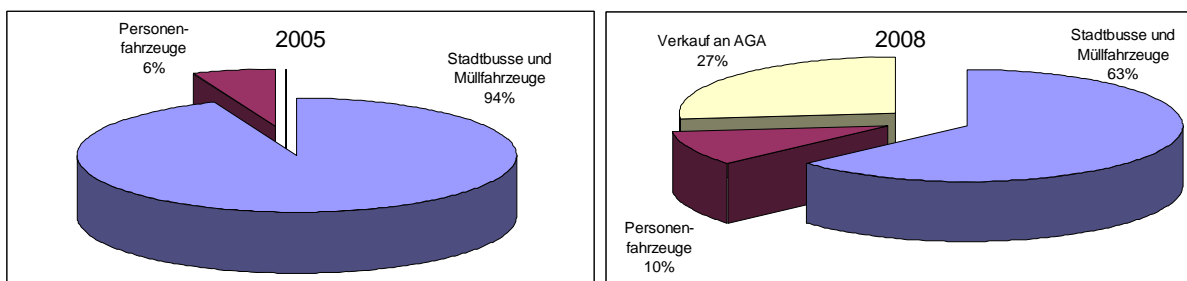


Abbildung 105: Vergleich der Absatzkanäle für Treibstoff (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Zahlen der Svensk Växtkraft AB)

5.12.12 Ausgleich zwischen Angebot und Verbrauch

In den ersten Jahren nach Inbetriebnahme mussten größere Mengen an Rohgas abgefackelt werden (siehe Tabelle 52), da noch keine ausreichenden Absatzmöglichkeiten bestanden. Obwohl die Anzahl der Fahrzeuge ständig zunahm, war aufgrund der Rohstoffsituation (Anfall von Klärgas und biogener Abfälle) das Angebot von aufbereitetem Biogas deutlich höher als die Nachfrage.

in Nm ³	2005	2006	2007
Abgefackelte Menge an Rohbiogas	391.000	1.046.000	778.000

Tabelle 52: Abgefackelte Rohbiogasmenge in Västerås (Quelle: Angaben der Svensk Väckraft AB)

Aufgrund der hohen Nachfrage nach Biogas in der Region Stockholm wurde im Jahr 2006 zusätzlich eine Docking-Station errichtet, an der bis zu sieben Biomethan-Container gleichzeitig gefüllt werden können (siehe Abbildung 106).

In dieser Station wird das überschüssige Biogas komprimiert und in die im Container befindlichen Gasflaschen gepumpt. Die solcherart transportierbar gemachten Überschussmengen an Biogas werden vom Unternehmen AGA aufgekauft und mit Transporttrailern in den Großraum Stockholm geliefert.



Abbildung 106: Container der Firma AGA zur Versorgung der Region Stockholm (Quelle: New Energy)

Die Investitionskosten für Erweiterung der Anlage haben 5 Mio. SEK betragen, wobei die Kosten für die zwei Container für die Versorgung der Inselfillingsstation darin bereits inkludiert sind. Die Container für den Transport des Biomethans nach Stockholm werden hingegen von AGA zur Verfügung gestellt.

Der Verkaufspreis für die an AGA gelieferte Biogasmengen orientiert sich an den Kosten der alternativen Belieferung von deren Tankstellen, d.h. den Kosten von verflüssigtem Erdgas (LNG) aus Norwegen, das ebenfalls auf dem Straßenweg transportiert wird.

5.12.13 Grundsätze der Preisgestaltung für Treibstoff, Dünger und Rohstoffe

Grundsätzlich sind alle Preise so gestaltet, dass sie einem Drittvergleich standhalten. Die Preise für den Treibstoff orientieren sich am Benzin- bzw. Dieselpreis, der Dünger wird zu Preisen abgegeben, der – bezogen auf den Kalium- und Phosphorgehalt – den Kosten von Handelsdünger entspricht und der Übernahmepreis für biogene Abfälle bzw. Klee gras orientiert sich an Preisen von alternativen Entsorgungsmöglichkeiten bzw. konventioneller Nutzung der Anbauflächen.

Konkret wird der Verkaufspreis des Biogases an den öffentlichen Tankstellen so angesetzt, dass er bezogen auf den Energiegehalt um 20% niedriger ist als Superbenzin. Der Preis wird wöchentlich jeweils am Montag anhand der Preise von drei Referenztankstellen in der Stadt neu festgelegt. Das kommunale Busunternehmen nimmt das Biogas hingegen zu einem Preis ab, der äquivalent zum Dieselpreis ist.

Im Vertrag mit AGA wurde berücksichtigt, dass AGA einen Großteil der Distributionskosten trägt (Transportkosten, Zurverfügungstellung der Transportcontainer). Ausgangsbasis der Preisfestsetzung waren die Kosten für eine alternative Belieferung der AGA-Tankstellen, d.h. den Kosten von verflüssigtem Erdgas (LNG) aus Norwegen.

Die Entsorgungsentgelte für Bioabfall (54 Euro/Tonne Bioabfall), die wertgesichert sind, bilden neben dem Treibstoffabsatz die wichtigste Einnahmequelle. Einnahmen aus der Abgabe des Gärrests an die Landwirte als Dünger (Fester Dünger: 7,1 Euro/Tonne; Flüssiger Dünger; 2,2 Euro/Tonne) sind vergleichsweise von geringer Bedeutung.

Im Vergleich zu den spezifischen Produktionskosten von Biomethan aus biogenen Abfällen oder Klärgas ist Biomethan aus Klee gras wirtschaftlich wenig attraktiv, da die Rohstoffkosten nicht unerheblich sind. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass nur durch die

Abnahme der Nawaros die Landwirte in das Projekt eingebunden werden konnten und damit eine sinnvolle Verwertung des Gärrestes möglich wurde.

5.12.14 Einbindung der Stakeholder

Von besonderem Interesse bei dem Biogasprojekt in Västeras ist die breite Einbindung der unterschiedlichen Stakeholder. Eine Vielzahl der Stakeholder (Abnehmer und Rohstofflieferanten) sind zugleich auch Aktionäre der Betreibergesellschaft Svensk Väckkraft AB, die sowohl die Biogasproduktions- und Aufbereitungsanlage wie auch den Gasspeicher und die Betankungsanlage errichtet hat und betreibt.

Die Gesellschaft übernimmt weiters sowohl die Ernte des Kleeegrases wie die gesamte Transport- und Lagerlogistik für den flüssigen Dünger und beschäftigt derzeit 6 Mitarbeiter.

Neben den beteiligten Landwirten sind folgende Stakeholder zugleich auch Aktionäre der Betreibergesellschaft:

Vafab

Die Vafab ist das Müllentsorgungsunternehmen der Region Västmanland, die im Eigentum von 12 Gemeinden der Region steht. Durch Trennung der biogenen Abfälle vom Restmüll wollte das Entsorgungsunternehmen ihrem strategischen Ziel, die zu deponierende Müllmenge langfristig auf die Hälfte zu reduzieren, näherkommen.

Mälarenergie

Das Unternehmen ist im 100%-igen kommunalen Eigentum der Stadt Västeras und sowohl für die Fernwärme- und Stromproduktion der Stadt als auch für die Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung inklusive des Kläranlagenbetriebs verantwortlich.

Swede Agri Invest

Die Swede Agri Invest ist im Besitz von LRF, eines Interessensvertretung von Land- und Forstwirten, sowie landwirtschaftlichen Genossenschaften.

Die Beteiligungsverhältnisse (Aufteilung des Aktienkapitals) sind der Tabelle 53 zu entnehmen.

Vafab	40 %
Mälarenergie	20 %
Swede Agri Invest	20 %
17 Landwirte	20 %
Gesamt	100 %

Tabelle 53: Aufteilung des Aktienkapitals der Svensk Växtkraft AB (Quelle: Jahresberichte der Svensk Växtkraft AB)

5.12.15 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Investitionskosten und Finanzierung

Investitionen

Es wurden insgesamt 164,6 Mio. SEK in das Biogasprojekt in Västerås investiert. Dieser Betrag beinhaltet sowohl die Anfangsinvestition wie alle Erweiterungsinvestitionen (Lagerbehälter für flüssigen Dünger, Docking-Station, Transportcontainer), die in den Jahren 2006 und 2007 getätigt wurden.

Anlagenteil	Investitionskosten
Biogasanlage (inkl. Rohstoffaufbereitung)	8,67 Mio. Euro
Methanaufbereitung, Hochdruckspeicher, Betankungsanlage	3,75 Mio. Euro
Biogaspipelines inkl. Hilfseinrichtungen	1,38 Mio. Euro
Sonstiges (Speicherbehälter für flüssigen Dünger, Lagerplatz Silage, Technische Infrastruktur, externe Beratung, etc.)	3,08 Mio. Euro
Gesamt	16,88 Mio. Euro

Tabelle 54: Aufteilung der Investitionskosten in Västerås (Quelle: Angaben der Svensk Växtkraft AB)

Bezüglich der Höhe bzw. der Aufteilung der Gesamtinvestitionen ist festzustellen, dass die Errichtungskosten der Biogasanlage verhältnismäßig hoch sind. So würde die Produktionskapazität von 15.000 MWh bei einer Verstromung einer Engpassleistung von 630 kW_{el} entsprechen (bei angenommenen 8.000 Betriebsstunden und 33 % Wirkungsgrad des BHKW). Die daraus errechneten spezifischen Investitionskosten von 13,8 Mio. Euro pro

MW_{el} sind im Vergleich zu den spezifischen Kosten der Biogasproduktion in Österreich oder Deutschland sehr hoch.

Weiters bemerkenswert ist die Position „Sonstiges“. Die Kosten für die sonstige Infrastruktur (Lagerplatz Silage, Speicherbehälter für flüssigen Dünger, technische Infrastruktur, etc.) sind mehr als doppelt so hoch als die Kosten für die Biogaspipelines (insgesamt 18,5 km Rohbiogas- und Produktgasleitung) und in ähnlicher Größenordnung wie die Position „Methanaufbereitung, Hochdruckspeicher und Betankungsanlage“.

Die relativ hohen Kosten dieser beiden Kostenblöcke legen den Schluss nahe, dass bei den Errichtungskosten noch Optimierungspotential besteht und bei ähnlich gelagerten Projekten diese Kosten, etwa auch durch Eigenleistung oder Nutzung vorhandener Infrastruktur, unter Umständen deutlich gesenkt werden könnten. Die Aufteilung der Gesamtinvestitionssumme auf die einzelnen Kostenblöcke ist in Abbildung 107 zu sehen.

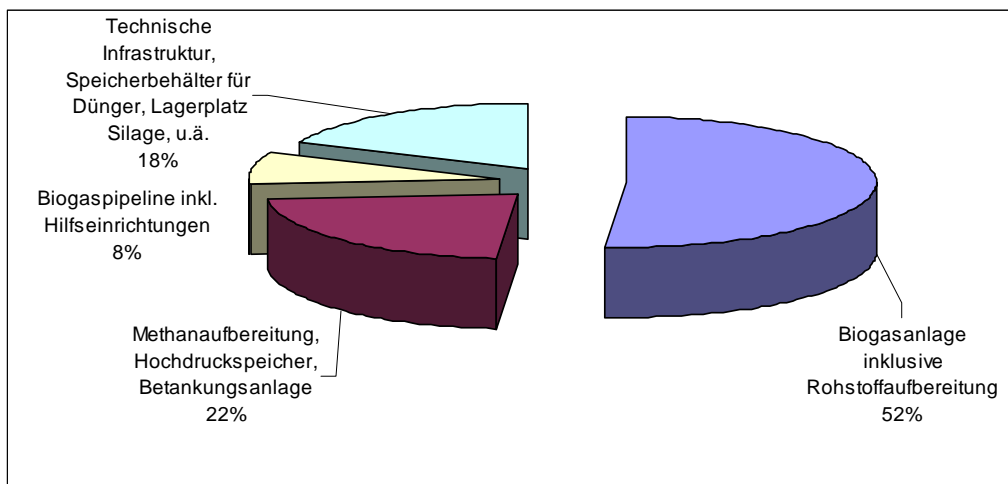


Abbildung 107: Prozentuelle Aufteilung der Investitionskosten (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Zahlen der Svensk Vätkraft AB)

Finanzierung

Ein beträchtlicher Anteil der Investitionskosten konnte durch Förderungen abgedeckt werden. Der Restbetrag wurde zu einem großen Teil durch einen Bankkredit aufgebracht, während nur ein geringer Teil (rd. 16 Mio. SEK) durch die Aktionäre als echtes Eigenkapital eingezahlt werden musste (siehe Abbildung 108).

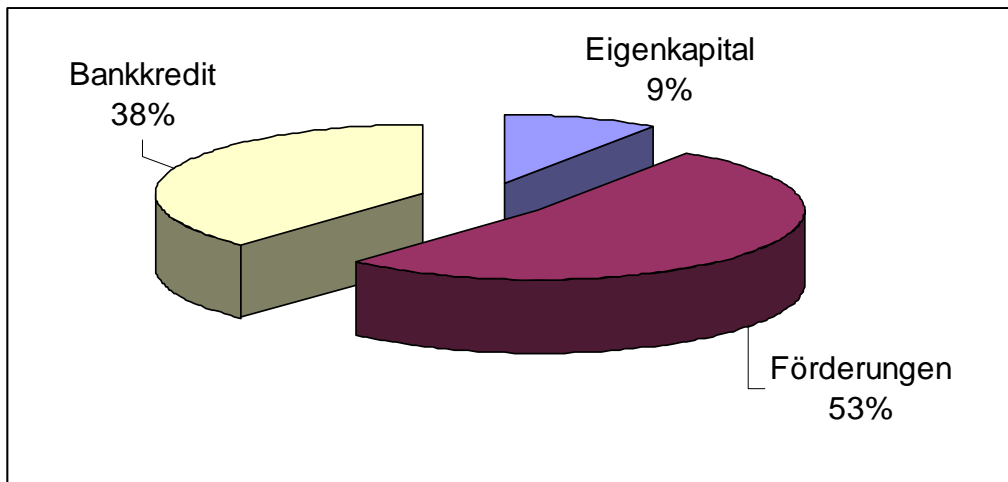


Abbildung 108: Finanzierungsstruktur des Biogasprojektes in Västerås (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Zahlen der Svensk Växtkraft AB)

Bei der Fremdfinanzierung handelt es sich um eine langfristige Kreditfinanzierung von 65 Mio. SEK mit einer Laufzeit von 13 Jahren. Da die Förderungen in mehreren Tranchen ausbezahlt wurden, mussten im Jahr 2006 zusätzliche Überbrückungskredite aufgenommen werden, die inzwischen aber bereits rückgeführt worden sind. Die erhaltenen Förderungen (Fördergeber und jeweiliger Förderbetrag) sind in Tabelle 55 angeführt.

Fördergeber	Förderbetrag
Nationaler Fördergeber (LIP)	66,9 Mio. SEK
Projekt Agroptigas (EU)	22,5 Mio. SEK
Projekt BiogasMax (EU)	0,9 Mio. SEK

Tabelle 55: Übersicht über die Förderungen für das Biogasprojekt Västerås (Quelle: Angaben Svensk Växtkraft AB)

5.12.16 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Biogasprojektes in Västerås wurden zunächst die Jahresabschlüsse der Wirtschaftsjahre 2004 bis 2008 der Betreibergesellschaft Svensk Växtkraft AB analysiert. Im nächsten Schritt wurde auf Basis dieser Zahlen eine

Ergebnisprognose erstellt und mittels des ermittelten Cash-Flows die Rendite über die gesamte Anlagennutzungsdauer errechnet.

Abschließend wurden Szenarienanalysen erstellt und die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von unterschiedlichen Parametern wie Investmentvolumen, Förderquote und der Entwicklung von Treibstoffpreisen oder Betriebskosten berechnet und dargestellt.

5.12.16.1 Bilanzanalyse der Jahresabschlüsse der Svensk Växtkraft AB der Wirtschaftsjahre 2004 bis 2008

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Jahresabschlüsse der Svensk Växtkraft AB eine deutlich positive wirtschaftliche Entwicklung zeigen. Sowohl die Betriebseinnahmen wie das operative Ergebnis sind laufend angestiegen und der Break Even (positives Ergebnis nach Steuern) wurde im Jahr 2008 erreicht.

Das operative Ergebnis ist hingegen bereits seit dem Jahr 2007 positiv. Auch die Eigenkapitalquote kann, unter Berücksichtigung der Sondereffekte durch die Investitionsförderung, als zufriedenstellend angesehen werden. Weiters weist der ermittelte Wert für die Anlagendeckung auf eine fristenkonforme Finanzierung hin.

Folgend werden die Gewinn- und Verlustrechnung, die Aktiv- und Passiv-Seite der Bilanz sowie die Cash-Flow Rechnung genauer darstellt und analysiert.

Ergebnisrechnung

Die Nettoumsätze sind seit Inbetriebnahme der Biogasanlage im Jahr 2006 laufend gestiegen (siehe Abbildung 109). Seit dem ersten Vollbetriebsjahr 2006 haben sich diese bis 2008 nahezu verdoppelt und im Vergleich zu 2005 sogar verfünffacht. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Anlage im Jahr 2005 noch nicht im Vollbetrieb gelaufen ist.

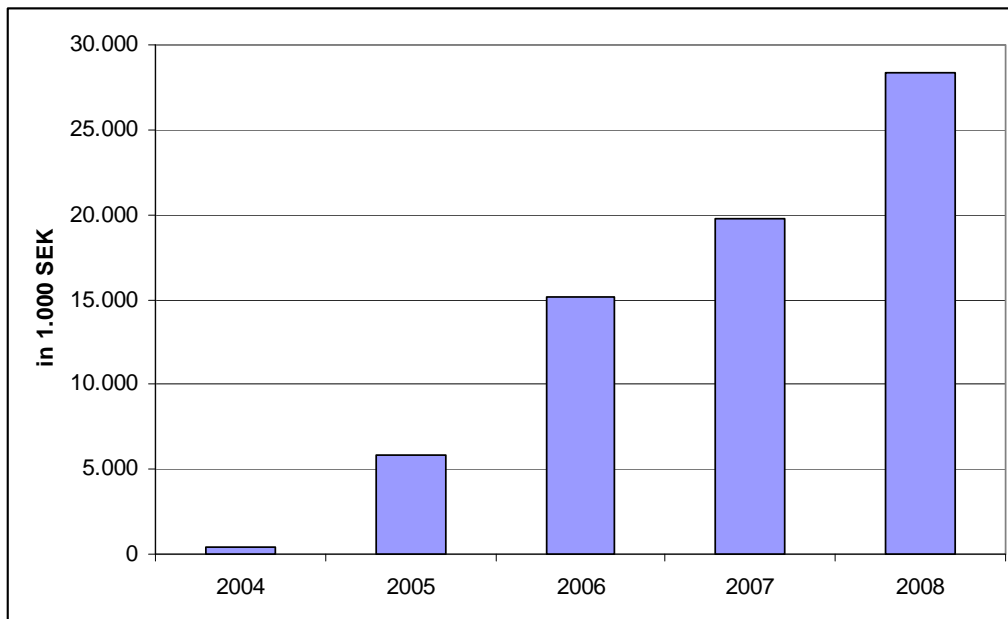


Abbildung 109: Entwicklung der Betriebseinnahmen der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)

Die Aufteilung der Erträge auf die unterschiedlichen Herkunftsquellen (Treibstoffverkauf, Entsorgungsentgelte, Düngerverkauf) ist in den Jahren 2006 bis 2008 weitgehend konstant geblieben. Rund zwei Drittel der Erträge rühren aus dem Treibstoffverkauf, ein Drittel aus Entsorgungsentgelten. Der Düngerverkauf hat nur sehr untergeordnete Bedeutung (rd. 2 % der Gesamteinnahmen).

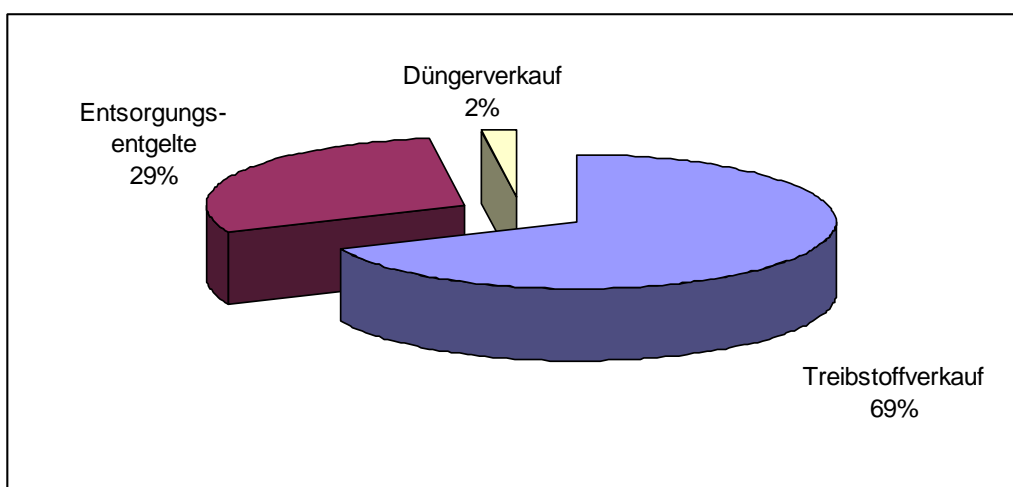


Abbildung 110: Aufteilung der Betriebseinnahmen der Svensk Växtkraft AB nach Herkunftsquelle im Jahr 2008 (Quelle: eigene Darstellung)

Ausgaben und operatives Ergebnis

Die Ausgaben haben sich weitgehend parallel zu den Betriebseinnahmen entwickelt und sind gemeinsam mit diesen und dem operativen Ergebnis in Abbildung 111 graphisch darstellt.

Die operativen Anlaufverluste in den Jahren 2005 und 2006 sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass aufgrund der noch geringen Treibstoffnachfrage große Mengen an Rohgas (rd. 1 Mio. Nm³ in 2006, 778.000 Nm³ in 2007) abgefackelt werden mussten.

Weiters konnte in diesen Jahren aufgrund von technischen Problemen in der Beschickung der Biogasanlage mit der Klee Grassilage diese nur in einem sehr begrenzten Ausmaß eingebracht werden, da es laufend zu Verstopfungen kam. Erst nach langwierigen Verhandlungen mit der Behörde war es möglich, das Prozessschema soweit umzuändern, dass auch dieses problemlos fermentiert werden konnte. Aus diesem Grund konnten im ersten Vollbetriebsjahr 2006 lediglich 766 Tonnen Grassilage (anstatt der geplanten 4.000 Tonnen) verarbeitet werden. Dem Betriebsaufwand für die Grassilage (inkl. Ernte, Transport, Lagerhaltung) standen praktisch keine Erträge gegenüber. Des Weiteren sind zusätzliche Kosten für Planung und Umbauten in der Rohstoffaufbereitungsanlage angefallen.

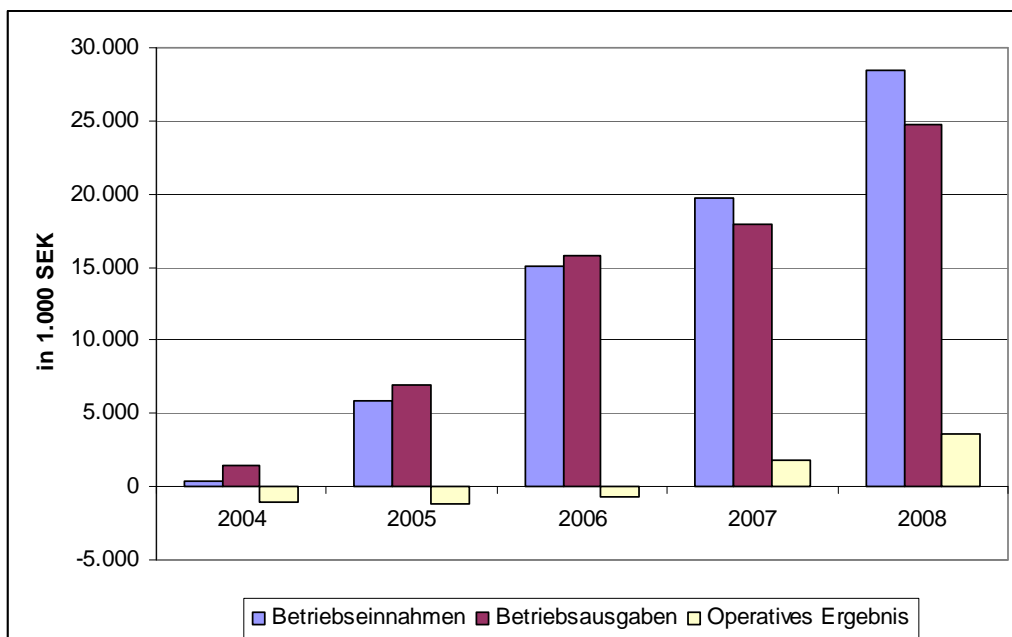


Abbildung 111: Entwicklung von Betriebseinnahmen, Betriebsausgaben und operativem Ergebnis der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)

In einer isolierten, rein wirtschaftlichen Betrachtungsweise ist die Verwendung von Klee gras wirtschaftlich wenig attraktiv. So sind etwa die Beschaffungskosten für die Nawaros (ohne Kosten für Transport und Lagerung) rund viermal höher als die Zusatzerträge durch den Düngerverkauf. Aus rein wirtschaftlichen Überlegungen wäre es attraktiver, eine reine Abfallvergärungsanlage zu errichten.

Allerdings wären die Landwirte ohne die Übernahme von Nawaros höchstwahrscheinlich nicht bereit gewesen, den Gärrest, der hauptsächlich von den biogenen Abfällen stammt, überhaupt zu übernehmen. In vielen Nachbargemeinden sind die Landwirte nur bei Zahlung von Entsorgungsentgelten bereit, diesen auf ihre landwirtschaftlichen Flächen aufzubringen.

Während das operative Ergebnis bereits in 2007 positiv ausgefallen ist, ist das Gesamtergebnis (Ergebnis nach Finanzergebnis) erst im Jahr 2008 positiv geworden (siehe Abbildung 112).

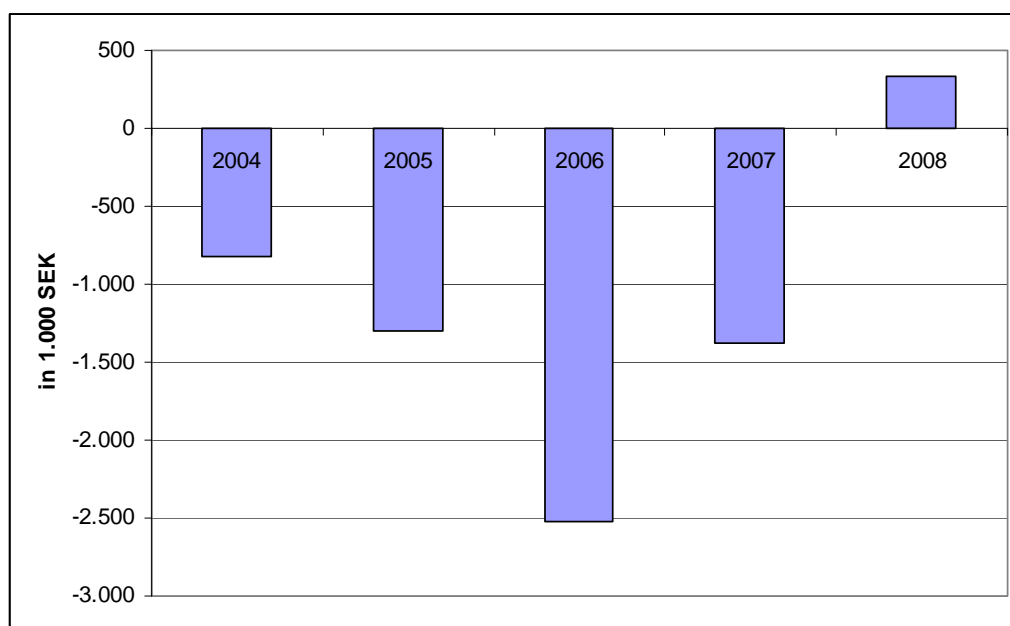


Abbildung 112: Entwicklung des Ergebnisses nach Finanzergebnis der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)

Beim Ergebnis nach Finanzergebnis ist 2006 das Jahr mit dem schlechtesten Ergebnis. Dies ist unter anderem auf relativ hohe Zwischenfinanzierungskosten aufgrund der Auszahlung

der Investitionsförderung in Tranchen zurückzuführen. Mit Jahresende 2006 waren Überziehungskredite von 13 Mio. SEK aushaftend, die nach Auszahlung der ausstehenden Förderungen im Laufe des Jahres 2007 rückgeführt werden konnten.

Die Ergebniszahlen sind deutlich besser, als es die ursprüngliche Planungsrechnung der Betreibergesellschaft vorgesehen hat. In der ursprünglichen Planung ist man von einem Break Even innerhalb von neun Jahren ausgegangen. Grund für deutlich positivere Entwicklung sind die Treibstoffpreise, die wesentlich rascher als ursprünglich erwartet angestiegen sind.

Die Einzelpositionen der Gewinn- und Verlustrechnung und ihre Entwicklung sind in Tabelle 56 dargestellt.

Ergebnisrechnung					
in 1.000 SEK	2004	2005	2006	2007	2008
Betriebseinnahmen					
Nettoumsatz	380	5.857	15.120	18.820	27.923
sonstige betriebliche Erträge				911	470
Summe betriebliche Erträge	380	5.857	15.120	19.731	28.393
Betriebsausgaben					
Betriebs- und Baukosten	430	2.850	4.010	4.042	6.107
sonstige externe Kosten	860	3.882	10.257	9.822	12.908
Abschreibungen	117	467	1.553	4.083	5.760
Summe betriebliche Aufwendungen	1.407	6.999	15.820	17.947	24.773
Operatives Ergebnis	-1.027	-1.142	-700	1.784	3.620
Finanzergebnis					
Zinserträge	232	90	49	40	89
Zinsaufwände	22	244	2.789	3.204	3.381
Summe Finanzergebnis	210	-154	-2.740	-3.164	-3.292
Ergebnis nach Finanzergebnis	-817	-1.296	-3.440	-1.380	328
Ertragssteuern			-918	0	0
Ergebnis nach Steuern	-817	-1.296	-2.522	-1.380	328

Tabelle 56: Ergebnisrechnung der Svensk Vätkraft AB

Die Berechnung der Umsatzrentabilität, sowohl mit wie ohne Berücksichtigung der Finanzierungskosten, zeigt gleichfalls eine sehr positive Entwicklung:

	2004	2005	2006	2007	2008
Umsatzrentabilität 1 (vor Finanzierungskosten)	-209,2%	-18,0%	-4,3%	+9,2%	+13,1%
Umsatzrentabilität 2 (nach Finanzierungskosten)	-215,0%	-22,1%	-22,8%	-7,0%	+1,2%

Tabelle 57: Rentabilitätskennzahlen der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Berechnung)

Cash-Flow Rechnung

Der operative Cash-Flow ist parallel mit den Betriebseinnahmen und dem operativen Ergebnis von Jahr zu Jahr kontinuierlich angestiegen und seit 2007 positiv. Ausnahme war das Jahr 2006, in dem der Cash-Flow aus laufender Tätigkeit, unter anderem wegen der zusätzlichen Zinsbelastung durch Überbrückungskredite, seinen bisherigen negativen Höchstwert erreicht hat.

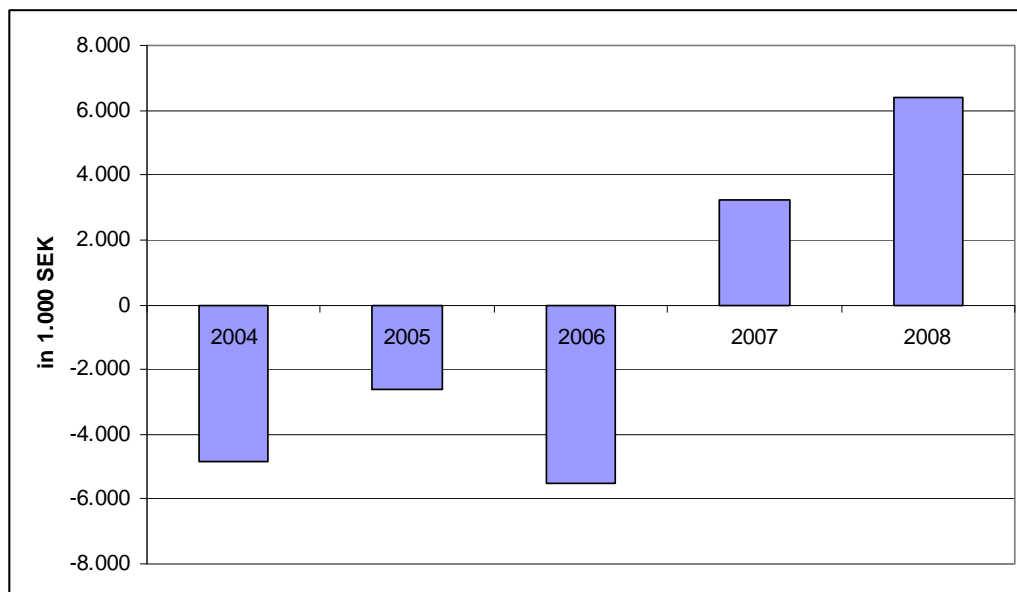


Abbildung 113: Entwicklung des Cash-Flows aus laufender Geschäftstätigkeit (vor Investitionstätigkeit und Finanzierung) (Quelle: eigene Darstellung)

Der positive Cash-Flow in den Jahren 2007 und 2008 wurde für den Zinsendienst, die Rückzahlung von Darlehen und Überziehungsfazilitäten sowie Ergänzungsinvestitionen verwendet. Die vollständige Cash-Flow Rechnung ist in Tabelle 58 zu sehen. Dabei ist

anzumerken, dass der positive Cash-Flow aus Investitionstätigkeit im Jahr 2007 nicht auf Anlagenverkauf, sondern auf erhaltene Investitionsförderungen zurückzuführen ist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass auch die Cash-Flow Rechnung ein durchwegs positives Bild vermittelt, obwohl der Netto Cash-Flow im Jahr 2008 negativ war. Ohne die Ersatz- bzw. Erweiterungsinvestitionen von rd. 6,9 Mio. SEK wäre auch dieser positiv und die Rückführung des Darlehen aus dem operativen Cash-Flow gedeckt gewesen.

Cash Flow Rechnung					
in 1.000 SEK	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Operative Tätigkeiten</i>					
Ergebnis nach Finanzergebnis	-817	-1.296	-3.440	-1.380	328
Abschreibungen	117	467	1.553	4.083	5.760
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit vor Bestandsveränderungen	-700	-829	-1.887	2.703	6.088
<i>Bestandsveränderungen (Veränderungen im Working Capital)</i>					
Vorräte	0	-350	169	-32	-205
Forderungen	-1.779	-722	-1.266	-651	-1.775
andere Forderungen	2.176	-542	-1.321	-216	2.069
Verbindlichkeiten	-6.520	685	-441	765	-2.149
andere Verbindlichkeiten	1.998	-862	-767	673	2.375
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	-4.825	-2.620	-5.513	3.242	6.403
<i>Investitionstätigkeit</i>					
Anschaffung von Sachanlagen	-86.817	-24.636	-12.159	-8.159	-6.874
Erhaltene Förderungen	6.531	7.913	359	21.153	1.221
Übertragung von Investments					-1.580
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	-80.286	-16.723	-11.800	12.994	-7.233
<i>Finanzierung</i>					
Aufnahme von Darlehen	45.000	20.000	5.000	7.800	0
Rückzahlung Darlehen			-5.000	-5.000	-5.000
Genutzte Überziehungsfazilitäten			13.503	-13.503	287
Zahlungen aus Aktienemission/Ausgabe eigener	7.378	0	0	0	
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	52.378	20.000	13.503	-10.703	-4.713
Netto Cash Flow	-32.733	657	-3.810	5.533	-5.543
Zahlungsmittel am Anfang der Periode	35.940	3.207	3.864	54	5.587
Zahlungsmittel am Ende der Periode	3.207	3.864	54	5.587	44

Tabelle 58: Cash-Flow Rechnung der Svensk Växtkraft AB

Aktiva

Die Aktiv- und Passivseite der Bilanzen der der Svensk Vätkraft AB wurden analysiert und die Bilanzsummen und die wichtigsten Bilanzpositionen der Jahre 2004 bis 2008 in der Abbildung 114 gegenübergestellt.

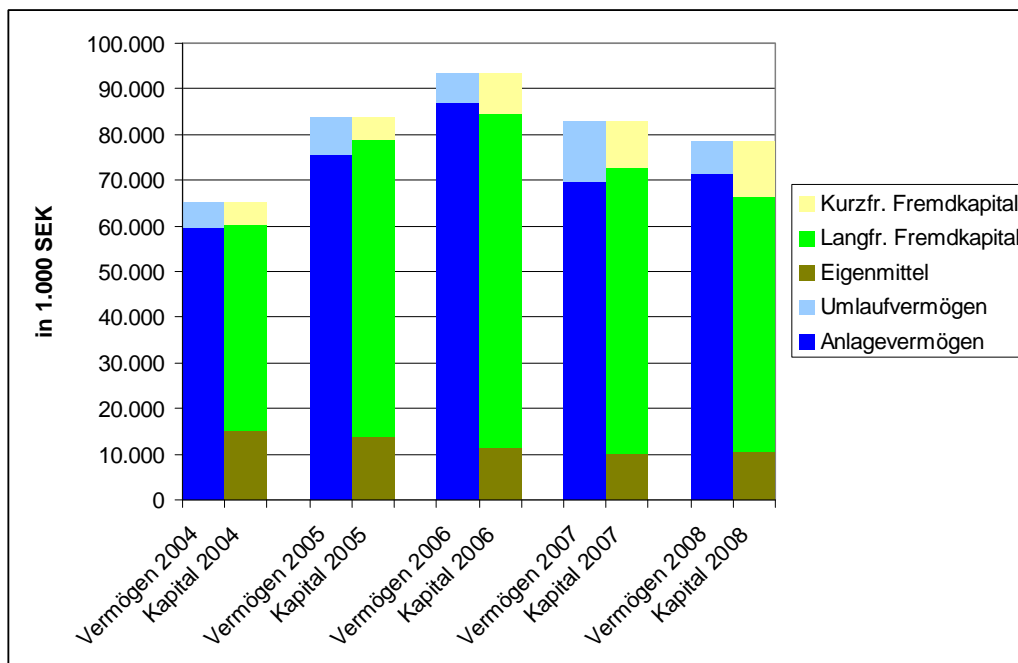


Abbildung 114: Entwicklung der Bilanzstruktur der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)

Die Aktivseite der Bilanz der Betreibergesellschaft vermittelt zunächst ein ungewöhnliches Bild. So ist der deutliche Rückgang der Bilanzsumme von 93,5 Mio. SEK in 2006 auf 78,7 Mio. SEK in 2008 zu einem großen Teil auf einen Rückgang des Anlagevermögens zurückzuführen. Diese Entwicklung des Anlagevermögens in den Jahren 2004 bis 2008 ist in Abbildung 115 dargestellt.

Dieser Rückgang des Anlagevermögens ist jedoch nicht auf Anlagenverkäufe oder außerplanmäßige Abschreibungen zurückzuführen, sondern auf die Bilanzierung der erhaltenen Investmentförderungen, da der Wert des Anlagevermögens um die erhaltenen Investmentförderungen verringert wurde.

Aufgrund dieser Verbuchungsmethode und des hohen Förderanteils wird das Anlagevermögen in der Bilanz deutlich niedriger ausgewiesen, als es seinem wahren wirtschaftlichen Wert entspricht.

Die Verbuchungsmethode bewirkt aber auch, dass in den Folgejahren die Abschreibungen geringer ausfallen und damit zugleich die Bemessungsgrundlage für die Körperschaftsteuer erhöht wird.

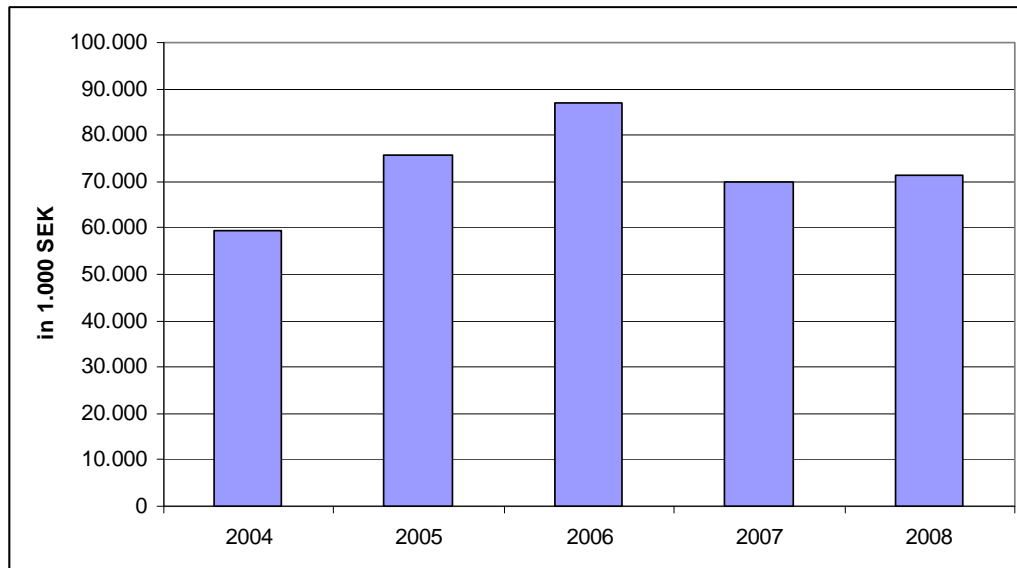


Abbildung 115: Entwicklung des Anlagevermögens der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)

Bei einer Firmenbewertung (Substanzbewertung) wären die Sondereffekte dieser Verbuchungsmethode unbedingt zu berücksichtigen, da die Gesamtinvestitionen von 165 Mio. SEK um rund 90 Mio. SEK niedriger in den Büchern angesetzt sind.

Für die Beurteilung der Stabilität des Unternehmens wäre das Anlagevermögen mit einem entsprechend höheren Wert anzusetzen, wodurch es zu einer Erhöhung des Eigenkapitals bzw. Verringerung des Verschuldungsgrades kommt.

Die wesentlichen Positionen der Aktivseite der Bilanz und deren Entwicklung sind in Tabelle 59 aufgeschlüsselt.

Aktiva					
in 1.000 SEK	2004	2005	2006	2007	2008
Anlagevermögen					
Materielles Anlagevermögen					
Grundstücke und Gebäude			4.923	17.019	18.412
Maschinen und Anlagen			8.845	29.951	30.813
Inventar, Werkzeuge und Installationen	13.908	13.441	12.449	17.348	21.144
Anlagen im Bau	45.594	62.317	59.788	4.612	32
Summe materielles Anlagevermögen	59.502	75.758	86.005	68.928	70.401
Finanzanlagevermögen					
Aktiviert latente Steuern	0	0	918	918	918
Summe Finanzanlagevermögen	0	0	918	918	918
Summe Anlagevermögen	59.502	75.758	86.923	69.846	71.319
Umlaufvermögen					
Vorräte					
Warenlager	0	161	21	81	230
Waren in Bearbeitung	0	0	0	3	27
Fertige Erzeugnisse und Waren	0	189	160	129	161
Kurzfristige Forderungen					
Forderungen	1.779	2.501	3.767	4.418	6.193
Sonstige Forderungen	654	982	2.259	2.731	660
Aktive Rechnungsabgrenzung	91	305	349	93	95
Bargeld, Kassa, Bankguthaben	3.207	3.864	54	5.586	43
Summe Umlaufvermögen	5.731	8.002	6.610	13.041	7.409
SUMME AKTIVA	65.233	83.760	93.533	82.887	78.728

Tabelle 59: Bilanzaktiva der Svensk Växtkraft AB

Passiva

Die gewählte Verbuchung der Investitionsförderungen hat auch entsprechende Auswirkungen auf die Passivseite der Bilanz. So ist die Bilanzsumme von 78,8 Mio. SEK deutlich niedriger als die Summe der bisherigen Investitionen. Bei anderer Verbuchungsmethode würde die Bilanzsumme mehr als doppelt so hoch sein und annähernd 170 Mio. SEK betragen.

Dies hat auch Auswirkungen auf die Finanzkennzahlen bzw. deren Interpretation. Folgend sind der Verschuldungsgrad und die Eigenkapitalquote für die Jahre 2004 bis 2008 rein aus den Bilanzwerten errechnet und in Tabelle 60 dargestellt.

	2004	2005	2006	2007	2008
Verschuldungsgrad	76,2%	83,4%	87,8%	87,9%	86,8%
Eigenkapitalquote	23,4%	16,6%	12,2%	12,1%	13,2%

Tabelle 60: Verschuldungsgrad und Eigenkapitalquote der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Berechnungen)

Der Verschuldungsgrad von 86,8 % für das Jahr 2008 ist verhältnismäßig hoch bzw. die Eigenkapitalquote von 13,2 % niedrig. Aus Banksicht wäre die Finanzierung eines Unternehmens mit einer derart niedrigen Eigenkapitalquote - ohne zusätzliche Besicherung - mit verhältnismäßig hohen Risiken verbunden und daher schwierig zu rechtfertigen.

In diesem Sonderfall, aufgrund der hohen Förderquote, ergeben modifizierte Risikokennzahlen, in denen die Förderungen wie echtes Eigenkapital behandelt werden, ein wirklichkeitsgetreueres Bild des Geschäfts- bzw. Finanzierungsrisikos. In einer solchen adaptierten Berechnung (Förderungen werden als echtes Eigenkapital in die Bilanz aufgenommen) verbessern sich die Risikokennzahlen dramatisch (siehe Tabelle 61). Der Verschuldungsgrad sinkt auf 40 % und die Eigenkapitalquote verbessert sich auf fast 60 %.

	2004	2005	2006	2007	2008
Verschuldungsgrad	39,3%	45,4%	50,2%	42,1%	40,5%
Eigenkapitalquote	60,7%	54,6%	49,8%	57,9%	59,5%

Tabelle 61: Modifizierter Verschuldungsgrad bzw. Eigenkapitalquote der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Berechnungen)

Um die Fristenkonformität der Finanzierung zu untersuchen wurde ergänzend die Anlagendeckung errechnet, die dem Verhältnis zwischen der Summe von Eigen- und langfristigem Fremdkapital zu Anlagevermögen entspricht. Die Ergebnisse sind der Tabelle 62 zu entnehmen.

	2004	2005	2006	2007	2008
Anlagendeckung	101,2%	104,2%	97,1%	104,3%	93,2%

Tabelle 62: Anlagendeckungsgrad der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Berechnungen)

Der ermittelte Anlagendeckungsgrad in der Bandbreite von 90-105 % ist als ausreichend anzusehen und würde sich bei Berücksichtigung der Förderungen im Eigenkapital nicht wesentlich verändern.

Die wesentlichen Positionen der Passivseite der Bilanz der Svensk Växtkraft AB und deren Entwicklung sind in Tabelle 63 dargestellt.

Passiva					
in 1.000 SEK	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Eigenkapital</i>					
<i>Eingeschränktes Eigenkapital</i>					
Aktienkapital (50.000 Aktien zu je 100 SEK)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Agio	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000
Reservefonds	16	16	16	16	16
Summe eingeschränktes Eigenkapital	16.016	16.016	16.016	16.016	16.016
<i>Freies Eigenkapital</i>					
Gewinn/Verlustvortrag	33	-784	-2.080	-4.602	-5.982
Gewinn/Verlust lfd. Jahr	-817	-1.296	-2.522	-1.380	328
Summe freies Eigenkapital	-784	-2.080	-4.602	-5.982	-5.654
Summe Eigenkapital	15.232	13.936	11.414	10.034	10.362
<i>Fremdkapital</i>					
<i>Langfristige Verbindlichkeiten</i>					
Überziehungskredite	0	0	13.000	0	287
Hypotheken	10.000	30.000	35.000	42.800	0
Sonst. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinst	35.000	35.000	25.000	20.000	55.800
Summe lgfr. Verbindlichkeiten	45.000	65.000	73.000	62.800	56.087
<i>Kurzfristige Verbindlichkeiten</i>					
Kurzfr. Verbindlichkeiten gg. Kreditinstituten			5.503	5.000	7.000
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistur	2.729	3.414	2.973	3.738	1.589
Sonst. Verbindlichkeiten	2.073	26	37	43	1.177
Rechnungsabgrenzungsposten	199	1.384	606	1.272	2.513
Summe kurzfr. Verbindlichkeiten	5.001	4.824	9.119	10.053	12.279
Summe Fremdkapital	50.001	69.824	82.119	72.853	68.366
SUMME PASSIVA	65.233	83.760	93.533	82.887	78.728

Tabelle 63: Bilanzpassiva der Svensk Växtkraft AB

5.12.16.2 Berechnung der Gesamtrendite über die Anlagennutzungsdauer

Zur Beurteilung der Gesamtwirtschaftlichkeit und Ermittlung der Gesamtrendite über die Anlagennutzungsdauer wird die Interne-Zinsfuß-Methode verwendet.

Dieses Berechnungsverfahren der dynamischen Investitionsrechnung ermöglicht es, aus der Anfangsinvestition und den zu erwartenden zukünftigen Erträgen (Cash-Flows) auch bei schwankenden oder unregelmäßigen Zuflüssen eine jährliche mittlere Rendite (englisch: IRR – Internal Rate of Return) zu ermitteln.

In Abbildung 116 sind die tatsächlichen Cash-Flows der Jahre 2004 bis 2008 und die errechneten (prognostizierten) Werte ab dem Jahr 2009 aufgetragen. In der Berechnung dieses Cash-Flows wurden die erhaltenen Förderungen berücksichtigt, nicht jedoch die Fremdfinanzierung^{165,166}.

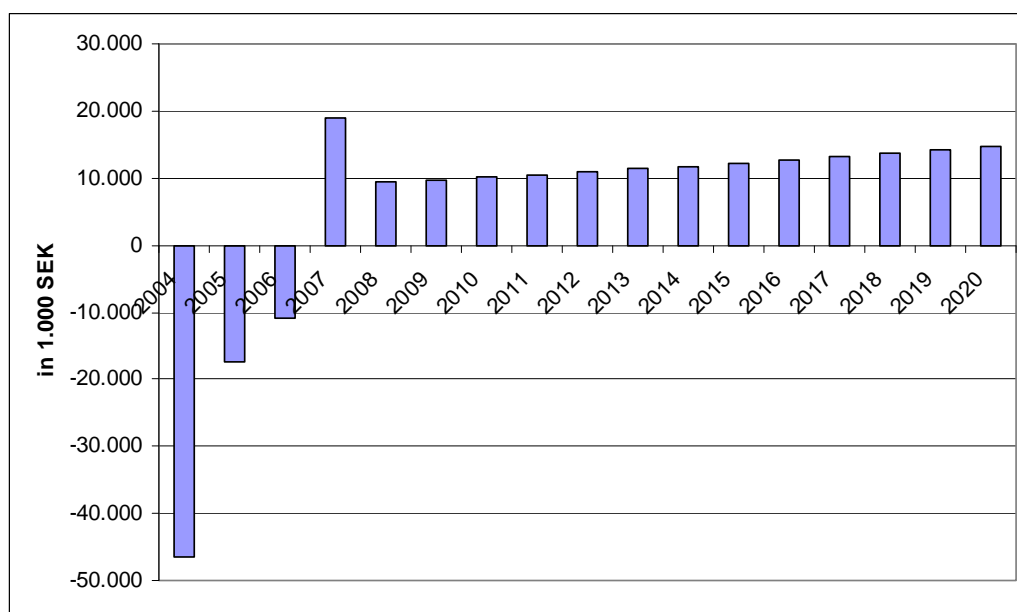


Abbildung 116: Cash-Flows (historisch und prognostiziert) des Biogasprojektes in Västeras (Quelle: eigene Berechnungen)

¹⁶⁵ Die Höhe des Cash Flows im Jahr 2007 rührt aus der Auszahlung einer Fördertranche, mit der die im Jahr 2006 aufgenommene Zwischenfinanzierung rückgeführt wurde.

¹⁶⁶ Der berechnete Wert entspricht jener Rendite, die bei vollständiger Eigenfinanzierung des Projektes erzielt werden könnte.

Folgende Zahlen und Annahmen liegen dieser Renditeberechnung zugrunde:

- Anlagennutzungsdauer von 15 Jahren, gerechnet ab dem ersten Jahr des Vollbetriebes (2006); Restwert wird mit Null angesetzt.
- Es werden keine weiteren Erweiterungsinvestitionen getätigt. Die Menge an produziertem Biomethan bleibt über die Nutzungsdauer unverändert (keine Effizienzsteigerungen).
- Basis der Kosten- und Erlösstruktur sind die Bilanzzahlen aus dem Jahr 2008
- Indexierung der Betriebskosten wurde mit 1 % angesetzt (Inflationsausgleich)
- Es wurde eine jährliche Anhebung bzw. Indexierung der Treibstoffpreise und Entsorgungsentgelte von 2 % angenommen.

Diese Berechnung ergibt über die gesamte Nutzungsdauer der Investition betrachtet und basierend auf den Bilanzzahlen der Jahre 2004 bis 2008 und den errechneten Prognosewerten, unter Berücksichtigung der geflossenen Investitionsförderungen, eine mittlere jährliche Gesamtrendite (vor Steuer) von 9,8 % p. a.

Bei der berechneten Rendite handelt es sich um die Vor-Steuer-Rendite, wobei eventuelle Sondereffekte der Finanzierungsstruktur bewusst nicht berücksichtigt werden, um die Vergleichbarkeit mit anderen Projekten zu gewährleisten.

In Anbetracht der konservativen Annahmen (Steigerung der Treibstoffpreise um lediglich 2 % p.a.) und der möglichen Renditesteigerung durch den Einsatz von Fremdfinanzierung kann dieser Wert als attraktive Rendite angesehen werden.

5.12.17 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Sensitivitätsanalysen

Ziel der folgenden Sensitivitätsanalysen ist es, die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Parametern wie Investitionssumme, Förderquote oder angenommenen Preis- bzw. Kostensteigerungen (Indexierungen) zu ermitteln.

5.12.17.1 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Investitionssumme und Förderquote

Zunächst wurde die Gesamtrendite für den (hypothetischen) Fall errechnet, dass keinerlei Investitionsförderungen gewährt worden wären. In diesem Fall ergibt die Berechnung der mittleren jährlichen Gesamtrendite lediglich 0,13 % p.a. Damit ist die Gesamtrendite zwar noch positiv, aber nicht ausreichend hoch, um das unternehmerische Risiko rechtfertigen. Die berechneten Cash-Flows für diesen Fall sind in Abbildung 117 dargestellt.

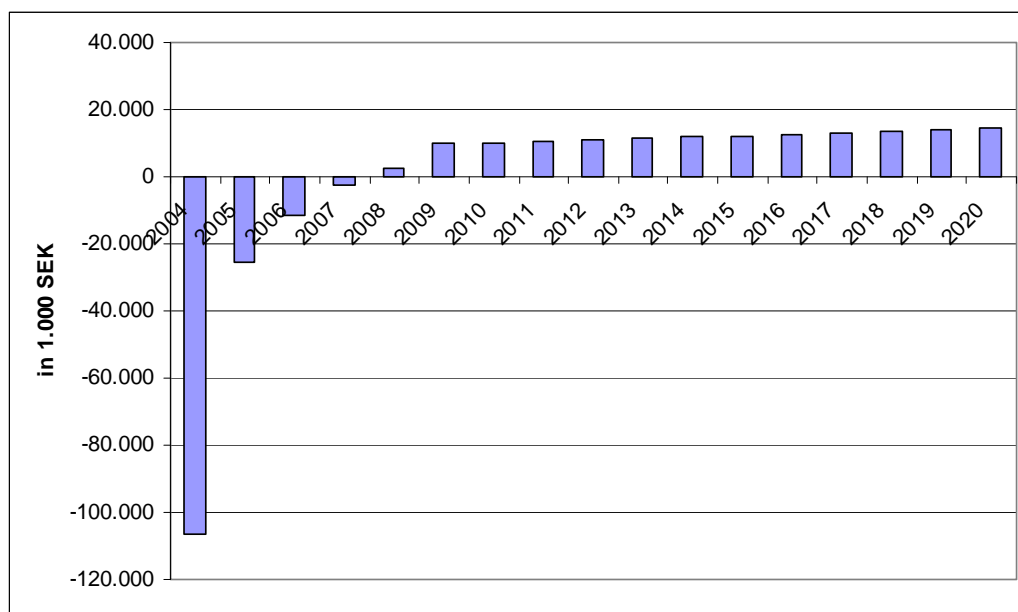


Abbildung 117: Cash-Flows des Biogasprojektes in Västerås ohne Investitionsförderung (Quelle: eigene Berechnungen)

In weiterer Folge wurde die Gesamtrendite wie die Renditeänderung für jeweils höhere oder niedrigere effektive Investitionskosten berechnet. Unter effektiven Investitionskosten sind die Anschaffungswerte des Anlagevermögens, reduziert um erhaltene Förderungen, zu verstehen. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 64 zusammengefasst.

Die effektiven Investitionssummen sind bei ähnlichen Projekten entsprechend den lokalen Rahmenbedingungen sehr unterschiedlich hoch. In den meisten ähnlich gelagerten Projekten würden wir annehmen, dass die Investitionskosten noch optimiert werden können (durch Kosteneinsparungen, Auslegungsoptimierung o. ä.), die Förderquote hingegen im Regelfall geringer sein wird. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 118 auch graphisch dargestellt.

Änderung der effektiven Investitionskosten ¹⁶⁷	Gesamtrendite (IRR)	Veränderung der Gesamtrendite in %- Punkten
-50%	19,8%	+9,9%
-25%	13,7%	+3,8%
-10%	11,2%	+1,4%
0%	9,8%	0%
+10%	8,6%	-1,2%
+25%	7,1%	-2,8%
+50%	5,0%	-4,9%
+100%	1,8%	-8,0%
+200%	-2,3%	-12,1%

Tabelle 64: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der effektiven Investitionssumme (Quelle: eigene Berechnungen)

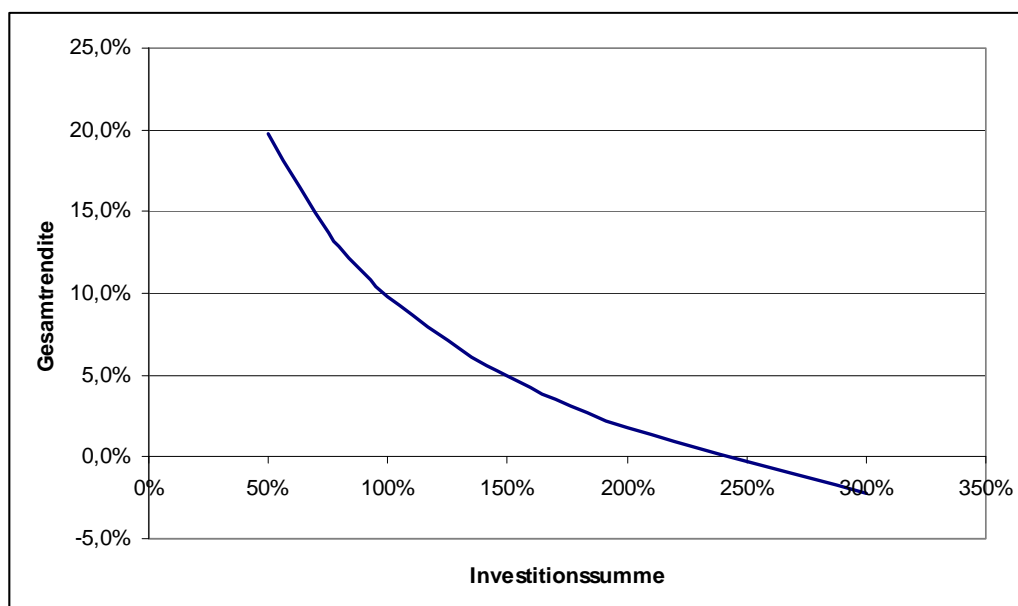


Abbildung 118: Gesamtrendite in Abhängigkeit von der Investitionssumme (Quelle: eigene Berechnungen)

¹⁶⁷ Investitionskosten abzüglich erhaltener Förderungen

5.12.17.2 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Anlagennutzungsdauer

Es wurde die Gesamrendite sowie deren Veränderung in Prozentpunkten für den Fall einer abweichenden Anlagennutzungsdauer errechnet. Die errechneten Werte sind in Tabelle 65 angeführt und in Abbildung 119 graphisch dargestellt.

Anlagennutzungsdauer	Gesamrendite (IRR)	Veränderung der Gesamrendite in %-Punkten
5 Jahre	-13,8%	-23,6%
6 Jahre	-7,6%	-17,4%
7 Jahre	-3,2%	-13,0%
8 Jahre	0,1%	-9,7%
9 Jahre	2,6%	-7,2%
10 Jahre	4,6%	-5,2%
13 Jahre	8,3%	-1,5%
15 Jahre	9,8%	0%
17 Jahre	10,9%	1,1%
20 Jahre	11,9%	2,1%

Tabelle 65: Abhängigkeit der Gesamrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Berechnungen)

Obwohl die Gesamrendite klarerweise von der Anlagennutzungsdauer abhängig ist, ist diese Abhängigkeit im Bereich von 15 bis 20 Jahren Nutzungsdauer nicht dramatisch. So steigt bei einer Verlängerung der Anlagennutzungsdauer von 15 auf 20 Jahre die Rendite lediglich um 2,1 Prozentpunkte auf knapp unter 12 % an.

Bei kürzerer Anlagennutzung von 10 Jahren oder darunter sinkt die Gesamrendite jedoch relativ stark ab. Bei 10 Jahren beträgt diese nur mehr 4,6 % und ist damit nur mehr halb so groß wie bei einer Anlagennutzung von 15 Jahren. Bei 8 Jahren Anlagennutzung ist die Rendite nur mehr knapp positiv, bei 7 Jahren mit – 3,2 % bereits klar negativ.

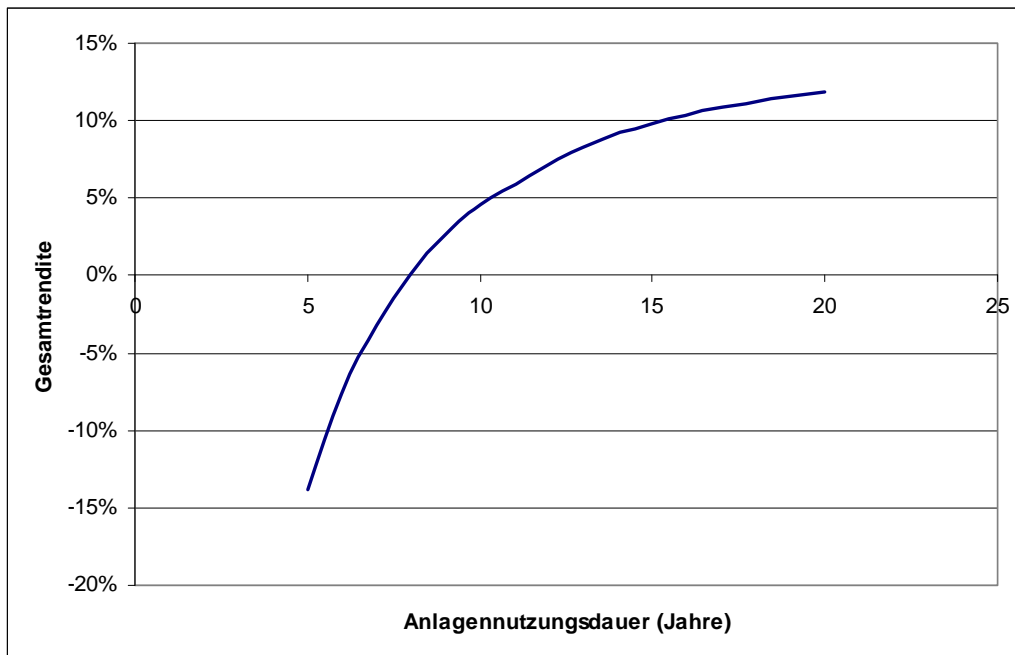


Abbildung 119: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Berechnungen)

5.12.17.3 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebsausgaben

Es wurde die Gesamtrendite sowie die Renditeänderung in Prozentpunkten für den Fall einer unterschiedlichen Entwicklung der Treibstoffpreise und der Betriebsausgaben errechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 66 dargestellt. Dabei wurde angenommen, dass die Entsorgungsentgelte gleich wie im Referenzszenario um 2 % jährlich ansteigen.

Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, hängt in diesem Fall die Gesamtrendite primär vom Differential der Indexierungen ab. So beträgt in den betrachteten Fällen, dass sich die Treibstoffpreise und die Betriebskosten parallel entwickeln – unabhängig davon, ob diese gleich bleiben oder um 1 % oder 2 % jährlich ansteigen - die Gesamtrendite 8,7 % p.a. und ist damit 1,1 Prozentpunkte niedriger als im Referenzszenario. Stärker steigende Treibstoffpreise (5 % p.a.) bei gleichbleibender Kostensteigerung wie im Referenzszenario würde hingegen die Rendite deutlich um 4,2 Prozentpunkte auf 12,9 % ansteigen lassen. Der sehr unwahrscheinliche Fall eines Fallens der Treibstoffpreise (2 % jährlich) würde die Gesamtrendite hingegen halbieren.

Jährlicher Anstieg der Treibstoffpreise	Jährlicher Anstieg der Betriebskosten	Gesamtrendite (IRR)	Veränderung der Gesamtrendite in %-Punkten
-2%	1%	4,9%	- 4,9%
0%	0%	8,7%	-1,1%
1%	1%	8,7%	-1,1%
2%	1%	9,8%	0%
2%	2%	8,7%	-1,1%
5%	1%	12,9%	+4,2%
5%	2%	12,1%	+2,3%

Tabelle 66: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten (Quelle: eigene Berechnungen)

5.12.17.4 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Entsorgungsentgelte

Es wurden die Gesamtrendite sowie die Renditeänderung für eine unterschiedliche Entwicklung der Entsorgungsentgelte berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 67 aufgetragen und in Abbildung 120 graphisch dargestellt.

Die Gesamtrendite steigt bzw. fällt linear mit der Höhe der Indexierung der Rohstoffentgelte. Während bei konstant angenommenen Entsorgungsentgelten während der gesamten Anlagenutzungsdauer die Gesamtrendite gegenüber dem Referenzszenario lediglich um einen Prozentpunkt auf 8,8 % absinkt, beträgt diese, bei einem eher unwahrscheinlichen Rückgang der Entsorgungsentgelte um jährlich 10 % zwar nur mehr 3,8 %, ist aber immer noch positiv.

Änderung der Rohstoffentgelte ¹⁶⁸	Gesamtrendite (IRR)	Veränderung der Gesamtrendite in %-Punkten
-10%	3,8%	-6%
-5%	6,2%	-3,6%
-3%	7,2%	-2,6%
-2%	7,7%	-2,1%
0%	8,8%	-1,0%
+2%	9,8%	0%
+3%	10,4%	+0,6%
+5%	11,5%	+1,7%
+10%	14,3%	+4,5%

Tabelle 67: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Entsorgungsentgelte (Quelle: eigene Berechnungen)

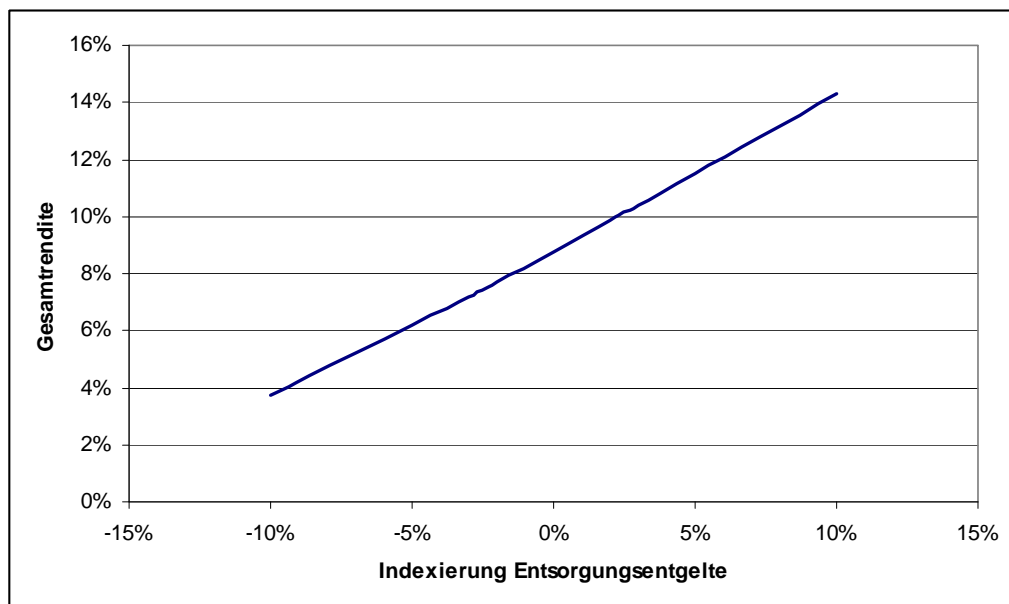


Abbildung 120: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Rohstoffentgelte (Quelle: eigene Berechnungen)

¹⁶⁸ Jährliche Steigerung oder Rückgang der Rohstoffentgelte

5.12.18 Wirtschaftliche Optimierungspotentiale

Das größte Potential für eine wirtschaftliche Optimierung liegt in der Erhöhung der Biomethanausbeute. So wurden in Västeras bisher noch keinerlei Untersuchungen betreffend die Methanausbeute aus dem Klärschlamm angestellt bzw. evaluiert, inwieweit die Klärgasausbeute gesteigert werden könnte. Man kann davon ausgehen, dass diesbezüglich einiges an Effizienzsteigerung möglich ist. Ähnliches gilt für den Rohgasertrag aus den biogenen Abfällen.

5.12.19 Schlussfolgerungen

Folgende Schlussfolgerungen können aus dem Best Practice Projekt Västeras gezogen werden:

- Die Verwendung von Biogas als Treibstoff ist auch bei Verwendung von NAWAROS wirtschaftlich möglich¹⁶⁹ und hat im konkreten Fall den Break Even viel schneller erreicht, als ursprünglich angenommen.
- Die Einbindung aller relevanten Stakeholder (sowohl Rohstofflieferanten wie Treibstoffabnehmer) ist von entscheidender Bedeutung für den langfristigen Erfolg (sowohl wirtschaftlich wie ökologisch) eines solchen Projektes.
- Bei günstigen geographischen Voraussetzungen (Möglichkeit zur grabenlosen Verlegung) machen die Kosten für die Distributionslogistik (Biogaspipelines) auch bei längeren Transportwegen (rd. 8 km) nur einen kleinen Teil der Gesamtinvestmentkosten aus.
- Technische Standardprobleme (z.B. Öl aus den Kompressoren gelangen in das CNG) sind nicht zu unterschätzen; entsprechende Kostenreserven für Problembeseitigung und Ausfälle sind vorzusehen.

¹⁶⁹ Die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von NAWAROS ist jedoch nur durch die Zumischung von biogenen Abfällen und die zusätzliche Verwendung von Klärgas gegeben.

- Die richtige Abschätzung des zukünftigen Treibstoffabsatzes bzw. das Vorhandensein von alternativen Verwertungsmöglichkeiten ist von besonderer Wichtigkeit. So mussten in den ersten Betriebsjahren in Västerås große Menge an Rohgas abgefackelt werden, da es keine alternativen Verwertungsmöglichkeiten gab.
- Bereits bei den ersten Planungen sollten zukünftige Erweiterungen berücksichtigt werden. So sind etwa für die in Västerås angedachte Erweiterung (Biogasbetrieb von 120 statt bisher 30 Bussen) praktisch alle Stufen der Wertschöpfungskette zu klein dimensioniert. Wenn diese Erweiterungsoption bereits bei der ursprünglichen Planung berücksichtigt worden wäre, könnte bei zukünftigen Ausbauten einiges an Kosten eingespart werden.

5.13 Detailanalyse Best Practice Beispiel Eskilstuna¹⁷⁰

5.13.1 Hintergrund und Historie

Eskilstuna ist eine Industriestadt in Mittelschweden, die zwischen den Seen Hjälmaren und Mälaren in der Provinz Södermanlands län liegt. Die Gemeinde hat rd. 95.000 Einwohner und ist vor allem durch die Produktion von Werkzeug und Waffen bekannt geworden.

Die kommunalen Betriebe sind zu 100 % im Eigentum der Stadt, verwalten die kommunalen Wohnungen, stellen die Energieversorgung sicher und betreiben den kommunalen Tiergarten sowie sonstige Infrastruktur.

Als einer der wichtigsten dieser kommunalen Betriebe versorgt die Eskilstuna Energi och Miljö AB mit etwas über 400 Mitarbeitern die Stadt mit Strom, Fernwärme, Telekommunikationsdienstleistungen und ist auch für die Wasserversorgung sowie die Abwasser- und Abfallentsorgung verantwortlich. Damit sind praktisch alle wichtigen Stakeholder (Kläranlagenbetreiber, Rohstofflieferanten, etc.) durch das Unternehmen selbst abgedeckt.

Lediglich der Betrieb der kommunalen Busflotte wird nicht durch ein kommunales Unternehmen durchgeführt, sondern jeweils für drei Jahre ausgeschrieben. Aufgrund der vertraglichen Gestaltung der Verträge kann jedoch die Verwendung von Biogas für den Busbetrieb vorgegeben werden.

5.13.2 Betriebsstandorte und geographische Voraussetzungen

Die für die Biogasproduktion relevanten Anlagenteile sind aufgrund der örtlichen Voraussetzungen auf drei Standorte verteilt. Die biogenen Abfälle werden zunächst zum Recyclinghof in Lilla Nyby direkt neben der ehemaligen Deponie transportiert, wo die Abfälle

¹⁷⁰ Soweit in diesem Abschnitt nicht sonstige Quellen angeführt sind, wurden die angegebenen Daten und Zahlen bei einem Vor-Ort Besuch beim Projektbetreiber in Eskilstuna im Juli 2009 erhoben.

sortiert werden. Danach wird in mehreren Verarbeitungsschritten ein biogener Brei erzeugt, der mittels Tankwagen rd. 10 km weit zur Kläranlage in Ekeby (siehe Abbildung 121) transportiert wird.



Abbildung 121: Luftbild von Kläranlage, Methanaufbereitung und LNG-Backup in Eskilstuna (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Dort wird der biogene Brei, gemeinsam mit sonstigen, direkt angelieferten pumpfähigen Abfallstoffen, dem Klärschlamm zugemischt und in den bestehenden Kläranlagenfermentern co-fermentiert. Das erzeugte Biogas wird anschließend in einer Methanaufbereitungsanlage am Standort der Kläranlage auf Treibstoffqualität aufbereitet. Weiters befindet sich auf dem Kläranlagengelände als Backup-einrichtung ein LNG-Speicher, um auch bei Anlagenausfällen den Busbetrieb sicherzustellen.

Nach der Aufbereitung wird das Biomethan mittels einer eigenen Biogaspipeline zum Busparkplatz/Busgarage transportiert, wo sich auch der Hochdruckspeicher befindet. Am Busdepot stehen insgesamt 21 Slow-Fill Betankungsplätze für die kommunale Busflotte zur Verfügung. Zusätzlich wurde eine öffentliche Tankstelle direkt außerhalb des Geländes des

Busdepots errichtet, die zur Schnellbetankung von sonstigen kommunalen und privaten Fahrzeugen dient.

5.13.3 Rohstoffaufbringung und -aufbereitung

In der Gemeinde Eskilstuna fallen pro Jahr bis zu 100.000 Tonnen Gesamtmüll pro Jahr an. Während vor einigen Jahren diese Menge noch unsortiert direkt auf der Deponie landete, wird derzeit kein Abfall mehr deponiert. Nach Aussortierung der verwertbaren Abfälle wird der nicht sonstig verwertbare Restmüll in die Nachbargemeinde transportiert und verbrannt, wobei in einer KWK-Anlage Strom und Wärme erzeugt wird.

Die Entsorgungskosten für den Restmüll betragen 800 – 1000 SEK pro Tonne, wobei 550 SEK davon für die eigentliche Verbrennung (inkl. Transport in die Nachbargemeinde) entfallen, der Rest für die Sammlung und Verwaltungstätigkeiten.

Von der in Eskilstuna anfallenden Gesamtmüllmenge entfallen rd. 16.000 Tonnen auf biogene Abfälle, 50 % davon aus Haushalten und 50 % von Gewerbe und Industrie. Von den 45.000 Haushalten in Eskilstuna sind allerdings bisher¹⁷¹ nur 16.000 in das getrennte Sammelsystem integriert, inklusive jener 6.000 Haushalte, die von der kommunalen Wohnungsgesellschaft betreut werden. Bis 2011 sollen die restlichen Haushalte an das getrennte Sammelsystem angeschlossen werden.

Das Sammelsystem ist für Wohnhausanlagen und Einfamilienhäuser jeweils unterschiedlich. Während es in Wohnhausanlagen für jede Abfallfraktion eine eigene Tonne gibt, wird bei Einfamilienhäusern der Müll von den Bewohnern in unterschiedlich einfärbte Kunststoffsäcke gegeben (z.B. biogene Abfälle, brennbar; nicht brennbar), danach in einer gemeinsamen Tonne deponiert und erst am Recyclinghof maschinell (nach den Farben der Säcke) aussortiert.

Die Müllsortierung und Aufbereitung der biogenen Abfälle erfolgt auf dem Recyclinghof Lilla Nyby neben der ehemaligen Deponie in einer bereits vorhandenen Halle. Diese wurde bereits Jahre zuvor errichtet, um eine damals geplante Anlage zur Vererdung von

¹⁷¹ Stand Juli 2009

Haushaltsmüll unterzubringen. Diese Anlage ist aufgrund technischer Probleme jedoch niemals in Betrieb gegangen.

Die bereits vorhandenen Maschinen der niemals in Betrieb gegangenen Vererdungsanlagen konnten jedoch für die Sortier- und Aufbereitungsanlage verwendet werden. Die Aufbereitungsanlage, die in Abbildung 122 schematisch dargestellt ist, wurde nach eigenem Konzept geplant und errichtet, wobei die vorhandenen Anlagenteile durch in Dänemark gebrauchte gekaufte Maschinen ergänzt wurden.

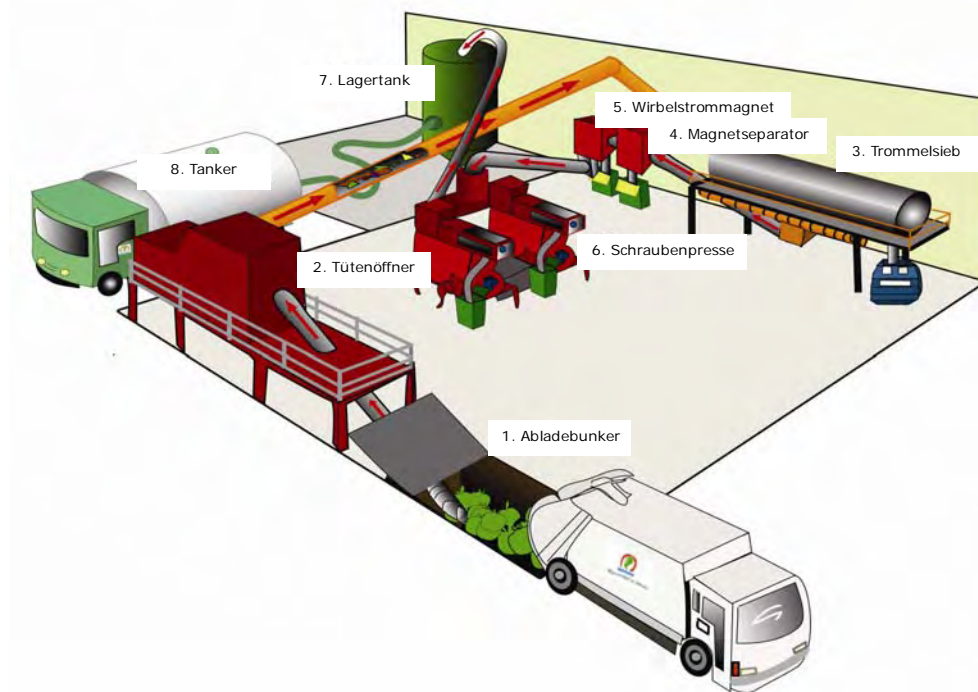


Abbildung 122: Schematische Darstellung der Aufbereitungsanlage in Lilla Nyby (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Das Anlagenkonzept sieht vor, dass der angelieferte biogene Abfall zunächst vom Abladebunker zum Tütenöffner transportiert wird, wo die Plastiksäcke aufgerissen und die Kunststoffreste weggeblasen werden. Danach gelangen die Abfälle über ein Trommelsieb, einen Magnetseparator und einen Wirbelstrommagnet in eine Schraubenpresse (siehe Abbildung 123) als eigentlichem Herzstück der Anlage, wo ein biogener Brei erzeugt wird. Im Ein-Schicht-Betrieb hat diese Presse eine Kapazität von 16.000 Tonnen pro Jahr, bei zukünftig größerem Bedarf können mehrere Schichten gefahren werden.

Um auch spezielleren Gewerbeabfall wie abgelaufene Lebensmittel, Tetrapacks, o.ä. verarbeiten zu können, wurde der Maschinenpark nachträglich um weitere Spezialmaschinen ergänzt.



Abbildung 123: Schraubenpresse zur Erzeugung von biogenem Brei in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Aus 1.000 Tonnen biogenem Abfall wird rd. 650 Tonnen biogener Brei produziert. Dieser Brei wird in einem Lagertank zwischengelagert und danach mittels Tankwagen zur rd. 10 km entfernten Kläranlage transportiert. Der Rest, der sich nicht für die Fermentierung eignet, wird kompostiert.

Aufgrund der Verwendung der Anlageteile der nie in Betrieb gegangenen Vererdungsanlage und der gebraucht gekauften Maschinen aus Dänemark konnten die gesamten Investitionskosten sehr niedrig gehalten werden (rd. 15-16 Mio. SEK). Eine neue Anlage hätte gemäß den damals eingeholten Kostenvoranschlägen zumindest 60 Mio. SEK gekostet.

Derzeit läuft die Anlage zur vollsten Zufriedenheit der Betreiber. Probleme gab es lediglich zu Beginn, als die aufgerissenen Kunststoffsäcke von der Anlage nicht ausreichend separiert wurden. Die Kunststoffteile sind mit dem Brei in die Fermenter gelangt, in denen es zur Schwimmschichtbildung gekommen ist. In Folge mussten die Fermenter vollständig geleert und gereinigt werden. Abgesehen von diesen Anfangsproblemen läuft die Anlage problemlos.

Die grundsätzliche Entscheidung betreffend der Verwertung der biogenen Abfälle (Fermentation oder Kompostierung) ist aufgrund ökologischer Überlegungen (CO₂-Bilanz) getroffen worden. Die Stadt hat sich bewusst gegen die Kompostierung und für die Fermentierung der kommunalen biogenen Abfälle entschieden. Nur jene Abfallfraktion, die nicht zur Fermentierung geeignet ist, wird der Kompostierung zugeführt.

Derzeit wird der Gärrest als Abdeckung für die bereits stillgelegte Mülldeponie verwendet. Wenn diese komplett abgedeckt ist, sollen der Klärschlamm und die biogenen Abfälle getrennt vergärt werden. Im Sinne einer Kreislaufwirtschaft soll dann der Gärrest aus der Vergärung der kommunalen Abfälle in der Landwirtschaft verwendet und die Nährstoffe rückgeführt werden.

5.13.4 Biogasproduktion in der Kläranlage

Die Kläranlage in Ekeby wurde im Jahr 1955 errichtet und 1963 um eine biologische Reinigungsstufe ergänzt. Einige Jahre danach wurde eine chemische Reinigungsstufe hinzugefügt. In den letzten Jahren wurde die Kläranlage um eine künstliche Sumpflandschaft erweitert, in dem der überschüssige Stickstoff abgebaut wird, um die Überdüngung der Gewässer (Seen) zu verhindern.

Fast 90 % der rd. 95.000 Einwohner sind an die kommunale Abwasserentsorgung angeschlossen. Über 90 Pumpwerke gelangen täglich 45 Mio. Liter Abwasser zur Kläranlage. Die Abwässer der restlichen Haushalte werden über Senkgruben gesammelt und anschließend kompostiert.

Da man in den 70-er Jahren von einem starken Bevölkerungswachstum ausgegangen ist, wurden insgesamt vier Fermenter errichtet, die ursprünglich jeweils zweistufig betrieben wurden (siehe Abbildung 124). Diese vier Fermenter verfügen über ein Volumen von jeweils 1.200 m³ und werden mesophil bei 38 Grad und einer Verweilzeit von drei Wochen betrieben.

Aufgrund der damaligen Überdimensionierung sind jedoch nur drei der Fermenter in Betrieb, die jeweils parallel betrieben werden. Einer der Fermenter ist derzeit nur Reserve.



Abbildung 124: Fermenter in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Die gesamte Prozesswärme, sowohl für die Beheizung der Fermenter wie auch für den Kläranlagenbetrieb, wird über Fernwärme bereitgestellt, wobei die notwendige Wärmeenergie über eigene Wärmetauscher (siehe Abbildung 125) zugeführt wird.



Abbildung 125: Wärmetauscher zur Beheizung der Fermenter in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Die Fernwärme wird in Eskilstuna aus einem einzigen Biomassekraftwerk, das in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird, gewonnen. Dieses Kraftwerk versorgt praktisch die komplette Stadt (90 % der Bevölkerung wird mit Fernwärme versorgt). Generell wird in Schweden Fernwärme fast ausschließlich entweder aus Biomasse oder durch Abfallverbrennung erzeugt. Fossile Brennstoffe werden nur mehr in sehr geringem Ausmaß eingesetzt.

Beimischung der Co-Fermente

Der biogene Brei wird am Standort der Kläranlage zunächst vom Tankwagen in einer der beiden Speicherbehälter (siehe Abbildung 126) gepumpt. Zusätzlich zu dem biogenen Brei werden pumpfähige Abfälle (Altöle, Fette, Speiseeis) direkt angeliefert und beigemischt.



Abbildung 126: Speichertank für den biogenen Brei (Quelle: New Energy)

Nach erfolgter Hygienisierung (1 Stunde bei 70 Grad) gelangt der Brei über einen Pufferspeicher in den Fermenter. Die Hygienisierung ist vor allem deshalb notwendig, da teilweise auch Tierabfälle mit entsorgt und als Rohstoff verwendet werden. Die Hygienisierungsstufe wurde im Jahr 2008 nachträglich hinzugefügt, um auch diese gewerblichen Abfälle entsorgen zu können.



Abbildung 127: Hygienisierungsstufe (Quelle: New Energy)

Vor Inbetriebnahme der Co-Fermentation hatte man nicht mit einer so deutlichen Steigerung der Methanproduktion durch die Zugabe des Breis zum Klärschlamm gerechnet. Nach der ersten Zumischung ist die Methanproduktion sprunghaft angestiegen und der Fermenter kam an seine Kapazitätsgrenze. Nach dieser ersten Erfahrung erfolgt die Dosierung des biogenen Breis nun bedeutend vorsichtiger.

Weitere Probleme mit der Co-Fermentation sind lediglich in der Anfangsphase aufgetreten, als die Abtrennung der Kunststoffsäcke noch nicht richtig funktioniert hat. Im Brei enthaltene Kunststoffteilchen haben die Ventile verstopft und im Fermenter eine Schwimmschicht gebildet. Die Fermenter mussten vollständig geleert und gereinigt werden.

Derzeit werden jährlich rd. 1,6 Mio. Nm³ Reingas produziert. Diese Menge würde für den Betrieb ca. 1.500 PKWs ausreichen und spart rd. 3.200 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr ein.

An der gesamten Kläranlage arbeiten 11 Personen, wobei zwei Personen primär in der Gaserzeugung bzw. Aufbereitung eingesetzt sind. Für den Fall von technischen Störungen am Wochenende oder in der Nacht ist einer der 11 Mitarbeiter immer in Bereitschaftsdienst.

5.13.5 Verarbeitung und Verwendung des Gärrestes

Der Gärrest aus fermentiertem Klärschlamm und Co-Fermenten wird zunächst in einer Sieb- bzw. Winkelpresse entfeuchtet (siehe Abbildung 128). Das dabei abgetrennte Wasser kommt in die Fermenter zurück, während die feste Fraktion mittels LKW zum ehemaligen Deponiegelände in Lilla Nyby transportiert und dort als Abdeckung für die bereits stillgelegte Mülldeponie verwendet wird.



Abbildung 128: Siebpresse zur Entfeuchtung des Klärschlammes (Quelle: New Energy)

Wenn die Deponie komplett abgedeckt ist, sollen der Klärschlamm und die biogenen Abfälle getrennt vergärt werden, da zukünftig im Sinne einer Kreislaufwirtschaft der Gärrest aus der Vergärung der kommunalen Abfälle in der Landwirtschaft verwendet und damit Nährstoffe auf die landwirtschaftlichen Flächen rückführt werden sollen.

5.13.6 Biogasreinigung und Methanaufbereitung

Die Methanaufbereitungsanlage funktioniert nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche und wurde vom schwedischen Unternehmen YIT geliefert. Die Anlage wurde im Jahr 2003 in Betrieb gesetzt und läuft seit Behebung der Anfangsschwierigkeiten im Dauerbetrieb problemlos rund um die Uhr.



Abbildung 129: Biogasaufbereitung Außenansicht (Quelle: New Energy)

Pro Stunde werden rd. 300 m³ Rohgas verarbeitet, was einer Verarbeitungskapazität von etwa 200 m³ Biomethan pro Stunde entspricht. Die Anlage ist grundsätzlich baugleich mit jenen von der YIT nach Västerås und Linköping gelieferten Anlagen. Aufgrund des vermehrten Treibstoffabsatzes ist die Gasreinigung inzwischen bereits an ihre Kapazitätsgrenze gelangt.



Abbildung 130: Biogasaufbereitung in Eskilstuna (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Im Anlagenkonzept wurde keine eigene Entschwefelung vorgesehen, da H₂S zugleich mit dem CO₂ in der Wasserwäsche entfernt wird. Siloxane im Produktgas sind, ebenso wie bei den anderen Best Practice Beispielen in Schweden, in Eskilstuna zu keinem Zeitpunkt ein Thema gewesen.

5.13.7 Transport des Produktgases, Distributionskonzept

Aufgrund der relativen Nähe von Kläranlage und Busdepot ist das Distributionskonzept relativ einfach. Es musste lediglich eine ca. 1 km lange Biogasleitung zum Busdepot verlegt werden. Die Leitung ist aus Kunststoff ausgeführt und konnte größtenteils grabenlos verlegt werden, was die Kosten für Grabungsarbeiten deutlich verringert hat.

5.13.8 Hochdruckspeicher und Betankungssysteme

Hochdruckspeicher

Der Hochdruckspeicher und die Kompressoren sind in jeweils drei getrennten Bauwerken (ein Gebäude mit dem Gasspeicher, zwei Kompressorhäuschen) am Standort des Busdepots untergebracht. Der Hochdruckspeicher besteht aus handelsüblichen Gasflaschenbündeln, die horizontal angeordnet sind (siehe Abbildung 131 und Abbildung 132). Die maximale Speicherkapazität der Flaschenbündel beträgt 6.000 Nm³, wobei das Biomethan auf bis zu 300 bar komprimiert wird.



Abbildung 131: Gasspeicher Außenansicht (Quelle: New Energy)



Abbildung 132: Gasspeicher Innenansicht (Quelle: New Energy)

Der Hochdruckspeicher kann jedoch nur die kurzfristigen, nicht die saisonalen Schwankungen ausgleichen. So wird im Sommer, wenn aufgrund des eingeschränkten Busbetriebes in den Schulferien weniger Treibstoff verbraucht wird, die Überproduktion mittels Containertransporte in die Region Stockholm verkauft. Hingegen muss zu Spitzenzeiten, wenn die Nachfrage die lokale Produktion von Biomethan übersteigt, bis zu 15 % des täglichen Treibstoffverbrauches durch LNG abgedeckt werden. Aufgrund der in den nächsten Jahren steigenden Rohstoffmengen und der damit ebenfalls steigenden Produktion von Biomethan soll die derzeit notwendige saisonale Beimischung von LNG mittelfristig zurückgehen bzw. nicht mehr notwendig werden.

Slow Fill für kommunale Busse

Das Busdepot ist mit Slow Fill Plätzen für 21 Busse ausgestattet und in Abbildung 133 zu sehen. Die Leitungen vom Hochdruckspeicher zu den Tankstutzen sind offen verlegt und eine Erweiterung der Anzahl der Betankungsplätze wäre daher problemlos und ohne wesentliche Zusatzkosten für Umbauten möglich.



Abbildung 133: Slow-Fill Betankungsanlage für die Betankung der kommunalen Busse (Quelle: New Energy)

Öffentliche Fast Fill Tankstelle

Direkt außerhalb des Geländes des Busdepots wurde im Jahr 2004 eine öffentliche Tankstelle mit zwei Zapfsäulen errichtet (siehe Abbildung 134). Die Errichtungskosten für die Tankstelle betragen rd. 1,4 Mio. SEK. Es handelt sich um eine Selbstbedienungstankstelle, an der alle gängigen Kreditkarten als Zahlungsmittel akzeptiert werden.



Abbildung 134: Öffentliche Biogastankstelle in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Lieferant der öffentlichen Tankstelle ist das schwedische Unternehmen NPS. Die bisherigen technischen Probleme (z.B. Dichtungen) waren zwar Garantiefälle und grundsätzlich unproblematisch. Da die Originalersatzteile aber aus Neuseeland bestellt werden mussten, kam es zu längeren Lieferzeiten. Dadurch kam es zu Verärgerung bei den Kunden, da diese Tankstelle die einzige öffentliche Tankmöglichkeit für gasbetriebene Fahrzeuge in Eskilstuna ist. So konnten zwar die kommunalen Müllfahrzeuge vorübergehend in das Busdepot einfahren und betankt werden, nicht jedoch die privaten Fahrzeuge.

Auch deswegen ist derzeit eine zweite öffentliche Tankstelle (in einem anderen Stadtteil) geplant. Allerdings ist die Investitionsentscheidung noch nicht endgültig gefallen, da die Versorgung der geplanten Tankstelle mittels einer 8-10 km langen Gasleitung mit relativ hohen Kosten (Grabungsarbeiten) verbunden wäre.

5.13.9 Backupsysteme

Grundsätzlich werden Schwankungen in Produktion und Verbrauch durch den Gasspeicher am Standort des Busdepots ausgeglichen. Für den Fall von erhöhtem Verbrauch, Produktionsengpässen oder eines Ausfalles der Aufbereitungsanlage wurde als Backup ein zusätzlicher LNG-Speicher am Standort der Kläranlage errichtet. Weiters ist dort auch ein Niederdruckgasspeicher vorhanden.



Abbildung 135: LNG-Backup und Biomethanspeicher in Eskilstuna (Quelle: New Energy)

Der LNG-Speicher hat ein Fassungsvermögen von 50 m³ (= 21 Tonnen LNG). In Abbildung 135 ist links der LNG-Speicher und die Verdampfungseinrichtung zu sehen. Der zusätzliche Niederdruckgasspeicher ist rechts zu sehen.

5.13.10 Verbreitung gasbetriebener Fahrzeuge, Sicherstellung des Absatzes und Umsatzentwicklung

Der gewonnene Treibstoff wird sowohl in der kommunalen Busflotte als auch in privaten und kommunalen PKWs verwendet.

Der Betrieb der kommunalen Busflotte erfolgt zwar durch einen privaten Betreiber und wird alle drei Jahre neu ausgeschrieben. Durch Auflagen im Vertrag mit dem Betreiber (dzt. dem Veolia-Konzern) kann jedoch die Treibstoffart bzw. Beschaffung vorgeschrieben werden.

So wurden zur Jahresmitte 2009 bereits 19 der insgesamt 39 städtischen Busse mit Biogas betrieben. Fünf weitere Fahrzeuge kommen gegen Ende des Jahres 2009 hinzu. Weiters werden 6 Müllfahrzeuge (von insgesamt 14 Fahrzeugen) mit Biogas betrieben.

Auch alle sonstigen kommunalen Dienstfahrzeuge, wie etwa jene der kommunalen Wohnungsverwaltung, werden sukzessive gegen Biogasfahrzeuge ausgetauscht. Dies geschieht jedoch nur Schritt für Schritt, da die Fahrzeuge im Schnitt sechs bis sieben Jahre verwendet werden, bevor sie gegen Neuwagen ausgetauscht werden.

Als Motivation für die Mitarbeiter, auch privat auf biogasbetriebene Fahrzeuge umzusteigen, haben diese die Möglichkeit, auch ihre privaten Fahrzeuge über das Unternehmen kostengünstig zu leasen.

Sowohl der Treibstoffabsatz wie auch das Rohstoffaufkommen und die Biomethanproduktion steigen von Jahr zu Jahr stetig an. Die Entwicklung der jährlichen Gesamtproduktion von Biomethan ist in Abbildung 136 dargestellt.

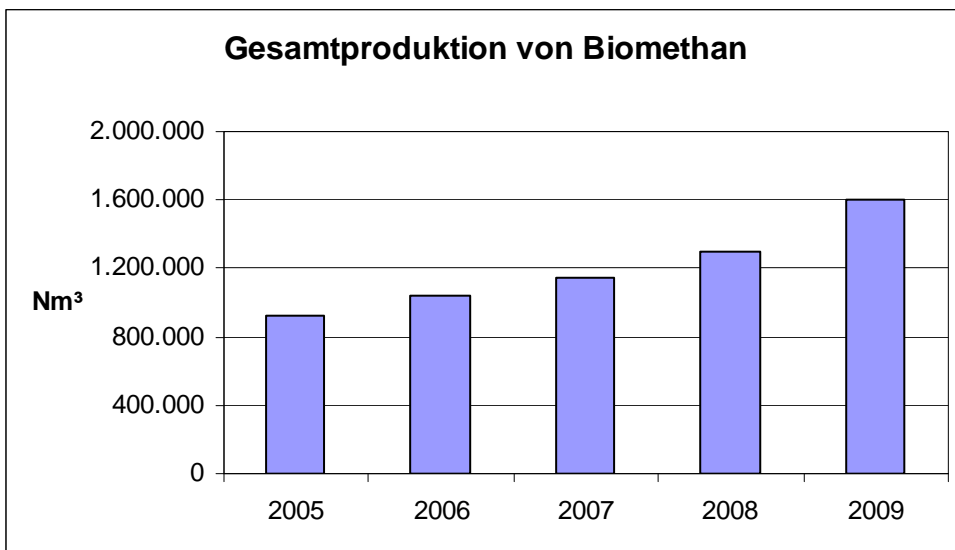


Abbildung 136: Gesamtproduktion von Biomethan in Eskilstuna (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Obwohl der Absatz bei allen Kundengruppen stetig zugenommen hat, sind die Abgabemengen an der öffentlichen Tankstelle (Adresse: Fabriksgatan 12), wenn auch von niedrigem Niveau ausgehend, verhältnismäßig am stärksten gestiegen. Die Entwicklung der Abgabemengen an dieser öffentlichen Tankstelle sind in Abbildung 137 dargestellt.

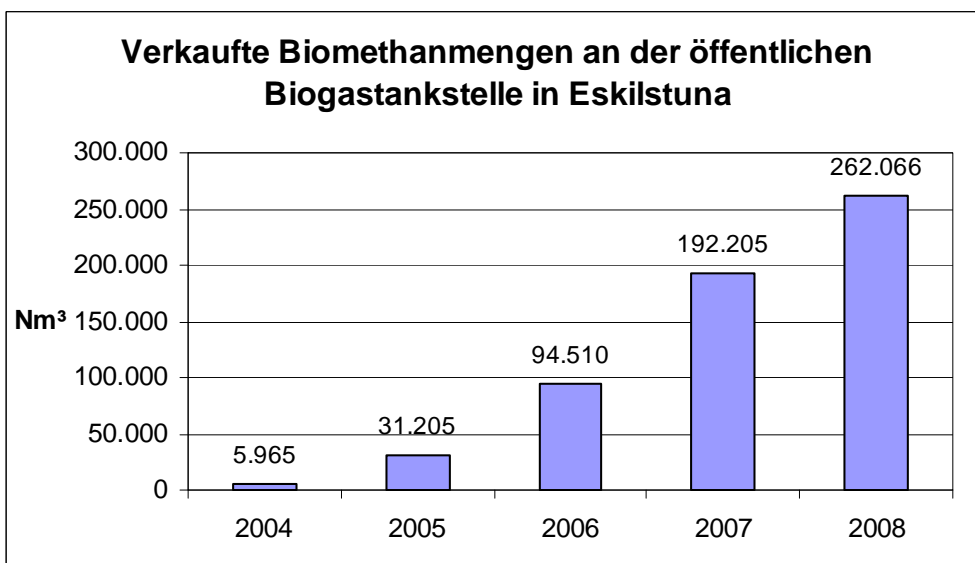


Abbildung 137: Verkaufte Biomethanmengen an der öffentlichen Biogastankstelle in Eskilstuna (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Die Bedeutung der sonstigen Kunden im Vergleich zur kommunalen Busflotte wird immer größer. So hat sich der relative Anteil von 3 % der Gesamtabgabemenge im Jahr 2005 innerhalb von drei Jahren auf 20 % erhöht (siehe Abbildung 138). Die steigende Nachfrage ist der Grund für die geplante zweite öffentliche Biogastankstelle.

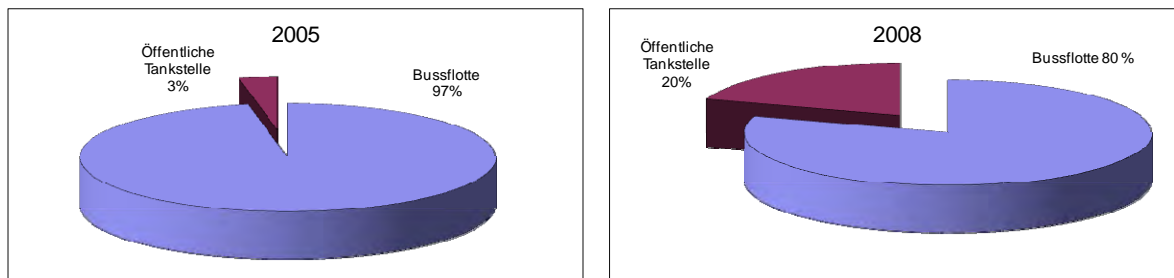


Abbildung 138: Entwicklung der Aufteilung der Abgabemengen auf Busflotte bzw. öffentliche Tankstelle (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Zahlen der Eskilstuna Energi och Miljö AB)

5.13.11 Ausgleich zwischen Angebot und Verbrauch

Das Verhältnis von Angebot und Nachfrage war über die letzten Jahre zwar relativ ausgeglichen, aber saisonal schwankend. So wurde vor allem im Sommer, bedingt durch die dreimonatigen Schulferien (eingeschränkter Busbetrieb), zu viel Gas produziert, das jedoch problemlos an AGA/Linde nach Stockholm verkauft werden konnte. Die Transporter, die hierzu verwendet werden, sind in Abbildung 139 zu sehen.

Temporär war die Nachfrage aber auch deutlich höher als das Biogasangebot. In diesen Stoßzeiten und bei Durchführung von Wartungsarbeiten musste auf die Beimischung von LNG zurückgegriffen werden. In Spitzenzeiten musste dabei bis zu 15 % des Gesamtabsatzes mit LNG abgedeckt werden. Hingegen sind bis dato noch keine Anlagenausfälle aufgetreten, die den LNG-Einsatz als Backup notwendig gemacht hätte.

Trotz dieses temporären Nachfrageüberhangs möchte man das „Roll-Out“ der getrennten Sammlung der biogenen Abfälle nicht wesentlich beschleunigen, da man unter allen Umständen die Situation vermeiden möchte, dass es durch eine zu wenig gut vorbereitete Einführung des getrennten Sammelsystems zu negativen Erfahrungen der Bürger mit diesem kommt.



Abbildung 139: Biogastrailer Eskilstuna (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)

5.13.12 Grundsätze der Preisgestaltung

Langfristiges Ziel der Kommune ist es, Biogas bezogen auf den Energiegehalt um 20 % günstiger als Benzin anzubieten. Tatsächlich wurde jedoch der Abgabepreis seit drei Jahren nicht verändert und liegt mit 8,75 SEK je Nm³ inklusive der 25 %-igen Umsatzsteuer (7,0 SEK je Nm³ exkl. USt.) deutlich darunter.

Damit wird das Biogas in Eskilstuna erheblich günstiger als etwa in Stockholm oder den meisten anderen Städten der Region angeboten. Von Seiten der Verantwortlichen wird dieser niedrige Abgabepreis als Fördermaßnahme angesehen, um möglichst viele private Fahrzeughalter zum Umstieg auf Biogas zu motivieren.

5.13.13 Einbindung der Stakeholder

Da der Projektträger Eskilstuna Energi och Miljö AB neben der Strom- und Wärmeversorgung und sonstigen kommunalen Dienstleistungen auch für die Abwasser- und

Abfallentsorgung verantwortlich ist, sind praktisch alle wichtigen Stakeholder (Kläranlagenbetreiber, Rohstofflieferanten, etc.) durch das Unternehmen selbst abgedeckt.

Obwohl die kommunale Busflotte nicht selbst betrieben, sondern deren Betrieb für jeweils drei Jahre ausgeschrieben wird, kann der Biogasabsatz durch Auflagen in den Verträgen mit der privaten Betreibergesellschaft sichergestellt werden.

5.13.14 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Investitionskosten und Finanzierung

Die Entsorgung von Hausmüll ist in Schweden, ebenso wie die kommunale Fernwärmeversorgung, die Wasserversorgung und die Abwasserentsorgung, grundsätzlich ein Gemeindemonopol.

Die Kommune hat die Möglichkeit, diese Tätigkeit entweder durch einen gemeindeeigenen Betrieb selbst durchzuführen oder die Dienstleistung öffentlich auszuschreiben. In dem Fall, dass die Kommune bzw. ein kommunaler Betrieb diese Tätigkeit selbst ausübt, darf diese monopolistische Tätigkeit nicht gewinnorientiert sein und die Entsorgungstarife dürfen nicht höher als die tatsächlichen Kosten angesetzt werden.

Die Entsorgung und Verwertung von gewerblichen Abfällen unterliegt hingegen nicht dem Gemeindemonopol und den diesbezüglichen Vorschriften. Die strategische Zielrichtung des gemeindeeigenen Betriebes ist es, Gewerbemüll sowohl aus der eigenen wie aus umliegenden Gemeinden abzunehmen, um mit den in diesen Fällen frei zu vereinbarenden Entsorgungsentgelten die Entsorgungsgebühren für die Haushalte soweit als möglich bezuschussen zu können. In steuerlicher Hinsicht ist der Betrieb daher in einen monopolistischen und nicht monopolistisch geführten Betrieb getrennt.

Es ist geplant, die Biomethanproduktion von Jahr zu Jahr laufend zu steigern. Bis zum Jahr 2011 soll diese auf 2,2 Mio. Nm³ ansteigen und dann bereits die gesamte Busflotte (dzt. 39 Busse) mit Biogas betrieben werden.

Die zusätzlichen Mengen an Rohstoffen sollen einerseits durch die Ausweitung der getrennten Sammlung, andererseits durch die vermehrte Übernahme von Gewerbemüll aus anderen Kommunen, aufgebracht werden. In Abbildung 140 ist die geplante Biomethanproduktion, aufgeschlüsselt nach Rohstoffherkunft, dargestellt.

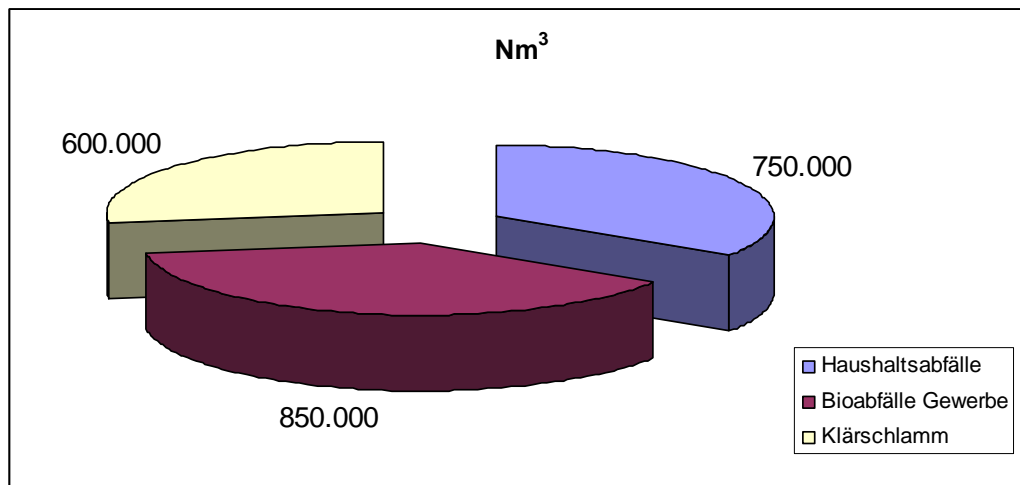


Abbildung 140: Geplante Biomethanproduktion für 2011 aufgeschlüsselt nach Rohstoffquellen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Zahlen der Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Investitionskosten

In die Biomethanproduktion in Eskilstuna wurden insgesamt 32 Mio. SEK investiert. Dieser Betrag beinhaltet die Investitionskosten für die Methanaufbereitungsanlage, die Biomethanpipeline, den Hochdruckspeicher inklusive der Kompressoren, die Betankungsanlagen und das LNG-Backup.

Grundsätzlich wurde bei den Investitionsentscheidungen Wert auf größtmögliche Sicherheit, d.h. auf redundante Auslegung der wichtigen Anlagenkomponenten, gelegt. Dies war keine wirtschaftliche, sondern eine politische Grundsatzentscheidung, da man keine negative Einstellung der Bevölkerung aufgrund möglicher technischer Pannen riskieren wollte. Im Zweifel wurden daher etwas höhere Investitionskosten in Kauf genommen. So sind etwa die Kompressoren vollständig redundant ausgeführt (2 Hochdruckkompressoren, 2 Niederdruckkompressoren).

Bis auf die Anfangsphase sind keine größeren technischen Probleme aufgetreten. Insbesondere die Methanaufbereitung funktioniert klaglos im Dauerbetrieb. Die größten

Schwierigkeiten gab es bei der Tankstellenausrüstung. Obwohl es sich durchwegs um Garantiefälle (z.B. Dichtungen) handelte, hat die Ersatzteilbeschaffung zu Stillständen in der Betankungsanlage und Verärgerung der betroffenen Fahrzeughalter geführt.

Der Investitionsplan sieht für die nächsten Jahre weitere 75 Mio. SEK für die Erweiterung der Infrastruktur vor. Mit diesen Investitionen soll das am Deponiestandort anfallende Deponiegas gereinigt und in die bereits vorhandene Treibstoffinfrastruktur eingebunden werden.

Weiters sollen eine Rohgas- wie eine Produktgasleitung zwischen Kläranlage und Deponiegelände verlegt und die getrennte Vergärung von Klärschlamm und biogenem Brei ermöglicht werden.

Finanzierung

Im Unterschied zu von privaten Betreibern errichteten und finanzierten Biogasprojekten erfolgt die Finanzierung der Investitionen in Eskilstuna nicht über eine Fremdfinanzierung, sondern wird vollständig über die Muttergesellschaft (Holding) bzw. den kommunalen Eigentümer sichergestellt. Daher fallen bei der Betreibergesellschaft keine Fremdfinanzierungskosten an.

5.13.15 Grundsätzliches zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Im Unterschied zu privaten Investitionsprojekten werden die Erträge aus der unternehmerischen Tätigkeit nicht zur Ausschüttung von Gewinnanteilen oder Dividenden verwendet, sondern zur Stützung der Abfallentsorgungsentgelte für die Haushalte.

Aufgrund dieser spezifischen Situation eines nicht gewinnorientierten Betriebes wurde die Wirtschaftlichkeit der Investitionen in die Biomethanherzeugung mittels folgender Schritte analysiert und beurteilt:

1. Erhebung und Analyse der Kostenstruktur auf Basis der internen Kostenrechnung der Betreibergesellschaft

2. Erweiterung der Kostenrechnung unter Berücksichtigung der vermiedenen Entsorgungsentgelte (inkl. Ermittlung der Gewinnmarge)
3. Berechnung der Gesamtrendite (IRR- Internal Rate of Return) der Zusatzinvestitionen über die gesamte Anlagennutzungsdauer
4. Szenarienanalyse, Darstellung der Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von unterschiedlichen Parametern (Investitionsvolumen, Entwicklung von Treibstoffpreisen, Betriebskosten, Auslastung, etc.)

Abschließend werden die unterschiedlichen Handlungsoptionen für einen kommunalen Betreiber (d.h. Umsetzung als kommunales Eigenprojekt oder alternativ gemeinsam mit einem privaten Unternehmer, z. B. in Form einer Public-Private-Partnership), miteinander verglichen.

5.13.16 Erhebung und Analyse der Kostenstruktur auf Basis der internen Kostenrechnung

Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit wurden die Kostenpositionen aus der internen Kostenrechnung der Betreibergesellschaft erhoben. Diese Zahlen entsprechen den Budgetzahlen für das Jahr 2010, die aufgrund der tatsächlichen Kosten der Vorjahre festgelegt wurden und in Abbildung 141 dargestellt sind.

Auf Basis von jährlichen Betriebskosten von 9,6 Mio. SEK und jährlichen Abschreibungen von 2,88 Mio. SEK belaufen sich, bei einer verkauften Biomethanmenge von 1,5 Mio. Nm³, die spezifischen Kosten des Biomethans auf 8,33 SEK/Nm³. Da diese deutlich höher sind als der Abgabepreis¹⁷² von 7 Cent/Nm³, müsste auf Basis dieser Zahlen die Biomethanproduktion als Aktivität mit negativem Deckungsbeitrag angesehen werden.

¹⁷² Exklusive Umsatzsteuer

Kostenrechnung Biomethanproduktion Eskilstuna		
Rohstoffe, Materialien, Betriebsmittel	4.859.000	SEK
Energie und Wasser	1.309.000	SEK
Kosten für Büro und andere Gebäude	1.018.000	SEK
Personalkosten	1.031.000	SEK
GWG, Verbrauchsmaterialien	269.500	SEK
Wartung und Reparaturen	455.000	SEK
Klärschlammabeseitigung, Analysen	440.000	SEK
Sonstige Kosten	238.500	SEK
Lfd. Betriebskosten gesamt (vor Abschreibungen)	9.620.000	SEK
Abschreibungen	2.880.032	SEK
Summe Kosten	12.500.032	SEK
Berechnung spezifischer Kosten		
Biomethanmenge	1,50	Mio Nm ³
Kosten	8,33	SEK/Nm³

Abbildung 141: Kostenrechnung der Methanproduktion in Eskilstuna (Datenquelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)

Dieser scheinbar negative Deckungsbeitrag relativiert sich jedoch, wenn zwei wesentliche Aspekte berücksichtigt werden:

1. Verkaufspreis

Der Verkaufspreis¹⁷³ von 7 SEK/Nm³ ist bewusst niedrig gehalten und wurde seit 3 Jahren nicht erhöht. Er ist deutlich geringer als in den Nachbargemeinden oder in den Regionen Stockholm und Göteborg. So ist etwa der Verkaufspreis¹⁷⁴ des Biogasdistributors Fordonsgas mit 10 SEK/Nm³ erheblich höher als die obig ermittelten Gestehungskosten. Bei gleichen Verkaufspreisen wie an den Tankstellen der Fordonsgas wäre die Biomethanproduktion bereits nach obiger Kostenrechnung mit einer Gewinnmarge von 16,7 % vom Verkaufspreis klar positiv.

¹⁷³ Verkaufspreise werden folgend jeweils exklusive der 25 %-igen Umsatzsteuer angegeben.

¹⁷⁴ Preisabfrage auf www.fordonsgas.se vom 20. November 2009 um 10 h 45

2. Entsorgungsentgelte

In der internen Kostenrechnung wurden keine Entsorgungsentgelte berücksichtigt. Vielmehr sind in dieser Kostenrechnung in der Kostenposition „Rohstoffe, Materialien und Betriebsmittel“ Kosten für Rohstoffe anstatt lukrierte Entsorgungsentgelte angesetzt worden. De facto handelt es sich dabei um eine Quersubvention der Müllentsorgungsgebühren.

Bei Berücksichtigung realer Marktpreise für die Entsorgung biogener Abfälle sind die ermittelten Produktionskosten deutlich niedriger. Im folgenden Abschnitt 5.13.17 werden daher unterschiedliche Rohstoffkosten und Herangehensweisen für deren Berechnung diskutiert.

5.13.17 Berücksichtigung von vermiedenen Entsorgungsentgelten in der Kostenrechnung

Grundsätzlich muss bei Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Biomethanproduktion berücksichtigt werden, welche zusätzlichen Entsorgungskosten anfallen würden, wenn die biogenen Abfälle wie zuvor¹⁷⁵ zusammen mit dem Restmüll entsorgt werden müssten¹⁷⁶.

In diesem Fall würde, ebenso wie in jenen Stadtteilen, die noch nicht an das getrennte Abfallsystem angeschlossen sind, der biogene Abfall gemeinsam mit dem Restmüll entsorgt werden, in die Nachbargemeinde verbracht und in der dortigen Müllverbrennungsanlage verwertet. Diese vermiedenen Kosten (Gebühren an die Nachbargemeinde, inklusive Transportkosten) belaufen sich auf rd. 550 SEK je Tonne.

Die Kosten der Deponierung eignen sich hingegen nicht als Referenzwert. Zu einem ist vor Ort keine freie Deponiekapazität mehr vorhanden, zum anderen wäre die Deponierung aufgrund der steuerlichen Situation (Deponiesteuer) teurer als die Verbrennung.

¹⁷⁵ D.h. vor dem Jahr 2006

¹⁷⁶ Bzw. sonstige, kostengünstigere Entsorgungs- oder Verwertungsmöglichkeit für die biogenen Abfälle.

De facto werden durch die interne Verrechnung von Rohstoffkosten, anstatt vermiedene Entsorgungsentgelte zu berücksichtigen, die Abfallgebühren für die Bevölkerung subventioniert. Diese können auch als eine Art „verdeckte“ Gewinnausschüttung gesehen werden, die in diesem Fall jedoch sowohl rechtlich wie steuerlich unproblematisch ist.

So werden neben den rd. 3.200 Tonnen biogenen Breies aus der Mülltrennungsanlage jährlich zusätzlich etwa 3.000 Tonnen an flüssigen bzw. pumpfähigen Materialien (Speiseöle, Fette, Speiseeis, etc.) direkt angeliefert und beigemischt, für die keinerlei Verarbeitung notwendig ist. Auch für diese Materialien werden in der internen Kostenrechnung dem Kläranlagenbetrieb (bzw. der Biomethanproduktion) Rohstoffkosten angelastet, obwohl in einer Gesamtbetrachtung nicht unerhebliche Entsorgungsentgelte lukriert werden können.

Zur Veranschaulichung der Abhängigkeit der Gesamtwirtschaftlichkeit der Biomethanproduktion von diesen internen Verrechnungspreisen wurden folgend die spezifischen Kosten bei unterschiedlichen Verrechnungspreisen für die Entsorgungsentgelte ermittelt.

Im ersten betrachteten Fall wurden bei der Kostenrechnung zwar keine Entsorgungsentgelte berücksichtigt, aber zumindest keine Rohstoffkosten verrechnet, die in der internen Kostenrechnung mit immerhin 1,7 Mio. SEK einen bedeutenden Kostenblock ausmachen¹⁷⁷.

In diesem Fall sinken die spezifischen Kosten pro Nm³ Biomethan von 8,33 SEK auf 7,20 SEK und sind damit nur mehr geringfügig über dem aktuellen Abgabepreis. Bei einem marktgerechteren Abgabepreis von 10 SEK/Nm³ würde die Gewinnmarge bereits 28 % betragen.

Im zweiten betrachteten Fall wurden zwar keine vermiedenen Entsorgungsentgelte für den angelieferten biogenen Brei angesetzt. Allerdings wurden für jene flüssigen und pumpfähigen Stoffe, die direkt angeliefert und zum biogenen Brei dazu gemischt werden, Entsorgungsentgelte berücksichtigt. Für diese 3.000 Tonnen angelieferten Materialien (Fette, Öle, Speiseeis, etc.) werden 550 SEK/Tonne an Entsorgungsentgelten angesetzt. In diesem Fall würden zusätzliche 1,65 Mio. SEK an Erlösen lukriert, was zu spezifischen

¹⁷⁷ Die Rohstoffkosten sind in der Position „Rohstoffe, Materialien, Betriebsmittel“ enthalten.

Kosten von 6,1 SEK/Nm³ Biomethan führt. Die Gesteungskosten liegt damit bereits deutlich unter dem marktüblich niedrigen Abgabepreis in Eskilstuna. Bei einem Verkaufspreis in gleicher Höhe wie bei den Tankstellen von Fordonsgas würde dies - bezogen auf diesen Verkaufspreis - bereits eine Gewinnmarge von 39 % ergeben.

Im dritten betrachteten Fall wurde angenommen, dass sowohl für die direkt angelieferten Materialien wie für den biogenen Brei Entsorgungsentgelte in gleicher Höhe lukriert werden können. Dieses würde Zusatzerlöse von jährlich 3,41 Mio. SEK bedeuten und zu spezifischen Kosten von 4,93 SEK/Nm³ Biomethan führen, was wiederum bezogen auf den Verkaufspreis an den Tankstellen der Fordonsgas, einer Gewinnmarge von 51 % entsprechen würde.

Die jeweils ermittelte Höhe der Gewinnmarge für die betrachteten unterschiedlichen Fälle sind in Tabelle 68 tabellarisch aufgelistet. Aus diesem Vergleich wird der wesentliche Einfluss der Höhe der (vermiedenen) Entsorgungsentgelte bzw. der Rohstoffkosten auf die Wirtschaftlichkeit deutlich¹⁷⁸.

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Aktueller Abgabepreis in Eskilstuna (7 Cent/Nm ³)	-3%	+ 13%	+30%
Marktüblicher Abgabepreis (10 Cent/Nm ³)	+28%	+39%	+51%

Tabelle 68: Mögliche Gewinnmarge bei unterschiedlichen Entsorgungsentgelten bzw. Abgabepreisen (Quelle: eigene Berechnungen)

¹⁷⁸ Die Gewinnmarge als statische Betrachtung der aktuellen Kosten- und Erlösstruktur ist jedoch nicht direkt mit der im Rahmen einer dynamischen Investitionsrechnung ermittelten Gesamttrendite über die gesamte Projektlaufzeit vergleichbar (siehe Abschnitt 5.13.18). So haben sowohl der in der Kostenrechnung implizit festgelegte Abschreibungszeitraum als auch die angenommenen Indexierungen einen erheblichen Einfluss auf die Höhe von Gewinnmarge bzw. Gesamttrendite.

5.13.18 Berechnung der Rendite über die gesamte Anlagennutzungsdauer

Zur Ermittlung der Gesamrendite über Anlagennutzungsdauer und die Beurteilung der Gesamtwirtschaftlichkeit wird die Interne-Zinsfuß-Methode verwendet. Dieses Berechnungsverfahren der dynamischen Investitionsrechnung ermöglicht es, aus der Anfangsinvestition und den zu erwartenden zukünftigen Erträgen (Cash-Flows) auch bei schwankenden oder unregelmäßigen Zuflüssen eine jährliche mittlere Rendite (englisch: IRR – Internal Rate of Return) zu ermitteln.

Folgende Zahlen und Annahmen liegen den folgenden IRR-Berechnungen zugrunde:

- Die Kläranlagenfermenter sind bereits vollständig abgeschrieben. Lediglich die Zusatzinvestitionen für die Co-Fermentation, Methanaufbereitung, Distributions- und Betankungsinfrastruktur etc. werden in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt.
- Anlagennutzungsdauer von 15 Jahren für die Erweiterungsinvestitionen; Restwert wird mit Null angesetzt.
- Die geplanten Erweiterungsinvestitionen (z. B. Deponiegasaufbereitung) werden aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Investitions- bzw. Betriebskosten in dieser Zukunftsbetrachtung nicht berücksichtigt. Die Menge an produziertem Biomethan wird vielmehr über die Nutzungsdauer als unverändert angenommen.
- Basis der Kosten- und Erlösstruktur sind die Planzahlen für das Jahr 2010
- Indexierung der Betriebskosten wurde mit 1 % angesetzt (Inflationsausgleich)
- Es wird eine (lediglich sehr geringe) jährliche Anhebung der Treibstoffpreise von 2 % p.a. angenommen. Die Indexierung eventueller Entsorgungsentgelte wird ebenfalls mit 2 % angesetzt.

Die Berechnung des IRR aus diesem Zahlenmaterial ergibt, über eine Nutzungsdauer der Investition von 15 Jahren betrachtet, eine mittlere jährliche Rendite (vor Steuer) von – 1,9 %, wenn von negativen Entsorgungserlösen bzw. verrechneten Rohstoffkosten

(Quersubvention der Müllgebühren) sowie dem marktunüblich niedrigen Abgabepreis für Treibstoff ausgegangen wird.

Im Falle eines realistischeren Szenarios, in dem zwar keine Entsorgungsentgelte lukriert, aber zumindest keine Rohstoffkosten anfallen, würde der IRR trotz der niedrigen Abgabepreise für das Biomethan mit + 6,6 % bereits klar positiv sein. Bei einer Anpassung der Preise auf das Marktniveau¹⁷⁹ steigt der IRR sogar auf + 23,8 % an. Die Cash-Flows als Basis der IRR-Berechnung für den letzteren Fall sind in Abbildung 142 dargestellt.

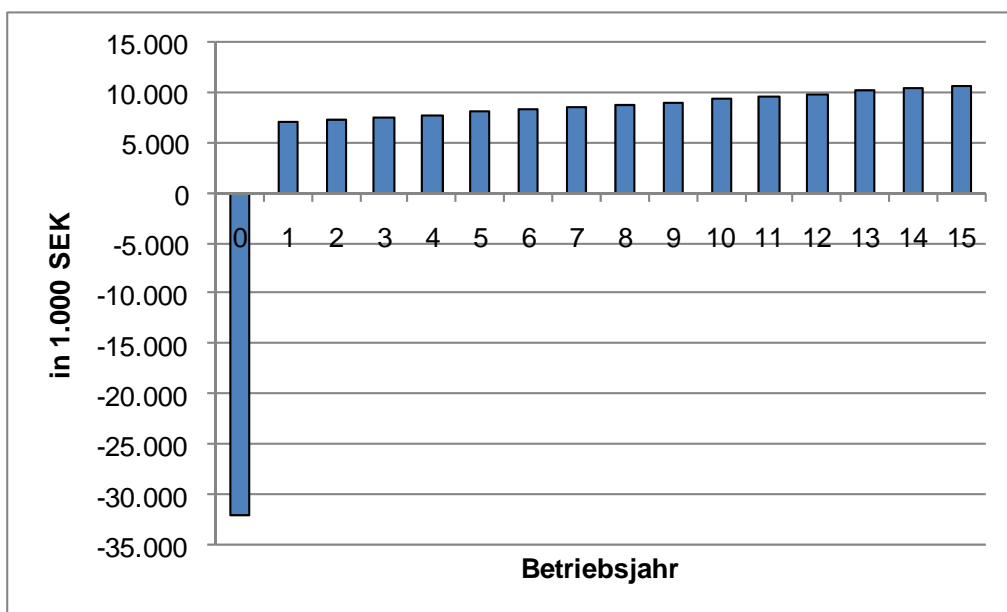


Abbildung 142: Cash-Flows des Biomethanprojektes in Eskilstuna (Quelle: eigene Berechnungen)

Es ist ergänzend anzumerken, dass es sich bei der berechneten Rendite um die Vor-Steuer-Rendite handelt und dass eventuelle Sondereffekte der Finanzierungsstruktur dabei nicht berücksichtigt werden. Insbesondere kann die Eigenkapitalrendite durch den Leverage-Effekt einer Fremdfinanzierung deutlich gesteigert werden. Dies ist jedoch nur dann möglich, falls die Fremdkapitalzinsen niedriger als der ermittelte interne Zinsfuß sind.

¹⁷⁹ 10 SEK/Nm³ Biomethan; Preisabfrage auf www.fordonsgas.se vom 20. November 2009 um 10 h

Zusätzlicher Vorteil der Verwendung von Fremdkapital in einem gewinnorientiertem Betrieb wäre, dass es aufgrund der steuerlichen Absetzbarkeit der Fremdkapitalzinsen zu einer zusätzlichen Verbesserung der Nach-Steuer-Rendite kommt.

Im folgenden Abschnitt wird analysiert, wie sich die Rendite verändert, wenn wesentliche der oben angeführten Parameter variiert werden.

5.13.19 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Sensitivitätsanalysen

Ziel der folgenden Sensitivitätsanalysen ist es, die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Parametern wie Höhe und Entwicklung der Entsorgungsentgelte, Investitionssumme oder angenommenen Preis- bzw. Kostensteigerungen (Indexierungen) zu bestimmen.

5.13.19.1 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Höhe und Entwicklung der Entsorgungsentgelte

Wie bereits in den vorherigen Abschnitten analysiert, ist die Wirtschaftlichkeit in hohem Maße von der Höhe der Entsorgungsentgelte bzw. intern verrechneten Rohstoffkosten abhängig. Während bei den derzeit intern verrechneten Rohstoffkosten und den künstlich niedrig gehaltenen Abgabepreisen die Gesamtrendite negativ ist, steigt diese selbst ohne lukrierte Entsorgungsentgelte, aber ohne Verrechnung von Rohstoffkosten und unter Ansatz von aktuellen Marktpreisen für das Biomethan auf eine Gesamtrendite von über 20 % an. Die Biomethanproduktion in Eskilstuna könnte unternehmerisch sehr profitabel geführt werden. Die marktüblich gezahlten bzw. verrechneten Rohstoffkosten und künstlich niedrig gehaltenen Treibstoffpreise können als - im nichtunternehmerischen Bereich rechtlich und steuerlich unproblematische - verdeckte Gewinnausschüttungen angesehen werden.

Zur Veranschaulichung der Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit der Biomethanproduktion von diesen internen Verrechnungspreisen wurde die Gesamtrendite bei unterschiedlichen Verrechnungspreisen für die Entsorgungsentgelte ermittelt. Folgende Fälle wurden betrachtet:

Keine Kostenverrechnung für den übernommenen biogenen Brei, Entsorgungsentgelte für die sonstigen, direkt übernommenen Abfallstoffe

In diesem Fall werden für den angelieferten biogenen Brei weder vermiedene Entsorgungsentgelte noch Rohstoffkosten angesetzt. Lediglich für jene flüssigen oder pumpfähigen Stoffe, die direkt angeliefert und zum biogenen Brei dazu gemischt werden können, werden Entsorgungsentgelte berücksichtigt. Für diese 3.000 Tonnen angelieferten Materialien (Fette, Öle, Speiseeis, etc.) werden 550 SEK/Tonne an Entsorgungsentgelten angesetzt. In diesem Fall könnten zusätzliche 1,65 Mio. SEK an Erlösen lukriert werden.

Bei Berücksichtigung dieser Zusatzentgelte würde, selbst bei dem derzeitigen unter dem Marktpreis befindlichen Abgabepreis, die Gesamtrendite bereits auf 13,5 % ansteigen. Bei Berechnung der Gesamtrendite unter Zugrundelegung eines marktüblichen Preises würde diese sogar auf 29,3 % ansteigen.

Entsorgungsentgelte für die gesamte Menge an biogenen Abfällen

Im diesem Fall wird angenommen, dass sowohl für die direkt angelieferten Materialien wie für den biogenen Brei Entsorgungsentgelte in gleicher Höhe lukriert werden können. Dies würde Zusatzerlösen von jährlich 3,41 Mio. SEK entsprechen.

Bei Berücksichtigung dieser Zusatzentgelte würde, selbst bei dem derzeitigen unter Marktpreis befindlichen Abgabepreis, die Gesamtrendite auf 20,0 % ansteigen. Bei Berechnung der Gesamtrendite unter Zugrundelegung eines marktüblichen Preises würde diese sogar auf 35,0 % ansteigen.

5.13.19.2 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Investitionskosten

Speziell bei Biomethanprojekten mit Co-Fermentation von biogenen Abfällen und Klärschlamm, bei denen die bereits vorhandene Infrastruktur adaptiert oder erweitert wird, ist von Fall zu Fall von stark unterschiedlichen Investitionskosten auszugehen.

Es wurde daher die Gesamtrendite sowie die Renditeänderung für jeweils höhere oder niedrigere Investitionskosten berechnet und die Ergebnisse in Tabelle 69 zusammengefasst. Die Abhängigkeit der Gesamtrendite von den Investitionskosten ist in Abbildung 143 auch

graphisch dargestellt. Bei dieser Sensitivitätsanalyse ist von einem Abgabepreis für den Treibstoff von 10 SEK/Nm³ und keinen Entsorgungserlösen oder Rohstoffkosten ausgegangen worden.

Änderung der Investitionskosten	Gesamtrendite (IRR)	Änderung des IRR in %-Punkten
-50%	47,1 %	+23,4%
-25%	31,8%	+8,1%
-10%	26,5%	+2,8%
0%	23,8%	0%
+10%	21,5%	-2,3%
+25%	18,6%	-5,2%
+50%	14,9%	-8,8%
+100%	9,9%	-13,9%

Tabelle 69: Abhängigkeit der Gesamtrendite von den Investitionskosten (Quelle: eigene Berechnungen)

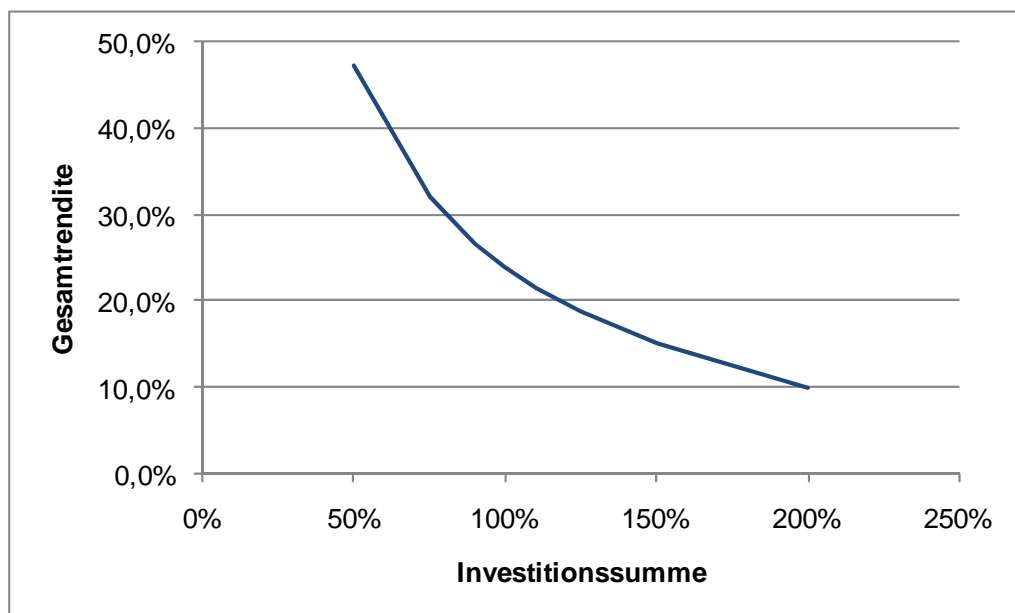


Abbildung 143: Gesamtrendite in Abhängigkeit von den Investitionskosten (Quelle: eigene Berechnungen)

Klarerweise wird die Gesamtrendite bei geringeren Investitionskosten immer höher. Bereits bei einer durchaus möglichen Kostenreduktion um 25 % würde die Gesamtrendite auf über 30 % ansteigen.

Umgekehrt sinkt bei höheren Investitionskosten die Gesamtrendite. Allerdings ist unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit auch bei deutlich höheren Investitionskosten noch gegeben. Die Gesamtrendite liegt selbst bei doppelt so hohen Investitionskosten immerhin noch bei annähernd 10 %.

5.13.19.3 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Anlagennutzungsdauer

Es wurde die jeweilige Gesamtrendite sowie die Renditeänderung für den Fall einer unterschiedlichen Anlagennutzungsdauer berechnet. Dabei wurden die gleichen Festlegungen für den Verkaufspreis und die Entsorgungsentgelte wie im vorherigen Abschnitt getroffen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 70 zu sehen.

Anlagennutzungsdauer	Gesamtrendite (IRR)	Änderung des IRR in %-Punkten
5 Jahre	5,6%	-18,2%
6 Jahre	11,1%	-12,7%
7 Jahre	14,8%	-9,0%
8 Jahre	17,4%	-6,4%
9 Jahre	19,2%	-4,5%
10 Jahre	20,6%	-3,2%
13 Jahre	23,0%	-0,8%
15 Jahre	23,8%	0%
17 Jahre	24,3%	+0,5%
20 Jahre	24,7%	+0,9%

Tabelle 70: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Berechnungen)

Obwohl die Gesamtrendite klarerweise von der Anlagennutzungsdauer abhängig ist, ist diese Abhängigkeit im Bereich von 10 bis 20 Jahren Nutzungsdauer nicht dramatisch. So sinkt diese bei einer Verkürzung der Anlagennutzungsdauer von 15 auf 10 Jahre lediglich

um 3,2 % auf knapp über 20 % ab. Umgekehrt bewirkt eine längere Anlagennutzung von 20 Jahren einen nur geringen Renditeanstieg auf 24,7 %.

Bei kürzerer Anlagennutzung von unter 10 Jahren sinkt die Gesamtrendite jedoch relativ stark ab und beträgt bei 5 Jahren nur mehr 5,6 % bzw. wäre bei 4 Jahren bereits negativ. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen sind graphisch in Abbildung 144 dargestellt.

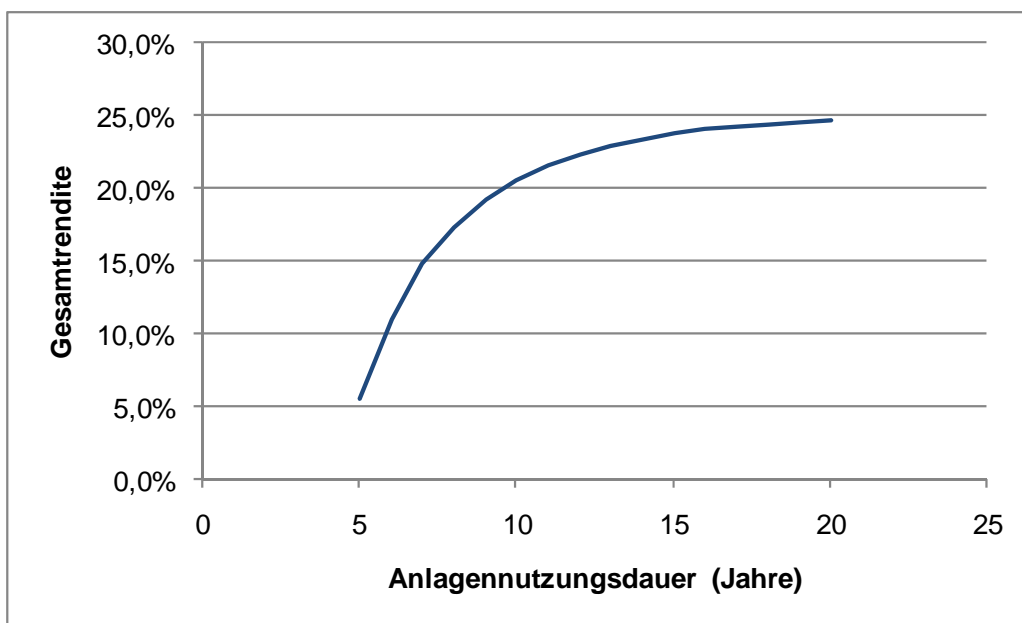


Abbildung 144: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Darstellung)

5.13.19.4 Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten

Es wurde die jeweilige Gesamtrendite sowie die Renditeänderung in Prozentpunkten für den Fall einer unterschiedlichen Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten berechnet. Für Abgabepreis und Entsorgungsentgelte wurden die gleichen Festlegungen getroffen wie in den vorherigen Abschnitten. Die Ergebnisse sind in Tabelle 71 zu sehen.

Dabei zeigt sich, dass die Gesamtrendite, aufgrund der absoluten Höhe dieser Posten in der Wirtschaftlichkeitsrechnung, merkbar stärker von der prozentuellen Steigerung oder vom Rückgang der Treibstoffpreise abhängig ist, wie vom Anstieg oder Rückgang der Betriebskosten.

Die Gesamtrendite ist, selbst in dem unwahrscheinlichen Fall eines kontinuierlichen Rückganges der Treibstoffpreise um jährlich 2 %, noch immer als attraktiv anzusehen. Bei einem eher wahrscheinlichen stärkeren Anstieg der Treibstoffpreise, wie im Referenzszenario angenommen, wäre die Rendite hingegen dementsprechend höher und beträgt bei einer jährlichen 5 %-igen Steigerung der Treibstoffpreise bereits knapp unter 30 %.

Jährlicher Anstieg der Treibstoffpreise	Jährlicher Anstieg der Betriebskosten	Gesamtrendite (IRR)	Änderung des IRR in %-Punkten
-2%	1%	14,8%	-9,0%
0%	0%	20,8%	-3,0%
1%	1%	21,8%	-2,0%
2%	1%	23,8%	0%
2%	2%	22,7%	+1,1%
5%	1%	29,1%	+5,3%
5%	2%	28,3%	+4,5%

Tabelle 71: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten (Quelle: eigene Berechnungen)

5.13.19.5 Abhängigkeit der Rendite von der zeitlichen Entwicklung des Treibstoffabsatz (Absatzes)

In den bisherigen Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass die Anlage bereits im ab ersten Betriebsjahr die volle Erzeugungskapazität an Biomethan absetzen kann.

Folgend wurde die Wirtschaftlichkeit für mehrere Szenarien gerechnet, in denen die Anlage im ersten Betriebsjahr nur teilweise ausgelastet ist und es einige Zeit erfordert, bis Vollauslastung erreicht werden kann. Dabei wurde (konservativ) angenommen, dass sich die Anlagennutzungsdauer dabei nicht verändert. Die Betriebskosten wurden proportional zum Treibstoffabsatz angenommen. Ansonsten wurden die gleichen Festlegungen wie in den vorherigen Abschnitten getroffen.

In allen vier berechneten Szenarien wurde angenommen, dass eine bestimmte minimale Basisauslastung durch den Projektbetreiber oder sonstige involvierte Stakeholder (z.B.

Flottenbetreiber) bereits zu Projektbeginn sichergestellt werden kann (10, 20 oder 50 % der maximalen Kapazität).

Während im ersten – ungünstigsten – Fall von einer Vollauslastung erst zu Ende der Anlagennutzung ausgegangen wird, wird in den weiteren Szenarien ein Erreichen der Vollauslastung im 3. bzw. im 5. Betriebsjahr angenommen. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 72 zu sehen.

Während im ersten Szenario, falls Vollauslastung erst am Ende der Anlagennutzung erreicht wird, die Gesamrendite auf 9,2 % und damit auf weniger auf die Hälfte absinkt, ist die Reduktion der Gesamrendite in den anderen Fällen weniger dramatisch. Je nach Grundauslastung im ersten Betriebsjahr und Zeitspanne bis zum Erreichen der Vollauslastung beträgt die Rendite zwischen 17,2 % und 20,8 %. In allen Szenarien der zeitlichen Entwicklung des Treibstoffabsatzes kann die Gesamrendite jedoch als wirtschaftlich attraktiv angesehen werden.

Auslastung im 1. Betriebsjahr	Linearer Anstieg der Auslastung bis zur Vollauslastung im	Gesamrendite (IRR)	Änderung des IRR in %-Punkten
10%	15. Betriebsjahr	+9,2%	-14,6%
20%	5. Betriebsjahr	+17,2%	-6,6%
50%	5. Betriebsjahr	+19,4%	-4,4%
50%	3. Betriebsjahr	+20,8%	-3,0%
100%	-	+23,8%	0%

Tabelle 72: Abhängigkeit der Gesamrendite von der Entwicklung des Treibstoffabsatzes (Quelle: eigene Berechnungen)

5.13.20 Geplante Anlagenerweiterung und weitere Optimierungspotentiale in Eskilstuna

In den nächsten Jahren wird der Schwerpunkt der Aktivitäten des Betreibers des Biomethanprojektes in Eskilstuna auf der laufenden Steigerung des Inputmaterials und der Sicherstellung und Optimierung des Normalbetriebes liegen.

Zusätzlich ist die Optimierung der Methanausbeute angedacht (z. B. Optimierung des Zumischverhältnisses, Verwendung von Aufschlussverfahren wie Thermodruckhydrolyse oder ähnliches). Als erster Schritt werden die Fermenter getrennt instrumentiert (Messung von Prozessgrößen wie Methangehalt u.a.), um Optimierungsversuche durchführen zu können.

Weiters wird die Integration von gereinigtem Deponiegas in die Treibstoffinfrastruktur geprüft, da dieses auf der inzwischen stillgelegten Deponie in Lilla Nyby ohnehin eingesammelt wird. Die 74 Gasbrunnen sind mit 30 km Gasleitung miteinander verbunden und sammeln täglich 10.000 m³ Deponiegas bei einem Methangehalt von 50 % ein. Dieses wird derzeit über eine Gasleitung zum nächstgelegenen Stadtteil geleitet, wo Strom und Wärme erzeugt wird. Der erzeugte Strom wird dann in das öffentliche Netz eingespeist.

Eine erste Wirtschaftlichkeitsrechnung hat ergeben, dass die Treibstoffherzeugung finanziell deutlich attraktiver wäre. Derzeit werden kryogene Verfahren auf ihre Praxistauglichkeit evaluiert. Man geht davon aus, dass sich eine solche Investition innerhalb weniger Jahre amortisieren sollte.

5.13.21 Schlussfolgerungen, Analyse der Handlungsoptionen für kommunale Betreiber

- Bei Nutzung vorhandener Infrastruktur kann die Biomethanproduktion hoch wirtschaftlich sein. Dies ist jedoch stark von den lokalen Voraussetzungen (notwendige bauliche Maßnahmen, Höhe der Entsorgungsentgelte) abhängig.
- Die Trennlinie zwischen Kläranlagenbetrieb, Entsorgungsbetrieb und Biomethanproduktion ist bei kommunalen Projekten nur schwer zu ziehen. Abhängig von den internen Verrechnungspreisen können Müll- oder Abwassergebühren durch die Biomethanproduktion quersubventioniert werden.
- Die errechneten hohen Renditen sind lediglich daher möglich, da ein großer Teil der nötigen Infrastruktur bereits vorhanden und über die Abwassergebühren der letzten

Jahrzehnte finanziert worden ist. Die Rendite bezieht sich daher nur auf die Wirtschaftlichkeit der Erweiterungsinvestitionen.

- Ein Kläranlagenbetreiber hat grundsätzlich drei Möglichkeiten hinsichtlich der Realisierung von Biomethanprojekten:
 - „Business as usual“
 - Eigenprojekt; wirtschaftlicher Ertrag, aber auch Risiko liegen beim kommunalen Betreiber
 - Joint-Venture Unternehmen und/oder Kooperation mit einem privaten Betreiber
- Bei vorhandener Infrastruktur und günstigen Rahmenbedingungen (geringe Umbaukosten, verfügbare Rohstoffe) ist die „business as usual“ Variante (= Verzicht auf die Umsetzung einer Biomethanprojektes) die wirtschaftlich am wenigsten attraktive Variante. Letztendlich werden vorhandene Potentiale und Kapazitäten auch weiterhin nicht genutzt, mit denen für die Kommune entweder zusätzliche Einnahmen lukriert werden oder die Entsorgungsgebühren (Abfall und/oder Abwassergebühren) quersubventioniert werden können.
- Die Variante des Eigenbetriebs ermöglicht die höchste Wertschöpfung für die Kommune, ist jedoch mit den höchsten wirtschaftlichen Risiken verbunden. Diese Handlungsoption setzt weiters voraus, dass das entsprechende technische und betriebswirtschaftliche Know-How in der Betreibergesellschaft entweder vorhanden ist oder aufgebaut wird. Weiters ist zu beachten, dass das richtige Verhandeln von Rohstofflieferverträgen ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit ist und sich diese Tätigkeit vom klassischen „Geschäft“ eines Kläranlagenbetreibers deutlich unterscheidet.
- Die letzte Variante ist eine Kompromissvariante und vor allem dann interessant, wenn der Joint-Venture Partner nicht nur finanzielle Mittel, sondern vor allem über Know-How entweder in der Gasaufbereitung oder in der Rohstoffbeschaffung verfügt. Naheliegende Partner in einem solchen Joint-Venture Unternehmen sind daher Gasversorger oder Entsorgungsbetriebe. Entscheidend für ein Funktionieren einer solchen Partnerschaft sind die vertraglichen Beziehungen und Trennlinien zwischen den einzelnen Betrieben bzw. Unternehmen.

6 Grobanalyse Biomethanprojekt Knittelfeld (Realitäts-Check, AP 4)¹⁸⁰

Anhand eines Realitäts-Checks wurde die Beispielrechnung eines möglichen Pilotprojektes durchgeführt, um die gewonnenen Ergebnisse in Hinblick auf eine konkrete Umsetzung in einer Modellregion auf Plausibilität und Praxistauglichkeit zu überprüfen.

Die Stadt bzw. Region Knittelfeld ist aus folgenden Gründen für die Grobanalyse (Realitäts-Check) ausgewählt worden:

Freie Faulraumkapazitäten

Aufgrund der Fermentergröße und der erst vor kurzem errichteten Übernahmestation für Co-Fermente stehen freie Faulraumkapazitäten für die Biomethanproduktion zur Verfügung, sodass für die zusätzliche Treibstoffherzeugung eine hohe Wirtschaftlichkeit erwartet wird.

Motivation des Kläranlagenbetreibers

Der Kläranlagenbetreiber hat bereits in der Vergangenheit viele innovative Projekte umgesetzt (Co-Fermentation, solare Schlamm Trocknung) und dafür unter anderem im Jahr 2006 den Umweltschutzpreis des Landes Steiermark verliehen bekommen. Die grundsätzliche Bereitschaft zur Umsetzung von neuen Projekten wurde daher als besonders hoch eingeschätzt.

Typische Größe der Kläranlage

Die kommunale Kläranlage in Knittelfeld ist von mittlerer Größe und damit beispielhaft für viele weitere Kläranlagen in Österreich.

¹⁸⁰ Soweit nicht anderweitig angegeben, wurden die Angaben, Zahlen und Daten dieses Abschnittes bei Vor-Ort Besuchen auf der Kläranlage bzw. in ergänzenden Telefongesprächen mit dem Betriebsleiter im Laufe des Jahres 2009 erhoben.

6.1 Die Stadt und der Bezirk Knittelfeld

Die Stadt Knittelfeld mit knapp 12.000 Einwohnern liegt in der Obersteiermark am östlichen Rand des Aichfeldes. Die Ursprünge der Stadt, die auf 645 m Seehöhe liegt, gehen bis in das 13. Jahrhundert zurück. Seit dem Jahr 1993 ist die Stadt auch Klimabündnisgemeinde.

Obwohl seit dem Niedergang der verstaatlichten Industrie viele Arbeitsplätze in der Region verloren gegangen sind, sind die Stadt und deren Umgebung noch immer stark durch den produzierenden Sektor geprägt. Größte Arbeitgeber sind die ÖBB, die Austria Email AG und die Obersteirische Molkerei. Ein deutlicher Anteil der Wohnbevölkerung muss jedoch in die Nachbarbezirke Leoben und Judenburg pendeln.

Die Stadt Knittelfeld ist zugleich Hauptstadt des gleichnamigen Bezirkes, in dem in 14 Gemeinden auf einer Fläche von 578 km² knapp 30.000 Menschen wohnen. Die größten Gemeinden neben der Bezirkshauptstadt sind Spielberg, Kobenz, Gaal, Sankt Margarethen, Seckau, Sankt Marein, Großlobming und Apfelberg.

6.2 Die Kläranlage in Knittelfeld

Die Anlage in Knittelfeld wurde in den Jahren 1979 bis 1983 errichtet und zunächst für eine Abbauleistung von 50.000 Einwohnerequivalenten dimensioniert. Später wurde sie um eine weitere Klärstufe erweitert und auf eine Kapazität von 70.000 Einwohnerequivalenten ausgebaut. Die Anlage, die in Abbildung 145 zu sehen ist, kann von seiner Bauart als typisch für Kläranlagen mittlerer Größe angesehen werden.

Derzeit gelangen pro Sekunde etwa 630 Liter Abwasser in die Anlage, in Spitzenzeiten sogar bis zu 20 Mio. Liter/Tag, und werden nach der erfolgten Reinigung in die vorbeifließende Mur geleitet.



Abbildung 145: Kläranlage in Knittelfeld (Quelle: New Energy)

Die Anlage arbeitet nach dem klassischen Verfahrensschema. Nach der mechanischen Vorreinigung durch ein Rechenwerk gelangen die Abwässer in einen Sand- und Fettfang und danach in das Vorklärbecken, der letzten Stufe der mechanischen Reinigung.

Die darauffolgende biologische Reinigungsstufe besteht aus zwei Belebungsbecken, die durch ein Zwischenbecken miteinander verbunden sind und in denen der Großteil der Reinigungsleistung geschieht. Im Nachklärbecken wird der Belebtschlamm größtenteils als Rücklaufschlamm in die Belebungsstufe rückgeführt. Ein kleiner Teil davon gelangt, gemeinsam mit dem Primärschlamm aus der mechanischen Reinigungsstufe, als Überschussschlamm in die Faultürme zur Fermentation und Erzeugung von Biogas. Dieses grundsätzliche Verfahrensschema wurde bereits in Abbildung 4 dargestellt und in Abschnitt 5.2.1 näher erläutert.

Betreiber der Kläranlage ist der Abwasserverband Knittelfeld und Umgebung, dem neben den Kommunen auch die größten industriellen bzw. gewerblichen Abwasserproduzenten (Obersteirische Molkerei, ÖBB-Technische Service, Austria Email) angehören. In der Anlage werden nicht nur die Abwässer der Stadtgemeinde Knittelfeld, sondern auch der umliegenden Gemeinden Apfelberg, Kobenz, Rachau, St. Marein, St. Margarethen, Seckau und Spielberg geklärt.

6.3 Biogasproduktion in der Kläranlage

Die Biogas- bzw. Klärgasproduktion erfolgt in zwei Fermentern mit einem Volumen von jeweils 2.200 m³. Die beiden Fermenter, die in Abbildung 146 zu sehen sind, sind in Serie geschaltet und werden mesophil betrieben.

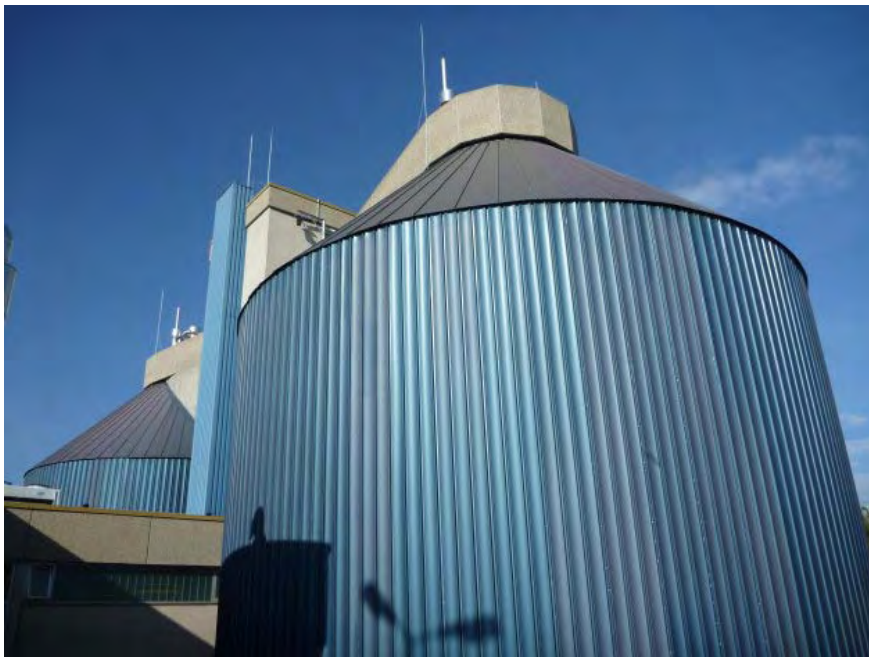


Abbildung 146: Kläranlagenfermenter in Knittelfeld (Quelle: New Energy)

Die durchschnittliche Verweilzeit je Fermenterstufe beträgt 25 - 30 Tage. Bei der derzeitigen Anlagenauslastung werden aus dem Primär- und Überschussschlamm stündlich 65 - 70 Nm³ Faulgas bei einem Methangehalt von 66 % bis 68 % erzeugt¹⁸¹.

Um die Kläranlage dem Stand der Technik anzupassen, wurde sie seit dem Jahr 2004 sukzessive erweitert. Neben Anpassungen an geltende gesetzliche Standards wurde eine Übernahmestation für Co-Fermente und eine solare Schlammrocknungsanlage errichtet.

Aufgrund der geltenden Anlagengenehmigung dürfen bis zu 10.000 Tonnen biogene Abfälle pro Jahr übernommen und zur Biogasproduktion verwendet werden. Grundsätzlich könnten

¹⁸¹ Ohne Berücksichtigung der Zugabe von Co-Fermenten.

alle pumpfähigen Stoffe übernommen werden. Aufgrund des Verzichtes auf eine Hygienisierungsstufe sind die möglichen, zu verarbeitenden Stoffe jedoch auf einen bestimmten Nummernkreis von Abfallstoffen eingeschränkt.

Die mittels LKW angelieferten biogenen Abfälle werden zunächst in einer Übernahmestation angeliefert. Dort werden eventuelle Störstoffe abgetrennt und in einem Pufferbehälter zwischengespeichert, bevor sie gemeinsam mit dem voreingedickten Klärschlamm in die bestehenden Faultürme gepumpt und vergärt werden.

Ziel der Erweiterung der Kläranlage um die Co-Fermentation war die Erhöhung der Methanausbeute, um einen energieautarken Betrieb der Kläranlage zu ermöglichen. Um dieses zu erreichen, muss jedoch nur ein Bruchteil der maximal möglichen Übernahmemenge verarbeitet werden. Derzeit werden wöchentlich lediglich 25 m³ an Schleimstoffen aus einer Biodieselanlage im Großraum Wien angeliefert und verarbeitet, obwohl die Anlagenkapazität deutlich höher ist.

Durch die Zugabe der derzeitigen Menge an Co-Fermenten werden zusätzliche 15 - 20 Nm³ Rohgas pro Stunde gebildet. Gemeinsam mit dem aus dem Klärschlamm erzeugten Rohgas fallen insgesamt 85 - 90 Nm³ Rohgas an, allerdings mit einem etwas niedrigeren Methangehalt von 60 – 61 %. Diese Menge an Gas reicht aus, um die vorhandenen Blockheizkraftwerke anzutreiben und – über das Jahr durchgerechnet – die Anlage komplett autark mit Strom und Wärme zu versorgen.

Die Menge an zugegebenen Co-Fermenten wurde versuchsweise variiert, sodass phasenweise deutlich größere Mengen an Rohgas - zwischen 120 - 140 Nm³ pro Stunde – erzeugt wurden. Da die bisher erzeugte Menge an Rohbiogas für einen autarken Betrieb aber ohnehin ausreicht, wurden die tatsächlichen Kapazitätsgrenzen und maximal möglichen Erzeugungsmengen, die ohne zusätzliche Ausbauten oder Erweiterungen möglich wären, noch nicht ausgetestet. Nach Einschätzung des Betriebsleiters sollte eine Erzeugung von 170 - 180 Nm³ Rohgas pro Stunde aber jedenfalls möglich sein^{182,183}. Damit

¹⁸² Persönliche Kommunikation mit Betriebsleiter Ing. Kletzmayer; 23. 10. 2009

¹⁸³ Dies entspricht einer Verdopplung des aus Klärschlamm und bisheriger Menge an Co-Fermenten erzeugten Rohgases.

würde die derzeitige freie Anlagenkapazität für ein kleineres Treibstoffprojekt ausreichend sein.

Zusätzliche Mengen an geeigneten biogenen Abfällen wären lokal verfügbar. So laufen etwa die Verträge einer lokalen Molkerei mit dem bisherigen Entsorger, der geographisch deutlich weiter entfernt ist, in absehbarer Zeit aus. Auch weitere Rohstoffmengen würden in der Region zur Verfügung stehen.

Bisher wurden jedoch keine weiteren Reststoffe übernommen und die vorhandene Infrastruktur besser genutzt, da die Verwertung von zusätzlich erzeugten Strommengen, die über den Eigenbedarf hinausgehen, als wirtschaftlich wenig attraktiv wahrgenommen wird. So sind die eigenen Strombezugskosten (inkl. Netzgebühren) in etwa dreimal so hoch wie die erzielten Erlöse bei Einspeisung in das Netz.

6.4 Bisherige Verwertung des anfallenden Methans

Derzeit erfolgt die Verwertung des anfallenden Methans über zwei BHKWs des Herstellers Ziegler und Köhler von 185 kW_{el} bzw. 145 kW_{el} elektrischer Leistung. Damit kann der Eigenbedarf von durchschnittlich 300 kW abgedeckt werden. Eines der Aggregate ist in Abbildung 147 zu sehen.

Das 145 kW Aggregat ist seit 2004 in Betrieb, das andere wurde zugleich mit der Erweiterung der Anlage um die Co-Fermentation und die solare Schlammtrocknung angeschafft. Im Rahmen dieser Neuanschaffung wurde auch der Einsatz einer Mikrogasturbine anstatt des zweiten Gasmotors überlegt. Nach einer Wirtschaftlichkeitsrechnung hat man sich jedoch stattdessen für einen weiteren Gasmotor entschieden¹⁸⁴.

¹⁸⁴ Die Mikrogasturbine hat zwar geringere Wartungskosten; allerdings sind die Investitionskosten deutlich höher und der Wirkungsgrad erheblich niedriger; bei den verglichenen Modellen (65 kW Turbine, 75 kW Gasmotor) hatte der Gasmotor einen um 10 % höheren elektrischen Wirkungsgrad.



Abbildung 147: BHKW auf Kläranlage Knittelfeld (Quelle: New Energy)

Da der Stromverbrauch tagsüber und nachts unterschiedlich ist¹⁸⁵, läuft in den Nachtstunden üblicherweise nur das 185 kW Aggregat. Tagsüber wird das zweite Aggregat im Teillastbetrieb zugeschaltet. Durch einen vorhandenen Gasbehälter werden der schwankende Gaserbrauch der Aggregate und die ebenfalls schwankende Gasproduktion ausgeglichen. Weiters verfügt die Anlage über eine Gasfackel, mit der Gas, das nicht mehr im Gasbehälter zwischengespeichert werden kann, verbrannt wird. Dies ist etwa bei Ausfall oder Wartung der Aggregate notwendig.

Bisher gab es auf der Anlage keinerlei Probleme mit Siloxanen. Dies wurde zwar nicht messtechnisch ermittelt, ist aber im Rahmen von Wartungsarbeiten (Abnahme des Zylinderkopfes; keinerlei Schäden oder Ablagerungen) kontrolliert worden. Ein weiteres, älteres Gasaggregat kleinerer Leistung (Jenbacher, 40 kW_{el}) ist zwar noch auf der Anlage vorhanden, wird jedoch seit zwei Jahren nicht mehr verwendet.

¹⁸⁵ Aufgrund der geringeren Abwassermengen in der Nacht ist die notwendige Pumpleistung geringer.

6.5 Verwertung des Gärrestes

Bis vor einigen Jahren wurde der anfallende Klärschlamm auf den landwirtschaftlichen Flächen der Umgebung aufgebracht. Dies führte jedoch zu einer hohen Belastung der Böden. Aus diesem Grund wurde bei der Erweiterung der Anlage eine solare Klärschlamm-trocknung errichtet, die eine anderweitige Verwendung des verbleibenden Schlammes ermöglicht.

Die Trocknungsanlage, die mittels solarer Diffusionstrocknung nach dem Wendewolfverfahren arbeitet, ist in Abbildung 148 zu sehen.



Abbildung 148: Solare Trocknungshalle für Klärschlamm (Quelle: New Energy)

Durch die solare Trocknung, die vor allem in den Wintermonaten durch die eingeblasene Abwärme der BHKWs unterstützt wird, werden mittlere TS-Gehalte von 70 % bis 80 % erreicht, wodurch die anfallende Klärschlammmenge von ca. 2.200 Tonnen / Jahr auf etwa 500 Tonnen / Jahr reduziert werden kann¹⁸⁶.

¹⁸⁶ Vor Inbetriebnahme der Trocknungsanlage musste der Klärschlamm mit einem TS-Gehalt von rd. 25 % (bzw. Feuchteanteil von 75 %) entsorgt werden.

Durch den hohen TS-Gehalt hat der Gärrest (=ausgefaulter Klärschlamm gemeinsam mit Gärrest aus Co-Fermenten) einen ähnlichen Heizwert wie Braunkohle. Er kann daher in der Zementindustrie als Heizmaterial energetisch sinnvoll verwendet werden.

6.6 Mögliche Absatzmengen für Biomethan

Zur Abschätzung der möglichen Absatzmengen wurde die Anzahl der im Bezirk Knittelfeld betriebenen PKWs und die Neuzulassungen pro Jahr recherchiert. Die Entwicklung der Anzahl der im Bezirk Knittelfeld betriebenen Fahrzeuge in den Jahren 2002 bis 2009 sind in Abbildung 149 zu sehen.

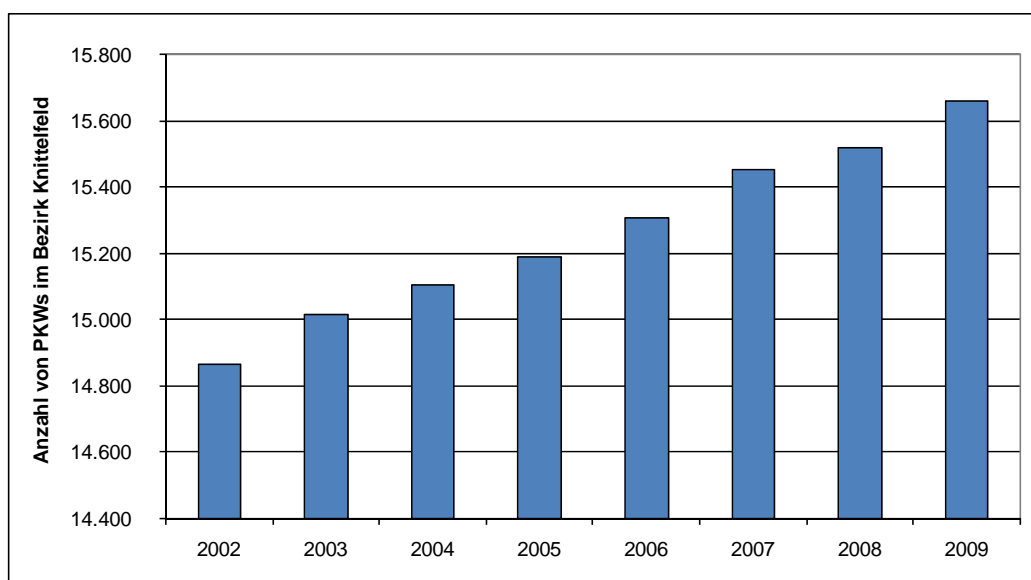


Abbildung 149: Anzahl von PKWs im Bezirk Knittelfeld (Quelle: eigene Darstellung; Daten von Statistik Austria)

So ist die Anzahl der PKWs in diesen sieben Jahren von 14.865 Fahrzeugen um 5,3 % auf 15.660 Fahrzeuge angestiegen. Im gleichen Zeitraum sind pro Jahr zwischen 5,0 % und 5,7 % des Gesamtbestandes an Fahrzeugen neu zugelassen worden. Die absolute Anzahl der Neuzulassungen im Bezirk Knittelfeld ist von Jahr zu Jahr leicht unterschiedlich und in Abbildung 150 zu sehen. Diese hat im Jahr 2009 mit 897 Neuzulassungen seinen bisherigen Höchststand erreicht.

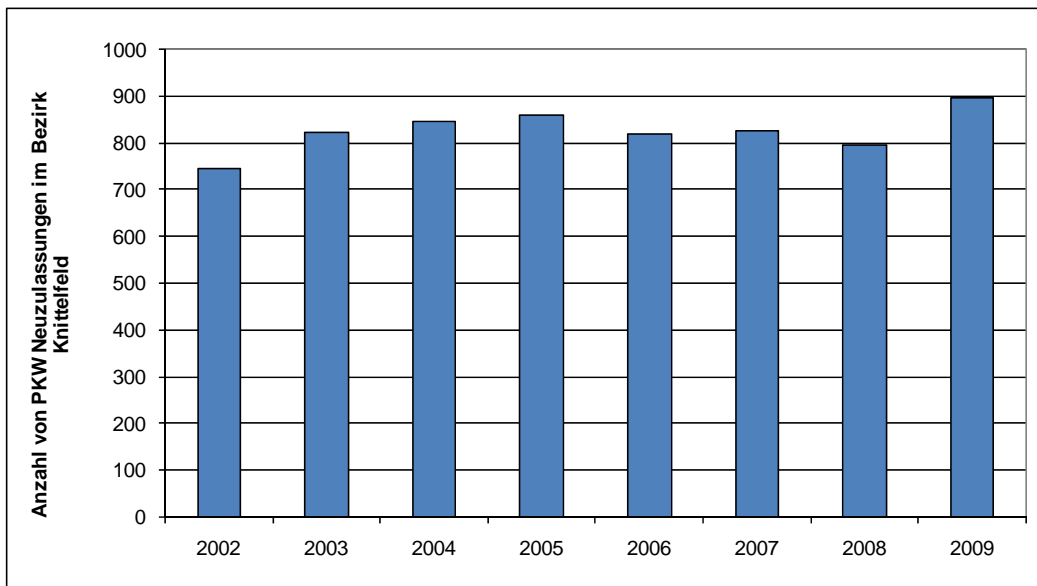


Abbildung 150: Anzahl von PKW-Neuzulassungen im Bezirk Knittelfeld (Quelle: eigene Darstellung; Daten von Statistik Austria)

Eine Vorhersage der Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen ist naturgemäß schwierig und mit großen Unsicherheiten behaftet. Entscheidend wäre es, auch größere Abnehmer wie Busbetreiber oder Taxiunternehmen zum Umstieg auf Biogasbetrieb zu motivieren.

So befindet sich das Busdepot der Regionalbus Aichfeld nur wenige hundert Meter Luftlinie entfernt von der Kläranlage. Allerdings handelt es dabei primär nicht um innerstädtische Busse, sondern es werden vielmehr die Gemeinden des Aichfeldes (Judenburg, Zeltweg, Fohnsdorf, etc.) miteinander verbunden. Der Großteil der Fahrten der Regionalbus Aichfeld wird von der ÖBB Postbus GmbH durchgeführt, während rd. 10 % der Kilometerleistung von der Firma Watzke & Co KG erbracht wird.

Problematisch bei der Umrüstung dieser Busflotte wäre, dass Serienfahrzeuge dzt. nur in der Niederflurvariante angeboten werden. Die Umstellung des Betriebes der Überlandbusse auf Biomethan wäre zwar grundsätzlich möglich, aber deutlich schwieriger als bei in städtischen Gebieten betriebenen Bussen.

Für eine erste Abschätzung der möglichen Entwicklung der Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen werden daher zunächst folgende Annahmen getroffen:

- Durch Motivierung der Fahrzeughalter (insb. Flottenbetreiber) gelingt es, dass im ersten Jahr 5 % der Neuzulassungen im Bezirk gasbetriebene Fahrzeuge wären.
- Insbesondere durch die Vorbildwirkung der Kommune und von betrieblichen Fahrzeugflotten steigt dieser Prozentsatz jährlich um 1,67 % an, sodass nach 10 Jahren 20 % der neuzugelassenen Fahrzeuge gasbetriebene Fahrzeuge sind.
- Weiters wird angenommen, dass der Gesamtbestand der Fahrzeuge und die Anzahl der Neuzulassungen auf dem Niveau von 2009 konstant bleiben.

Unter diesen Annahmen würde sich die Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (PKWs) wie in Tabelle 73 dargestellt entwickeln.

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
%-Anteil gasbetriebener PKWs bei Neuzulassungen	5,0%	6,7%	8,3%	10,0%	11,7%	13,4%	15,0%	16,7%	18,4%	20,0%
Anzahl jährlicher Neuzulassungen gasbetriebener Fahrzeuge	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180
Gesamtbestand Gasfahrzeuge	45	105	179	269	374	494	629	778	943	1.123
%-Anteil gasbetriebener Fahrzeuge am Gesamtbestand	0,3%	0,7%	1,1%	1,7%	2,4%	3,2%	4,0%	5,0%	6,0%	7,2%

Tabelle 73: Entwicklung der Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: eigene Berechnungen)

Wie aus der Tabelle erkennbar ist, wird der prozentuelle Anteil der gasbetriebenen Fahrzeuge aufgrund der langen Nutzungsdauer der Altfahrzeuge¹⁸⁷ erst mit entsprechender Zeitverzögerung merkbar.

¹⁸⁷ Das Verhältnis von Gesamtbestand zu Neuzulassungen ergibt eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 17,5 Jahren.

Trotz des verhältnismäßig starken Anstiegs des Anteils gasbetriebener Fahrzeuge an den Neuzulassungen (von 5 % im ersten Jahr auf 10 % im vierten Jahr) würde der prozentuelle Anteil am Gesamtbestand der Fahrzeuge nur langsam ansteigen. Dieser würde am Ende des vierten Jahr nur 1,7 % des Gesamtbestandes bzw. 269 Fahrzeuge ausmachen.

Diese Zahlen werden jedoch nur dann realistisch erreichbar sein, wenn sowohl die Kommunen als auch ansässige Betriebe (Flottenbetreiber, Taxiunternehmen, etc.) motiviert werden können, ihre Fahrzeuge auf gasförmige Treibstoffe umzustellen.

6.7 Grundsätzliches zur Abstimmung von Produktions- und Absatzmengen

In der Praxis ist die Abstimmung von Angebot und Verbrauch oft nur sehr schwer möglich. Eine Überdimensionierung von Anlagenkomponenten - in der Hoffnung auf eine zukünftige starke Zunahme der Absatzmengen – ist mit hohen Risiken verbunden und kann zu sehr hohen spezifischen Kosten und Anlaufverlusten führen. In Abbildung 151 sind die in Abschnitt 5.6.2 ermittelten spezifischen Kosten der Betankungsinfrastruktur in Abhängigkeit von der Auslastung aufgetragen.

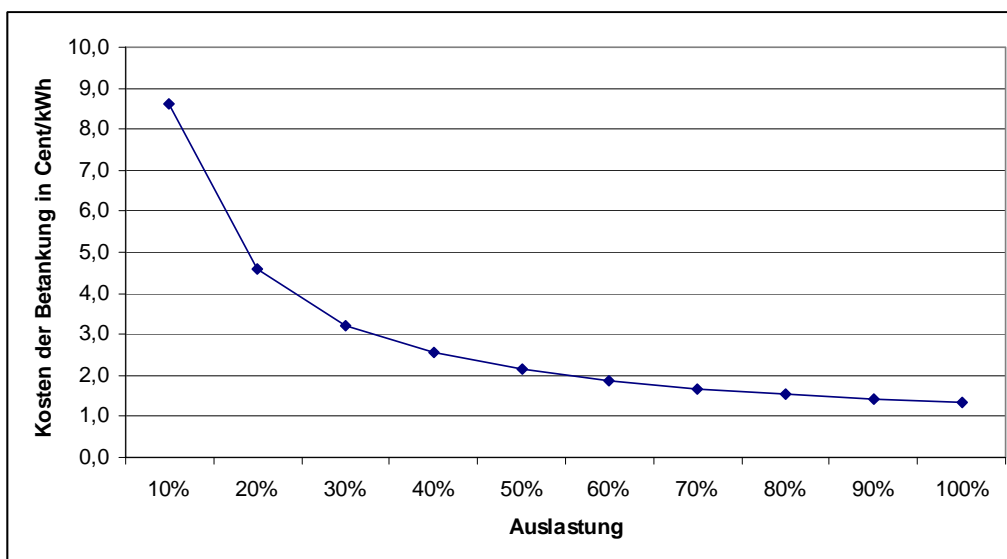


Abbildung 151: Spezifische Kosten der Betankung in Abhängigkeit von der Tankstellenauslastung (Quelle: eigene Berechnungen)

Wie aus dieser Abbildung zu erkennen ist, steigen die spezifischen Kosten bei geringer Auslastung auf ein Vielfaches aus. Aus diesem Gesichtspunkt ist ein mehrstufiger Ausbau der Infrastruktur sinnvoll. Ein weiterer Vorteil eines solchen mehrstufigen Ausbaues ist die Möglichkeit, lokale Kompetenz sukzessive auszubauen und – mit geringerem Investitionsrisiko – von Fehlern in der Anfangsphase zu lernen. Zum anderen kann jedoch eine zu geringe Dimensionierung der Anlage relativ rasch zur Vollauslastung und auch Lieferengpässen führen.

Im konkreten Fall Knittelfeld ist eine die Über- oder Unterproduktion jedoch verhältnismäßig unproblematisch, da bereits eine CNG-Tankstelle in Knittelfeld vorhanden ist. Diese sollte weniger als Konkurrenz angesehen, sondern wenn möglich in das Gesamtkonzept mit eingebunden werden.

Etwaige Überschüsse an Biomethan könnten im Fall einer Insellösung der Verstromung zugeführt werden. Bei Anschluss an das vorhandene Erdgasnetz kann die Überschussproduktion hingegen eingespeist und virtuell an anderen Gastankstellen entnommen werden.

Wird umgekehrt mehr gasförmiger Treibstoff durch lokale Verbraucher nachgefragt, kann zusätzlich Erdgas aus dem Gasnetz entnommen und als Biomethan-Ersatz an der Tankstelle abgegeben werden. Falls bei einer Insellösung eine Abgabe von Erdgas nicht möglich ist, können Kunden ihre Fahrzeuge an der bereits vorhandenen CNG Tankstelle im Ort betanken, die zugleich Backup-Lösung für Produktionsausfälle wäre.

Bei preislicher Vergleichbarkeit des CNG-Preis zum Biomethanpreis muss diese CNG-Tankstelle nicht als Konkurrenz, sondern vielmehr als Vorteil gesehen werden, da auf kostspielige Backup-Lösungen verzichtet werden kann.

6.8 Generelles zur Ermittlung der Kosten und der Wirtschaftlichkeit der Treibstoffproduktion

In den folgenden Abschnitten werden die Kosten der Treibstoffproduktion für unterschiedliche Projektvarianten ermittelt. In jedem der Fälle müssen neben den Finanzierungskosten folgende Kosten- und Ertragsblöcke berücksichtigt werden:

- Kosten (bzw. Zusatzerlöse durch Entsorgungsentgelte) der zusätzlichen Rohgasproduktion
- Kosten der Methananreicherung
- Kosten der Distributions- und Betankungsinfrastruktur
- Kosten der Tankstelleninfrastruktur
- Erlöse aus dem Treibstoffverkauf

6.9 Mögliche Distributions- und Betankungskonzepte

Grundsätzlich sind an Standorten wie in Knittelfeld fünf unterschiedliche Optionen für Distributions- und Betankungssysteme denkbar und werden in den folgenden Unterabschnitten näher betrachtet:

1. Insellösung, d.h. am Standort der Kläranlage wird eine eigene Betankungsanlage errichtet.
2. Transport des Biomethans mit einer eigenen Biomethanpipeline an einen geeigneten Standort außerhalb des Kläranlagengeländes, an dem eine neue Betankungsanlage errichtet wird.
3. Virtueller Transport des Biomethans über das Erdgasnetz zu bestehenden oder neu zu errichtenden Gastankstellen.
4. Containertransport und Errichtung einer Mutter/Tochter-Tankstelle.

5. Verkauf des Biomethans an einer vor Ort bestehenden CNG-Tankstelle, wobei die Versorgung durch eine eigene Biomethanpipeline geschieht.

Die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Distributions- und Betankungsvarianten hängt sowohl von den Gegebenheiten vor Ort wie den Kundenbedürfnissen (Abnehmerstruktur) ab. Diesbezüglich wurden zunächst die örtlichen Gegebenheiten (Standorte, Entfernungen) ermittelt und in Abbildung 152 dargestellt, bevor sie in den folgenden Unterabschnitten detaillierter analysiert werden.

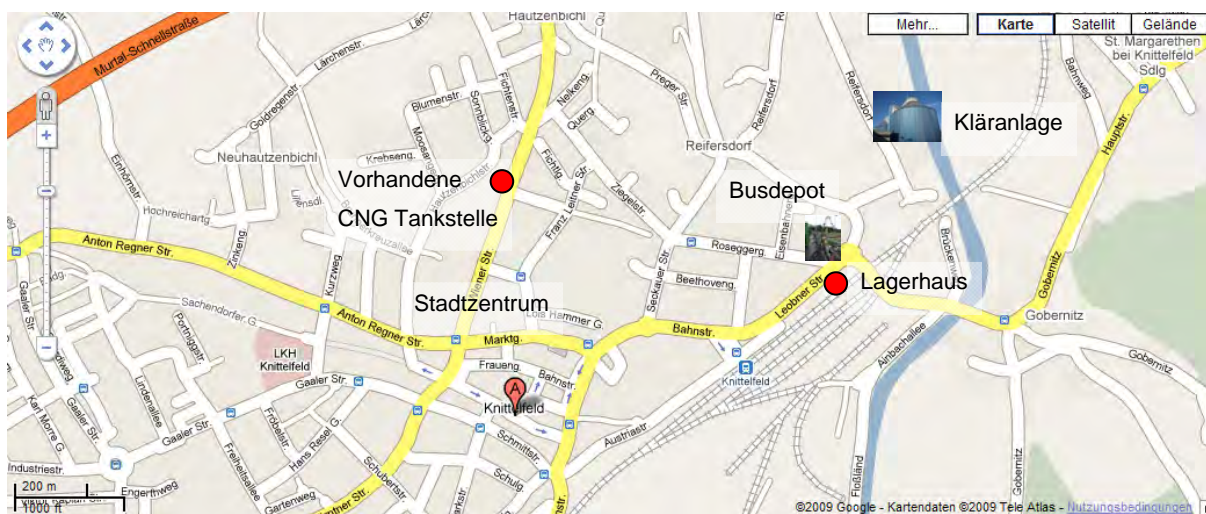


Abbildung 152: Lageplan von Knittelfeld (Quelle: google maps)

6.9.1 Verkauf vom Biomethan am Standort der Kläranlage (Insellösung)

In dieser Variante wird die Betankungsanlage entweder direkt am Kläranlagengelände oder auf einem angrenzenden Grundstück errichtet. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit sind die räumlichen Verhältnisse wie etwa vorhandene Zufahrtsmöglichkeiten, kurze Anfahrtswege für die Fahrzeughalter oder ausreichender Platz am Anlagenstandort. Bei ungünstiger Lage bzw. Voraussetzungen wird entweder die Gewinnung von Neukunden erschwert oder es fallen Zusatzkosten an (z.B. bauliche Notwendigkeiten, Ausbau Zufahrtswege).

In Knittelfeld wäre diese Option einer Tankstelle, die direkt am Standort der Kläranlage errichtet wird, einfach umsetzbar. Am Gelände der Kläranlage bzw. direkt daran angrenzend

wäre ausreichend Platz für die Errichtung einer Tankstelle vorhanden. Es gibt eine gut ausgebaute Zufahrtstrasse und kaum Anrainer, die sich durch den zusätzlichen Verkehr durch tankende Fahrzeuge gestört fühlen könnten. Der Standort ist zwar etwas außerhalb des Stadtzentrums, liegt aber sehr verkehrsgünstig. So liegen Einkaufsmärkte und das Lagerhaus nur rd. 250 bis 350 m Luftlinie von der Kläranlage entfernt.

Vorteil dieser Distributionsvariante ist, dass keinerlei Transportkosten anfallen. Dem steht möglicherweise geringerer Absatz im Vergleich zu einem für die Kunden näheren bzw. besser sichtbaren Standort für die Betankungsanlage gegenüber.

Aufgrund der räumlichen Nähe zu den Abnehmern wäre der Standort der Kläranlage aus Kundensicht durchaus akzeptabel. Zum anderen sind aber die Mehrkosten für eine kurze Biogaspipeline, die eine beim Lagerhaus neu zu errichtende Tankstelle versorgen würde, relativ gering (siehe dazu folgenden Abschnitt 6.9.2).

6.9.2 Transport mit Biogaspipeline und Verkauf des Biomethans an einer eigenen Betriebs- bzw. öffentlichen Tankstelle

In dieser Projektvariante wird das zur Verwendung als Treibstoff bestimmte Biomethan über eine eigens errichtete Biogaspipeline zur Betankungsanlage transportiert. Entscheidende Faktoren für die Wirtschaftlichkeit dieser Option sind die Entfernung zwischen Produktions- und Betankungsanlage wie auch die Siedlungsstruktur.

Die Voraussetzungen für die Errichtung einer solchen Biogaspipeline sind in Knittelfeld sehr gut. So würden sich vor allem zwei Standorte, anbieten, die beide nur einige hundert Meter Luftlinie entfernt sind.

Für eine öffentliche Schnellbetankungseinrichtung würde sich, aufgrund der guten Zufahrtsmöglichkeit und Sichtbarkeit, der Standort des Lagerhauses am besten eignen.

Das Busdepot der lokalen Buslinien des Regionalbus Aichfeld¹⁸⁸ liegt auf der anderen Straßenseite nur ca. 350 m Luftlinie von der Kläranlage entfernt. Im Falle der (teilweisen) Umrüstung des Busbetriebes auf Biomethan könnte auch direkt auf dem Gelände des Busdepots eine nicht öffentliche Schnell- oder Langsambetankungsanlage errichtet werden. Eventuell könnte, falls der Platz ausreicht (ausreichende Zufahrtsmöglichkeit), eine öffentliche Betankungsanlage auch direkt vor oder angrenzend zum Busdepot errichtet werden.

Allerdings handelt es sich bei der Regionalbus Aichfeld nicht primär um innerstädtische Buslinien, sondern es werden die Gemeinden des Aichfeldes (Judenburg, Zeltweg, Fohnsdorf, etc.) miteinander verbunden.

Problematisch bei der Umrüstung der Busflotte wäre, dass Serienfahrzeuge dzt. nur in der Niederflurvariante angeboten werden. Die Umstellung des Betriebes der Überlandbusse auf Biomethan wäre zwar grundsätzlich möglich, aber deutlich schwieriger wie bei in städtischen Gebieten betriebenen Bussen.

Auch die Bebauung bzw. die Siedlungsstruktur ist günstig. Nach einer ersten Beurteilung scheint die Verlegung der Rohrleitung entlang der gebogenen Straße am einfachsten und kostengünstigen. Im günstigsten Fall würde dabei nur eine Straßenquerung notwendig sein. Die gesamte notwendige Leitungslänge zum Lagerhaus wird, aufgrund der gebogenen Straßenführung, mit etwa 500 m Leitungslänge abgeschätzt.

Bei spezifischen Investitionskosten von 60 Euro/lfm betragen die Investitionskosten für die Biogaspipeline rd. 30.000 Euro. Im Verhältnis zu den sonstigen Investitionskosten fallen die Leitungsbaukosten daher verhältnismäßig wenig in das Gewicht.

¹⁸⁸ Busdepot der ÖBB Postbus GmbH, Peter Rosseggergasse 29, 8720 Knittelfeld; Der Großteil der Fahrten wird von der ÖBB Postbus GmbH durchgeführt. Lediglich rd. 10 % der Kilometerleistung werden von der Firma Watzke & Co KG erbracht.

6.9.3 Anschluss an das Erdgasnetz und Verkauf des Biomethans an einer bestehenden CNG-Tankstelle (virtuelle Versorgung)

Eine weitere Distributionsvariante ist die Einspeisung des gereinigten Biogases in das Erdgasnetz und dessen „virtueller“ Transport zu einer ebenfalls an das Erdgasnetz angeschlossenen Tankstelle.

Aufgrund der Anwendung eines Briefmarkensystems sind dabei die Transportkosten völlig unabhängig von der Transportentfernung. So wären etwa die Netznutzungsentgelte bei Transport des Biomethans an die nur 1 km entfernte CNG-Tankstelle gleich hoch wie bei Lieferung des Biomethans in den Raum Graz oder an einen anderen Standort in der Steiermark.

Obwohl die Tarife transportunabhängig und im gesamten Netzbereich (=Bundesland) grundsätzlich gleich hoch sind, hängen diese aufgrund der Verwendung von unterschiedlichen Staffel- und Zonenpreisen von der jährlichen Gesamtabnahmemenge und von der maximalen stündlichen Entnahmeleistung ab.

Bereits in Abschnitt 5.5.1.3 wurden auf Basis der in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung festgelegten Staffel- und Zonenpreise die spezifischen Transportkosten für typische Biomethantankstellen in den 9 Netzgebieten (= Bundesländern) für die unterschiedlichen Betankungsvarianten ermittelt. Lediglich der Tarif für öffentliche Gastankstellen ist aufgrund der Anwendung eines österreichweit gleichen Pauschaltarifes in allen Bundesländern gleich. Die Höhe der spezifischen Transportentgelte für Biomethantankstellen typischer Anlagenkapazität für das Netzgebiet Steiermark sind in Abbildung 153 dargestellt.

Grundsätzlich sind die Transporttarife im österreichweiten Vergleich in der Steiermark verhältnismäßig günstig. So betragen die spezifischen Netznutzungsentgelte für eine Anspeisung auf Netzebene 3 verhältnismäßig niedrige 0,58 Cent/kWh. Diese sind etwa im Netzgebiet Tirol mit 1,34 Cent/kWh mehr als doppelt so hoch.

Die Tarife bei Anspeisung einer Tankstelle auf der Netzebene 2 sind noch deutlich günstiger. Mit 0,12 Cent/kWh sind diese an der unteren Grenze der Netzentgelte für diese

Netzebene. Lediglich in Niederösterreich und Oberösterreich sind mit 0,11 Cent/kWh die spezifischen Netzentgelte noch günstiger.

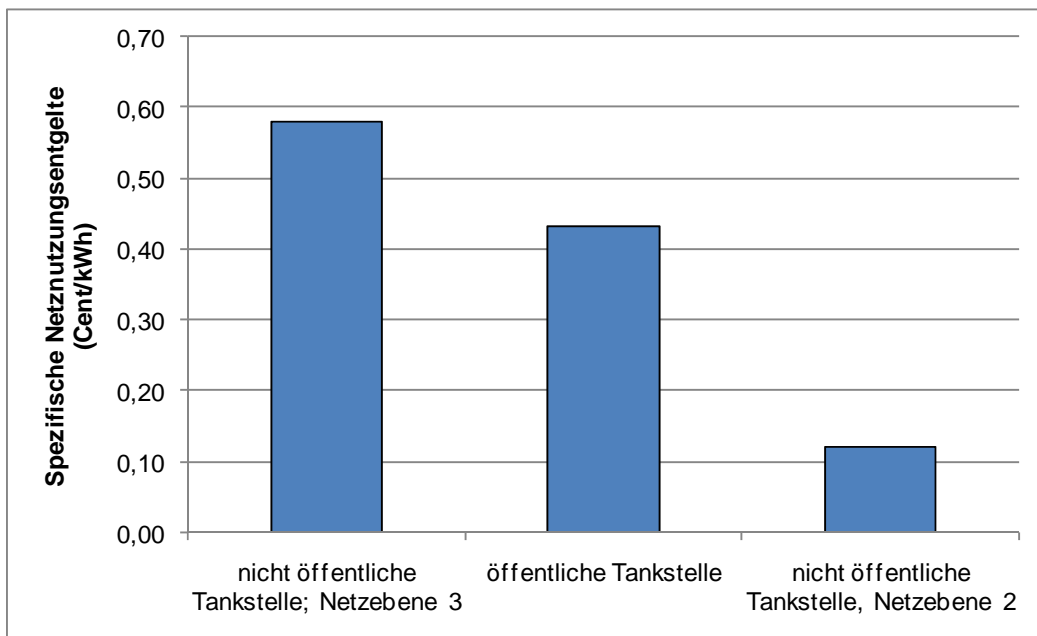


Abbildung 153: Spezifische Netznutzungsentgelte in der Steiermark für Betankungsanlage mit Entnahme von 300.000 Nm³ jährlich und max. stündlicher Entnahme von 50 Nm³ (Quelle: eigene Berechnungen)

In Knittelfeld ist bereits eine CNG-Tankstelle in Betrieb, die etwa 1 km Luftlinie vom Standort der Kläranlage entfernt ist¹⁸⁹. Aufgrund der Entfernungsunabhängigkeit der Transporttarife kann das Biomethan jedoch zu gleichen Kosten an einen beliebigen anderen Ort in der Steiermark transportiert werden. Es gäbe daher keinen direkten wirtschaftlichen Vorteil, die lokale Tankstelle zu beliefern.

Unabhängig von der Höhe der Netznutzungskosten sind jedoch bei einer Belieferung über das Erdgasnetz die Notwendigkeit und die damit zusammenhängenden Kosten des stündlichen Bilanzausgleichs zu berücksichtigen. Im Unterschied zu Deutschland gibt es in Österreich keine Sonderregelungen für Biomethan. Aus diesem Grund wird es in den meisten Fällen für einen lokalen Projektbetreiber die wirtschaftlich sinnvollste Variante sein, die lokale Direktversorgung mittels Biomethanpipelines mit dem Verkauf der Überschussproduktion über das Erdgasnetz zu verbinden.

¹⁸⁹ Diese CNG-Tankstelle in Knittelfeld wird von der Firma BP betrieben (Standort: Wiener Straße 51)

In einer solchen Projektvariante, die auch für den Fall Knittelfeld am attraktivsten angesehen wird¹⁹⁰, werden lokale Betankungseinrichtungen mit kurzen Biogaspipelines direkt versorgt, während nur die Überschussproduktion zum Preis des Erdgasäquivalents zzgl. einer eventuellen Marge an einen Gaslieferanten veräußert wird, der diese über das Netz an weitere Abnehmer weiterverkauft. Im Unterschied zum lokalen Biomethanproduzenten kann dieser die Notwendigkeiten des stündlichen Bilanzausgleichs im Rahmen seinen Beschaffungsportfolios bzw. der zugekauften Speicherkapazität problemlos sicherstellen. Dies ist insbesondere bei kleineren Abgabemengen sinnvoll.

6.9.4 Versorgung durch Transporttrailer

Aufgrund der räumlichen Nähe von Produktion und möglichen Tankstellenstandorten in Knittelfeld ist die Distribution durch Transporttrailer deutlich teuer als die Direktversorgung mit eigener Biogaspipeline (siehe dazu die Berechnungsbeispiele in Abschnitt 5.5.4).

Bei größeren Transportstrecken, wenn eigene Biomethanpipelines zu teuer sind, wäre hingegen, aufgrund der günstigen Netztarife in der Steiermark, der Transport über das Erdgasnetz der Versorgung über Transporttrailer jedenfalls vorzuziehen.

Eine Trailervariante (Mutter/Tochter-Tankstelle) wäre in der Region Knittelfeld daher nur an jenen Standorten sinnvoll, die weit von der Kläranlage entfernt sind und bei denen aufgrund der Entfernung zum Erdgasnetz ein Anschluss unverhältnismäßig teuer wäre.

6.9.5 Verkauf des Biomethans an der bestehenden CNG-Tankstelle (Versorgung durch eigene Pipeline)

Da die bestehende CNG-Tankstelle nur einen Kilometer Luftlinie von der Kläranlage entfernt liegt, wäre eine direkte Versorgung dieser Tankstelle mit einer Biogaspipeline ebenfalls eine mögliche Distributionsvariante. Dadurch könnten die Errichtungskosten für eine zusätzliche Tankstelle eingespart werden.

¹⁹⁰ Voraussetzung ist eine ausreichende Auslastung der Tankstelle durch lokale Abnehmer.

Aufgrund der Siedlungsstruktur – eine Querung von dicht verbautem Stadtgebiet wäre nötig - sind die spezifischen Leitungsbaukosten jedoch deutlich höher wie bei der Errichtung einer Tankstelle auf dem Gelände des Lagerhauses oder des Busdepots.

Wegen dieser deutlich höheren spezifischen Investitionskosten wäre bei kleineren Biomethanmengen hinsichtlich der reinen Transportkosten die Versorgung dieser Tankstelle über das Erdgasnetz die kostengünstigere Variante. Erst bei größeren Abgabemengen wäre eine direkte Leitung wirtschaftlich sinnvoll.

In diesem Fall könnte die Tankstelle alternativ mit Biomethan oder Erdgas versorgt werden. Im Falle eines Nachfrageüberhangs können die Gasfahrzeuge mit Erdgas aus dem Erdgasnetz betankt bzw. bei einer Überschussproduktion Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Tankstellenbetreiber aufgrund langfristiger vertraglicher Bindungen, die auch in Zusammenhang mit eventuellen Investitionszuschüssen stehen, unter Umständen nicht ohne weiters ihren Gaslieferanten wechseln und Biomethan anstatt Erdgas anbieten können.

Aufgrund der oben genannten Gründe, der deutlich höheren spezifischen Leitungsbaukosten und der höheren Attraktivität der anderen Distributionsvarianten, zumindest bei geringen bzw. mittleren Abgabemengen, wird diese Variante folgend nicht näher betrachtet.

6.10 Backup-Systeme

Aufgrund der bestehenden CNG-Tankstelle in Knittelfeld ist eine eigene Backuplösung nicht notwendig. Insbesondere kann auf die kostspielige redundante Ausführung von kritischen Anlagenteilen und auf eine größere Dimensionierung des Gasspeichers zur Überbrückung kurzfristiger Produktionsausfälle verzichtet werden.

6.11 Betrachtete Projektoptionen

Auf Basis der Analyse der möglichen Distributionsoptionen werden folgend zwei Projektvarianten bzw. Ausbaustufen näher betrachtet und auf ihre Umsetzungsmöglichkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht.

Variante 1: Erhöhung der Biomethanproduktion in den bestehenden Faultürmen durch vermehrte Zugabe von pumpfähigen Co-Substraten; keine Erweiterung der bestehenden Fermenterkapazität oder Erweiterung der Übernahmestation (1. Ausbaustufe).

Variante 2: Erweiterung der bestehenden Fermenterkapazität und der Übernahmemöglichkeiten. In dieser Variante sollen insbesondere auch nicht pumpfähige und schwer vergärbare Abfälle verarbeitet werden (2. Ausbaustufe).

Die Dimensionierung dieser beiden Varianten erfolgt auf Basis der möglichen Abgabemengen (Distribution über das Erdgasnetz bzw. möglicher lokaler Verbrauch; siehe dazu auch Abschnitt 6.6) und der Kapazität der vorhandenen Infrastruktur.

6.12 Projektvariante 1: Zusatzkosten der Treibstoffproduktion bei Jahresproduktion von 300.000 Nm³ Biomethan

Eine Jahresproduktion von 300.000 Nm³ entspricht dem Jahresverbrauch von ca. 200 PKWs. Bei Vorbildwirkung von Kommune und lokalen Betrieben erscheint es realistisch, mittelfristig diese Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen zu erreichen (siehe Abschnitt 6.6).

Weiter Vorteil ist, dass diese zusätzliche Menge an Biomethan ohne Erweiterungen bei Fermentern oder Übergabestation erzeugt werden kann. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Zusatzinvestitionen sind im Wesentlichen nur die Kosten von Methanaufbereitung, Tankstellenausrüstung, Biogaspipeline sowie die Zusatzkosten und –erträge der Übernahme zusätzlicher Co-Fermente zu berücksichtigen. Aus diesem Grund

kann für diese Projektvariante eine hohe Wirtschaftlichkeit bei zugleich geringen Investitionskosten und Investitionsrisiken erwartet werden.

Da dieselbe jährliche Produktionskapazität wie bei der Biogastankstelle in Margarethen/Moos gewählt wurde, kann auf zuverlässige reale Investitionskosten und Praxiserfahrungen mit dem Betrieb zurückgegriffen werden. Die Investitionskosten der Methanaufbereitung können daher analog wie bei der Anlage in Margarethen/Moos mit 205.000 Euro, jene der Tankstelle¹⁹¹ mit 177.500 Euro veranschlagt werden¹⁹².

Zur Ermittlung der Gesamtrendite der Zusatzinvestitionen über Anlagennutzungsdauer und die Beurteilung der Gesamtwirtschaftlichkeit wurde die Interne-Zinsfuß-Methode verwendet. Dieses Berechnungsverfahren der dynamischen Investitionsrechnung ermöglicht es, aus der Anfangsinvestition und den zu erwartenden zukünftigen Erträgen (Cash-Flows) auch bei schwankenden oder unregelmäßigen Zuflüssen eine jährliche mittlere Gesamtrendite (englisch: IRR – Internal Rate of Return) zu ermitteln. Folgende Zahlen und Annahmen liegen dieser Berechnung bzw. Abschätzung der Gesamtrendite zugrunde:

- Die Kläranlagenfermenter und die Übernahmestation sind bereits vollständig abgeschrieben oder werden durch die zusätzliche Stromproduktion amortisiert. Lediglich die Zusatzinvestitionen für die Methanaufbereitung, die Betankungsinfrastruktur und die damit zusammenhängende Zusatzinvestitionen müssen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden¹⁹³.
- Für die Methanaufbereitung wird eine Anlage nach dem Prinzip des einstufigen Membrantrennverfahrens eingesetzt, die baugleich mit jener in Margarethen/Moos ist. Die Anlagenverschaltung sieht dabei vor, dass das Permeatgas in den Gasstrom, der zu den Gasmotoren gelangt, geleitet wird. Dadurch geht das im Permeatgas enthaltene

¹⁹¹ Inklusiv von Bau- und Einbindungskosten von 43.500 Euro.

¹⁹² Betreffend der Investitions- und Betriebskosten von Aufbereitungs- und Betankungsanlage, siehe Abschnitte 5.4.9 und 5.6.2

¹⁹³ In dieser ersten Kostenabschätzung wird weiters angenommen, daß die Kapazität der vorhandenen Biogasreinigung ausreichend ist, die zusätzlichen Mengen an Rohbiogas zu verarbeiten.

Restmethan nicht verloren, sondern wird energetisch sinnvoll genutzt (PolyGeneration: Strom, Wärme, Treibstoff)¹⁹⁴.

- Auch für die Schnellbetankungsanlage wird die gleiche Baugröße und gleiche Lieferfirma wie in Margarethen/Moos angenommen. Als Investitionskosten für Methanaufbereitung und Betankungsanlage werden Gesamtkosten von 382.500 Euro angesetzt. Näheres zur Dimensionierung und Kostenstruktur der Methanaufbereitung siehe Abschnitt 5.4.9, zur Betankungsanlage siehe Abschnitt 5.6.2.
- Die Betankungseinrichtung wird am Standort des Lagerhauses errichtet, die durch eine Biogaspipeline mit der Methanaufbereitungsanlage am Standort der Kläranlage verbunden ist. Für die Errichtung dieser Biomethanpipeline werden Investitionskosten von 30.000 Euro angesetzt (500 m Leitungslänge bei spezifischen Investitionskosten von 60 Euro/lfm).
- Für notwendige Umbauten, eine Containerlösung zur Unterbringung der Methanaufbereitung und eine Kostenreserve für unerwartete Kosten werden zusätzliche 100.000 Euro angesetzt.
- Die Anlagennutzungsdauer wird für alle Erweiterungsinvestitionen mit 15 Jahren, der Restwert danach mit Null angesetzt.
- Die Betriebskosten für die Methanaufbereitung werden den Berechnungen in Abschnitt 5.4.9, die Betriebskosten für die Betankungsanlage den Berechnungen in Abschnitt 5.6.2 entnommen. Diese laufenden Kosten betragen zusammengenommen 12.500 Euro jährlich.
- Weiters fällt zusätzlicher Personalaufwand für die Rohstoffbeschickung und den Anlagenbetrieb an. Dieser zusätzliche Kostenaufwand wird mit 18.200 Euro jährlich angesetzt (260 Arbeitstage; jeweils 2 Stunden täglich bei Personalkosten von 35 Euro/Stunde).

¹⁹⁴ Dabei ist sicherzustellen, dass der erforderliche minimale Methangehalt im Rohgas zur Versorgung des Gasmotors nicht unterschritten wird.

- Als Abgabepreis an der Tankstelle wird ein Referenzpreis von 0,874 Euro/kg Erdgas angenommen. Bei einem Verrechnungsbrennwert von 11,11 kW/Nm³ und unter Berücksichtigung der Erdgasabgabe, die bei Biomethan nicht anfällt, entspricht dies Erlösen von 53,88 Cent je Nm³ Biomethan.
- Für die Erzeugung der zusätzlichen Biogasmenge werden jährlich 5.000 Tonnen an zusätzlichen biogenen Abfällen (flüssig oder pumpfähig) verarbeitet. Es sollen jedoch nur solche Materialien übernommen werden, bei denen keine Hygienisierung notwendig ist. Aufgrund der leichten Vergärbarkeit dieser Abfälle und hohen Nachfrage am Rohstoffmarkt werden lediglich geringe Entsorgungsentgelte von 10 Euro/Tonne angesetzt.
- Es wird eine jährliche Indexierung der Treibstoffpreise und Entsorgungsentgelte von 2 % p.a. angenommen. Die Indexierung der Betriebskosten wurde hingegen mit 1 % angesetzt (Inflationsausgleich).
- Es werden keine Kosten für die Entsorgung des Gärrestes angesetzt, da angenommen wird, dass die Kapazität der Schlamm Trocknung zur Übernahme der zusätzlichen Mengen ausreicht. Es werden allerdings auch keine Zusatzerlöse durch ev. Verkauf des getrockneten Schlammes als Brennstoff berücksichtigt.

Auf Basis dieser Zahlen und Festlegungen ergibt die Berechnung der Gesamtrendite, über eine Nutzungsdauer der Investition von 15 Jahren betrachtet, eine mittlere jährliche Rendite von 36,4 %. Die ermittelten Cash-Flows als Basis für die Berechnung der Gesamtrendite sind in Abbildung 154 dargestellt.

Die Rendite ist als außerordentlich hoch anzusehen, die nur dadurch zustande kommt, da ein großer Teil der Infrastruktur bereits vorhanden und bereits abgeschrieben oder durch die Stromproduktion amortisiert wird. Diese Rendite kommt trotz sehr niedrig angenommener Entsorgungsentgelte zustande. Bei höheren Entsorgungsentgelten wären noch deutlich höhere Renditen möglich.

Es ist ergänzend anzumerken, dass es sich bei der berechneten Rendite um die Vor-Steuer-Rendite ohne Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur handelt. Insbesondere kann die

Eigenkapitalrendite durch den Leverageeffekt einer Fremdfinanzierung noch deutlich gesteigert werden.

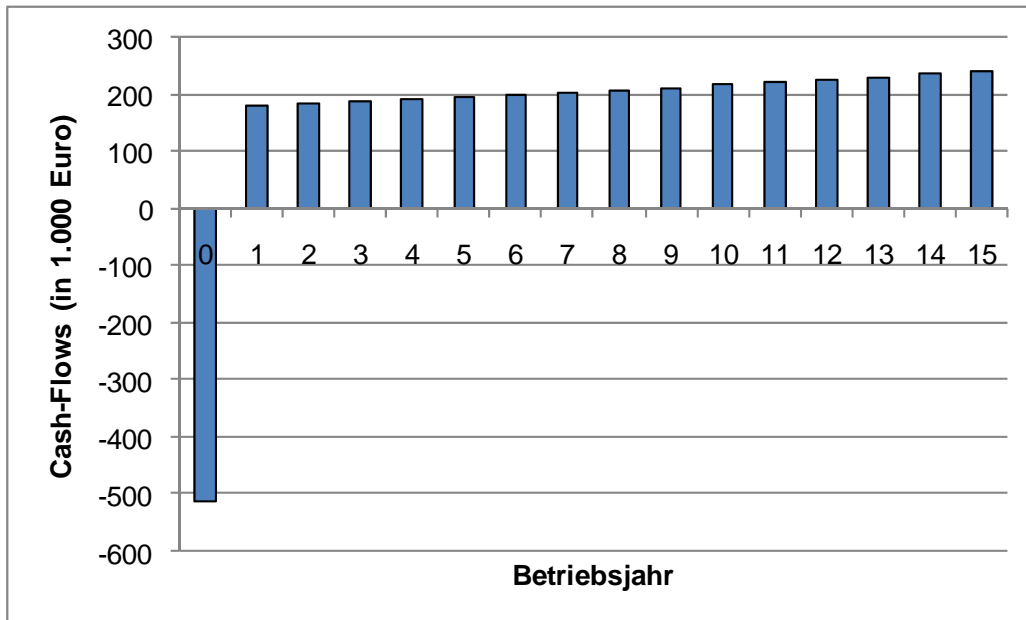


Abbildung 154: Cash-Flows des Biomethanprojektes in Knittelfeld, 1. Ausbaustufe (Quelle: eigene Berechnungen)

In der obigen Berechnung wurde angenommen, dass die Betankungsanlage am Standort des Lagerhauses oder bei Busdepot errichtet wird. Bei Errichtung der Tankstelle direkt bei der Anlage fallen die Investitionskosten für die Biogaspipeline weg. In diesem Fall würden sich die Investitionskosten um 30.000 Euro verringern. Aufgrund des geringen Anteils an den Gesamtinvestitionskosten (< 10 %) steigt die Gesamrendite allerdings lediglich geringfügig auf 38,6 % an.

Aufgrund der geringen Transportdistanz und der günstigen Siedlungsstruktur ist die Biogaspipeline jedenfalls kostengünstiger als der Transport über das Erdgasnetz (siehe Abschnitte 6.9.2 und 6.9.3). Das gleiche gilt für ein eigenes Trailersystem (Mutter-/Tochtertankstelle), welche die teuerste Distributionsvariante darstellen würde.

Die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Faktoren wie auch die wesentlichen Unterschiede zur Projektvariante 2 werden in Abschnitt 6.14 näher diskutiert.

Technische Herausforderung bei dieser Anlagenkonfiguration ist die Abtrennung eventueller, im Rohbiogas enthaltener Siloxane, da es bis dato noch keine Betriebserfahrungen bei der Aufbereitung von Klärgas mit der Membrantechnologie gibt. Diesbezüglich wären entweder vorab oder projektbegleitend Untersuchungen an den verwendeten Membranmaterialien notwendig. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen in der Verstromung dürften die Siloxankonzentrationen im Rohgas jedoch minimal sein. Diesbezüglich wäre es trotzdem empfehlenswert, aus Sicherheitsgründen eine Siloxanabtrennung durch Aktivkohle vorzusehen. Sowohl die Investitions- wie auch die Betriebskosten dieser zusätzlichen Reinigungsstufe würden - aufgrund der sehr guten Wirtschaftlichkeit - die Machbarkeit des Projektes aber keinesfalls gefährden.

6.13 Projektvariante 2: Kosten der Treibstoffproduktion bei Jahresproduktion von 1 Mio. Nm³ Biomethan

Zur Ermittlung der Gesamtrendite über Anlagennutzungsdauer und die Beurteilung der Gesamtwirtschaftlichkeit wird auch in dieser Projektvariante die Interne-Zinsfuß-Methode verwendet. Folgende Anlagenkonfiguration und Annahmen liegen dieser Renditeberechnung zugrunde:

- Im Unterschied zur ersten Ausbaustufe müssen neue Produktionskapazitäten errichtet werden. Auf Basis der gewünschten Jahresproduktion von 1 Mio. Nm³ Biomethan wurde eine zusätzliche Produktionsanlage dimensioniert, die auf einem benachbarten Grundstück, die im Eigentum des Abwasserverbandes steht, errichtet werden kann. Die wirtschaftlichen und technischen Eckdaten dieser Anlage sowie das Verfahrensschema sind im Anhang detailliert dargestellt. Die gesamten Investitionskosten für die Biogasproduktionsanlage betragen 4,05 Mio. Euro¹⁹⁵. Davon entfallen 1,9 Mio. Euro auf die technische Ausstattung der Biogasanlage, 0,95 Mio. auf die Aufbereitungsanlage (Übernahme, Sortierung und Zerkleinerung der biogenen Abfälle) und 1,2 Mio. auf Behälterbau und Baumeisterarbeiten.
- Anlagennutzungsdauer wird mit 15 Jahren, Restwert mit Null angesetzt.

¹⁹⁵ Die Anschaffungskosten für das Grundstück würden in den Investitionskosten nicht berücksichtigt.

- Als jährliche Betriebskosten für die Biogasproduktion werden 280.000 Euro angesetzt. Diese lfd. Kosten beinhalten Personalkosten von 100.000 Euro (1 x Facharbeiter zu 60.000.- p.a., 1 x Hilfsarbeiter zu 40.000.- p.a.), Kosten für Wartung und Reparatur der Anlagentechnik von 85.000.-, Stromkosten von 45.000.- sowie Kosten für Versicherung, Verwaltung und sonstige Betriebsmittel.
- Für die Methanaufbereitung wird eine Anlage nach dem Prinzip der Druckwasserwäsche mit einer Anlagenkapazität von 250 Nm³ Rohgas pro Stunde angenommen. Auch wenn die spezifischen Aufbereitungskosten dieses Verfahrens teurer sind wie beim Membrantrennverfahren, ist bei diesem Anlagendurchsatz der Kostenvorteil nicht mehr so groß wie in der kleiner dimensionierten Ausbaustufe. Vorteil gegenüber dem einstufigen Membranverfahren ist, dass bei der Druckwasserwäsche keine Rücksicht auf das Verhältnis von Treibstoff- zu Strom/Wärme-Produktion genommen werden muss.
- Die Berechnung der Investitionskosten und Betriebskosten der Methanaufbereitungsanlage geht von einer Anlage der schwedischen Firma Malmberg mit einer Anlagenkapazität von 250 Nm³ Rohgas aus. Auf Basis der Analysen von Abschnitt 5.4.9 wurden für die Methanaufbereitung Investitionskosten von 1.145.000 Euro und jährliche Betriebskosten von 141.500 Euro angesetzt.
- Aufgrund der deutlich höheren Produktionsmenge soll diese zusätzliche Menge nicht bei einer lokalen Tankstelle verwertet werden, sondern vielmehr über das Erdgasnetz virtuell an Gastankstellen geliefert werden. Kosten für die Betankungsanlagen müssen daher nicht berücksichtigt werden, da diese von den Tankstellenbetreibern getragen werden. Das gleiche gilt für die Transportgebühren, die ebenfalls von diesen als Netzgebühren direkt getragen werden müssen. Relevant für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in dieser Projektvariante ist lediglich der Abgabepreis am Einspeisepunkt in das Erdgasnetz, der in der Wirtschaftlichkeitsrechnung mit 3,04 Cent/kWh¹⁹⁶ zzgl. der vermiedenen Erdgasabgabe von 6,6 Cent/Nm³ festgelegt wurde.
- Da es für einen lokalen Projektbetreiber faktisch unmöglich ist, bei einem Direktverkauf an einen oder mehrere Tankstellenbetreiber den notwendigen stündlichen Bilanzausgleich sicherzustellen, wird folgend angenommen, dass das aufbereitete

¹⁹⁶ Siehe dazu auch Abschnitt 5.11.2.

Biomethan an einem definierten Übergabepunkt von einem etablierten Gasversorger aufgekauft und von diesem über das Netz an die Tankstellenbetreiber weiterverkauft wird. Im Gegensatz zum lokalen Projektbetreiber kann der Gasversorger den Bilanzausgleich im Rahmen seines Beschaffungsportfolios bzw. von zugekauften Speicherdienstleistungen problemlos und ohne wesentliche Zusatzkosten sicherstellen.

- Weiters wird angenommen, dass der eigentliche Netzanschluss (Gasdruckregelstation, Odierung, Gasanalytik, ev. Brennwertanpassung) entweder vom Gasversorger oder vom Netzbetreiber errichtet und betrieben wird. Diese verfügen über das notwendige technische Know-How und können die notwendigen Abstimmungsprozesse bezüglich Einhaltung ÖVGW G31/G33 deutlich besser als der Projektbetreiber vorantreiben bzw. sicherstellen¹⁹⁷. Es werden keine Investitionskosten für den Netzanschluss in dieser Grobanalyse angesetzt sondern vielmehr angenommen, dass die getätigten Investitionen für den Netzanschluss durch einen ev. Abschlag im Übergabepreis berücksichtigt werden¹⁹⁸.
- Entsprechend der Grobdimensionierung der Biogasproduktion (siehe Anhang) werden für eine Menge von 1 Mio. Nm³ Biomethan 13.100 Tonnen an zusätzlichen biogenen Abfällen benötigt. Diese Menge kann realistischerweise in der Region beschafft werden. Im Unterschied zur ersten Ausbaustufe können auch feste und schwierig vergärbare Abfälle oder solche, bei denen eine Hygienisierung notwendig ist, eingesetzt werden. Dadurch können auch unattraktivere Arten von Abfällen übernommen werden, für die deutlich höhere Entsorgungsentgelte lukriert werden können. In der Wirtschaftlichkeitsrechnung werden als typischerweise erzielbares Entsorgungsentgelt 35 Euro/Tonne angesetzt.

¹⁹⁷ Entspricht in den Grundzügen der Aufgabenteilung, die in Deutschland durch die GasNZV und GasNEV festgelegt wird. In Deutschland ist der Netzbetreiber zum Betrieb der Anlagen, die dem Netzanschluss dienen (Gasdruckregelstation, Odierung, Brennwertanpassung) verpflichtet, während die Investitionskosten vom Projektproponenten und vom Netzbetreiber jeweils zu Hälfte getragen werden.

¹⁹⁸ Eine solche Vorgangsweise betreffend Übernahme der Investitionskosten für den Netzanschluss durch den Gasversorger wäre nur bei einer langfristigen Liefervereinbarung möglich (inkl. Preisfixierung und Indexierung). Eine solche wäre in Hinblick auf die Finanzierbarkeit des Projektes aber ohnehin wünschenswert.

- Es wurde eine jährliche Indexierung der Treibstoffpreise und Entsorgungsentgelte von 2 % p.a. angenommen. Die Indexierung der Betriebskosten wurde hingegen mit 1 % p. a. angesetzt (Inflationsausgleich).
- Im Unterschied zum Gärrest aus der Co-Fermentation kann jener aus der Biogasabfallanlage grundsätzlich problemlos auf landwirtschaftliche Flächen aufgebracht werden¹⁹⁹. Im Falle von freien Kapazitäten in der bestehenden solaren Schlamm-trocknung könnten diese alternativ auch getrocknet und energetisch verwendet werden. Es werden in dieser Grobanalyse daher keine Zusatzerlöse, aber auch keine Entsorgungskosten für die Verwertung oder Entsorgung des Gärrestes berücksichtigt.

Die Berechnung der Gesamtrendite auf Basis der obigen Zahlen und Festlegungen ergibt, über eine Gesamtnutzungsdauer von 15 Jahren betrachtet, eine mittlere jährliche Rendite von 5,8 %. Die Cash-Flows als Basis der Berechnung der Gesamtrendite sind in Abbildung 155 dargestellt.

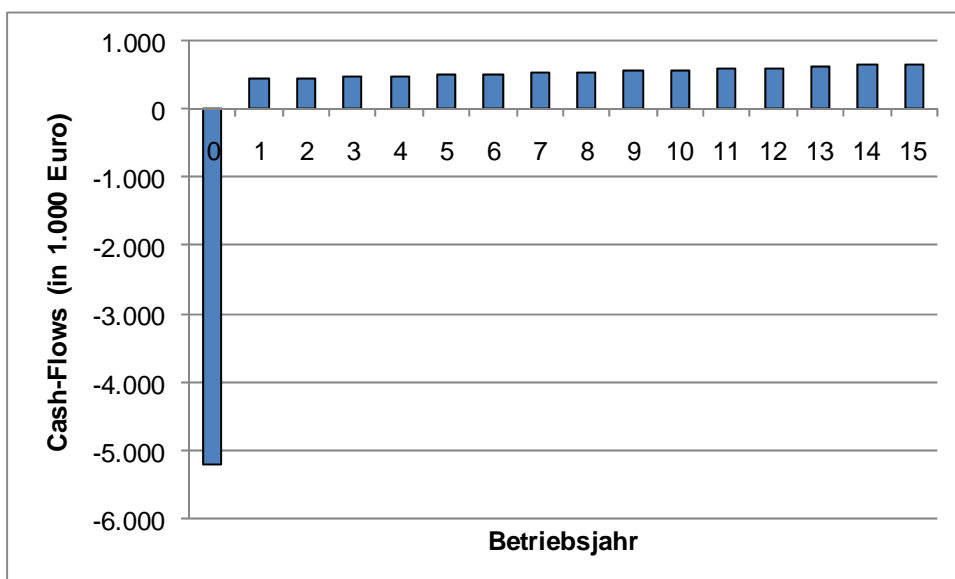


Abbildung 155: Cash-Flows des Biomethanprojektes in Knittelfeld, 2. Ausbaustufe (Quelle: eigene Berechnungen)

¹⁹⁹ In Schweden ist die Verwendung des Gärrestes aus biogenen Abfällen auch im biologischen Landbau problemlos möglich.

Wichtigster Faktor für die Wirtschaftlichkeit sind die Entsorgungsentgelte, die etwas mehr als die Hälfte der Gesamterlöse ausmachen. Im Vergleich dazu sind die Erlöse aus dem Treibstoffverkauf von geringerer Bedeutung.

Im Falle von niedrigeren Entsorgungsentgelten sinkt die Gesamtrendite dementsprechend stark ab. Diese beträgt bei Entsorgungsgebühren von 30 Euro/Tonne lediglich 3,7 %, bei 25 Euro/Tonne sogar nur mehr 1,4 %. Der Break Even Point, bei dem die Gesamtrendite negativ wird, liegt bei Entsorgungsentgelten von 21,9 Euro/Tonne. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage ohne Einnahmen aus Entsorgungsentgelten ist nicht möglich.

In Anbetracht der hohen Preisrisiken, sowohl bei den Rohstoffentgelten wie bei der Treibstoffabgabe, ist die Rendite von 5,8 % nicht besonders attraktiv. Das Investitionsrisiko bzw. die Rendite kann jedoch durch Investitionsförderung verringert bzw. erhöht werden. So steigt die Gesamtrendite bei einem Investitionszuschuss von einem Drittel der Gesamtinvestitionskosten auf 11,3 % an und ist dann als durchaus attraktiv anzusehen.

6.14 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen, Vergleich der unterschiedlichen Projektvarianten

- Da die Projektvariante 1 nur geringe Zusatzinvestitionen erfordert, ist sie von hoher Wirtschaftlichkeit. Selbst bei gering angesetzten Entsorgungsentgelten von lediglich 10 Euro/Tonne wird in der gewählten Anlagenkonfiguration eine Gesamtrendite von 36,4 % erzielt.
- Selbst im angenommenen, wenig realistischen „worst case“ Fall, dass bei einer Umsetzung der ersten Ausbaustufe keine Entsorgungsentgelte lukriert werden könnten, würde die Gesamtrendite immerhin noch hohe 26,8 % betragen. Die Investitionsrisiken aufgrund schwankender Rohstoffpreise sind daher in dieser Projektvariante als äußerst gering anzusehen.
- Die hohe Wirtschaftlichkeit kommt dadurch zustande, da die Infrastruktur zur Biogasproduktion bereits vorhanden ist und nicht mehr finanziert werden muss. Die

Eigenkapitalrendite kann durch den Einsatz von Fremdkapital (Leverageeffekt) bei der Finanzierung der Erweiterungsinvestitionen noch weiter gesteigert werden.

- Ähnlich wie bei der zur Biogastankstelle in Margarethen/Moos sind die Investitionskosten für die Rohgasproduktion bereits finanziert. Lediglich die Zusatzinvestition fließt in die Wirtschaftlichkeitsrechnung ein. Ein entscheidender Unterschied ist jedoch, dass in Knittelfeld keine zusätzlichen Rohstoffkosten anfallen, sondern vielmehr Entsorgungsentgelte lukriert werden können. Aus diesem Grund ist die Wirtschaftlichkeit deutlich höher, wie bei der Treibstoffnutzung der Überschussproduktion von Nawaro-Anlagen.
- Der Absatz kann durch die Einbindung und Vorbildwirkung lokaler Stakeholder (Kommune, Taxiunternehmer) sichergestellt werden. Aufgrund der hohen Wirtschaftlichkeit der Erweiterungsinvestition wäre das Projekt auch bei langsam ansteigender Nachfrage wirtschaftlich tragfähig. Zur Unterstützung der Anschaffung der Fahrzeuge könnten sogar vergünstigte Tarife gewährt oder Marketingmaßnahmen getätigt werden (z.B. Zuschuss zur Fahrzeugumrüstung). Diese wären aufgrund der hohen Wirtschaftlichkeit durchaus möglich und würden sich langfristig jedenfalls amortisieren.
- Die Zusatzinvestition „Biomethanherzeugung zur Treibstoffverwendung“ bei einer Produktionskapazität von jährlich 300.000 Nm³ kann zusammenfassend als höchst wirtschaftlich mit nur geringen Investitionsrisiken angesehen werden.
- Eine zusätzliche Produktionskapazität von jährlich 1 Mio. Nm³ Biomethan zur Treibstoffnutzung kann ebenfalls wirtschaftlich betrieben werden. Die Gesamtrendite ist jedoch deutlich geringer, da neue Produktionskapazitäten errichtet werden müssen.
- Im Unterschied zur ersten Ausbaustufe sind die Investitionskosten um den Faktor 10 höher. Bei derzeit marktüblichen Entsorgungsentgelten von 35 Euro pro Tonne Bioabfall kann eine Rendite von 5,8 % erzielt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Umsatzerlöse in diesem Fall zu etwas mehr als der Hälfte von den Entsorgungserlösen abhängig sind. Änderungen am Rohstoffmarkt (Preisreduktionen) hätten daher erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit.

- In dieser zweiten Projektvariante wäre die Gesamtrendite stark von sinkenden Entsorgungsentgelten betroffen. Diese beträgt bei Entsorgungsgebühren von 30 Euro/Tonne nur mehr 3,7 %, bei 25 Euro/Tonne 1,4 %. Der Break Even Point, bei dem die Gesamtrendite negativ wird, liegt bei Entsorgungsentgelten von 21,9 Euro/Tonne. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage ist ohne Einnahmen aus Entsorgungsentgelten nicht möglich.
- Durch technische Integration der neuen Biogasinfrastuktur mit den bestehenden Fermentern sowie dem Einsatz von Aufschlussverfahren ließe sich die Effizienz der Biogasproduktion und desse Wirtschaftlichkeit höchstwahrscheinlich steigern. Ein Abschätzung der Höhe der Kostenreduktion und der möglichen Rückwirkungen auf den Kläranlagenbetrieb wäre jedoch nur auf Basis einer detaillierten technischen Analyse der vorhandenen Kläranlagenkomponenten und Gärversuchen möglich.
- Aufgrund der unterschiedlich hohen Wirtschaftlichkeit und Investitionsrisiken der beiden Projektvarianten (Ausbaustufen) würde sich folgende Vorgangsweise anbieten:
 - Umsetzung der Projektvariante 1 durch den Kläranlagenbetreiber, wobei durch Einbindung der Kommune und sonstiger Stakeholder die Nachfrage nach Biomethan geschaffen wird.
 - Auf Basis der Erfahrungen aus der 1. Projektstufe kann entweder auch die zweite Ausbaustufe selbst vorangetrieben oder zusätzliche Partner mit eingebunden werden. Neben einem Gaslieferanten als Abnehmer des Biomethanes über das Erdgasnetz würde vor allem eine Kooperation mit Entsorgungsbetrieben Sinn machen, da diese das Rohstoffrisiko (Verfügbarkeit und Preise) am besten einschätzen können.
- Weiterer Vorteil des Standortes in Knittelfeld ist, dass derzeit bereits eine CNG-Tankstelle in Betrieb ist. Durch Maßnahmen der politischen Stakeholder kann bereits vor der Inbetriebnahme der Biomethantankstelle bei der öffentlichen Beschaffung dafür Sorge getragen werden, dass eine Teilauslastung der Biomethantankstelle bereits von Anbeginn an sichergestellt werden kann.

Ergänzend ist anzumerken, dass die Berechnungen dieses Abschnittes lediglich als Grobanalyse bzw. Machbarkeits-Check zu sehen sind und keine detaillierte Projektplanung und Wirtschaftlichkeitsrechnung ersetzen können. Trotzdem lässt sich bereits aus diesen groben Abschätzungen ableiten, dass die Treibstoffoption an diesem Standort, wie auch bei ähnlich gelagerten Projekten, wirtschaftlich dargestellt werden kann.

6.15 Weitere Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Gesamtoptimierung

Eine weitere Möglichkeit zur wirtschaftlichen Gesamtoptimierung besteht darin, die Lastgangkurven der elektrischen Großverbraucher in der Kläranlage mit der Biomethanaufbereitung und der Strom-/Wärmeproduktion zu koppeln.

So ist die Kläranlage in Knittelfeld zwar energieautark in dem Sinne, dass mit der jährlich produzierten Strommenge der Jahresstromverbrauch der Kläranlage gedeckt ist. Da aber die jeweils produzierten bzw. verbrauchten Strommengen zu unterschiedlichen Zeiten anfallen, wird laufend entweder zusätzlicher Strom aus dem Stromnetz bezogen oder überschüssiger Strom eingespeist. Das typische Profil des Nettoverbrauches einer Kläranlage mit Eigenstromproduktion sieht damit ähnlich aus, wie in Abbildung 156 schematisch dargestellt.

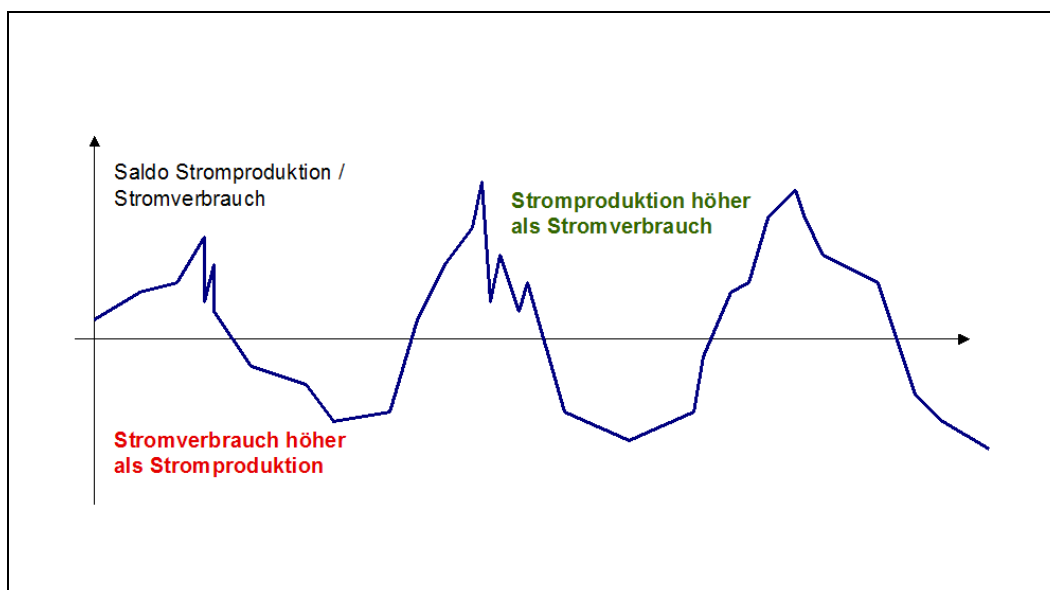


Abbildung 156: Typisches Profil des Nettoverbrauches einer Kläranlage mit Eigenstromproduktion (Quelle: New Energy)

Ursache für den stark schwankenden Verbrauch ist, dass die größten Stromverbraucher, im wesentlichen Pumpen und Gebläse, automatisiert ein- und ausgeschaltet werden. Dieses Ein- und Ausschalten erfolgt etwa in Abhängigkeit von Füllstand bzw. Sauerstoffgehalt in den Klärbecken, ist jedoch nicht dahingehend optimiert, die Lastgangkurven an die dezentral erzeugte Strommenge anzupassen. Das Verschieben der elektrischen Lasten wäre – wenn auch mit Einschränkungen, die mit dem Betrieb der Biologie und der Dimensionierung der Behälter zusammenhängen-, grundsätzlich leicht und unkritisch möglich.

Eine solche Glättung des Nettoprofiles hätte eine deutliche Kostenersparnis zur Folge, da etwa bei der Kläranlage in Knittelfeld die Stromkosten, inklusive Netzgebühren und Arbeitspreisen, rd. das Dreifache der Erlöse für den eingespeisten Strom ausmachen. Aus diesem Grund sind die Nettostrombezugskosten auch bei der Kläranlage in Knittelfeld nicht unerheblich, obwohl diese über das Jahr betrachtet energieautark betrieben wird.

Durch eine solche Anpassung der elektrischen Lasten an die lokale Strom/Wärmeproduktion und Abstimmung mit der Biomethanproduktion könnten bei verhältnismäßig geringem Aufwand für die notwendige Steuer- und Regeltechnik merkbare wirtschaftliche Vorteile erzielt werden.

Allerdings gibt es bis dato noch keine systematischen Untersuchungen betreffend der Möglichkeiten und Steuerbarkeit von Kläranlagen (Grad bzw. Ausmaß der Lastverschiebungen, ohne das die Reinigungsleistung der Kläranlage beeinträchtigt wird). Diesbezüglich wird erheblicher F&E-Bedarf gesehen.

7 Projekthomepage (AP 5)

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde eine eigene Domain www.biogas-treibstoff.at registriert und Projekthomepage erstellt. Auf dieser Internetseite wurde das Projekt vorgestellt und die Forschungsfragestellungen veröffentlicht.

Die Stakeholder und sonstige Interessenten hatten die Möglichkeit, ihre Anmerkungen, Vorschläge und Kritik zu den Forschungsfragestellungen zu äußern und das Projektteam zu kontaktieren. Nach Freigabe des Endberichtes durch die FFG werden auch die Endergebnisse auf dieser Internetseite publiziert werden.

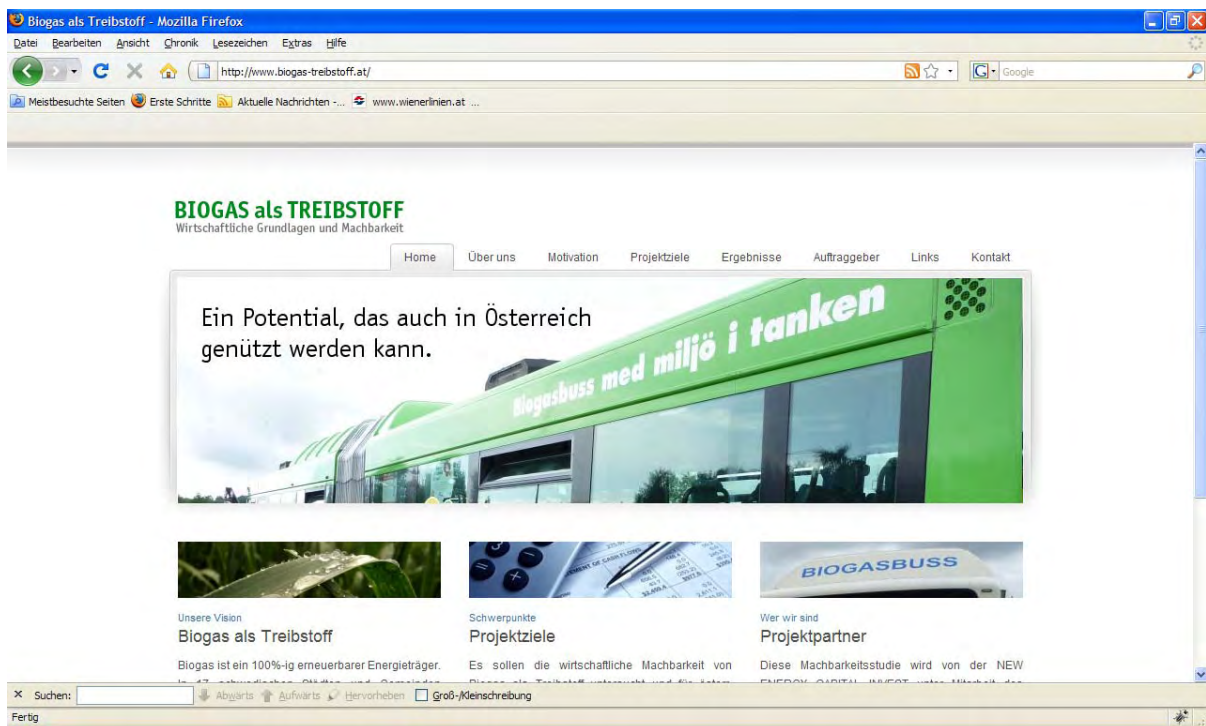


Abbildung 157: Screenshot Projekthomepage

8 Detailangaben in Bezug auf die Programmlinie

8.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Die vorliegende Grundlagenstudie hat in vielerlei Hinsicht zu den Gesamtzielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung beigetragen:

Energieeffizienz

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff nützt den Energiegehalt des Rohstoffes viel effizienter aus, als bei Verwendung des Rohbiogases zur Stromerzeugung, da die dabei anfallende Wärme meist nur zum Teil genützt werden kann.

Energie- bzw. Flächeneffizienz

Bei Verwendung von Nawaros hat Biogas - im Vergleich zu anderen biogenen Treibstoffen - eine wesentlich höhere Energieeffizienz und benötigt, bezogen auf den Energiegehalt, deutlich weniger Fläche zum Anbau der Rohstoffe; so kann aus einem Hektar Mais für die Biogaserzeugung das 3,5-fache an Kilometerleistung generiert werden, wie aus einem Hektar Raps für die Biodieselerzeugung.

Nutzung erneuerbarer Energieträger

Biogas ist ein 100% erneuerbarer Energieträger und völlig CO₂-neutral. Die Verwendung von Deponiegas würde die CO₂-Bilanz noch zusätzlich verbessern, da das ansonsten in die Atmosphäre entweichende Methan eine mehr als 20-fach höhere Treibhauswirkung als CO₂ hat.

Systemfragen- und geeignete Implementierungsstrategien

Es war Kern dieser Studie, die Übertragbarkeit und wirtschaftliche Machbarkeit von im Ausland bereits eingesetzten Verwendungskonzepten und Implementierungsstrategien zu untersuchen. Im Sinne von Praxisrelevanz und Kosteneffizienz war es die bessere Strategie,

erprobte Konzepte aus dem Ausland zu analysieren und auf die lokalen Verhältnisse zu übertragen, anstatt Distributionskonzepte komplett „neu zu erfinden“.

Demonstrationsprojekte / „Leuchttürme der Innovation“

Diese Grundlagenstudie ist umsetzungsorientiert angelegt und soll der erste Schritt einer längerfristig angelegten, mehrstufigen Gesamtstrategie sein, in dessen Folge, unter Einbeziehung der relevanten Stakeholder, konkrete Demonstrationsprojekte in Österreich umgesetzt werden.

Verbesserung der Kooperation Wissenschaft / Wirtschaft

Im Rahmen der Projektarbeit wurden nicht nur konkrete Umsetzungsmöglichkeiten, sondern auch Optimierungspotentiale und eventuelle Know-How Defizite identifiziert, die Ausgangspunkt für zukünftige wissenschaftliche Fragestellungen und Entwicklungskooperationen zwischen Wissenschaft und Wirtschaft sein können.

8.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Die Zielgruppen wurden wie folgt in die Umsetzung einbezogen und mit ihren Bedürfnissen berücksichtigt:

Zusammensetzung des Projektteams

Vertreter der Zielgruppen (Anlagenplaner) waren Teil des Projektteams und haben ihre Erfahrungen in die laufende Projektarbeit mit eingebracht.

Einrichtung eines Projektbeirates

Es wurde ein Projektbeirat eingerichtet, in der unter anderem Anlagenbetreiber, Planer und Technologielieferanten vertreten waren. In den Beiratssitzungen, die alle 6 Monate stattgefunden haben, konnten diese ihre Erfahrungen in die Projektarbeit einbringen.

Laufender Austausch und Feedback mit Stakeholdern

Auch während der Projektarbeit ist ein laufender Austausch mit den relevanten Stakeholdern und Fachexperten geschehen, wobei die Forschungsfragestellungen und die Projektzwischenenergebnisse laufend diskutiert und hinterfragt wurden.

Projekthomepage

Es wurde die Internet-Domain www.biogas-treibstoff.at registriert, um das Forschungsprojekt einer breiten Öffentlichkeit zu präsentieren. Über diese Homepage hatten die Stakeholder und sonstigen Interessenten die Möglichkeit, ihre Anmerkungen, Vorschläge und Kritik zu den Forschungsfragestellungen zu äußern und das Projektteam zu kontaktieren. Die Projekthomepage wird bis mindestens 12 Monate nach Projektabschluss verfügbar sein.

Realitäts-Check unter Einbindung möglicher Projektinitiatoren/Modellregionen

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wurde im Rahmen eines Realitäts-Checks, auf Basis der Daten eines möglichen Projektinitiators in einer Modellregion, ein wirtschaftliches Grobkonzept für die Produktion und Distribution von Biogas als Treibstoff entwickelt.

8.3 Beschreibung der Umsetzungspotentiale

8.3.1 Marktpotenzial

Das Marktpotential für Biogas als Treibstoff ist sehr hoch. So wurden in den EU-25 Ländern im Jahr 2003 Treibstoffe mit 14.360 PJ Energiegehalt im Verkehrssektor verbraucht, in Österreich 310 PJ²⁰⁰.

Dies ergibt bei aktuellen Treibstoffpreisen ein maximales theoretisches Marktpotential von rd. 470 Mrd. Euro pro Jahr für die gesamte Europäische Union respektive 10 Mrd. Euro für Österreich.

Falls das im ursprünglichen Entwurf des österreichischen Biomasseaktionsplanes formulierte Ziel der Substitution von 10 % des gesamten Treibstoffverbrauches bis 2020 erreicht werden sollte, entspräche dies bei gleichbleibendem Treibstoffverbrauch und Preisniveau einem Marktpotential von 1 Mrd. Euro pro Jahr in Österreich bzw. 47 Mrd. Euro EU-weit.

²⁰⁰ [DG TREN 2006].

8.3.2 Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotential

Das Verbreitungs- und Umsetzungspotential ist sehr hoch, da

- die notwendigen Technologien im Ausland bereits seit Jahren erfolgreich verwendet werden;
- die Verwendung von Biogas als Treibstoff in den ausländischen Best Practice Beispielen wirtschaftlich ist. Es wurden keinerlei grundsätzlichen Hindernisse zur Umsetzung ähnlicher Projekte in Österreich identifiziert;
- der grundsätzlich politische Wille in Österreich und in der Europäischen Union besteht, Biogas als Treibstoff einzusetzen, insbesondere da Biogas eine deutlich höhere Rohstoffeffizienz als Biodiesel oder Bioethanol aufweist.

8.4 Potential für Demonstrationsvorhaben

Im Laufe dieser Grundlagenstudie wurden, auf Basis einer wirtschaftlichen Analyse von internationalen Best Practice Beispielen, jene Anwendungsfälle bzw. Versorgungssysteme identifiziert, die unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umsetzbar sind.

Die Ergebnisse aus den vergleichenden Analysen und aus dem Realitäts-Check zeigen, dass die größten Chancen für die Umsetzung von Demonstrationsprojekte im kommunalen Umfeld liegen. Durch die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit von Projekten mit Klärgas bzw. biogenen Abfällen als Rohstoff und der Möglichkeit der Absicherung der Rohstoffversorgung und der Treibstoffabnahme durch die Kommune bzw. deren Umfeld bieten sich beste Voraussetzungen für künftige Demonstrationsprojekte an.

9 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

9.1 Erkenntnisse aus der Projektarbeit für das Projektteam

- Die Absicherung des Treibstoffabsatzes bzw. eine ausreichende Auslastung der Tankstelle ist eine entscheidende Voraussetzung für die Gesamtwirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette. Die Tankstellenauslastung kann z. B. durch garantierte Mindestabnahme von kommunalen oder betrieblichen Flottenbetreibern sichergestellt werden.
- Die Absicherung der Rohstoffversorgung sowie der Einkaufspreise sind gleichfalls von entscheidender Bedeutung. Durch langfristige vertragliche Regelungen und eine geeignete Indexierung der Preise können die Preisrisiken zumindest begrenzt und abgedeckt werden.
- Die Verwendung bewährter Technologien ist einer der wichtigsten Garantien für den wirtschaftlichen Erfolg. Bei Verwendung von neuen Technologien bzw. Produkten von Herstellern mit wenigen Referenzprojekten sind oft technische Probleme aufgetreten, welche die Wirtschaftlichkeit deutlich beeinträchtigt haben.
- Abhängig von den lokalen Rahmenbedingungen (Transportdistanz, Transportkapazität, Entfernung zum Erdgasnetz, Netzbereich, Netzebene) kann sowohl die Einspeisung in das Erdgasnetz, eine eigene Biogaspipeline oder ein nicht leitungsgebundenes Distributionssystem („virtuelle“ Pipeline) die wirtschaftlich optimalste Transportoption sein.
- Bei Transport des Biogases über das Erdgasnetz ist zwischen öffentlichen und nicht-öffentlichen Tankstellen zu unterscheiden. Während die Versorgung öffentlicher Tankstellen einem Pauschaltarif unterliegt, ist die Höhe der Transporttarife bei nicht öffentlichen Tankstellen abhängig von Netzebene und Netzbereich. Die Höhe der Netztarife ist in zweitem Fall von Bundesland zu Bundesland stark unterschiedlich, aber

aufgrund des angewandten Briefmarkensystems unabhängig von der Transportentfernung. Eine Regelung für die Biogaseinspeisung ähnlich wie in Deutschland würde den Transport von Biogas über das Erdgasnetz bzw. die Treibstoffoption deutlich attraktiver machen.

- Aufgrund der im Vergleich zu Deutschland unattraktiven Regelung der Netzeinspeisung in Österreich ist in vielen Fällen, vor allem bei geringen Transportdistanzen, eine eigene Biogaspipeline die wirtschaftlich attraktivste Distributionsvariante.
- Die Distributionsvariante Containertransport ist aufgrund der relativen hohen spezifischen Transportkosten (rd. 1 Cent/kWh) auf nur wenige Einsatzfälle (mittlere Transportdistanzen, wenn kein Anschluss an das Erdgasnetz möglich ist; teures Netzgebiet oder hohe Anbindungs-/Anschlusskosten) beschränkt.
- Der stündliche Bilanzausgleich im Erdgasnetz ist ein wesentliches Hemmnis für den Transport des Biogases über dieses, sowohl in der Treibstoffoption wie für die Direktvermarktung im Wärmemarkt. Dieses Hemmnis kann entweder durch eine erweiterte Ausgleichsperiode wie in Deutschland oder durch eine individuelle Vereinbarung mit einem Gasversorger gelöst werden.
- Bei Nutzung bestehender Infrastruktur, wie etwa von freien Faulraumkapazitäten bei Kläranlagen, kann eine hohe Wirtschaftlichkeit erzielt werden (z. B. Best Practice Beispiel Eskilstuna). In diesen Fällen können auch Rohstoffe wie Nawaros verwendet bzw. beigemischt werden, deren Kosten verhältnismäßig hoch sind.
- Im Einzelfall sind bei Kläranlagen außerordentlich hohe Renditen möglich, da die bestehende Infrastruktur bereits über die Abwassergebühren der letzten Jahrzehnte finanziert und abgeschrieben worden ist. Die Trennlinie zwischen Kläranlagenbetrieb, Entsorgungsbetrieb und Biomethanproduktion ist in vielen Fällen jedoch nur schwer zu ziehen. Abhängig von den internen Verrechnungspreisen werden Müll- und/oder Abwassergebühren durch die Biomethanproduktion direkt oder indirekt quersubventioniert (oder auch umgekehrt).
- Bei bestimmten Stoffen (z.B. Schlachtabfällen, Klärschlamm) kann durch den Einsatz von Aufschlussverfahren die Methanausbeute und damit auch die

Gesamtwirtschaftlichkeit erheblich verbessert werden. Betreffend der Eignung und der Effizienz dieser Verfahren für die unterschiedlichen Rohstoffarten besteht jedoch noch erheblicher F&E-Bedarf.

- Es können unterschiedliche Betankungssysteme (Schnell- oder Langsambetankung) eingesetzt werden. Die Wahl hängt primär von den jeweiligen Kundenbedürfnissen vor Ort ab. Der Direktvertrieb über das Erdgasnetz und Hausbetankung direkt beim Endkunden ist aufgrund der Höhe der Netztarife und der hohen spezifischen Investitionskosten für die Betankungsanlage für einen typischen Kfz-Besitzer in Österreich derzeit jedoch nicht wirtschaftlich.
- Der durchgeführte Realitäts-Check in der Region Knittelfeld zeigt, dass die Erfahrungen aus Schweden und anderen Best Practice Ländern auch auf Österreich umlegbar sind. Insbesondere durch die bessere Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur, die durch die Abwassergebühren der vergangenen Jahrzehnte bereits ausfinanziert bzw. amortisiert sind, können bei Treibstoffprojekten attraktive Renditen erzielt werden.

9.2 Geplante weitere Aktivitäten des Projektteams

Das Interesse von lokalen Stakeholdern vorausgesetzt, wird von den Studienerstellern nach Abschluss der vorliegenden Grundlagenstudie angestrebt, konkrete Projekte zur Verwendung von Biogas als Treibstoff in Modellregionen gemeinsam mit diesen Stakeholdern umzusetzen.

9.3 Zielgruppen, für welche die Projektergebnisse relevant sind

Potentielle Projektinitiatoren und Projektbetreiber

Die vorliegenden Projektergebnisse erlauben es potentiellen Projektinitiatoren, die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit ihrer Projektideen realistisch einschätzen zu können und aus den Erfahrungen internationaler Best Practice Beispiele und den sonstigen Recherchen und Berechnungen zu lernen. Das gleiche gilt für Anlagenerrichter und Planer, welche über

die Möglichkeiten der Treibstoffherzeugung auf Basis von Biomethan und eine Vielzahl von Erfolgsfaktoren und Hindernissen bei der Projektumsetzung informiert werden.

Politische Entscheidungsträger, Regulator

Die vorliegende Studie gibt einen umfassenden Überblick über die Möglichkeiten zur Umsetzung von Treibstoffprojekten auf Basis Biomethan. In Hinblick auf die Netzeinspeisung wurden die aktuellen Probleme und Hürden in Österreich wie auch die vorbildliche Umsetzung von Sonderregelungen in der GasNZV und GasNEV in Deutschland im Detail analysiert. Die vorliegende Studie soll diesbezüglich als Anregung für zukünftige Anpassungen der regulativen Rahmenbedingungen dienen.

Investoren, Finanz- und Fördergeber

Die Studienergebnisse unterstützen potentielle Investoren und Fördergeber, die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten realistisch beurteilen zu können.

Die Ergebnisse können den unterschiedlichen Fördergebern auf Bund- und Länderebene dabei helfen, Fördermittel zukünftig noch effizienter und zielgerichteter einzusetzen. So könnte etwa eine zielgerichtete Förderung von Kläranlagenprojekten bisher ungenutztes, aber wirtschaftlich interessantes Biomethan-Potential für den Treibstoffmarkt verfügbar machen.

10 Zielerreichung

Im Projektantrag vom März 2007 wurden folgende Ergebnisse in Aussicht gestellt. Diese wurden, wie folgend dargestellt, vollständig erreicht:

Kurzdokumentation internationaler Best Practice Beispiele (AP 1)

Kurzdokumentation von zumindest 15 Projekten aus zumindest drei verschiedenen Ländern, bei denen Biogas als Treibstoff verwendet wird. Diese Dokumentation beinhaltet die wesentlichsten Eckdaten (verwendete Menge an Biogas, Anzahl mit Biogas betriebener Fahrzeuge, Art und Umfang der Distributions- bzw. Verteilsysteme, etc.). Diese Kurzdokumentation ist in Abschnitt 4 zu finden.

Wirtschaftliche Detailanalysen von ausgewählten Aspekten der Wertschöpfungskette (AP 2)

Dokumentation der durchgeführten Detailanalysen; diese beinhaltet insbesondere die wirtschaftliche Evaluierung der unterschiedlichen Optionen für Distributions-/Verteil- und Betankungssysteme. Die Ergebnisse dieser Analysen sind, gemeinsam mit den Ergebnissen von AP 3, in Kapitel 5 dargestellt.

Wirtschaftliche Gesamtanalyse von zwei repräsentativen Best Practice Beispielen entlang der gesamten Wertschöpfungskette (AP 2)

Dokumentation der erstellten Gesamtanalysen von zumindest zwei repräsentativen Best Practice Beispielen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Diese Analysen sind in Abschnitt 5.12 und Abschnitt 5.13 zu finden.

Analyse der Übertragbarkeit dieser (dezentralen) Energiesystemkonzepte auf Österreich unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen, rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen (AP 3)

Diese Analysen sind in Abschnitt 5 zu finden und wurden der Übersichtlichkeit halber gemeinsam mit den Ergebnissen von Arbeitspaket 2 dargestellt.

Checkliste für potentielle Projektinitiatoren in Hinblick auf grundsätzliche wirtschaftliche Machbarkeit (AP 3)

Praxisorientierte Checkliste, die potentiellen Projektbetreibern eine erste Orientierung betreffend der ökonomischen Machbarkeit, Finanzierbarkeit und der Umsetzungschancen von konkreten Projektideen gibt. Diese Checkliste ist im Anhang zu finden.

Dokumentation des Realitäts-Checks unter Einbindung von mögl. Projektinitiatoren/Modellregionen (AP 4)

Dokumentation des durchgeführten Realitäts-Checks, die zusätzliche Hinweise auf konkrete Umsetzungsmöglichkeiten und mögliche Praxisprobleme beinhaltet. Diese Dokumentation ist in Abschnitt 6 zu finden.

Projekthomepage (AP 5)

Es wurde die Internet-Domain www.biogas-treibstoff.at registriert, um das Forschungsprojekt einer breiten Öffentlichkeit zu präsentieren. Über diese Homepage hatten die Stakeholder und sonstigen Interessenten die Möglichkeit, ihre Anmerkungen, Vorschläge und Kritik zu den Forschungsfragestellungen zu äußern und das Projektteam zu kontaktieren. Die Projekthomepage wird noch bis mindestens 12 Monate nach Projektabschluss verfügbar sein.

11 Ausblick /Empfehlungen

11.1 Handlungsempfehlungen

Potentielle Anlagenbetreiber und Projektinitiatoren

Für diese Zielgruppen können die wichtigsten Handlungsempfehlungen wie folgt zusammengefasst werden:

- Eine möglichst breite Einbindung von Stakeholdern ist sinnvoll, die idealerweise nicht nur finanzielle Mittel, sondern vor allem eigenes Know-How einbringen. Diesbezüglich bieten sich neben kommunalen Betrieben insbesondere Rohstofflieferanten, private Entsorgungsunternehmen und Unternehmen der Gaswirtschaft (Netzbetreiber bzw. Gaslieferanten) an. Weiters ist es sinnvoll, lokale Großverbraucher (betriebliche Flotten, Taxiunternehmen, etc.) mit einzubinden, um den Treibstoffabsatz sicherzustellen.
- Projekte, die von kommunalen Projektinitiatoren ausgehen, sind besonders vielversprechend, da im kommunalen Umfeld nicht nur günstig Rohstoffe verfügbar sind (Klärgas, biogene Abfälle), sondern durch den Umstieg kommunaler Fahrzeugflotten auf gasförmige Treibstoffe eine Grundauslastung der Tankstelleninfrastruktur sichergestellt werden kann.
- Insbesondere sollte, soweit möglich, etwaig vorhandene Infrastruktur (z.B. freie Faulraumkapazitäten in Kläranlagen) in die Treibstoffprojekte mit eingebunden werden. Dadurch kann die Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten teilweise drastisch erhöht werden.
- Aufgrund der langjährigen Erfahrungen in Schweden, aber auch in der Schweiz, würde der direkte Austausch von Erfahrungen zwischen erfahrenen Betreibern und „Newcomern“ Sinn machen. Insbesondere im kommunalen Umfeld, wo Bedenken

hinsichtlich der Konkurrenzsituation wegfallen, könnte dies durch Twinning-Projekte oder Städtepartnerschaften geschehen.

Gesetzliche Bestimmungen, Richtlinien und Normen

- Die derzeitige Situation betreffend die dezentrale Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist unbefriedigend. Die Transportentgelte sind gleich hoch, egal ob das Biomethan nur wenige hundert Meter oder über ein ganzes Bundesland hinweg transportiert wird. Weiters muss der Transportkunde die Kosten der übergeordneten Netzebenen (Netzebenen 1 und 2) selbst dann mittragen, wenn er sie gar nicht benützt. Diese wirtschaftliche Schlechterstellung dezentraler Biomethaneinspeisung könnte durch eine Regelung, ähnlich wie sie in Deutschland mit den vermiedenen Netzentgelten getroffen wurde, beseitigt werden.
- Ein weiteres wesentliches Hemmnis für eine Direktvermarktung des Biomethans über das Erdgasnetz ist die stündliche Ausgleichsperiode für den Bilanzausgleich. In Deutschland wird dieses wesentliche Hemmnis durch einen erhöhten Flexibilitätsrahmen in § 41e GasNZV beseitigt. Eine ähnliche Regelung in den Marktregeln für Erdgas wäre auch in Österreich wünschenswert.
- Klärgas fällt derzeit nicht in den Geltungsbereich der ÖVGW G33. Es wird vielmehr dem jeweiligen Netzbetreiber überlassen, ob dieser die Einspeisung von aufbereitetem Klärgas zulässt. Wie die Erfahrungen aus den untersuchten ausländischen Best Practice Beispielen und dem durchgeführten Realitäts-Check zeigen, hat jedoch insbesondere Klärgas ein sehr hohes Potential für die Treibstoffherzeugung. Aus diesem Grund wäre eine österreichweite verbindliche Regelung betreffend der Einspeisung von Klärgas in der ÖVGW G33 anzustreben.

Förderstellen

- Da die Möglichkeiten der Nutzung von Klärgas zur Treibstoffherzeugung bei den Kläranlagenbetreibern in Österreich wenig bekannt sind, wurden, trotz der hohen Wirtschaftlichkeit dieser Projekte, bisher kaum welche umgesetzt. Diesbezüglich wäre es wünschenswert, im Rahmen eines Förderprogrammes mit entsprechender Öffentlichkeitswirksamkeit zum einen diese Möglichkeiten bekannt zu machen und zum

anderen interessierte Stakeholder durch die Förderung von Konzepterstellung oder Machbarkeitsstudien gezielt zu unterstützen.

11.2 Chancen, Schwierigkeiten und Risiken bei der Realisierung/Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekte

Folgende Schwierigkeiten und Risiken sind bei der Umsetzung eines Demonstrationsprojektes jedenfalls zu berücksichtigen:

- Komplexität von Treibstoffprojekten: Ein Demonstrationsprojekt muss alle Stufen der Wertschöpfungskette umfassen, von der Rohstoffgewinnung bis zum Verbraucher. Projekte, die nur einen Teil der Wertschöpfungskette abdecken oder die verbleibenden Risiken nicht durch Kooperationsverträge absichern, können die für eine Fremdfinanzierung notwendige Investitionssicherheit nur beschränkt garantieren bzw. sind unverhältnismäßig hohen betriebswirtschaftlichen Risiken ausgesetzt.
- Absicherung Treibstoffabsatz: Eine Mindestabnahme des Treibstoffes muss durch die Einbeziehung von Fahrzeugflotten (kommunal oder betrieblich) sichergestellt werden.
- Einbindung von Stakeholdern: Alle relevanten Stakeholder der Region und die benötigten Dienstleister (Technologielieferanten, Fahrzeugproduzenten) sollten miteinander kooperieren und von Anbeginn in das Projekt mit eingebunden werden. Etwaige Konkurrenzprojekte am gleichen Standort erhöhen die Investitions- bzw. Betriebsrisiken, z.B. bei Rohstoffbeschaffung oder Treibstoffabsatzes, deutlich.
- Politische Unterstützung: Die Einbindung der Stakeholder, die oft der kommunalen Sphäre zuzurechnen sind, ist nur bei aktiver Unterstützung durch die lokalen politischen Entscheidungsträger möglich.

Die Finanzierung der notwendigen Projektinfrastruktur wird, selbst bei Projekten mit höheren Investitionssummen von > 10 Mio. Euro, hingegen als realistisch eingeschätzt, wenn

- die Rohstoffversorgung in Hinblick auf Verfügbarkeit und Preis abgesichert werden kann;

- eine Mindestabnahme des produzierten Treibstoffes durch kommunale oder betriebliche Fahrzeugflotten abgesichert werden kann;
- die Investitionssicherheit für alle Stufen der Wertschöpfungskette durch langfristige Verträge zwischen den Stakeholder dargestellt werden kann;
- Investitionsförderungen in üblicher Höhe (z.B. Bundesländerförderung, Umweltförderung durch die KPC) gewährt werden;
- das Projekt von einem erfahrenen Managementteam professionell strukturiert und vorbereitet wird.

11.3 Empfehlungen für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Rohstoffe & Rohstoffeffizienz

- Identifikation von Rohstoffen: Insbesondere im kommunalen Umfeld (Kläranlagen, Biotonne, biogene Abfälle) sind Rohstoffe vorhanden, die bisher nur ungenügend oder ineffizient genutzt werden. Diesbezüglich wären Arbeiten wünschenswert, welche die Kommunen bei der systematischen Identifikation von Rohstoffressourcen unterstützen (z. B. Tools für Screening bisher ungenutzter Rohstoffpotentiale).
- Pre-Treatment bei biogenen Abfallstoffen: Obwohl die Methanausbeute durch Pre-Treatment teilweise sehr deutlich gesteigert werden kann, sind diese nicht in jedem Fall sinnvoll. Je nach Anwendungsfall bzw. Situation vor Ort kann es auch zu einer negativen Energiebilanz kommen. Insbesondere ist die Eignung der unterschiedlichen Verfahren von den eingesetzten Rohstoffen abhängig.

Da viele Aufschlussverfahren nur an wenigen Anlagen eingesetzt wurden und bisher keine systematischen Untersuchungen und Vergleiche über das tatsächliche Optimierungspotential und über die Eignung der Verfahren für die unterschiedlichen

Rohstoffkategorien angestellt wurden, werden diesbezüglich weitere Forschungsarbeiten angeregt. Bei diesen Forschungsaktivitäten sollte es unserer Ansicht jedoch weniger um die Entwicklung neuer Verfahren gehen, sondern vielmehr um ein systematisches Screening und detaillierte Untersuchungen, welche Verfahren für welche Einsatzfälle am besten geeignet sind (Performancevergleich).

Nutzung vorhandener Infrastrukturen

- Die bisherigen Untersuchungen an Kläranlagen, sowohl in Deutschland wie in Österreich²⁰¹, weisen auf ein hohes Effizienzsteigerungspotential hin. Abschätzungen des theoretischen Potentials gehen bei typischer Anlagenkonfiguration sogar von einer möglichen Verdreifachung der Biomethanerzeugung aus²⁰². Im Unterschied zu Schweden gibt es jedoch nur wenig praktische Erfahrung mit der Nutzung dieser Potentiale. Aus diesem Grund werden weitere Forschungsarbeiten, die sich mit der Effizienzverbesserung bestehender Infrastruktur auseinandersetzen und von Grundlagenforschung bis hin zur Umsetzung von Demonstrationsprojekten reichen sollten, als wünschenswert angesehen.

Gasqualität, Ausweitung der ÖVGW G33 auf Klärgas

- Die ÖVGW G33 ist die einzig europäische Norm in Europa, die einen Grenzwert für Siloxane vorsieht. Die ÖVGW G33 schließt Klärgas aus ihrem Geltungsbereich jedoch grundsätzlich aus. Durch einen Zusatz zu dieser Richtlinie wird es vielmehr den einzelnen Netzbetreibern überlassen, die Einspeisung von Klärgas – allerdings auf eigenes Risiko - zuzulassen. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Gestattung der Einspeisung wie bei Biogasen aus Nawaros, die der G33 unterliegen, existiert hingegen nicht. Trotz der jahrzehntelangen Erfahrungen bei der Aufbereitung von Klärgas auf Treibstoff- bzw. Erdgasqualität in Schweden oder in der Schweiz ist die Frage der Abtrennung von Siloxanen durch die einzelnen Verfahren wissenschaftlich nicht ausreichend untersucht worden. Aufgrund der wünschenswerten Ergänzung der ÖVGW G33 und der zukünftigen europaweiten Standardisierung im Rahmen von CEN/TC 234/WG 9 wird die Notwendigkeit für diesbezügliche Forschungsarbeiten gesehen.

²⁰¹ z. B. [BMLF 2002], [Haber Kern 2008]

²⁰² [Haber Kern 2008]

Diese sollten aber jedenfalls in enger Abstimmung mit den Normungsgremien des ÖVGW erfolgen.

Weiterentwicklung des Membranverfahrens

- Die beiden Aufbereitungsanlagen in Österreich, die mit dem Membranverfahren arbeiten, wurden im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ bzw. deren Nachfolgeprogrammen umgesetzt. Die Ergebnisse der bisherigen Projekte sind sehr vielversprechend. Insbesondere bei Tri-Generation (Biomethan, Strom, Wärme) bzw. bei kleinen Anlagen ist dieses in Österreich wesentlich weiterentwickelte Verfahren anderen Aufbereitungsverfahren kostenmäßig weit überlegen.

Trotz einer Vielzahl von Vorzügen (einfaches Verfahrensschema, wenig stör anfällig, kostengünstig, etc.) wurde dieses Verfahren etwa im derzeit wichtigsten Biomethanmarkt Deutschland bis dato noch kaum eingesetzt. Weitere Leuchtturmprojekte, welche die Vorzüge des Verfahrens auch außerhalb Österreichs sichtbar machen bzw. sonstige Aktivitäten zur Unterstützung des Markteintritts in Deutschland, wären wünschenswert, um die bisherigen F&E-Erfolge auch wirtschaftlich umsetzen zu können.

- Während bei herkömmlichen Verfahren (Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption) bereits jahrelange praktische Erfahrung mit der Aufbereitung von Klärgas vorliegt, wurde das in Österreich für die Biogasaufbereitung weiterentwickelte Membranverfahren noch nicht zur Aufbereitung von Klärgas eingesetzt. Untersuchungen betreffend die Auswirkung von Siloxonen auf das Trennverhalten der Membranen wären daher notwendig. Insbesondere im Falle eines negativen Einflusses auf das Trennverhalten wäre die Identifikation bzw. Weiterentwicklung von kostengünstigen Verfahren zur Vorreinigung für Anlagen mit kleinerem Anlagendurchsatz zu empfehlen.

Gesamtoptimierung von zukünftigen Energiezentralen im Smart Grid Kontext

- Neben dem Potential von Kläranlagen für die Treibstoffherzeugung und die Tri-Generation (Treibstoff, Strom, Wärme) wäre im Sinne einer gesamthaften Betrachtung auch die Verbrauchsseite des Kläranlagenbetriebs, insbesondere deren elektrische Lasten, mit zu berücksichtigen.

Aufgrund der typischen Großverbraucher (Pumpen, Gebläse) in den Kläranlagen ist es möglich, große Teile dieser elektrischen Lasten zu verschieben. Damit eignet sich eine typische Kläranlage nahezu perfekt als lokale „Smart Grid Zentrale“, die je nach Lastsituation in den Netzen Gas, Strom und Wärme entweder einspeist oder abnimmt bzw. alternativ Treibstoff erzeugt.

Durch diese Pufferfunktion und Kopplung der Energieträger kann etwa Grundlast bezogen und Spitzenenergie geliefert werden, was – passende Geschäfts- und Tarifmodelle vorausgesetzt - sowohl betriebswirtschaftlich interessant wie auch volkswirtschaftlich von Vorteil ist. Zugleich könnten diese neuen Energiezentralen wesentliches Element und Steuerzentrale neuer hocheffizienter Mikro-Grids sein.

Diesbezüglich wären zunächst die konzeptionellen Grundlagen (z.B. Simulationen, Konzeption, etc.) zu schaffen und in Folge durch Demonstrationsprojekte in der Praxis zu erproben.

Demonstrations- bzw. Leuchtturmprojekte

- Wie anhand internationaler Best Practice Beispiele gezeigt wurde, wären Treibstoffprojekte auf Basis von Biomethan grundsätzlich bereits mit vorhandenen Technologien wirtschaftlich umsetzbar, auch wenn es bis dato in Österreich kaum Erfahrungen gibt. Umso mehr wäre von entscheidender Bedeutung, durch die Umsetzung von Demonstrations- bzw. Leuchtturmprojekten diese Möglichkeiten zu demonstrieren und damit Folgeprojekte anzustoßen. F&E- Projekte im Stadium der Experimentellen Entwicklung der Industriellen Forschung werden hingegen von eher geringer Bedeutung sein.
- Neben reinen Treibstoffprojekten ähnlich wie in Schweden bietet sich insbesondere die Möglichkeit an, ein solches Leuchtturmprojekt im Smart Grid Kontext noch viel breiter anzulegen und z.B. die Verschiebung elektrischer Lasten mit zu berücksichtigen. Ein solches Projekt wäre aufgrund seines Innovationsgehaltes auch europaweit gut sichtbar und von großem Interesse.

12 Literatur-, Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

12.1 Literaturverzeichnis

- [ADAC 2008] http://www.adac.de/Auto_Motorrad/Tanken/Alternative_Kraftstoffe/Erdgas/wirtschaftlichkeit/default.asp?ComponentID=157815&SourcePageID=140495
(Abgerufen am 27. August 2008; 11:30)
- [ADAC 2009] ADAC (Hrsg.): ADAC Kostenvergleich: Benziner gegen Diesel, Erd- und Autogas. Publikation Nr. IN26070, Stand: 10/09, München 2009.
- [Agropti 2004] Svensk Växtkraft (Hrsg.): Växtkraft – Presentation of a system for the use of biogas as fuel for buses and cars. Projektunterlage im Rahmen des Forschungsprojektes AGROPTI-Gas, finanziert im Rahmen des 5. Forschungsrahmenprogrammes. Västerås 2004.
- [ARegV 2007] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung –ARegV) vom 29. 10. 2007 (BGBl. I S 2529); zuletzt geändert durch Novelle vom 8. 4. 2008 (BGBl. I S. 693). Berlin 2007.
- [Bala 2008] Bala, H., et al: (BIO) Gas – Inselfankstelle „Integration einer Gasaufbereitung und einer (Bio)-Gastankstelle im Inselbetrieb in eine bestehende Biogasanlage“ BMVIT. Wien 2008.
- [Bala 2009] Bala, H. Persönliche Kommunikation, 9. und 16. Oktober 2009.
- [BiomV 2001] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. 6. 2001 (BGBl. I S. 1234); zuletzt geändert durch Novelle vom 9. 8. 2005 (BGBl. I 2419). Berlin 2001.
- [BMLF 2002] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft (Hrsg.): Energieoptimierung von Kläranlagen. Detailuntersuchung von 21 Anlagen. Wien 2002.
- [Braun 2005] Braun, R., et al: Österreichische Beteiligung an IEA Bioenergy 2001-2003 (Zusammenfassender Endbericht). BMVIT, Wien 2005.
- [Braun 2006] Braun, R.: et al: Country Update Austria. Vortragsunterlagen im Rahmen

- von IEA Task 37 „Energy from Biogas and Landfill Gas“ (19. 9. 2006), 2006.
- [Braun 2007] Braun, R.; et al: Aufbau eines Bewertungssystems für Biogasanlagen – „Gütesiegel Biogas“. BMVIT. Wien 2007.
- [Buggisch 2007] Buggisch, M.: Erprobung von Heimbetankungsanlagen. Phill für Erdgasfahrzeuge. Präsentation auf den Berliner Energietagen 2007 (3. 5. 2007). Berlin 2007.
- [Brückner 2007] Brückner, C; et. al: Mundgerechtere Bakterienkost. In: Bauernzeitung, 2007/36. Woche, S 48/49. Berlin 2007.
- [Cerbe 2008] Cerbe, H., et al: Grundlagen der Gastechnik. Carl Hanser Verlag, München Wien 2008.
- [Clean Air 2009] <http://www.cleanairpower.com> (Abgerufen am 11. August 2009; 11:45)
- [Clean Cities 2009] Berechnungswerkzeug der Clean Cities Initiative des US Department of Energy.
http://www1.eere.energy.gov/cleancities/toolbox/docs/cng_cost_calc.xls
(Abgerufen am 23. März 2009, 13:50 Uhr)
- [Clean Energy 2008] Clean Energy Fuels Corp. (Hrsg.): Annual Report 2008. Seal Beach 2008.
- [Dortmundt 1999] Dortmundt, D.; et al: Recent Developments in CO₂ Removal Membrane Technology. UOP-Publikation Nr. 3128. Des Plaines 1999.
- [E-Control 2009] Energie-Control GmbH (Hrsg.): Ökostrombericht 2009. Bericht der Energie-Control GmbH gemäß § 25 Abs. 1 Ökostromgesetz, Wien 2009
- [EEG 2008] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Berlin 2008.
- [EG 2003] Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L176 Seite 57.
- [EnWG 2007] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 170(3621)) in der Fassung der Novelle vom 18. 12. 2007 (BGBl. I 2966). Berlin 2007.
- [ErdgasAbG] Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den

- 1996] Verbrauch von Erdgas eingeführt wird (Erdgasabgabegesetz) /
Strukturanpassungsgesetz 1996. BGBl. Nr. 201/1996, in der Fassung
von BGBl. Nr. 71/2003. Wien, 1996.
- [EurOb 2008] EurObserver (Hrsg.): Le barometre du biogaz/Biogas barometer – July
2008. In: Systèmes solaires – le journal des énergies renouvelables No.
186-2008, Observer, Paris 2008.
- [Ferre 2009] Ferre, A., et al: Draft Demonstration Report on Fuel Stations Including
Deployment Strategies and Regulatory Requirements. BiogasMax
Project Documentation. EU-Project under RTD contract: 019795. Paris
2009.
- [FNR 2005] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Ergebnisse des
Biogas Messprogramms. Gülzow 2005.
- [FNR 2006] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Handreichung
Biogasgewinnung und –nutzung. Gülzow 2006.
- [Flotech 2006] Flotech (Hrsg): Greelane- Biogas Upgrading Systems.
Produktbroschüre. November 2006.
- [GasNEV 2005] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
(Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. 7. 2005 (BGBl. I S.
2197) in der Fassung der Novelle vom 8. 4. 2008 (BGBl. I 693). Berlin
2005.
- [GasNZV 2005] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
(Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 25. 7. 2005 (BGBl. I S.
2210) in der Fassung der Novelle vom 8. 4. 2008 (BGBl. I 693). Berlin
2005.
- [GebAbG 1966] Gesetz über die Erteilung von Erlaubnissen zum Gebrauch von
öffentlichem Gemeindegrund und die Einhebung einer Abgabe hierfür
(Gebrauchsabgabegesetz 1966) vom 8. 7. 1966 (LGBl. Nr. 20/1996), in
der Fassung vom 11.9. 2003 (LGBl. Nr. 42/2003). Wien 1966.
- [GSNT-VO
2008] Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der Tarife für die
Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-
Systemnutzungstarife-Verordnung 2008, GNST-VO 2008). Wien 2008.
- [GSNT-VO
2008a] Erläuterungen zur Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der
Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden
(Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008, GNST-VO 2008). Wien

- 2008.
- [GSNT-VO 2009] Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2009, GNST-VO 2009). Wien 2009.
- [GWG 2008] Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz – GWG); in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2008 (VfGH). Wien 2008.
- [Haber kern 2008] Haber kern, B; et al: Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen. Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (Deutschland). Dessau-Rosslau 2008.
- [Hofmann 2005] Hofmann, F., et al: Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das österreichische Erdgasnetz. Institut für Energetik und Umwelt; Studie im Auftrag der E-Control, Leipzig 2005.
- [Hornbachner 2005] Hornbachner, D., et al: Biogas-Netzeinspeisung; Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich. BMVIT, Wien 2005.
- [Hornbachner 2008] Hornbachner, D., et al: Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. BMVIT. Wien 2008.
- [Hornbachner 2008a] Hornbachner, D., et al: Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle. BMVIT. Wien 2008.
- [Hornbachner 2009] Hornbachner, D., et al: Wirtschaftliche Chancen der Biogas-Versorgung netzferner Gas-Tankstellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung. BMVIT. Wien 2009.
- [Hunzinger 2005] Hunzinger, P.: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz – Vorreiterrolle der ARA Region Luzern. In: Gas Wasser Abwasser, GWA 4/2005; Zürich 2005.
- [IEA 2008] IEA Bioenergy Task 37 (Hrsg): 100% Biogas for Urban Transport in Linköping, Sweden (Case Study); http://www.iea-biogas.net/Dokumente/casestudies/linkoping_final.pdf; (Abgerufen am 24. November 2008; 18:00)
- [Jonasson 2007] Jonasson, M.: Energy Benchmark for Wastewater Treatment Processes – a comparison between Sweden and Austria. Master Thesis, Dept. Of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University. Lund

- 2007.
- [Kaltschmitt 2001] Kaltschmitt, M. (Hrsg): Energie aus Biomasse. Springer Verlag, Berlin 2001.
- [Keller 2005] Keller, M.; Kljun, N.: Gas- oder Dieselmotoren? Ergänzende Grundlagen für den Beschaffungsbescheid von Bernmobil. Schlussbericht. Bern 2005.
- [Landahl 2003] Landahl, G.: Biogas as Vehicle Fuel – a European Overview. Trendsetter Report No 2003:3. Stockholm 2003.
- [Lautenschläger 2005] Lautenschläger, K., et al: Taschenbuch der Chemie. Verlag Harri Deutsch, Frankfurt 2005.
- [LuPower 2009] <http://www.lupower.at> (Abgerufen am 11. August 2009; 10:20)
- [Martensson 2007] Martensson, E.: Biogas as Vehicle Fuel in the Stockholm Region – Scenario 2020. Master Thesis, KTH (Royal Institute of Technology) – Chemical Engineering and Technology. Stockholm 2007.
- [Mokhatab 2006] Mokhatab, S., et al: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Gulf Professional Publishing, Oxford 2006.
- [MöStG 1995] Bundesgesetz, mit dem die Mineralölsteuer an das Gemeinschaftsrecht angepaßt wird (Mineralölsteuergesetz 1995). BGBl. Nr. 630/1994, in der Fassung von BGBl. Nr. 122/2008. Wien, 1995.
- [NGV 2008] NGV Communications Group (Hrsg.): The Gas Vehicle Report April 2008. Marmirolo 2008.
- [NGV 2009] NGV Communications Group (Hrsg.): The Gas Vehicle Report April 2009. Marmirolo 2009.
- [NÖGebAbG 1973] NÖ Gebrauchsabgabegesetz 1973 (LGBl. 3700), in der Fassung vom 31.8. 2005 (LGBl. 74/2005). Wien 1973.
- [OMV 2009] OMV Gas & Power (Hrsg.): Erdgas-Fahrzeuge Österreich. http://www.erdgasautos.at/user_pdfs/cng_200209a.pdf (Abgerufen am 20. Oktober 2009; 10:30)
- [ÖSG 2008] Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (2.Ökostromnovelle 2008). BGBl. 114/2008, Wien 2008.
- [ÖSG 2008a] Erläuterungen zur Regierungsvorlage betreffend Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (2.Ökostromnovelle 2008). Wien 2008.
- [ÖSV 2002] Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der

- Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden; BGBl. vom 20. Dezember 2002. Wien 2008.
- [ÖSV 2008] Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle im Kalenderjahr 2008 verpflichtet ist (Ökostromverordnung 2008); BGBl. vom 14. Februar 2008. Wien 2008.
- [ÖVGW G31] Richtlinie G31 Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit; Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach; Wien 2001.
- [ÖVGW G33] Richtlinie G33 Regenerative Gase – Biogas; Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach; Wien 2006.
- [Peyer 2007] Peyer, T.: Biogas– Treibstoff aus der Landwirtschaft In: Gas Wasser Abwasser, GWA 5/2007; Zürich 2007.
- [Salchenegger 2005] Salchenegger, S., Pölz, W.: Biogas im Verkehrssektor- Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz. Umweltbundesamt, Studie im Auftrag des BMVIT, Wien 2005.
- [Schmalschläger 2007] Schmalschläger, T.; et al: Gasseitige Bündelung von Biogasanlagen und gemeinsame Einspeisung ins Erdgasnetz. Machbarkeitsstudie im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Landwirtschaft und Forsten. Endbericht, München 2007.
- [Schöftner 2007] Schöftner, R.; et al: Best Biogas Practise. Monitoring und Benchmarks zur Etablierung eines Qualitätsstandards für die Verbesserung des Betriebs von Biogasanlagen und Aufbau eines österreichweiten Biogasnetzwerkes. BMVIT. Wien 2007.
- [Tentscher 2005] Tentscher, W.: Biogasverwertung in Erdgasqualität als Treibstoff oder durch Gasnetzeinspeisung im Wendland Elbetal. Gutachen für den Fachverband Biogas e.V., Berlin 2005.
- [Theißing 2006] Theißing, M.: Biogas - Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze. BMVIT, Wien 2006.
- [Tretter 2007] Tretter, H., et al: Erdgas und Bio-Methan als Kraftstoffoptionen aus dem Erdgasnetz (Executive Summary). Studie der Energieagentur, Wien 2007.
- [Urban 2008] Urban, W., et al.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und

- Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Studie des Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT). Oberhausen 2008.
- [Volk 2008] Volk, G.: Einspeiseregulierung für Biogas in Erdgasnetze. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 Jg. (2008), Heft 3, Seiten 16-21. etv Verlag, Essen 2008.
- [WEGas 2008] WIEN ENERGIE Gasnetz: Tarifblatt Netznutzungsentgelt gemäß Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung – gültig ab 1. Februar 2008.
http://www.wienenergie.at/media/files/2008/weg_tarif_2008_RZ_2_4987.pdf (Abgerufen am 1. Oktober 2008, 15:45 Uhr)
- [Westport 2009] <http://www.westport.com> (Abgerufen am 11. August 2009; 12:45)
- [Wolf 2009] Wolf, H-J.; et al: Intensivierung der anaeroben Schlammstabilisierung mit Ultraschall. Langjährige Erfahrungen auf der Kläranlage in Bamberg. In: Korrespondenz Abwasser, Abfall 2009 (56) Nr. 5. Hennef 2009.

12.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Häufigkeit des Einsatzes unterschiedlicher Rohstoffe bei ausgewählten Treibstoffprojekten (Quelle: eigene Recherchen)	58
Abbildung 2: Korrelation von Erdöl- und Maispreis (Quelle: eigene Darstellung)	63
Abbildung 3: Anerkannte Klärgas- und Deponiegasanlagen in Österreich im Größenvergleich per Ende 4. Quartal 2008 (Quelle: [E-Control 2009])	66
Abbildung 4: Verfahrensschema eine Kläranlage mit Faulung (Quelle: [BMLF 2002])	74
Abbildung 5: Biogasproduktion in Kläranlagenfermentern in Eskilstuna (Quelle: New Energy)	76
Abbildung 6: Schraubenpresse der Aufbereitungsanlage in Eskilstuna (links); Beschickung des Kläranlagenfermenters mit dem produzierten biogenen Brei (rechts) (Quelle: New Energy).....	79
Abbildung 7: Überblick über mögliche Desintegrationsverfahren (Quelle: ATV/DVWK)	80
Abbildung 8: Verfahrensschema der Druckwechseladsorption (Quelle: IEA Bioenergy Task 24)	92
Abbildung 9: Verfahrensschema der Druckwasserwäsche in Jönköping/Schweden (Quelle: Malmberg)	94
Abbildung 10: Aminowäsche zur Reinigung von Erdgas (Quelle: UOP)	95
Abbildung 11: Aminowäsche der MT-Energie in Detmold (Quelle: MT-Energie)	96
Abbildung 12: Membranverfahren zur Erdgasaufbereitung in Quadirpur/Pakistan (Quelle: MTR)	97
Abbildung 13: Aufbau einer Membran zur Abtrennung von CO ₂ aus Erdgas (Quelle: UOP)	98
Abbildung 14: Verfahrensschema des "CO ₂ Wash" Prozesses (Quelle: Terracastus technologies).....	100
Abbildung 15: Kostenvergleich unterschiedlicher Methanaufbereitungsverfahren (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [Urban 2008])	106
Abbildung 16 Vergleich der spezifischen Gesamtkosten von DWW und PSA mit dem Membranverfahren.....	109
Abbildung 17: Aufteilung der spezifischen Kosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße beim DWW-Verfahren von Malmberg (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008]).....	110
Abbildung 18 Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten bei DWW-Verfahren von Malmberg (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008]) .	111

Abbildung 19 Aufteilung der spezifischen Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße beim PSA-Verfahren von CarboTech (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008])	112
Abbildung 20 Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten bei PSA-Verfahren von CarboTech (Quelle: eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Urban 2008])	113
Abbildung 21: Prozessschema einstufiges Membranverfahren (Quelle: UOP).....	116
Abbildung 22: Vergleich der Prozessschemas mehrstufiger Membranverfahren (Quelle: UOP)	117
Abbildung 23: Vergleich der Netznutzungsentgelte für Netzebene 3 (nicht leistungsgemessen) bei einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh (Quelle: eigene Berechnungen).....	134
Abbildung 24: Vergleich der Netznutzungsentgelte für Netzebene 2 (leistungsgemessen) bei einem Jahresverbrauch von 90.000.000 kWh (8000h) (Quelle: eigene Berechnungen)	135
Abbildung 25: Spezifisches Netznutzungsentgelt einer öffentliche Tankstelle in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch (Quelle: eigene Berechnungen).....	137
Abbildung 26: Vergleich der Netznutzungsentgelte für nicht öffentliche Tankstellen auf Netzebene 3 (nicht leistungsgemessen; Entnahme von jährlich 300.000 Nm ³ , max. stündliche Entnahme 50 Nm ³) (Quelle: eigene Berechnungen).....	139
Abbildung 27: Vergleich der Netznutzungsentgelte für nicht öffentliche Tankstellen auf Netzebene 3 (leistungsgemessen; Entnahme von jährlich 300.000 Nm ³ , max. stündliche Entnahme 50 Nm ³) (Quelle: eigene Berechnungen).....	140
Abbildung 28: Vergleich der Netznutzungsentgelte für nicht öffentliche Tankstellen auf Netzebene 2 (leistungsgemessen; Entnahme von jährlich 300.000 Nm ³ , max. stündliche Entnahme 50 Nm ³) (Quelle: eigene Berechnungen).....	141
Abbildung 29: Vergleich der Netznutzungsentgelte für öffentliche und nicht-öffentliche Tankstellen in unterschiedlichen Netzgebieten (Quelle: eigene Berechnungen).....	142
Abbildung 30: Gastrocknung vor Einspeisung in die Biogaspipeline in Steinfurt (Quelle: Bioenergie Steinfurt GmbH Co KG)	148
Abbildung 31: Verlegungsarbeiten für Biogaspipeline in Steinfurt (Quelle: EnergieAgentur.NRW)	149
Abbildung 32: Gebläse für die Druckerhöhung auf der Kläranlage Kungsängen (linkes Bild); Betriebsgebäude für die Druckerhöhung mit Gaskühler seitlich außen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	150

Abbildung 33: Adsorptionstrockner auf der Kläranlage in Kungsängen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	151
Abbildung 34: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh _{H₂} in Abhängigkeit von der Transportentfernung (Errichtungskosten 60 Euro/lfm; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm ³ /Jahr; Quelle: eigene Berechnungen).....	154
Abbildung 35: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh _{H₂} in Abhängigkeit von den spezifischen Leitungsbaukosten (Transportentfernung 5 km; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm ³ /Jahr; Quelle: eigene Berechnungen).....	156
Abbildung 36: Spezifische Transportkosten in Cent/kWh _{H₂} in Abhängigkeit von der transportierten Biomethanmenge (Errichtungskosten 60 Euro/lfm; Transportlänge 5 km) (Quelle: eigene Berechnungen)	157
Abbildung 37: LNG-Backup in Uppsala / Schweden (Quelle: New Energy).....	160
Abbildung 38: Biogas-Trailersystem in Schweden (Quelle: FordonsGas Sverige AB)	162
Abbildung 39: Transportsysteme der Firma Natural Gas s.r.l. (Quelle: Natural Gas s.r.l.)...	165
Abbildung 40: Trailersysteme unterschiedlicher Transportkapazität der Firma Safe (Quelle: Safe).....	165
Abbildung 41: Transportsystem auf Basis der Röhrenspeicher von Tenaris (Quelle: Tenaris)	166
Abbildung 42: Transportlösung "Gasoducto Virtual" von Galileo (Quelle: Galileo)	166
Abbildung 43: Distributionslösungen von NeoGas (Quelle: NeoGas)	167
Abbildung 44: Neuartiger Transportcontainer der Firma ProcessKontroll (Quelle: ProcessKontroll AB)	168
Abbildung 45: Verfahrensschema einer Mutter-/Tochertankstelle (Quelle: CompAir).....	169
Abbildung 46: Booster Kompressor der Firma Idro meccanica (Quelle: New Energy).....	170
Abbildung 47: Unterschiedliche Containersysteme, in Västerås verwendet (Quelle: New Energy).....	171
Abbildung 48: Aufteilung der Kostenblöcke beim Containertransport (Quelle: eigene Berechnung).....	174
Abbildung 49: Abhängigkeit der spezifischen Transportkosten von den Fahrtkosten (Quelle: eigene Berechnungen).....	175
Abbildung 50: Abhängigkeit der spezifischen Transportkosten von der Auslastung bzw. jährlich transportierten Biogasmenge (Quelle: eigene Berechnungen).....	176
Abbildung 51: Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der Speichergröße bei einer jährlichen Transportmenge von 300.000 Nm ³ (Quelle: eigene Berechnungen).....	177

Abbildung 52: Spezifische Transportkosten in Abhängigkeit von der Speichergröße bei einer jährlichen Transportmenge von 100.000 Nm ³ (Quelle: eigene Berechnungen).....	178
Abbildung 53: Optimale Speichergröße in Abhängigkeit von der jährlichen Transportmenge (Quelle: eigene Berechnung)	180
Abbildung 54: Optimale Speichergröße in Abhängigkeit von der jährlichen Transportmenge und den Fahrtkosten (Quelle: eigene Berechnungen)	181
Abbildung 55: LBG/LNG Tankstelle in Sungsvall/Schweden (Quelle: AGA/Linde)	184
Abbildung 56: Kostenentwicklung in Abhängigkeit von Transportentfernung (Quelle: eigene Darstellung; vereinfacht)	188
Abbildung 57: Vergleich spezifischer Transportkosten (Quelle: eigene Berechnungen)	189
Abbildung 58: Anzahl von Gastankstellen in den fünf Ländern mit der größten Anzahl von Gasfahrzeugen im Vergleich zu ausgewählten europäischen Ländern (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	192
Abbildung 59: Steigerung in der Anzahl der Tankstellen von 2007 auf 2008 (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	193
Abbildung 60: Anzahl der Fahrzeuge je Tankstelle/internationaler Vergleich (Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Zahlen von [NGV 2009])	194
Abbildung 61: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Argentinien (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	196
Abbildung 62: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Italien (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	197
Abbildung 63: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in Deutschland (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	198
Abbildung 64: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur in der Schweiz (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	198
Abbildung 65: Vergleich der durchschnittlichen Anzahl von Fahrzeugen je Tankstelle mit der Auslegungskapazität der Biogastankstelle in Margarethen/Moos (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009] und [Bala 2008])	199
Abbildung 66: Verfahrensschema der Fast Fill Betankung (Quelle: GreenField).....	201
Abbildung 67: Öffentliche Fast Fill Biogastankstelle in Eskilstuna (Quelle: New Energy) ...	204
Abbildung 68: Aufteilung der Kostenblöcke einer typischen Betriebstankstelle (Quelle: eigene Berechnungen).....	207
Abbildung 69: Spezifische Kosten der Betankung in Abhängigkeit von der Tankstellenauslastung (Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Zahlen von Tabelle 31)	208

Abbildung 70: Verfahrensschema Slow Fill Betankung (Quelle: GreenField)	209
Abbildung 71: Slow Fill Betankungsanlage für Busse in Uppsala (Quelle: New Energy)....	211
Abbildung 72: Typischer Biomethanspeicher bei kommunalem Projekt in Schweden (Quelle: New Energy)	213
Abbildung 73: Jahreslastgangkurve einer steirischen Bezirksstadt (Quelle: [Theißing 2006])	218
Abbildung 74: Vergleich der unterschiedlichen Speichersysteme (Quelle: New Energy (linkes Bild), Svensk Växtkraft (rechtes Bild)).....	220
Abbildung 75: Kompressor zur Hausbetankung (Quelle: FuelMaker)	222
Abbildung 76: Feldtest des Berliner Gasversorgers GASAG (Quelle: GASAG)	223
Abbildung 77: Tarifvergleich Haushalts- vs. Hausbetankungstarif der Southern California Company (Quelle: eigene Darstellung)	225
Abbildung 78: CNG-Preise im Großraum Los Angeles (Quelle: www.cngprices.com; abgefragt am 23.3.2009; 10 h 30).....	226
Abbildung 79: Gesamtkosten bei Hausbetankung in den einzelnen Netzbereichen (Quelle: eigene Berechnungen).....	228
Abbildung 80: Gesamtkosten für Hausbetankung für den über 6.000 Betriebsstunden hinausgehenden Betrieb (Quelle: eigene Berechnungen)	228
Abbildung 81: Beispiel für Umrüstung von Benzin auf Erdgas/Biogas: VW T5 Kastenwagen (Quelle: LuPower)	236
Abbildung 82: Umrüstung eines Traktors Steyr CVT 6195 auf Mischbetrieb Biogas/Erdgas - Diesel (Quelle: LuPower)	238
Abbildung 83: Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen aus [NGV 2009])	245
Abbildung 84: CNG-Preis gegenüber Preis von Superbenzin (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von [NGV 2008])	246
Abbildung 85: Aufteilung des CNG-Verkaufspreises (Quelle: eigene Darstellung).....	273
Abbildung 86 : Durchschnittlicher Energiepreis für Industriekunden (Quelle: E-Control)' ...	275
Abbildung 87: Schematische Übersicht von Biogasproduktion, Aufbereitung und Distribution in Västeras (Quelle: Svensk Växtkraft AB).....	290
Abbildung 88: Getrennte Sammlung der Haushaltsabfälle in Västeras (Quelle: Svensk Växtkraft AB).....	292
Abbildung 89: Lagerplatz für Silage in Västeras (Quelle: New Energy)	293
Abbildung 90: Vereinfachtes Prozessschema der Biogasanlage in Västeras (Quelle: Svensk Växtkraft AB).....	295

Abbildung 91: Biogasfermenter in Västeras (Quelle: New Energy).....	296
Abbildung 92: Lager für flüssigen Gärrest (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	297
Abbildung 93: Transportcontainer für festen Dünger (Quelle: New Energy)	297
Abbildung 94: Außenansicht Methanaufbereitung Västeras (Quelle: New Energy).....	299
Abbildung 95: Innenansicht Aufbereitungsanlage auf Basis DWW in Västeras (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	300
Abbildung 96: Prozessschema Aufbereitungsanlage Västeras (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	301
Abbildung 97: Geographische Lage der unterschiedlichen Standorte und Transportleitungen (Quelle: Svensk Växtkraft AB).....	302
Abbildung 98: Kompressor am Standort Busdepot Västeras (Quelle: New Energy).....	303
Abbildung 99: Montage der Röhrenspeicher (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	304
Abbildung 100: Fast Fill Betriebstankstelle zur Betankung von Bussen und kommunalen Schwerfahrzeugen (Quelle: New Energy).....	305
Abbildung 101: Biogasbusse in Västeras (Quelle: New Energy)	305
Abbildung 102: Biogas-Container zur Versorgung der Inseltankstelle (Quelle: New Energy)	306
Abbildung 103: LNG Backup Anlage in Västeras (Quelle: New Energy)	307
Abbildung 104: Verkaufte Biomethanmengen in Västeras (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Angaben der Svensk Växtkraft AB).....	308
Abbildung 105: Vergleich der Absatzkanäle für Treibstoff (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Zahlen der Svensk Växtkraft AB)	309
Abbildung 106: Container der Firma AGA zur Versorgung der Region Stockholm (Quelle: New Energy)	310
Abbildung 107: Prozentuelle Aufteilung der Investitionskosten (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Zahlen der Svensk Växtkraft AB).....	314
Abbildung 108: Finanzierungsstruktur des Biogasprojektes in Västeras (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Zahlen der Svensk Växtkraft AB).....	315
Abbildung 109: Entwicklung der Betriebseinnahmen der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)	317
Abbildung 110: Aufteilung der Betriebseinnahmen der Svensk Växtkraft AB nach Herkunftsquelle im Jahr 2008 (Quelle: eigene Darstellung).....	317
Abbildung 111: Entwicklung von Betriebseinnahmen, Betriebsausgaben und operativem Ergebnis der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)	318

Abbildung 112: Entwicklung des Ergebnisses nach Finanzergebnis der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung)	319
Abbildung 113: Entwicklung des Cash-Flows aus laufender Geschäftstätigkeit (vor Investitionstätigkeit und Finanzierung) (Quelle: eigene Darstellung)	321
Abbildung 114: Entwicklung der Bilanzstruktur der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung).....	323
Abbildung 115: Entwicklung des Anlagevermögens der Svensk Växtkraft AB (Quelle: eigene Darstellung).....	324
Abbildung 116: Cash-Flows (historisch und prognostiziert) des Biogasprojektes in Västerås (Quelle: eigene Berechnungen)	328
Abbildung 117: Cash-Flows des Biogasprojektes in Västerås ohne Investitionsförderung (Quelle: eigene Berechnungen)	330
Abbildung 118: Gesamttrendite in Abhängigkeit von der Investitionssumme (Quelle: eigene Berechnungen).....	331
Abbildung 119: Abhängigkeit der Gesamttrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Berechnungen).....	333
Abbildung 120: Abhängigkeit der Gesamttrendite von der Entwicklung der Rohstoffentgelte (Quelle: eigene Berechnungen)	335
Abbildung 121: Luftbild von Kläranlage, Methanaufbereitung und LNG-Backup in Eskilstuna (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB).....	339
Abbildung 122: Schematische Darstellung der Aufbereitungsanlage in Lilla Nyby (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)	341
Abbildung 123: Schraubenpresse zur Erzeugung von biogenem Brei in Eskilstuna (Quelle: New Energy)	342
Abbildung 124: Fermenter in Eskilstuna (Quelle: New Energy)	344
Abbildung 125: Wärmetauscher zur Beheizung der Fermenter in Eskilstuna (Quelle: New Energy).....	344
Abbildung 126: Speichertank für den biogenen Brei (Quelle: New Energy).....	345
Abbildung 127: Hygienisierungsstufe (Quelle: New Energy).....	346
Abbildung 128: Siebpresse zur Entfeuchtung des Klärschlammes (Quelle: New Energy) ...	347
Abbildung 129: Biogasaufbereitung Außenansicht (Quelle: New Energy)	348
Abbildung 130: Biogasaufbereitung in Eskilstuna (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)	348
Abbildung 131: Gasspeicher Außenansicht (Quelle: New Energy).....	349
Abbildung 132: Gasspeicher Innenansicht (Quelle: New Energy)	350

Abbildung 133: Slow-Fill Betankungsanlage für die Betankung der kommunalen Busse (Quelle: New Energy).....	351
Abbildung 134: Öffentliche Biogastankstelle in Eskilstuna (Quelle: New Energy)	351
Abbildung 135: LNG-Backup und Biomethanspeicher in Eskilstuna (Quelle: New Energy)	352
Abbildung 136: Gesamtproduktion von Biomethan in Eskilstuna (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von Eskilstuna Energi och Miljö AB)	354
Abbildung 137: Verkaufte Biomethanmengen an der öffentlichen Biogastankstelle in Eskilstuna (Quelle: eigene Darstellung; Zahlen von Eskilstuna Energi och Miljö AB)..	354
Abbildung 138: Entwicklung der Aufteilung der Abgabemengen auf Busflotte bzw. öffentliche Tankstelle (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Zahlen der Eskilstuna Energi och Miljö AB)	355
Abbildung 139: Biogastrailer Eskilstuna (Quelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB).....	356
Abbildung 140: Geplante Biomethanproduktion für 2011 aufgeschlüsselt nach Rohstoffquellen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis Zahlen der Eskilstuna Energi och Miljö AB).....	358
Abbildung 141: Kostenrechnung der Methanproduktion in Eskilstuna (Datenquelle: Eskilstuna Energi och Miljö AB)	361
Abbildung 142: Cash-Flows des Biomethanprojektes in Eskilstuna (Quelle: eigene Berechnungen).....	366
Abbildung 143: Gesamtrendite in Abhängigkeit von den Investitionskosten (Quelle: eigene Berechnungen).....	369
Abbildung 144: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Darstellung)	371
Abbildung 145: Kläranlage in Knittelfeld (Quelle: New Energy)	378
Abbildung 146: Kläranlagenfermenter in Knittelfeld (Quelle: New Energy).....	379
Abbildung 147: BHKW auf Kläranlage Knittelfeld (Quelle: New Energy)	382
Abbildung 148: Solare Trocknungshalle für Klärschlamm (Quelle: New Energy)	383
Abbildung 149: Anzahl von PKWs im Bezirk Knittelfeld (Quelle: eigene Darstellung; Daten von Statistik Austria)	384
Abbildung 150: Anzahl von PKW-Neuzulassungen im Bezirk Knittelfeld (Quelle: eigene Darstellung; Daten von Statistik Austria).....	385
Abbildung 151: Spezifische Kosten der Betankung in Abhängigkeit von der Tankstellenauslastung (Quelle: eigene Berechnungen)	387
Abbildung 152: Lageplan von Knittelfeld (Quelle: google maps).....	390

Abbildung 153: Spezifische Netznutzungsentgelte in der Steiermark für Betankungsanlage mit Entnahme von 300.000 Nm ³ jährlich und max. stündlicher Entnahme von 50 Nm ³ (Quelle: eigene Berechnungen)	394
Abbildung 154: Cash-Flows des Biomethanprojektes in Knittelfeld, 1. Ausbaustufe (Quelle: eigene Berechnungen).....	401
Abbildung 155: Cash-Flows des Biomethanprojektes in Knittelfeld, 2. Ausbaustufe (Quelle: eigene Berechnungen).....	405
Abbildung 156: Typisches Profil des Nettoverbrauches einer Kläranlage mit Eigenstromproduktion (Quelle: New Energy).....	409
Abbildung 157: Screenshot Projekthomepage	411

12.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ziele des Clusters Biogas West (Quelle: Biogas Väst).....	35
Tabelle 2: Produktion von Biogas und Aufbereitungskapazität Region Stockholm (Quelle: [Martensson 2007]	39
Tabelle 3: Produzierte Primärenergie aus Biogas in Europa in 2007 (Top 10 Länder; Quelle: [EurOb 2008]).....	54
Tabelle 4: Überblick über eingesetzte Rohstoffe bei der Treibstoffherzeugung an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)	57
Tabelle 5: Anzahl an identifizierten Deponiegasprojekten bei Verwendung als Treibstoff oder Einspeisung in das Gasnetz (Quelle: SGC)	69
Tabelle 6: Biogasproduktion aus Klärschlamm und Co-Fermenten	77
Tabelle 7: Übersicht über unterschiedliche Desintegrationsverfahren (Quelle: eigene Recherchen).....	81
Tabelle 8: Internationale Best Practice Beispiele Methanaufbereitung; Direktverwendung oder Einspeisung in das Erdgasnetz (Daten: SGC).....	91
Tabelle 9: Eingesetzte Methanaufbereitungsverfahren an ausgewählten Anlagenstandorten (Quelle: eigene Recherchen)	101
Tabelle 10: Vergleich ausgewählter technischer Parameter unterschiedlicher Methanaufbereitungsverfahren (Quelle: nach [Urban 2008], vereinfacht)	103
Tabelle 11: Vergleich der spezifischen Kosten unterschiedlicher Methanaufbereitungsverfahren (in Cent/kWh _{Hi} des Produktgases; Zahlen aus [Urban 2008]).....	105
Tabelle 12: Parameter zur Berechnung der spezifischen Gesamtkosten der Methanaufbereitung des Membranverfahrens (Quelle: [Bala 2008], [Bala 2009], [Urban 2008]).....	107
Tabelle 13: Spezifische Kosten der Methanaufbereitung bei Anlagendurchsatz von 33 Nm ³ /h (eigene Berechnung auf Zahlenbasis von [Bala 2008], [Bala 2009], [Urban 2008])	108
Tabelle 14: Spezifische Kostenfaktoren bei unterschiedlichen Aufbereitungstechnologien (eigene Berechnung auf Basis Zahlenmaterial von [Bala 2008], [Bala 2009], [Urban 2008])	114
Tabelle 15: Spezifisches Netznutzungsentgelt einer öffentlichen Tankstelle in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch (Quelle: eigene Berechnungen).....	137

Tabelle 16: Verwendung von Biogaspipelines an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen).....	147
Tabelle 17: Spezifische Transportkosten in Cent/kW _{HS} in Abhängigkeit von der Transportentfernung (Errichtungskosten 60 Euro/lfm; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm ³ /Jahr; Quelle: eigene Berechnungen).....	153
Tabelle 18: Spezifische Transportkosten in Cent/kW _{HS} in Abhängigkeit von den spezifischen Errichtungskosten (Transportentfernung 5 km; Transportkapazität 1,2 Mio. Nm ³ /Jahr; Quelle: eigene Berechnungen)	155
Tabelle 19: Spezifische Transportkosten in Cent/kW _{HS} Abhängigkeit von der transportierten Biogasmenge (Leitungsbaukosten 60 Euro/lfm; Transportentfernung 5 km; Quelle: eigene Berechnungen).....	156
Tabelle 20: Backup-Strategien an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)	158
Tabelle 21: Länder, in denen nicht leitungsgebundene Erdgas-Distributionssysteme identifiziert werden konnten (Quelle: eigene Recherchen)	164
Tabelle 22: Ausgewählte Anbieter von nicht leitungsgebundenen Distributionssystemen zum Transport von Erdgas oder Biogas (Quelle: eigene Recherchen)	164
Tabelle 23: Eingangparameter für die Berechnung der spezifischen Transportkosten für Containertransport (Quelle: Angaben von Svensk Växtkraft AB).....	172
Tabelle 24: Spezifische Transportkosten bei Containertransport (Quelle: eigene Berechnung auf Zahlenbasis der tatsächlichen Kosten in Västerås)	173
Tabelle 25: Optimale Dimensionierung des mobilen Speichers in Abhängigkeit der jährlichen Transportmenge (Quelle: eigene Berechnungen).....	180
Tabelle 26: Verwendete Distributionssysteme an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen).....	185
Tabelle 27: Vergleich der eingesetzten Betankungssysteme an ausgewählten Standorten (Quelle: eigene Recherchen)	190
Tabelle 28: Ranking der Länder mit der größten Anzahl von Gastankstellen Fahrzeugen (weltweit; Zahlen nach [NGV 2009])	191
Tabelle 29: Anzahl von gasbetriebenen Fahrzeugen je Gastankstelle (Quelle: eigene Berechnung auf Basis der Zahlen aus [NGV 2009])	193
Tabelle 30: Eingangparameter zur Berechnung der spezifischen Gesamtkosten einer typischen Biogastankstelle (Quelle: [Bala 2008], [Bala 2009]).....	205
Tabelle 31: Spezifische Kosten der Betankung einer typischen Biogastankstelle (Quelle: eigene Berechnung auf Zahlenbasis von [Bala 2008], [Bala 2009])	206

Tabelle 32: Tarifvergleich Haushalts- vs. Hausbetankungstarife der Southern California Company.....	224
Tabelle 33: Vergleich der Kosten pro km von vergleichbaren Benzin-, Diesel- und Erdgasfahrzeugen der Marke Volkswagen (Quelle: [ADAC 2009])	234
Tabelle 34: Vergleich der Kosten pro km von vergleichbaren Benzin-, Diesel- und Erdgasfahrzeugen der Marke Opel (Quelle: [ADAC 2009])	235
Tabelle 35: Grenzwerte nach der Kraftstoffverordnung 1999 (Quelle: BGBl. II Nr. 417)	240
Tabelle 36: Vergleich der Grenzwerte aus Kraftstoffverordnung und ÖVGW G31 / G33 ...	240
Tabelle 37: Abnehmerstruktur an ausgewählten Biogas-Standorten (Quelle: eigene Recherchen).....	242
Tabelle 38: Ranking der Länder mit der größten Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: [NGV 2009])	244
Tabelle 39: Anzahl Gasfahrzeuge und Tankstellen je 100.000 Einwohner (Quelle: eigene Berechnungen; Zahlen aus [NGV 2009])	245
Tabelle 40: Preispolitik unterschiedlicher Anbieter von Biogas (Quelle: eigene Erhebung; Juli 2009)	248
Tabelle 41: Förderung für Anschaffung gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: ÖAMTC).....	252
Tabelle 42: Grundvergütung in Deutschland nach EEG für Strom aus Biomasse (Quelle: [EEG 2008])	256
Tabelle 43: Ausgewählte Tarifvarianten nach EEG (Quelle: [EEG 2008])	260
Tabelle 44: Ausgewählte Tarifvarianten nach Ökostromverordnung 2008 (Quelle: [ÖSV 2008]).....	264
Tabelle 45: Ökostromtarife umgerechnet auf den Heiz- bzw. Brennwert des Biogases (Quelle: eigene Berechnungen auf Basis Angaben E-Control).....	278
Tabelle 46: Vergleich der Erlöse bei unterschiedlichen Verwertungsoptionen von Klärgas	280
Tabelle 47: Historie des Biogaskonzeptes in Västerås (Quelle: Angaben Svensk Växtkraft AB)	289
Tabelle 48: Verarbeitete Mengen an biogenen Abfällen (Quelle: Svensk Växtkraft AB).....	292
Tabelle 49: Verarbeitete Mengen an Klee gras (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	294
Tabelle 50: Produzierte Mengen an festem und flüssigem Dünger (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	298
Tabelle 51: Aufteilung der verkauften Biomethanmengen auf unterschiedliche Kundengruppen (Quelle: Svensk Växtkraft AB)	309
Tabelle 52: Abgefackelte Rohbiogasmenge in Västerås (Quelle: Angaben der Svensk Växtkraft AB)	310

Tabelle 53: Aufteilung des Aktienkapitals der Svensk Vätkraft AB (Quelle: Jahresberichte der Svensk Vätkraft AB)	313
Tabelle 54: Aufteilung der Investitionskosten in Västerås (Quelle: Angaben der Svensk Vätkraft AB)	313
Tabelle 55: Übersicht über die Förderungen für das Biogasprojekt Västerås (Quelle: Angaben Svensk Vätkraft AB)	315
Tabelle 56: Ergebnisrechnung der Svensk Vätkraft AB	320
Tabelle 57: Rentabilitätskennzahlen der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Berechnung)	321
Tabelle 58: Cash-Flow Rechnung der Svensk Vätkraft AB	322
Tabelle 59: Bilanzaktiva der Svensk Vätkraft AB	325
Tabelle 60: Verschuldungsgrad und Eigenkapitalquote der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Berechnungen)	326
Tabelle 61: Modifizierter Verschuldungsgrad bzw. Eigenkapitalquote der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Berechnungen)	326
Tabelle 62: Anlagendeckungsgrad der Svensk Vätkraft AB (Quelle: eigene Berechnungen)	326
Tabelle 63: Bilanzpassiva der Svensk Vätkraft AB	327
Tabelle 64: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der effektiven Investitionssumme (Quelle: eigene Berechnungen)	331
Tabelle 65: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Berechnungen)	332
Tabelle 66: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten (Quelle: eigene Berechnungen)	334
Tabelle 67: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Entsorgungsentgelte (Quelle: eigene Berechnungen)	335
Tabelle 68: Mögliche Gewinnmarge bei unterschiedlichen Entsorgungsentgelten bzw. Abgabepreisen (Quelle: eigene Berechnungen)	364
Tabelle 69: Abhängigkeit der Gesamtrendite von den Investitionskosten (Quelle: eigene Berechnungen)	369
Tabelle 70: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Anlagennutzungsdauer (Quelle: eigene Berechnungen)	370
Tabelle 71: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung der Treibstoffpreise und Betriebskosten (Quelle: eigene Berechnungen)	372

Tabelle 72: Abhängigkeit der Gesamtrendite von der Entwicklung des Treibstoffabsatzes (Quelle: eigene Berechnungen)	373
Tabelle 73: Entwicklung der Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge (Quelle: eigene Berechnungen).....	386

12.4 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AIM	Alternative Investment Market of the London Stock Exchange
ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARB	Abwasserreinigungsanlage Region Bern
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
BRC	Business Region Göteborg
CBG	Compressed Biogas
CH ₄	Methan
CHF	Schweizer Franken
CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlendioxid
DEA	Diethanolamin
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Anmerkung: Deutschland)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Anmerkung: Deutschland)
EUR	Euro
GasNEV	Gasnetzengeltverordnung (Anmerkung: Deutschland)
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung (Anmerkung: Deutschland)
GGE	Gasoline Gallon Equivalent
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
h	Stunden
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
H _i	Heizwert
H _s	Brennwert
IRR	Internal Rate of Return
k.A.	Keine Angaben verfügbar
kW _{el}	Kilowatt elektrischer Leistung
kWh	Kilowattstunden
kWh _{Hi}	Kilowattstunden (Heizwert)
kWh _{Hs}	Kilowattstunden (Brennwert)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW _{th}	Kilowatt thermischer Leistung

KPC	Kommunalkredit Public Consulting
LBG	Liquified Biogas
LBM	Liquified Biomethan
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas
mbar	Millibar
MEA	Monoethanolamin
Mtoe	million tonne of oil equivalent
NAWARO	Nachwachsende Rohstoffe
NGV	Natural Gas Vehicle
Nm ³	Normkubikmeter (Gasvolumen im Normzustand bei 0° C und 1,01325 bar)
oTS	Organische Trockensubstanz
ÖSG	Ökostromgesetz
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
p.a.	per annum (pro Jahr)
PJ	Peta Joule
PKW	Personenkraftwagen
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
SEK	Schwedische Kronen

SGC	Swedish Gas Center
SVGW	Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches
t/a	Tonnen pro Jahr
thm	Therm; 1 therm = 100.000 BUT (britisch thermal unit)
toe	ton of oil equivalent
TS	Trockensubstanz
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
USD	Amerikanische Dollar

ANHANG

Checkliste für Projektinitiatoren

Grobdimensionierung Biogasanlage (Realitäts-Check)

Auszug Gaswirtschaftsgesetz Österreich

Auszug Gasnetzzugangsverordnung Deutschland

Auszug Gasnetzentgeltverordnung Deutschland

Biogas als Treibstoff

Checkliste für Projektinitiatoren



Biogas als Treibstoff: Checkliste für Projektinitiatoren

Übersicht

Grundlage für die Wirtschaftlichkeit von Treibstoffprojekten ist neben den jeweiligen lokalen Rahmenbedingungen (insbesondere ev. bereits vorhandener Infrastruktur), vor allem die ausreichende Nachfrage nach Treibstoff und die Verfügbarkeit und Absicherung der Rohstoffe. Ausgangspunkt eines Projektes ist weiters die Frage, wer in das Projekt mit eingebunden und welche Aufgaben (z.B. Rohstofflieferung, Rohbiogaserzeugung, Methanaufbereitung, Distribution, Treibstoffverkauf) am besten übernehmen kann oder soll. Aus diesen Gründen wird folgende Reihenfolge zur Erhebung der Basisdaten zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Projektidee vorgeschlagen:

1. Wer soll in das Biomethanprojekt mit eingebunden werden? (Identifikation von Stakeholdern und Partnern)
2. Wer würde den Treibstoff abnehmen? (Screening möglicher Abnehmer)
3. Woher können die Rohstoffe kommen? (Screening möglicher Rohstoffquellen und –lieferanten)
4. Wie können Rohstoffe oder Biogas alternativ verwendet werden? (Mögliche Konkurrenznutzungen)
5. Wo und wie soll das Biogas erzeugt werden? (Dimensionierung Biogasanlage, Technologieauswahl)
6. Wie soll das Biogas aufbereitet werden? (Technologieauswahl Biogasreinigung und Methanaufbereitung)

7. Wie kommt der erzeugte Treibstoff zu den Kunden? (Evaluierung der unterschiedlichen Distributionsoptionen)
8. Wie sollen die Fahrzeuge betankt werden? (Auswahl und Dimensionierung der Tankstellensysteme)
9. Wie kann Versorgungssicherheit garantiert werden? (Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage)
10. Wie soll das Treibstoffprojekt finanziert werden? (Festlegung der Finanzierungsstruktur)

1. Wer soll in das Biomethanprojekt mit eingebunden werden?

Identifikation und Einbindung von Stakeholdern und Partnern

Die richtige Einbindung von Stakeholdern und Partnern ist entscheidend für den langfristigen Erfolg eines Biomethanprojektes. Wünschenswert ist, wenn diese nicht nur finanzielle Ressourcen, sondern auch spezifisches Know-How oder Marktzugänge in das Projekt einbringen.

Mögliche Partner, die in ein solches Biomethanprojekt eingebunden werden können, sind:

- Betreiber vorhandener Infrastruktur, insbesondere Kläranlagenbetreiber
- Rohstofflieferanten (kommunale Entsorger, Betriebe mit biogenen Abfällen, private Entsorger, landwirtschaftliche Betriebe)
- Treibstoffabnehmer (betriebliche oder kommunale Flottenbetreiber, Busunternehmen, Taxi- und Transportunternehmen, Gewerbe- oder Industriebetriebe mit eigenem Fuhrpark)
- Unternehmen der Gaswirtschaft (Gasnetzbetreiber, Gaslieferanten)
- Mögliche Tankstellenbetreiber

- Sonstige Unternehmen mit technischem oder betriebswirtschaftlichem Know-How, die den Betrieb von Biogaserzeugung, Methanaufbereitung oder Betankungsinfrastruktur sicherstellen können (Synergieeffekte, Kosteneinsparung durch gemeinsame Nutzung von Personal)

Aufteilung der einzelnen Aufgaben:

Die Aufteilung der Aufgaben wäre grundsätzlich nach den folgenden Kriterien zu vereinbaren:

Welche der Stakeholder

- haben die technische wie wirtschaftliche Erfahrung mit Errichtung und Betrieb ähnlicher Anlagen bzw. in der Beschaffung von Rohstoffen oder der Distribution von Treibstoffen?
- verfügen über ausreichende personelle Ressourcen?
- verfügen über die notwendigen finanziellen Ressourcen? (notwendiges Eigenkapital, ausreichende Bonität für Banken)

und sind daher am besten in der Lage, folgende Aufgaben zu übernehmen:

- Sicherstellung Rohstoffversorgung (Mengen- und Preisrisiko)
- Betrieb Biogasanlage
- Betrieb Biogasreinigungs- und Aufbereitungsanlage
- Betrieb Distributionslogistik
- Tankstellenbetrieb

- Sicherstellung Treibstoffabnahme

Die Möglichkeiten der Einbindung sind vielfältig:

- Mitunternehmerschaft, d.h. als Gesellschafter einer GmbH, Aktionär einer Aktiengesellschaft, Kommanditist einer KG oder Genossenschafter einer Genossenschaft
- Aufgabenteilung; ein Stakeholder übernimmt die Rohgaserzeugung, ein anderer die Aufbereitung oder Distribution; entscheidend sind ein technisch sinnvoller Übergabepunkt und eindeutige Qualitätskriterien (z. B. Einspeisepunkt in das Erdgasnetz, Rohgas bei Austritt aus der Biogasanlage, Biomethan mit bestimmten Qualitätskriterien nach der Aufbereitung) sowie klare vertragliche Regelungen bei Anlagenausfällen, technischen Problemen etc.
- Langfristige Lieferverträge (Rohstoffe); wahlweise mit Indexierung; Mindestliefermengen, minimale/maximale Preise, etc.
- Langfristige Abnahmeverträge (Treibstoff); wahlweise mit Indexierung, Mindestabnahmemengen, minimale/maximale Preise, etc.
- Betreibermodelle (Public-Private-Partnership)

2. Wer würde den Treibstoff abnehmen?

Screening möglicher Verbraucher

Grundvoraussetzung und einer wichtigsten Parameter für die Wirtschaftlichkeit eines Biomethanprojektes ist die ausreichende Nachfrage nach Treibstoff. Die Auslastung der Treibstoffinfrastruktur kann insbesondere in den ersten Betriebsjahren sehr schwierig sein. Die Sicherstellung einer Grundauslastung durch kommunale oder betriebliche Flottenbetreiber ist daher von entscheidender Bedeutung.

- Gibt es kommunale Flottenbetreiber in der Region (z. B. lokale Busunternehmen, Müllfahrzeuge von Abfallverbänden, etc.)? Gibt es die Bereitschaft bzw. das Interesse dieser Betreiber, auf gasförmigen Treibstoff umzusteigen?
- Gibt es private Flottenbetreiber in der Region, wie z. B. lokale Transportunternehmer oder Betriebe mit eigenem Fuhrpark? Gibt es die Bereitschaft bzw. das Interesse dieser Betreiber, auf gasförmigen Treibstoff umzusteigen?
- Seit wie vielen Jahren sind die Fahrzeuge bereits in Betrieb? Wann (in wie vielen Jahren?) wäre an eine Neuanschaffung von Fahrzeugen geplant?
- Ist die Umrüstung der bestehenden Fahrzeuge auf Biogas- bzw. Erdgasbetrieb technisch möglich? Ist diese Umrüstung aufgrund der Restnutzungsdauer auch wirtschaftlich sinnvoll?
- Gibt es an den Standorten der Flottenbetreiber (Busgarage, Parkplatz) bestehende Betriebstankstellen oder werden öffentliche Tankstellen angefahren? Gibt es mit diesen langfristige Verträge? Wie lange sind die Kündigungsfristen?

- Gibt es die gewünschten Fahrzeuge bzw. Fahrzeugtypen (z.B. bei kommunalen Sonderfahrzeugen) auch serienmäßig in einer CNG-Variante? Zu welchem Aufpreis?
- Wurden bei den gewünschten Fahrzeugen bzw. Fahrzeugtypen (z.B. bei kommunalen Sonderfahrzeugen) bereits CNG-Umrüstungen vorgenommen (bei österreichischen Umrüstungsfirmen bzw. international)? Ist dies technisch möglich?

3. Woher können die Rohstoffe kommen?

Screening möglicher Rohstoffquellen und Lieferanten

- Welche der nachfolgend (unten) angeführten Rohstoffe oder Rohstoffarten stehen in der Region zur Verfügung?
- Wie werden diese Abfälle bisher genutzt? Ist es realistisch (Konkurrenzsituation, bestehende Lieferverträge, Kündigungsfristen, politische Entscheidungsträger, etc.) eine Nutzungsänderung zu erreichen? (z.B. bei der bisherigen Kompostierung des Materials aus der Biotonne)
- Welche Mengen davon stehen effektiv zur Verfügung? Zu welchem Zeitpunkt? (Kündigungsfristen, Außerbetriebsetzung von Altanlagen) Zu welchen Preisen?
- Welche lokalen Transportunternehmen könnten die Transportfahrten übernehmen? Welche zusätzlichen Transportkosten fallen aufgrund der Entfernungen an?
- Sind die Lieferanten bereit bzw. in der Lage, auch langfristige Lieferverträge abzuschließen? Für wieviele Jahre?
- Ist eine Mengenabsicherung möglich? (Änderung der Produktions- und Abfallmengen) Ist eine Mindestabnahme nötig?
- Ist eine Preisabsicherung möglich? Welche Indexierungen sind möglich?
- Ist der Lieferant der eigentliche Eigentümer der Abfälle oder Rohstoffe (z.B. lebensmittelverarbeitender Betrieb, Landwirt) oder lediglich Zwischenhändler? Im zweiten Fall: Wäre eine Mengen- bzw. Preisgarantie wirtschaftlich durchsetzbar?

- Verfügt der Lieferant über ausreichende Bonität? Ist eine Bonitätsgarantie möglich bzw. durchsetzbar?
- Bei Nutzung von Nawaros (z.B. Zwischenfrüchten): Ist eine Nutzungsänderung zu erwarten? (z.B. aufgrund von Änderungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen oder Förderungen wie etwa Stilllegungsprämien)

Mögliche, für die Vergärung geeignete Rohstoffe:

Inputmaterialien Biogene Abfälle, Abwässer und ähnliches

- **Biogene Abfälle**
 - Altbrot
 - Alt-Speisefette, öle
 - Apfelschlempe
 - Apfeltrester
 - Backabfälle
 - Biertreber
 - Biotonne, Biomüll
 - Bleicherde
 - Champignon-Abfälle
 - Champignon-Mist (inkl. Torf)
 - Fettabscheiderrückstand
 - Filtrationskieselgur (Bier)
 - Gartenabfälle
 - Gemüseabfälle
 - Glycerin
 - Grünschnitt, Rasenschnitt

- Hopfentreber
 - Kakaoschalen
 - Kartoffelschlempe
 - Käseabfall
 - Kieselgur (Bier)
 - Klärschlamm
 - Kollagen Wursthautherstellung
 - Laub
 - Magermilch
 - Melasse
 - Melasseschlempe
 - Molke
 - Molkereischlamm
 - Obsttrester
 - Ölsaatenrückstände
 - Proteinabfall, Blutplasma
 - Raps-Extr.-schrot
 - Rizinusschrot
 - Speiseabfälle, Küchenabfälle
 - Traubentrester
 - Überlagerte Lebensmittel
 - Vinasse
 - Weizenschlempe
 - Wasser
- **Abwässer**
 - Brennereien
 - Kartoffelverarbeitung
 - Melasseindustrie

- Milchverarbeitung
- Tierkörperverwertung
- Zuckerindustrie
- Maissilage
- Glycerin

○ **Schlachtabfälle**

- Blut
- Blutmehl
- Flotatschlamm (Schlachthof)
- Magen-, Darminhalt (abgepresst)
 - Schweine
 - Rinder
 - Schafe, Ziegen
 - Hühner
- Magen-, Darmpakete (unbehandelt)
 - Schweine
 - Rinder
 - Schafe, Ziegen
 - Hühner
- Knochen
- Siebtrommelreste
- Tierkörpermehl
- Tierfett

Inputmaterialien Nawaros

- Getreide
 - Ausputz

- Hafer
- Roggen
- Sommergerste
- Sommerweizen
- Getreidestroh gepresst
- Hartweizen
- Triticale
- Wintergerste, gesamt, Silage
- Wintergerste, Korn
- Winterweizen, gesamt, Silage
- Winterweizen, Korn

- Grünpflanzen
 - Grünfutter, frisch
 - Grassilage
 - Grassilage
 - Heu, gepresst
 - Klee
 - Klee gras
 - Luzerne, Silage
 - Seggemähgut
 - Sudangras
 - Wiesen und Mähweide

- Kartoffel
 - Frühkartoffeln
 - Kartoffelkraut
 - Industriekartoffeln

- Mais

- Corn Cob Mix
- Körnermais
- Maissilage, Ende Milchreife
- Maissilage, Ende Teigreife
- Maissilage, physiologische Reife
- Maissilage
- Maisstroh

- Raps
 - Sommerraps
 - Winterraps
 - Rapsausputz

- Rüben
 - Futterrüben mit Blatt
 - Futterrüben
 - Rübenblatt-Silage
 - Zuckerrüben
 - Rübenschnitzel, Rübenschwänz

- Sonnenblumen
 - Sonnenblume, gesamt
 - Sonnenblume, Kerne

- Diverse
 - Ackerbohnen
 - Futtererbsen
 - Gemüsereste (vgl. Gemüseabfall)
 - Hopfen
 - Tabak

Inputmaterialien Gülle

- Rinder
 - Mastkälber (bis 300kg)
 - Jauche
 - Mastrinder, Gülle
 - Milchvieh-Gülle
 - Rindermist

- Schweine
 - Mast: Gülle MKS-CCM
 - Mast: Gülle Getreide
 - Mast: Tiefmiststall
 - Zuchtsauen Gülle, verdünnt
 - Zuchtsauen Gülle
 - Zuchtsauen Jauche
 - Zuchtsauen Mist

- Geflügel
 - Masthähnchenmist
 - Legehennen, Gülle
 - Legehennen, Trockenkot
 - Puten, Festmist
 - Gänse, Enten-Mist

- andere Tiere
 - Pferdemist
 - Schafmist
 - Ziegen

4. Wo und wie soll das Biogas erzeugt werden?

Dimensionierung der Biogasanlage, Technologieauswahl

Die Standortentscheidung ist nicht nur für die Transportkosten (Rohstoffe), sondern insbesondere auch für das Distributionskonzept entscheidend. In einigen ausländischen Best Practice Beispielen wird das Biogas an unterschiedlichen Standorten erzeugt und das Rohbiogas dann mittels Rohgasleitung zu einer zentralen Methanaufbereitungsanlage geleitet. Bei anderen Treibstoffprojekten erfolgt eine separate Methanaufbereitung bei den einzelnen Produktionsanlagen, während in vielen Fällen sowohl Erzeugung wie auch Methanaufbereitung an einem gemeinsamen Standort geschehen (z.B. bei Co-Fermentation am Standort der Kläranlage).

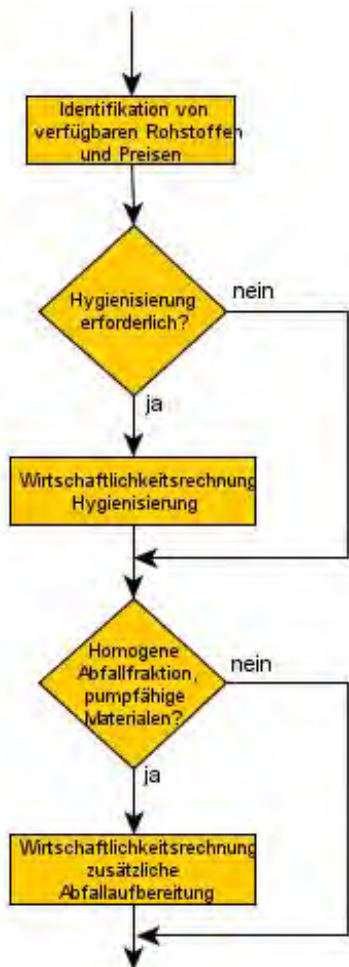
- Ist bestehende Infrastruktur vorhanden? Kann diese genutzt werden? (bestehende Kläranlage oder Biogasanlage mit freier Fermenterkapazität)
- Ist Co-Fermentation möglich bzw. sinnvoll? (insbesondere in Hinblick auf die Verwertung des Gärrestes). Ist die getrennte Vergärung von biogenen Abfällen und Klärschlamm in den bestehenden Fermentern kapazitätsmäßig bzw. aufgrund des vorhandenen Platzes möglich? (Im Gegensatz zur gemeinsamen Vergärung)
- In welchem Ausmaß können Co-Fermente zugegeben werden? (Fermentervolumen, Kapazität der Beschickungs- und Hilfseinrichtungen, Rückbelastung der Kläranlage)
- Welche Standorte für (weitere) Biogasanlagen stehen zur Verfügung?

Wichtige Standortfaktoren sind u.a.:

- Nähe zum Rohstoff bzw. Verkehrsanbindung
- Entfernung zu Anrainern (Geruchsbelästigung durch Betrieb, Lärmbelästigung durch Rohstoffanlieferung)
- Entfernung zum Kunden (Tankstelle, Busdepot, o.ä.) bzw. Erdgasanschluss (Netzebene) bei Netzeinspeisung
- Welche(r) Stakeholder sind am besten als Betreiber der Biogaserzeugungsanlage geeignet? Diesbezüglich bieten sich beispielsweise an:
 - Landwirt
 - Kläranlagenbetreiber
 - Kommunaler Betrieb/Stadtwerke
 - Gasnetzbetreiber
- Die technische Auslegung der Biogaserzeugung und damit auch die Investitionskosten sind nicht nur von der Menge, sondern auch von der Art der eingesetzten Rohstoffe abhängig. Wichtige Faktoren sind etwa, ob eine Hygienisierung oder Aufbereitung (Zerkleinerung, Abtrennung von Störstoffen) notwendig ist bzw. ob aufgrund der zu vergärenden Materialien der Einsatz von Aufschlussverfahren energetisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.

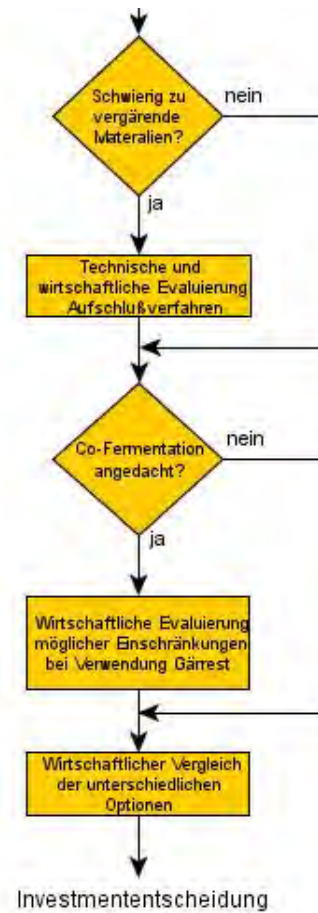
Die Grundsatzentscheidung Co-Fermentation (ja/nein) hängt nicht nur von der Dimensionierung bzw. Überkapazität der Kläranlage (Fermenterkapazität, Kapazität der Hilfseinrichtungen, Rückbelastung der Kläranlage), sondern auch von den unterschiedlichen Verwertungsoptionen für den Gärrest ab.

Die wichtigsten Entscheidungsparameter für die technische Auslegung sind in folgendem Entscheidungsbaum graphisch dargestellt:



Fortsetzung rechts oben

Fortsetzung von links unten



Quelle: eigene Darstellung

5. Wie können Rohstoffe oder Biogas alternativ verwendet werden?

Mögliche Konkurrenznutzungen

Die Wirtschaftlichkeit der Treibstoffherzeugung ist nur dann gegeben, wenn es für die Rohstoffe, das Endprodukt (Biomethan) und die Zwischenprodukte keine alternativen, wirtschaftlich interessanteren Konkurrenznutzungen gibt. Dies ist jedoch nicht nur statisch, sondern auf die gesamte Anlagennutzungsdauer auf Basis von zu erwartenden Preissteigerungen zu bestimmen bzw. zumindest abzuschätzen.

- Können die Rohstoffe (Nawaros oder biogene Abfälle) in bestehenden Biogasverstromungsanlagen verwertet werden? Zu welchen Abgabepreisen?
- Welche Einspeisetarife (Verstromung) wären bei Neuerrichtung einer Biogasanlage erzielbar? Ist das Kontingent bereits ausgeschöpft? Ist es realistisch möglich, die Bedingungen des Ökostromgesetzes (Effizienzkriterium, Güllequote, etc.) zu erfüllen?
- Bei virtueller Verstromung: wie wird der Bilanzausgleich sichergestellt? (Zusatzkosten!)
- Welche Abgabepreise (Aufpreis zum Erdgas) können bei Biomethanproduktion und anschließendem Direktverkauf an eine Gaslieferanten erzielt werden?
- Ist der Export der Rohstoffe in Nachbarländer, aufgrund der dortigen attraktiveren Verstromungstarife (insb. Italien, Tschechische Republik, Deutschland), eine reale Konkurrenznutzung? Ist dies rechtlich möglich? Welche Erlöse, nach Abzug der zusätzlichen Transportkosten, können erzielt werden?
- Welche sonstigen Konkurrenznutzungen sind möglich? (z.B. stoffliche Nutzung, Eigenstrombedarf bei Kläranlage)

6. Wie soll das Biogas aufbereitet werden?

Technologieauswahl Biogasreinigung und Methanaufbereitung

Grundsätzlich steht eine größere Anzahl von unterschiedlichen Methanaufbereitungs- und Biogasreinigungsverfahren zur Auswahl. Während es international die meisten Erfahrungen mit der Druckwasserwäsche und der Druckwechseladsorption gibt, ist das Membranverfahren vor allem bei kleineren Anlageneleistungen besonders kostengünstig.

- Wie groß ist der Anlagendurchsatz? (Anmerkung: kleine Anlagendurchsätze sprechen für das Membranverfahren)
- Stehen größere Mengen an Abwärme kostenlos oder kostengünstig zur Verfügung? (Anmerkung: dies ermöglicht die Wirtschaftlichkeit der Aminowäsche, die ansonsten aus Kostengründen tendenziell eher ausscheidet)
- Bei Einspeisung in das Erdgasnetz: Gibt es spezielle Vorgaben betreffend der Gasqualität durch den Netzbetreiber? (Anmerkung: dies ist vor allem bei der Einspeisung von Klärgas relevant, da dieses nicht durch die ÖVGW G33 abgedeckt wird. Die Möglichkeiten und Anforderungen an die Einspeisung liegen in diesem Fall im Ermessen des Netzbetreibers. Die Herangehensweise ist von Bundesland zu Bundesland stark unterschiedlich. Manche Netzbetreiber lassen die die Einspeisung von Klärgas problemlos zu, andere haben diese bisher strikt abgelehnt. Eine solche Situation würde, aufgrund der jahrzehntelangen Erfahrung mit diesen Verfahren, tendenziell für die Druckwasserwäsche oder Druckwechseladsorption sprechen.
- Gibt es die Möglichkeit für bzw. ist Tri-Generation (gemeinsame Erzeugung von Treibstoff, Strom und Wärme) erwünscht? In einem solchen Fall wäre das einstufige Membranverfahren besonders attraktiv.

- Wer von den beteiligten Stakeholdern ist am besten als Betreiber der Biogasreinigungs- und Methananreicherungsanlage geeignet? Dies kann, muss aber nicht zwingend der Erzeuger des Rohgases sein. Beispielsweise kommen dafür in Frage:
 - Gasnetzbetreiber
 - Gasvertriebsunternehmen
 - Kläranlagenbetreiber
 - Biogasanlagenbetreiber
 - Kommunaler Betrieb/Stadtwerke
 - Flottenbetreiber

Aus grundsätzlichen Überlegungen bietet sich der Betrieb der Aufbereitungsanlage durch den Netzbetreiber an (größtes Know-How; ist zugleich derjenige, der die Einspeisequalität sicherstellen muss).

7. Wie kommt der erzeugte Treibstoff zu den Kunden?

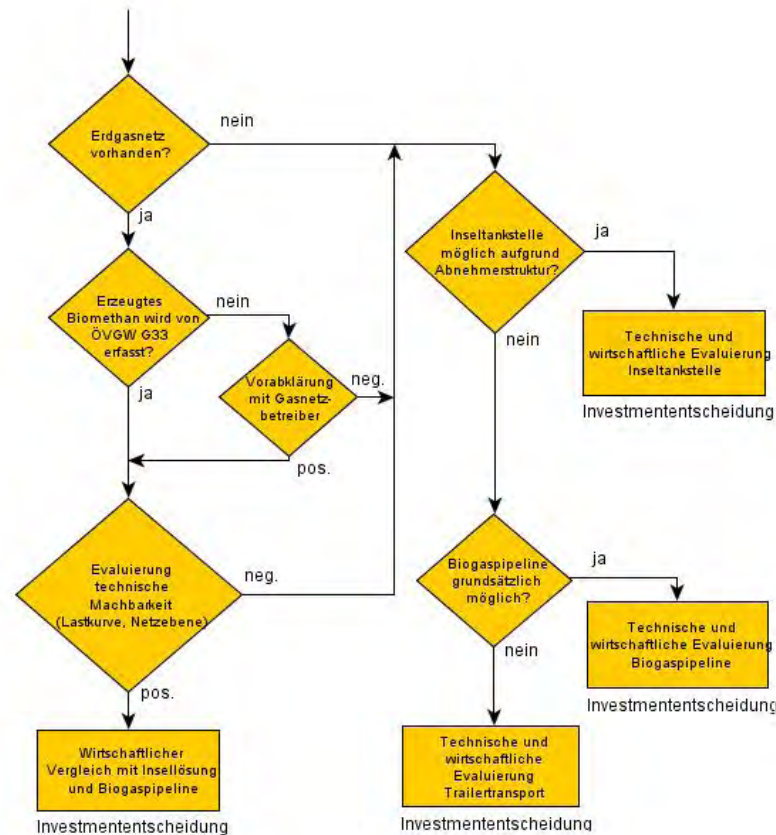
Evaluierung der unterschiedlichen Distributionsvarianten

Grundsätzlich sind verschiedene Möglichkeiten der Distribution denkbar. Neben der Errichtung einer Inselfillstation und der Einspeisung und dem Transport des Biomethans über das Erdgasnetz kommen insbesondere eigene Biogaspipelines, aber auch Transportcontainer in Frage.

- Ist der Standort der Aufbereitungsanlage für die Errichtung einer Inselfillstation geeignet? Wesentliche Kriterien sind etwa Entfernung zu den Kunden, geeignete Verkehrsanbindung u. ä.
- Welche sonstigen Standorte (für Betriebs- oder öffentliche Tankstellen), die möglichst in geographischer Nähe der Aufbereitungsanlage liegen, wären aus Kundensicht geeignet? Wie groß ist die Entfernung (Luftlinie)?
- Wie ist die Siedlungsstruktur (Stadt/Land; bebaut/unbebaut)? Sind Straßenquerungen notwendig? Wie viele? Mit welcher Leitungslänge und spezifischen Leitungskosten muss gerechnet werden?
- Ist die Region an das öffentliche Gasnetz angeschlossen?
- Wenn ja, wie groß ist der Abstand (bei den gewünschten Tankstellenstandorten wie bei der Aufbereitungsanlage) zum nächsten möglichen Anschlusspunkt? Welche Netzebene (2 oder 3)?
- Bei Netzeinspeisung: Wird das erzeugte Biomethan von der ÖVGW G33 erfasst? Wenn nein: ist der Gasnetzbetreiber grundsätzlich bereit, eine solche zuzulassen? Unter welchen Voraussetzungen?

- Falls aufgrund der örtlichen Voraussetzungen sowohl die Distributionsvarianten Inseltankstelle, Biogaspipeline und Netzeinspeisung wegfallen: Welche jährliche Mengen an Biomethan müssten mittels Containern transportiert werden? Welche lokalen Fuhrunternehmer würden den Containertransport zu welchen Preisen übernehmen?

Die Entscheidung für eine Distributionsoption (bzw. eine Kombination von mehreren von diesen) hängt von vielen unterschiedlichen Faktoren ab. Die wichtigsten Kriterien (aus Sicht der Netzeinspeisung) sind in folgendem Entscheidungsbaum graphisch dargestellt:



Quelle: eigene Darstellung

8. Wie sollen die Fahrzeuge betankt werden?

Dimensionierung der Tankstellensysteme

Grundsätzlich sind bei internationalen Best Practice Beispielen sowohl Schnell- als auch Langsambetankungsanlagen verwendet worden. Während Langsambetankungsanlagen grundsätzlich sowohl energieeffizienter wie auch von den Anschaffungskosten günstiger sind, ist deren Einsatz nicht in allen Fällen möglich.

So eignen sich Langsambetankungsanlagen grundsätzlich nur für nicht-öffentliche Tankstellen. Weiters ist deren Wirtschaftlichkeit - im Vergleich zur Schnellbetankung - durch die baulichen Voraussetzungen vor Ort abhängig (notwendige Grabungsarbeiten, etc.).

- Aufgrund der Abnehmerstruktur: ist eine Schnell- oder Langsambetankungsanlage (oder eine Kombination von beiden) gewünscht bzw. möglich? Wie sehen die örtlichen Verhältnisse aus? (räumliche Anordnung der Versorgungseinrichtungen bei Busdepot, vorhandener Platz für Zapfsäule und Gasspeicher)
- Im Falle der Schnellbetankung: Öffentliche Tankstelle oder Betriebstankstelle? Als Alternative bietet sich eine semi-öffentliche Tankstelle an (wie z.B. Margarethen/Moos).
- Wie hoch werden die jährlichen Absatzmengen geschätzt? Wie schnell wird die jährliche Absatzmenge ansteigen? (Anmerkung: bei nur langsam erwarteten Anstieg der Abgabemengen bietet sich ein stufenweiser Ausbau der Tankstelle an).
- Wie kann der Back-Up bei Störung oder Ausfall der Betankungsanlage sichergestellt werden? Gibt es eine weitere Biomethan- oder CNG-Tankstelle in akzeptabler Entfernung?

9. Wie kann Versorgungssicherheit garantiert werden?

Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage

Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist eine Grundvoraussetzung für das Gelingen eines Treibstoffprojektes. So muss sichergestellt werden, dass bei Anlagenausfällen die Kunden trotzdem mit Treibstoff versorgt werden können und nicht etwa der kommunale Busbetrieb oder die Müllabfuhr (bei biogasbetriebenen Müllfahrzeugen) unterbrochen wäre. Während das Back-Up in Schweden in den meisten Fällen durch LNG sichergestellt wird, ist dies für Österreich, aufgrund des Fehlens einer geeigneten LNG-Infrastruktur, keine wirtschaftlich realistische Variante.

Umgekehrt müssen aber auch für den Fall geringerer Treibstoffnachfrage bzw. Überschussproduktion Vorkehrungen getroffen werden. Die überschüssige Produktionsmenge muss dann anderweitig verwertet werden.

- Ist in räumlicher Nähe bereits eine Erdgastankstelle vorhanden? (Anmerkung: dies wäre die einfachste und kostengünstigste Backup-Lösung; auf die doppelte Ausführung von wesentlichen Teilen der Infrastruktur kann dann größtenteils verzichtet werden).
- Kann in räumlicher Nähe eine weitere Inselfillstation oder ein dezentrales Versorgungssystem aufgebaut werden? In diesem Fall könnte man jeweils gegenseitig die Versorgung bei Anlagenausfällen sicherstellen.
- Ist ein Anschluss an das Erdgasnetz technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll (Entfernung zum Netz)? Bei Anschluss an das Erdgasnetz kann bei Ausfall der Methanaufbereitung oder Minderproduktion Erdgas anstatt Biomethan getankt werden. Umgekehrt kann bei Überschussproduktion diese über das Erdgasnetz verkauft werden.

- Wenn keine der obigen Varianten zutrifft oder möglich ist: Wie teuer ist die redundante Ausführung wesentlicher Anlagenteile im Vergleich zu einer Containerlösung als Back-up?
- Wie sieht der wirtschaftliche Vergleich - Änderung in der Speichergröße versus redundante Ausführung von Anlagenteilen - aus?
- Wie kann eine eventuelle Überschussproduktion verwertet werden? (Optionen sind z.B. Strom- und Wärmeerzeugung, Einspeisung in das Erdgasnetz, Containertransport oder (kurzfristige) Zwischenspeicherung in einem Gasspeicher; in der Extremvariante muss eine ev. Überschussproduktion abgefackelt werden).

10. Wie soll das Treibstoffprojekt finanziert werden?

Festlegung der Finanzierungsstruktur

Viele Projekte scheitern bereits vor Projektbeginn, weil Sie aufgrund der fehlenden Finanzierung nie begonnen werden. Andere Projekte wiederum daran, dass die Finanzierungsstruktur nicht zum Ertrags- und Risikoprofil des Vorhabens passt. Zahlungsschwierigkeiten, im Extrem sogar Konkurs oder Ausgleich, sind die Folge. Letztendlich muss jedes Projekt mit einem ausgewogenen, den Risiken angemessenen Mix aus Eigenkapital und Fremdkapital finanziert werden.

Projektfinanzierungen sind nur dann möglich und sinnvoll, wenn die zukünftigen Cash-Flows ausreichend abgesichert werden können. Dies bedeutet, dass alle wesentlichen Zahlungsflüsse (Einnahmen aus Treibstoffverkauf oder Entsorgungsentgelten, Ausgaben für Rohstoffe) durch langfristige Verträge abgesichert werden müssen. Vorteil einer Projektfinanzierung – und damit wesentlicher Unterschied zu einem klassischen Bankkredit – ist, dass die Projektinitiatoren nicht für den Bankkredit haften müssen. Das wirtschaftliche Risiko beschränkt sich in diesem Fall auf das eingesetzte Eigenkapital.

Zusätzliche Investitionsförderungen machen ein Projekt oft überhaupt erst wirtschaftlich oder decken die Zusatzkosten bzw. -risiken bei innovativen Umweltprojekten ab. Neben der betrieblichen Umweltförderung, die von der Kommunalkredit Public Consulting abgewickelt wird, kommen vor allem Förderungen der Bundesländer und, bei F&E- Relevanz bei Demonstrationsprojekten, des BMVIT oder des Klima- und Energiefonds in Betracht (abgewickelt durch die FFG). Problem bei Förderungen sind allerdings häufig längere Bearbeitungszeiten bzw. deren Zwischenfinanzierung.

- Welche der bereits involvierten Stakeholder sind bereit und in der Lage, wie viel an Eigenkapital bereitzustellen? Wenn das notwendige Eigenkapital nicht ausreicht: welche sonstigen Stakeholder, die zusätzliches Eigenkapital bereitstellen, könnte man einbinden?

- Ist es erwünscht, externe Finanzinvestoren in das Projekt mit einzubinden? In welchem Prozentsatz der Beteiligung?
- Ist es erwünscht, die Bevölkerung in einem Beteiligungsmodell mit einzubinden?
- Welche lokalen Banken wären grundsätzlich bereit, ein Projekt dieser Art (aufgrund von Kredithöhe, Risikostruktur und Sicherheiten) zu finanzieren? Was wären die Voraussetzungen für eine Kreditvergabe? (Bei Projektfinanzierungen üblicherweise u. a. Mindesteigenkapitalquote, langfristige Rohstoffverträge, langfristige Abnahmeverträge für Treibstoff, Performancegarantien der Technologielieferanten, ev. ergänzende Sicherheiten)
- Welche überregionalen (Spezial)banken wären bereit, ein solches Projekt zu finanzieren? (z.B. Kommunalkredit bei kommunalem Projekt)
- Welche Förderinstitutionen oder Stakeholder könnten, wenn notwendig, Garantien abgeben? (z. B. AWS Förderbank, Kommune, etc.)
- Welche Förderung von Bund, Ländern, Gemeinden oder der Europäischen Union sind verfügbar?
- Wie können die Förderungen, deren Abschlussraten oft erst Monate oder Jahre nach Projektabschluss fließen, zwischenfinanziert werden?

Vorstudie

für die Errichtung

einer Entsorgungsbiogasanlage

für 13.100 t Bioabfälle auf Basis Anaerobtechnik mit einer Biogasproduktion von 1.650.000 Nm³ Biogas/a (entspricht einer elektrischen Leistung von 500 kW)

erstellt für:

erstellt am:

erstellt durch: Ing. Friedrich Bauer GmbH
Oberegging 24, A 3373 Kimmelbach



INHALTSVERZEICHNIS

1. BIOGASANLAGE ZUR VERWERTUNG VON ORGANISCHEN BIOABFÄLLEN	2
1.1. Inputmaterialien	2
1.2. Biogasertrag der Biogasanlage	5
1.3. Dimensionierung der Biogasanlage	5
1.4. Schema Biogasanlage	7
1.5. Beschreibung der Biogasanlage für die Entsorgung	8
1.1 Annahme der Bioabfälle	8
1.2 Aufbereitung der Küchenabfälle und Speisereste	8
1.3 Ablufferfassung und Abluftreinigung	9
1.4 Hygienisierung	9
1.5 Beschickungsgruben – Zwischenlagerung und Homogenisierung	10
1.6 Zentrale Pumpstation ZPS 1, ZPS 2 und Umspülsystem	10
1.7 Hauptfermentation- Rohrfermenter	10
1.8 Nachfermentation- Rührkesselfermenter	10
1.9 Gärrestzwischenlager	11
1.10 Feststoffseparation	11
1.11 Biogaserfassung, Messung, Reinigung, Aufbereitung und Speicherung	11
2. KOSTENBETRACHTUNG	12
2.1. INVESTITIONSKOSTENSCHÄTZUNG	12
2.1.1. Technische Ausstattung der Entsorgungsbiogasanlage	12
2.1.2. Aufbereitungsanlage für 13.000 Tonnen Bioabfälle	12
2.1.3. Behälterbau und Baumeisterarbeiten	13

1. Biogasanlage zur Verwertung von organischen Bioabfällen

1.1. Inputmaterialien

Grundsätzlich sind folgende Substratströme zur Weiterverarbeitung vorgesehen:

- Speisereste, Essensreste, Bioabfälle der Essenszubereitung, Obst, Gemüse, Fleischreste, Fette, Öle, Brotreste etc.
- Überlagerte Lebensmittel, Marktabfälle: Altobst- und Gemüse, Brot, verpackte Milchprodukte, Säfte, Fleischprodukte etc.
- Altspeiseöle, Fette, Fettabscheiderinhalte:
- Glycerinphasen aus der Biotreibstoffproduktion

Die Anlieferung erfolgt unter folgenden Rahmenbedingungen

- Speisereste werden in Standardgebinden zu 240/120 Liter angeliefert. Die Behälter müssen entleert und gereinigt werden
- Überlagerte Lebensmittel werden in Containern oder mittels LKW angeliefert. Die Entleerung erfolgt entweder direkt in den Übernahmehunker oder nach einer Zwischenlagerung mittels eines Radladers.
- Fettabscheider werden in Tankwagen angeliefert, Fette und Altspeiseöle entweder in Kleingebinden 60 Liter oder sofern möglich im Tangwagen geliefert

Neben den oben angeführten Bioabfällen können in der Anlage alle für die Verarbeitung in Biogasanlagen geeigneten Stoffe verarbeitet werden. Hierfür siehe auch die Auflistung möglicher Inputstoffe im Anhang. Die jeweiligen Materialien werden vor der Nutzung in der Biogasanlage jeweils einzeln auf Tauglichkeit geprüft.

Da eine genaue Spezifikation der tatsächlich eingesetzten Inputmaterialien zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich ist, wird für Energieertragsberechnung und die Dimensionierung von einem Materialmix mit folgenden Eigenschaften ausgegangen:

Kofermente	Menge	TS	TS	oTS	oTS
	t / Jahr	%	t/Jahr	%	t/Jahr
biogene Abfälle					
Alt-Speisefette, öle	547,5	50%	273,8	49%	268,3
Fettabscheiderrückstand	2.007,5	15%	301,1	14%	289,1
Speiseabfälle, Küchenabfälle	5.000,5	18%	900,1	16%	810,1
Überlagerte Lebensmittel	5.000,5	22%	1100,1	20%	990,1
Glycerinphase	547,5	47%	257,3	33%	180,1
Summen	13.103,5	22%	2832,4	19%	2.537,7

Jahresmenge:
Anlieferung:
Verdünnung (Recyclat)
Tagesverarbeitungsmenge in der Fermentation

13.100 t
regelmäßig
ca. 2.900 t/a
ca. 45 t/Tag

Durchschnittlicher Biogasertrag:

650 m³ BG/t organ. TS
126 m³ BG/t Frischmasse

Durchschnittlicher Methangehalt des Biogases:

61%

Allgemeine Spezifikation von Inputstoffen:

Generell gilt, dass sämtliche, in die Aufbereitung und anschließend in die Fermentation eingebrachten, Inputstoffe vom Anlagenbetreiber auf ihre Verarbeitbarkeit geprüft werden müssen. Hier gilt das Prinzip der Vorsicht, d.h. im Zweifelsfalle müssen scheinbar nicht geeignete Stoffströme extra vorbehandelt oder abgelehnt werden. Dies liegt in der Verantwortung des Anlagenbetreibers.

Die Beschädigungen von Anlagenteilen oder des Fermentationsprozesses durch nicht fachgerechte Übernahme von Inputstoffen und damit verbundene Ausfall- bzw. Stillstandszeiten bzw. andere Folgekosten fallen nicht unter die Garantie/Gewährleistung und sind von dieser ausgeschlossen!

Technologische Daten Input-Material - Rohstoffe:

Hausbiotonne: Der zu verarbeitende Biomüll wird in seiner Zusammensetzung von der Jahreszeit, der Wohn- und Bevölkerungsstruktur des Sammelgebietes sowie des Sammelsystems stark schwanken. Aufgrund von statistischen Erhebungen kann theoretisch von folgenden Bestandteilen in den einzelnen Fraktionen ausgegangen werden:

<i>Grüngut:</i>	Baum-, Strauch- und Blumenschnitt, Wurzeln, Topfpflanzen, etc.
<i>Obst:</i>	Abfälle von Äpfeln, Pflaumen, Weintrauben, Pfirsichen, Marillen, etc. je nach Saison
<i>Gemüse:</i>	Abfälle von Lauch, Möhren, Kartoffeln, Paprika, Zucchini, Kohl, Salat, Bohnen, Tomaten, Radieschen, Zwiebeln, Rettich, Mais, etc. je nach Saison
<i>Südfrüchte:</i>	Abfälle von Zitrusfrüchten, Bananen, Melonen, Kiwis, etc.
<i>Papier:</i>	Hygiene- und Zeitungspapier, Kaffeefilter mit Kaffeesatzanhaftungen, Teebeutel mit Inhalt, etc.
<i>Speisereste:</i>	Abfälle von gek. Fleisch und Fisch, sowie Wurst, Käse, Gemüse, Kuchen, Knochen, etc.
<i>Fraktion < 25 mm</i>	Kaffeesatz, klumpiges Erdmaterial, Sand, Asche, etc.

Saisonal unterliegen diese Fraktionen Schwankungen in der Zusammensetzung:

<i>Januar bis März:</i>	Küchenabfälle, Laub, Baumabfälle, Schmutzpapier, Nussschalen
<i>April bis Juni:</i>	Küchenabfälle, Baum- und Strauchschnitt, Beetabdeckungsmaterialien, Rasenschnitt, Vertikutierabfall, Langgras, Restlaub, Reste von Topf- und Kübelpflanzen samt Ballen, Unkräuter, Schmutzpapier
<i>Juli bis Sept.:</i>	Küchenabfälle, Rasenschnitt, Langgras, Blumen, Wurzelstrünke, Heckenschnitt, Unkräuter, Schmutzpapier
<i>Okt. Bis Dez.:</i>	Küchenabfälle, Laub, Baum- und Strauchschnitt, Fallobst, Wurzelstrünke, Reste von Topf- und Kübelpflanzen samt Ballen, Ernterückstände aus Gemüsegärten Weiters ist statistisch mit Störstoffen in der Hausbiotonne zu rechnen. Die bestehen hauptsächlich aus:
<i>Störstoffe:</i>	Plastik- und Kartonverpackungen (Schachteln, Säcke), Glas- und Metallverpackungen, Besteck, Wurzelstöcke, größere und große Holz- und Metallteile, Autobatterien, Gummistiefel, Pflastersteine

Durchschnittlich wird bei Biomüll aus Haushalten und Sammlung mittels Sammelfahrzeug von einer Schüttdichte von ca. 500 kg/m³ ausgegangen. Der TS-Gehalt liegt normaler Weise zwischen 30 und 35 %.

Beispiele für Biomüll



Durch Sichtkontrolle ist zu gewährleisten, dass große Störstoffe wie z.B. Holz- und Metallteile, Autobatterien... nicht in den Aufgabebunker gelangen.

Beispiele für Störstoffe



Speisereste (Sautrank): Essensreste, Bioabfälle aus der Essenzubereitung, Obst, Gemüse, Fleischreste, Knochen, Fette, Öle, Brotreste, Schmutzpapier, etc.

Bei Speiseresten ist ebenfalls mit Störstoffen zu rechnen, die hauptsächlich aus Keramiktteilen, Besteck, Plastik- und Kartonverpackungen (Schachteln, Säcke), Glas- und Metallverpackungen in geringen Anteilen, Knochen etc. zusammen setzen. Beim Knochenanteil sollten normalerweise keine ganzen Rindenknochen vorkommen, da eine Vorverarbeitung im Schlachthof vorgenommen wurde.

Durch die homogenisierte Zusammensetzung und Abfuhr ist von einer höheren Schüttdichte als beim Biomüll aus Haushalten auszugehen, die im Durchschnitt zwischen 700 und 800 kg/m³ liegt. Der TS-Gehalt der angelieferten Speisereste sollte bei ca. 20% liegen und somit eine gut zu fördernde Suspension bilden.

Beispiel für Sautrank:

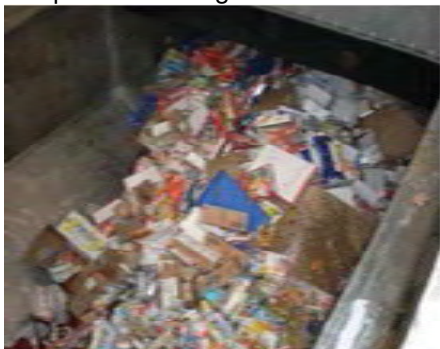


Überlagerte Lebensmittel, Marktabfälle: Altobst und Gemüse, Brot, Käse, Eier, verpackte

Milchprodukte, Säfte, Fleisch- und Fischprodukte, Speise- und Essensreste, Knochen, Glas- und Metallkonserven, Blumen, Topfpflanzen mit Ballen, Tannengrün, Strauchschnitt, Schmutzpapier, etc.

Die Störstoffe setzen sich aus Plastik- und Kartonverpackungen (Schachteln, Säcke), Glas- und Metallverpackungen, Knochen, Äste, Holz (Obstkisten) zusammen. Eine Verarbeitung von überlagerten Lebensmitteln, die generell in Glas oder Metallverpackungen angeliefert wird ist nicht vorgesehen, diese müssten vergleichmäßig über einen längeren Zeitraum hinzugefügt werden. Der TS-Gehalt liegt durchschnittlich bei 15 bis 20% und die Schüttdichte zwischen 600 und 700 kg/m³.

Beispiel für überlagerte Lebensmittel:



1.2. Biogasertrag der Biogasanlage

Auf Basis der unter Punkt 2.1 festgelegten Inputspezifikation ergeben sich folgender Biogasertrag

Biogas: ca. 1.650.000 Nm³ / a
ca. 4.520 Nm³/Tag
ca. 188 Nm³/h

Methangehalt: ca. 61%

Produzierte Methanmenge: ca. 1.000.000 Nm³ / a,
ca. 2.740 Nm³/Tag
ca. 2.740 Nm³/h

Durchschnittlicher Heizwert: ca. 9,8 kWh/Nm³

Energiepotential: ca.9.800.000 kWh/a

Bei Nutzung des Biogases in einem BHKW entspricht das einer Leistung von 500 kW el.

Bei einer Vollaufbereitung des Biogases auf Einspeisequalität ist mit einer Liefermenge von rund 1.040.000 Nm³ Biogas bei einer Methanaufkonzentration von 97% zu rechnen

1.3. Dimensionierung der Biogasanlage

Für die Dimensionierung der Lagerbehälter und Fermenter werden folgende Auslegungsparameter herangezogen:

Misch-, Beschickungsgruben: Zwischenlagerungskapazität [Tage]

Fermenter: Verweilzeit [Tage]
Organische Faulraumbelastung [kg OTS/m³ Faulraum/Tag]
Spezifischer Gasertrag [m³ Biogas/m³ Faulraum/Tag]

Richtwerte laut Literatur kombiniert mit praxiserprobten Erfahrungswerten:

Faulraumbelastung: ca. 3,0-5,0 kg OTS/m³ Faulraum/Tag (Rührkessel)
ca. 7,0-10,0 kg OTS/m³ Faulraum/Tag (Rohrfermenter)

Spez. Gasertrag: ca. 1,5-2,0m³ Biogas/m³ Faulraum/Tag (Rührkessel)
ca. 2,5-3 m³ Biogas/m³ Faulraum/Tag (Rohrfermenter)

Gärrestlager: Lagerkapazität zur Überbrückung des Ausbringverbotes in die Landwirtschaft bzw. Zwischenpufferkapazität als Vorlager für Gärrestverwertung [Tage]

Dimensionierung: Biogasanlage mit Rohrfermenter

Übernahmegrube nach Aufbereitung:

Volumen: 2x 135 m³ netto
max. Zwischenlagerung: 8 Tage

Beschickungsgrube nach Hygienisierung:

Volumen: 2x 135 m³ netto
max. Zwischenlagerung: 8 Tage

Hauptfermenter – Rohrfermenter:

4 Stück Rohrfermenter je 160m³ Faulraumvolumen, gesamt 640 m³ netto
Verweilzeit: ca. 15 Tage

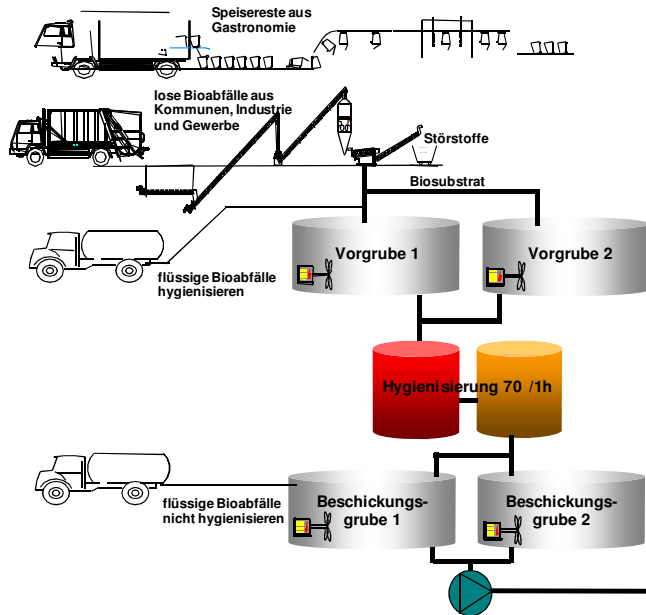
Nachfermenter – Rührkessel

1 Stück Rührkessel 2.100 m³ Faulraumvolumen netto
Verweilzeit: ca. 48 Tage

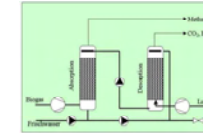
Gärrestlager

Gärrest nach Fermentation: ca. 13.900 m³ (TS ca. 5,4 %)
Erforderliches Lagervolumen : ca. 4.500 m³ netto (120 Tage)
Ca. 7.000 m³ netto(180 Tage)

Annahme und Aufbereitungsanlage für feste, pasteuse, flüssige, lose und verpackte Bioabfälle

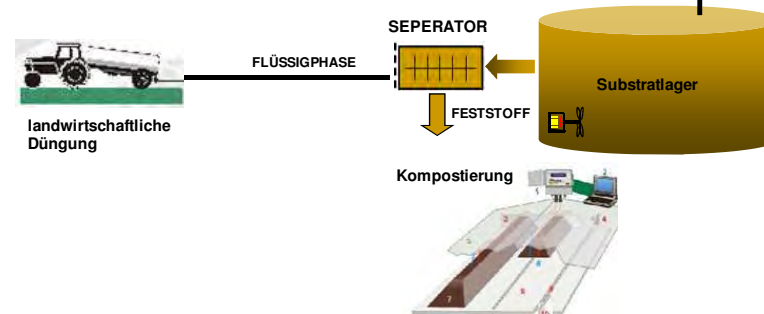
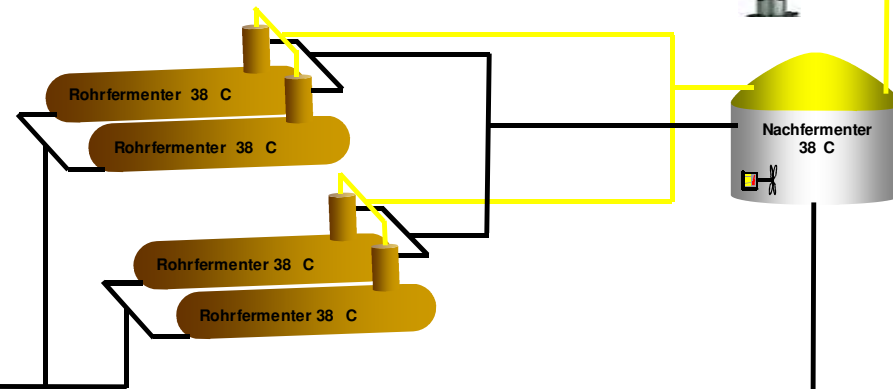


Biogasaufbereitung für Netzeinspeisung



**Gastrocknung
Entschwefelung**
1.650.000 m³
Biogas/a
61% CH₄

BIOGASPRODUKTION mittels anaerober mesophiler Fermentation



1.5. Beschreibung der Biogasanlage für die Entsorgung

1.1 Annahme der Bioabfälle

Die Annahme der unterschiedlichen Abfallströme erfolgt in einer geschlossenen frostfrei gehaltenen Halle, die in die Bereiche Abfallannahme und -aufbereitung aufgeteilt ist.

Die Annahmehalle sowie die emissionsträchtigen Aggregate innerhalb der Halle sind mit einer Zwangsentlüftung ausgerüstet, wobei vorbehaltlich der Festlegung der Genehmigungsbehörde von einer Luftwechselzahl (LWZ) von mindestens 2,5, bezogen auf das Bruttovolumen der Annahmehalle, ausgegangen wurde. Über das System zur Ablufferfassung werden Hallen- und Aggregateabluft der Abluftreinigung zugeführt.

Für die Annahme der überlagerten Lebensmittel ist ein Übernahmehunker vorgesehen, der direkt von den Müllfahrzeugen beschickt werden kann. Das Speichervolumen ist auf den Durchsatz abgestimmt und beträgt ca. 50 m³.

Die Küchen- und Speiseabfälle (Saufrank) werden in MGB (120 l, 240l) angeliefert und in geschlossener Halle angenommen. Die angelieferten Behälter werden vom Anlieferpersonal entladen und vom Betriebspersonal mittels einer kombinierten Kipp- und Wascheinheit entleert und einer Innen-/Außenreinigung unterzogen. Die gereinigten Behälter werden im angrenzenden Behälterlager zwischengelagert und für den Abtransport durch die Anlieferer wieder bereitgestellt. Behälter, die nicht während der Anlieferzeit der Behälterwaschanlage aufgegeben werden können, werden vom Anlieferpersonal in einem hierfür vorgesehenen Zwischenlagerbereich innerhalb der Annahmehalle abgestellt und vom betriebseigenen Bedienpersonal der Behälterreinigung zugeführt.

Per Tankfahrzeug bzw. Saugwagen angelieferte Fettabscheiderinhalte, Alspeiseöle und Glycerinphasen werden in Tanks übernommen.

1.2 Aufbereitung der Küchenabfälle und Speisereste

Die in den Bunker zugeführten überlagerten und verpackten Lebensmittel, wie auch die Speisereste werden mittels einer Transportschnecke einem Querstromzerspaner (QZ) zugeführt

Im QZ wird der Biomüll mit Brauchwasser auf einen TS-Gehalt von ca. 20% angemischt und anschließend mittels einer Rotationskette in einem gepanzerten Zerspanungstopf zu einer pastösen Masse zerkleinert. Durch einen Ablasschieber im Querstromzerspaner wird das Biosubstrat in einen Zwischenbehälter abgelassen. Die Zerkleinerung erfolgt chargenweise, wobei die jeweilige Chargendauer frei gewählt werden kann und an die Inputmaterialien angepasst wird.

Aus dem QZ heraus wird das Substrat dann auf einen Schneckenseparator (Kufferath) aufgegeben. Im Separator wird noch einmal Brauchwasser zugegeben um Restanhaftungen und Organik auszuschleusen.

Der separierte Feststoff wird in einen bereitgestellten Container entsorgt, das Effluent wird in die 2 Beschickungsgruben geleitet.

Die Übernahmebehälter für aufbereitetes Biosubstrat sind als Betonbehälter mit Spezialbeschichtung (pH bis 3,5) ausgeführt. Alle Behälter sind mit höhenverstellbaren, schwenkbaren und in Edelstahl ausgeführten Tauchmotorrührwerken ausgestattet. Zusätzlich verfügen die Behälter über ein Substratumwälzsystem über die Pumpstation 1. Weitere Ausstattungen sind Einwurfschächte, Serviceeinstiege, Füllstandsmessungen und Anschlüsse für Brauchwasser- und Recyklatzumischung bzw. Bio-Substratverteilung an das Pumpsystem. Die Behälter sind ebenfalls an das Abluftsystem der Gesamtanlage angeschlossen.

1.3 Ablufferfassung und Abluftreinigung

Die Aufbereitungshalle ist mit einem Luffterfassungssystem gemäß den Spezifikationen der Ausschreibung ausgestattet. Die Abluftreinigungsanlage arbeitet nach dem Prinzip eines Biofilters und wird unter Berücksichtigung der gültigen Richtlinie VDI 3477 (Biologische Abgasreinigung - Biofilter), sowie des ÖWAV Regelblattes 513 (Betrieb von Biofiltern) ausgeführt.

Die gesamte Abluftreinigungsanlage besteht aus den Anlagenkomponenten Ablufferfassung Biofilter, Luftheizwäscher, Ventilator, Enthärtung (Option) und Schaltanlage

Der Ventilator befördert die geruchs- bzw. schadstoffbelastete Abluft aus den Räumen bzw. den punktuell angeordneten Absaugstellen in den dem Biofilter vorgeschalteten Luftheizwäscher. Der Luftwäscher erfüllt drei Funktionen. Zum einen dient er der kontinuierlichen Befeuchtung der Abluft bis an die Sättigungsgrenze. Dadurch wird eine Austrocknung der Biofiltermasse verhindert. Zum anderen werden in diesem neutral betriebenen Sprühwäscher Feststoffe und wasserlösliche Abluftinhaltsstoffe aus der Abluft absorbiert und abgeschieden. Die in der Abluft enthaltenen Verbindungen Ammoniak sowie die in geringen Konzentrationen vorliegenden acidogenen Abluftinhaltsstoffe (beispielsweise Schwefelwasserstoff) werden so abgeschieden. Schließlich ist es noch die Aufgabe des Luftwäschers, den Abluftstrom auf eine für den nachfolgenden biologischen Prozess optimale Temperatur zu erwärmen. Dies erfolgt über einen integrierten Rohrbündelwärmetauscher und den zugehörigen Heizungsregelkreis. Der Wäscher wird von der Abluft horizontal durchströmt, während neutrale Waschflüssigkeit mittels Hohlkörperdüsen gegen die Luftrichtung versprüht wird. Zur Abscheidung von mitgerissenen Flüssigkeitströpfchen wird am Ausgang des Wäschers ein Tropfenabscheider eingebracht. Die Waschflüssigkeit wird im Sumpf aufgefangen und mittels einer Blockpumpe im Kreislauf geführt. In festgelegten Zeitabständen wird eine definierte Menge an Abwasser aus dem Waschkreis ausgeschleust.

Anschließend durchströmt die so vorgereinigte Abluft den Biofilter. Dieser wird als Kompaktbiofilter in geschlossener und druckdichter Bauweise ausgeführt und wird aus verfahrenstechnischen Gründen im Downstream-Prinzip (Luftströmung entspricht der Richtung der Besprühung der Filtermasse) betrieben. Bei einem geschlossenen Kompaktbiofilter kann die Filtervolumenbelastung gegenüber einem offenen Flächenbiofilter höher gewählt werden. Dadurch reduziert sich der Flächenbedarf. Witterungseinflüsse kommen nicht zum Tragen. Für die Aufrechterhaltung der optimalen Feuchtigkeit des Biofiltermaterials im Kompaktbiofilter

ist eine automatisch gesteuerte Befeuchtungsanlage mit in den Containern eingebauten Feinzerstäuberdüsen vorgesehen und unbedingt erforderlich.

Es wird davon ausgegangen, dass der Biofilter im Regelbetrieb kontinuierlich mit Abluftbeaufschlagt wird. Es gibt verschiedene Betriebsfälle. Der Ventilator wird frequenzgeregelt betrieben, die Schaltanlage mit einem Frequenzumformer (FU) ausgestattet. Damit wird der Biofilter in der kalten Jahreszeit sowie auch in der Nacht außerhalb der Betriebszeiten mit verringerter Luftmenge betrieben.

1.4 Hygienisierung

Das homogenisierte Biosubstrat wird mittels einer Pumpstation bedarfsgerecht der Hygienisierung zugeführt. Die Hygienisierung besteht aus drei isolierten, mit einer Heizung und einem Rührwerk (ohne Bodenlager) ausgestatteten, auf Wiegezellen positionierten, Edelstahlbehältern, in welchen das Biosubstrat abwechselnd erwärmt, gehalten und abgekühlt wird. Die Hygienisierung ist mit einer Wärmerückgewinnung ausgestattet. Die Steuerung der Anlage erfolgt über SPS und ist in die Gesamtanlagensteuerung- und Visualisierung eingebunden. Der gesamte Hygienisierungsablauf wird entsprechend den Anforderungen der Hygienesverordnung und den veterinärrechtlichen Anforderungen in der EDV- und auf Papier dokumentiert.

Nach der Hygienisierung wird das keimfreie Biosubstrat in den Beschickungsbehältern zur Weiterverarbeitung in der Fermentation zwischengelagert.

1.5 Beschickungsgruben – Zwischenlagerung und Homogenisierung

Das hygienisierte Biosubstrat wird in 2 Beschickungsgruben zwischengelagert. Mit einem Rührwerk wird das Biosubstrat wiederum gemixt und homogenisiert. Der Füllstand wird mit einer automatischen Niveaumessung erfasst und in der Visualisierung abgebildet. Die Mischgruben sind auf eine maximale Zwischenlagerungszeit von 8 Tagesanlieferungsmengen ausgelegt.

1.6 Zentrale Pumpstation ZPS 1, ZPS 2 und Umspülsystem

Die Pumpzentrale ZPS 1 ist im Keller der Aufbereitungshalle angeordnet und ist als Kombinationsaggregat Drehkolbenpumpe-Zerkleinerer ausgeführt und hat drei Funktionen:

- Umwälzung der Übernahmebehälter
- Transport und nochmalige Zerkleinerung der Biosubstrate aus den Annahmebehältern in die Fermentation

Die Pumpzentrale ist FU- gesteuert und kann sowohl vor Ort als auch über das Computerterminal bedient werden. Weiters verfügt über pneumatisch geregelte und über die Anlagensteuerung gesteuerte saug- und druckseitige Verteilsysteme mit den dazugehörigen Sicherheitssystemen.

An die Verteilsysteme sind die jeweiligen Rohrleitungen (aus Edelstahl) mit den erforderlichen Schiebern und Armaturen angeschlossen.

Im hinteren Bereich der Biogasanlage, im Technikraum zwischen Rohrfermenter und Nachfermenter befindet sich die PS 2 mit welcher Fermenterinhalt aus der Nachfermentation und der Hauptfermentation ausgetauscht werden können. Mittels dieses installierten Umspülsystemes kann sowohl im Normalbetriebsfall, aber speziell im Störfall ein gewünschter bzw. erforderlicher Austausch von Substraten aus und in die einzelnen Fermenter erfolgen. Dies erhöht die Betriebsflexibilität wesentlich.

1.7 Hauptfermentation- Rohrfermenter

Die Biogasanlage ist mit 4 Rohrfermenter ausgestattet. In der Rohrfermenterlinie können vor allem Biosubstrate mit erhöhtem Sediment- und Störstoffgehalt sehr gut verarbeitet werden. Der Betriebs TS liegt je nach Pumpfähigkeit des Materialinputs zwischen 12% und 18%.

Die Rohrfermenter haben ein Volumen von je 160m³ und sind mit einem Haspelrührwerk, in welches eine Heizung integriert ist, ausgestattet. Die Rohrfermenter verfügen über mehrere Probeentnahmestellen und einem Grittaustrag, über welchen im vorderen Bereich Sedimente abgezogen werden können. Die Betriebstemperatur im Inneren der Rohrfermenter beträgt zwischen 36° und 39° C (mesophil). Die Temperatur Regelung erfolgt mittels mehreren, in verschiedenen Bereichen angebrachten Messfühlern. Die Rohrfermenter sind isoliert und bei Aufstellung im Freien noch mit einem Witterungsschutz versehen.

In der anaeroben Umgebung wird das Biosubstrat mittels Methanbakterien abgebaut. Auf Grund der Konstruktion des Fermenters kann eine Art Pfropfenströmung erzielt werden, sodass ein effektiverer organischer Abbau erfolgen kann. Die Rohrfermenter sind vollständig gefüllt und am Ende mit einem Überlauf versehen. Mit jeder Frischmaterialzufuhr erfolgt eine Weiterleitung von vergorenem Material in den nachgeschalteten Nachfermenter. Im Bereich des Überlaufs ist eine Gasentnahme installiert. Das entstehende Biogas wird abgezogen und in den Nachfermenter geleitet.

Jeder Rohrfermenter ist mit einer Über- und Unterdrucksicherung ausgestattet um im Störfall Druckschwankungen auszugleichen und Schäden zu verhindern.

1.8 Nachfermentation- Rührkesselfermenter

Von der Hauptfermentationsstufe – Rohrfermenter- gelangt das Biosubstrat über vier Überläufe in die Nachfermentation. Das teil vergorene Substrat wird noch weitervergoren um einen maximalen organischen Abbau und damit verbundenen Biogasertrag zu erzielen.

Der Rührkessel ist als gas- und flüssigkeitsdichter, isolierter und witterungsgeschützter Betonbehälter mit ca. 2.100 m³ Nettobetriebsvolumen ausgeführt und verfügt im Gasbereich (oberhalb des Flüssigkeitsstandes und Decke) über eine Beschichtung gegen aggressiven Angriff. Im Inneren herrscht ebenfalls eine Betriebstemperatur von 36°-39°C welche über eine Ring-Wandheizung aufrecht erhalten wird, die mittels mehreren Temperaturfühler über das Heizungssystem geregelt wird. Drei Langwellenrührwerke sorgen für die erforderliche Durchmischung. Der Nachfermenter ist weiters mit einer Überdrucksicherung, Serviceeinstiegen, Sichtfenstern, substrat- und gastechnische Anschlüssen und einer Niveaumessung ausgestattet.

Zur Abdichtung der oben offenen Betonbehälter wird ein Doppelmembran-Foliendach installiert, welches auch gleichzeitig als Biogasspeicher dient. Der Rührkesselfermenter ist mit einer Über- und Unterdrucksicherung ausgestattet um im Störfall Druckschwankungen auszugleichen und Schäden zu verhindern. Der Füllstand der Gasspeicher wird ständig überwacht und ist in der Visualisierung abgebildet.

Der Rührkesselfermenter verfügt über einen Überlauf, mittels welchem das vergorene Biosubstrat in das Gärrestzwischenlager gelangt. Bei jeder Materialzufuhr erfolgt ein Weitertransport in das Gärrestzwischenlager.

Das gespeicherte Biogas wird anschließend über eine Gasentnahmestellen und das Gassystem zur weiteren Behandlung weiter transportiert.

1.9 Gärrestzwischenlager

Das vergorene Biosubstrat wird in einem Zwischenlagerbehälter aus Beton mit Decke bis zur Feststoffseparation zwischengelagert. Das Gärrestlager hat ein Volumen von ca. 500 m³ und verfügt somit über eine Zwischenlagerzeit von max 16 Tagen.

Das Gärrestlager ist mit einer Verbindungsleitung in das Gassystem eingebunden. Ein Rührwerk ermöglicht die Durchmischung des Behälterinhalts.

Vom Gärrestlager aus wird mit einer Pumpe der Gärrest zu der Feststoffseparation bedarfsgerecht gepumpt.

1.10 Feststoffseparation

Für die Feststoffabscheidung des Gärrestes wird ein Presssneckenseperator verwendet.

Anwendung ist die Entwässerung von Schlamm - die kontinuierliche Trennung von einem Feststoff-Flüssigkeits-Gemisch wobei die spezifische Dichte des Feststoffes größer als die spezifische Dichte der Flüssigkeit ist.

Der abgetrennte Feststoff wird mit einem TS Gehalt von ca. 25% wird auf einer Zwischenlagerfläche bis zur weiteren Nutzung gelagert.

Die Flüssigkeit wird in einem Gärrestlager gesammelt. Von hier aus kann das Zentrat über eine Pumpe als Recyklat zu den Beschickungsbehälter gepumpt werden bzw. für die weitere Verwertung/Nutzung abgegeben werden.

1.11 Biogaserfassung, Messung, Reinigung, Aufbereitung und Speicherung

Das in den Rohrfermentern und im Gärrestlager erzeugte Biogas wird im Gasraum des Nachfermenters gesammelt.

Das Biogas aus den Rohrfermentern wird direkt nach der Entnahme und vor Einleitung in den Nachfermenter quantitativ und qualitativ gemessen.

Das gesammelte Biogas wird aus dem Gasraum des Nachfermenters abgezogen, einer Mengen- und Qualitätsmessung unterzogen und der Entschwefelung zugeführt. Die Entschwefelung erfolgt mittels einer externen biologischen Entschwefelung in einem Biowäscher auf eine Schwefelkonzentration < 100ppm. Anschließend wird das Biogas, wiederum nach Messung, in die Gasvortrocknung geführt. Das Kondensat,

welches bei der Trocknung anfällt wird in das Gärrestlager gepumpt. Die gesamte Biogaserfassung und -voraufbereitung befindet sich im Technikgebäude zwischen Rohrfermenter und Nachfermenter.

Über eine Gasleitung wird das Biogas der nachfolgenden Vollaufbereitung auf Erdgasqualität zugeführt

2. Kostenbetrachtung

Die folgende Kostenschätzung erfolgt auf dem derzeitigen Kenntnisstand des Projektes und Erfahrungswerten von ähnlichen Biogasprojekten und ist noch mit einer Ungenauigkeit von ca. +/- 15% behaftet.

2.1. Investitionskostenschätzung

2.1.1. Technische Ausstattung der Entsorgungsbiogasanlage

- Mischgrube – Einbauteile
- Hygienisierung
- Beschickungsgrube - Einbauteile
- Rohrfermenter (4 Stück inkl. Peripherie und Einbindung)
- Nachfermenter - Rührtechnik und Einbauteile
- Doppelmembrangasspeicher
- Gärrestzwischenlager
- Feststoffseperator
- Endlager Einbauteile
- Heiztechnik
- Gesamte Substrattechnik
- Substratleitungssystem Edelstahl 1.4301
- Gasleitungssystem Edelstahl 1.4301
- Gasvortrocknung, Entschwefelung
- gassicherheitstechnische Ausstattung
- Gasanalysegerät eingebunden in die Anlagensteuerung
- allgemeine Pneumatik
- E-Technik, Anlagenautomatisierung, Visualisierung

Kostenschätzung ca. € 1.900.000,-,

2.1.2. Aufbereitungsanlage für 13.000 Tonnen Bioabfälle

- LKW-Annahmehunker; Bunker in Betonkonstruktion eingesetzt, mit hydraulisch betätigtem Verschlussdeckel. Mit 2 Egalisierschnecken zur Auflockerung von Materialverzopfungen. Lagerung außerhalb des Bunkers.
- 1 Stk. 5-fach -Spiralförderer-Austragsboden mit besonders robusten Förderspiralen aus Spezialstahl. Trogboden aus W.Nr.: 1.4301 mit Verschleißauskleidung aus Kunststoff. An Annahmehunker direkt angeflanscht.
- 1 Stk. Sammel-Förderer
- 1 Stk. Schräg-Förderer
- 1 Querstromzerspaner zum Zerkleinern der Bioabfälle
- 1 Stk. Siebpressschnecke Trennsieb: 12mm
- Behälterkip- und Waschanlage, hydraulisch. Zum gleichzeitigen Kippen und Reinigen von 2 Behältern
- 2 Übernahmetanks Edelstahl a 25 m³
- Abluftanlage der Aufbereitungshalle
- Planung
- Montage

Kostenschätzung ca. € 950.000,-

2.1.3. Behälterbau und Baumeisterarbeiten

- Aufbereitungshalle mit Unterkellerung, Betriebsgebäude, Büro u. Sozialräumen; Erdarbeiten und Untergrundvorbereitung; Oberflächen und Infrastruktur (Wasser, Abwasser,...)
- Mischgruben
- Beschickungsgruben
- Rohrfermenterfundamente und Kollektorgang
- Isolierung Rohrfermenter 10cm
- Witterungsschutz für Rohrfermenter
- Nachfermenter Entsorgung 22m x 6m s= 30 cm
- Isolierung Rührkesselfermenter 10 cm
- Fassadenverkleidung Rührkesselfermenter
- Gärrestlager Email Fertigteile
- Bodenplatte Gärrestlager
- Folienabdeckung Gärrestlager
- Technikraum zwischen Rohrfermenter- und Nachfermenter
- Außenanlagen

Kostenschätzung

ca. € 1.200.000,-

Auszug aus:

Gaswirtschaftsgesetz (GWG)

§ 23 bis § 23e

**2. Unterabschnitt
Systemnutzungsentgelt**

Zusammensetzung des Systemnutzungsentgelts

§ 23. (1) Das Systemnutzungsentgelt (§ 6 Z 52) bestimmt sich aus

1. dem Netznutzungsentgelt;
2. dem Entgelt für Messleistungen;
3. dem Netzbereitstellungsentgelt sowie
4. dem Netzzutrittsentgelt.

(2) Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber von den Kunden die Kosten insbesondere für

1. die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems;
2. die Betriebsführung;
3. den Versorgungswiederaufbau;
4. die Aufwendungen für den Einsatz von Regelenergie;
5. die Netzengpassbeseitigung sowie
6. die Verdichtung von Erdgas

abgegolten.

(3) Durch das Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber von den Kunden jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind. Soweit Messeinrichtungen von den Netzbenutzern selbst beigelegt werden, ist das Entgelt für Messleistungen entsprechend zu vermindern.

(4) Das Netzbereitstellungsentgelt ist als Pauschalbetrag für den vom Netzbetreiber zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau der in § 23b Z 2 und 3 umschriebenen Netzebenen, die für die Netznutzung im vereinbarten Ausmaß tatsächlich in Anspruch genommen werden, zu leisten. Das Netzbereitstellungsentgelt hat den Grundsätzen des Verursachungsprinzips und der einfachen Administration zu folgen. Das Netzbereitstellungsentgelt ist dem Kunden anlässlich der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Änderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität einmalig in Rechnung zu stellen.

(5) Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber von den Kunden alle Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt entfällt insoweit, als die Kosten für den Netzanschluss oder die Abänderung vom Netzbenutzer selbst getragen werden. Das Netzzutrittsentgelt ist dem Kunden anlässlich der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Änderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität einmalig in Rechnung zu stellen.

(6) Erdgasunternehmen haben die einzelnen Komponenten des Entgelts gemäß Abs. 1, welches Endverbrauchern oder Netzbetreibern verrechnet wird oder die in den verrechneten Tarifpreisen enthalten sind, wie Steuern, Abgaben und Zuschläge auf Grund bundes- oder landesgesetzlicher Vorschriften, gesondert auf den Rechnungen für die Netznutzung oder auf den Gasrechnungen auszuweisen.

(7) Bei grenzüberschreitenden Transporten finden die Vorschriften des § 31h Anwendung.

Ermittlung des Netznutzungsentgelts

§ 23a. (1) Das Netznutzungsentgelt (§ 23 Abs. 1 Z 1) ist unter Zugrundelegung eines Tarifes zu ermitteln, der von der Energie-Control Kommission durch Verordnung zu bestimmen ist (Netznutzungstarif). Dem Netznutzungsentgelt sind jene Preisansätze zugrunde zu legen, die für den Netzbereich sowie die Netzebene (§ 23b) bestimmt sind, an die die Anlage angeschlossen ist.

(2) Der Netznutzungstarif ist kostenorientiert zu bestimmen und hat den Grundsätzen der Kostenverursachung zu entsprechen. Die auf Grund des Netzbereitstellungsentgelts erzielten Erlöse sind bei der Bestimmung des Netznutzungstarifs zu berücksichtigen. Erlöse aus grenzüberschreitenden Transporten haben bei der Bemessung des Netznutzungstarifs unberücksichtigt zu bleiben. Die Bestimmung der Preise unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von den Kosten eines rationell geführten, vergleichbaren Unternehmens ausgeht, ist zulässig. Weiters können der Preisbestimmung Zielvorgaben zugrunde gelegt werden, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren (Produktivitätsabschläge). Aufwendungen für Schadenersatz infolge ungerechtfertigter Netzzugangsverweigerung sowie Kostenvorschreibungen infolge erhöhten Überwachungsaufwands, die integrierten Erdgasunternehmen vorgeschrieben werden, haben bei der Bestimmung der Tarife außer Betracht zu bleiben. Die den Preisansätzen zugrunde liegende Tarifstruktur ist einheitlich zu gestalten und hat eine Vergleichbarkeit der mit den Leistungen korrespondierenden Preisansätze aller Netzbetreiber zu ermöglichen.

(3) Die Bemessung des Netznutzungsentgeltes hat entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen zu erfolgen. Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes ist grundsätzlich auf den Zeitraum eines Jahres zu beziehen. Die Tarife sind so zu gestalten, dass der leistungsbezogene Anteil 80% an den Netznutzungspreisen je Netzebene nicht übersteigt. Werden Preise für die Netznutzung zeitvariabel gestaltet, so sind höchstens jeweils zwei unterschiedliche Preise innerhalb eines Tages, innerhalb einer Woche sowie innerhalb eines Jahres zulässig. Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts ist das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen. Die Bestimmung von Mindestleistungen ist zulässig. Für eine kürzere Inanspruchnahme als ein Jahr sowie bei gänzlicher oder teilweiser nicht durchgehender Inanspruchnahme des Netzsystems sind höhere Preise zu verrechnen. Die Bestimmung mengenabhängiger Tarife ist zulässig. Die Energie-Control Kommission hat durch Verordnung die Kriterien festzulegen, nach denen bei der Berechnung der sich dabei ergebenden Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts vorzugehen ist.

(4) Das bei der Bestimmung der Tarife zugrunde zu legende Verfahren der Kostenwälzung ist von der Energie-Control Kommission unter Bezugnahme auf den Grundsatz der Kostenverursachung in den einzelnen Netzebenen und in den einzelnen Tarifbereichen durch Verordnung zu bestimmen. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten sowohl von der verbrauchten Leistung sowie Arbeit als auch von der transportierten Leistung sowie Arbeit beeinflusst werden können.

(5) Der Netznutzungstarif hat dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer zu entsprechen. Die für den Netzzugang geltenden Netznutzungstarife sind als Festpreise zu bestimmen.

(6) Die Energie-Control Kommission hat jedenfalls Netznutzungstarife für die Netzebenen 2 und 3 (§ 23b Abs. 1 Z 2 und 3) für Entnehmer und Einspeiser von Erdgas durch Verordnung zu bestimmen. Netzbetreiber gelten dabei als Entnehmer. Die Kosten der Netzebene 1 (§ 23b Abs. 1 Z 1) einschließlich der mit der Entrichtung des Entgelts für den Regelzonenführer (§ 12f) verbundenen Kosten sind im Rahmen der Kostenwälzung (Abs. 4) zu berücksichtigen.

(7) Das Netzzutrittsentgelt (§ 23 Abs. 1 Z 4 und § 23 Abs. 5) ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei dem Netzbetreiber eine Pauschalierung für jene Netzbetreiber, die an eine unter § 23b Abs. 1 Z 3 angeführte Netzebene angeschlossen sind, anheim gestellt ist.

(8) Das Entgelt für Messleistungen (§ 23 Abs. 1 Z 2) ist grundsätzlich aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei von der Energie-Control Kommission durch Verordnung Höchstpreise bestimmt werden können.

Netzebenen und Netzbereiche

§ 23b. (1) Als Netzebenen, von denen bei der Bildung der Systemnutzungstarife auszugehen ist, werden bestimmt:

1. Fernleitungen;
2. Verteilerleitungen mit einem Druck > 6 bar;
3. Verteilerleitungen mit einem Druck < 6 bar.

(2) Als Netzbereiche sind vorzusehen:

1. Für die Netzebene 1:

- a) Ostösterreichischer Bereich: Die in Anlage 2 angeführten Fernleitungsanlagen; darüber hinaus sind jene Leitungen in die Ebene 1 einzubeziehen, die Eintritt und Austritt eines Netzbereiches oder einer Regelzone miteinander verbinden. Eine Fortsetzung einer Verteilleitung wird dann in die Ebene 1 miteinbezogen, wenn dadurch eine neue Verbindung in ein anderes Verteil- oder Fernleitungsnetz oder in eine andere Regelzone begründet wird;
- b) Tiroler Bereich: Das die Bundesgrenze überschreitende Teilstück aller Leitungen in Tirol;
- c) Vorarlberger Bereich: Den grenzüberschreitenden Leitungsabschnitt von Deutschland nach Vorarlberg;

2. für die anderen Netzebenen die jeweiligen, durch die Netze in den Netzebenen gemäß Abs. 1 Z 1 bis 3 abgedeckten Gebiete der in der Anlage 3 angeführten Unternehmen, wobei die Netze unterschiedlicher Netzbetreiber mit dem Sitz innerhalb desselben Bundeslandes zu einem Netzbereich zusammengefasst werden.

(3) Die in den Anlagen 2 und 3 enthaltene Aufzählung der Fernleitungsanlagen und Erdgasunternehmen sind durch Verordnung der Energie-Control Kommission, die im Bundesgesetzblatt zu verlautbaren ist, nach Genehmigung der Fernleitungsanlage durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit gemäß § 47 entsprechend den tatsächlichen Verhältnissen abzuändern.

Netze unterschiedlicher Betreiber

§ 23c. (1) Bei Netzen unterschiedlicher Betreiber innerhalb von Netzbereichen sind zur Ermittlung der Tarifpreise die Kosten je Netzebene für diese Netze zusammenzufassen, wobei die Erlöse aus der Nutzung dieser Netze innerhalb der Netzbereiche und Netzebenen von den jeweiligen Netzbetreibern nach Kostenanteilen aufzuteilen sind. Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern sind erforderlichenfalls durchzuführen.

(2) Die organisatorische und technische Abwicklung der Ausgleichszahlungen gemäß Abs. 1 sind der Energie-Control GmbH zur Besorgung zugewiesen.

Verfahren zur Bestimmung von Systemnutzungstarifen und sonstigen Tarifen

§ 23d. (1) Die für die Netznutzung geltenden Festpreise (Netznutzungstarife) (§§ 23 bis 23c) und sonstigen Tarife können von Amts wegen oder auf Antrag bestimmt werden. Anträge sind bei der Energie-Control GmbH einzubringen. Diese hat, soweit nichts anderes bestimmt ist, vor jeder Preisbestimmung ein der Begutachtung durch den Erdgasbeirat vorgelagertes Ermittlungsverfahren durchzuführen, in dem die Partei zu hören und den Vertretern der im § 26a E-RBG genannten Bundesministerien und Körperschaften Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben ist. Antragsberechtigt sind die betroffenen Unternehmen sowie die Wirtschaftskammer Österreich, die Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs, die Bundesarbeitskammer und der Österreichische Gewerkschaftsbund.

(2) Nach Abschluss des der Begutachtung im Erdgasbeirat vorgelagerten Ermittlungsverfahrens sind sämtliche Unterlagen dem Erdgasbeirat zur Begutachtung bereit zu stellen und auf Wunsch zuzustellen. Der Vorsitzende kann zur Beratung im Erdgasbeirat auch Sachverständige beiziehen.

(3) Bei Gefahr im Verzug können die Anhörung der Vertreter der im Abs. 1 genannten Bundesministerien und Körperschaften sowie die Begutachtung durch den Erdgasbeirat entfallen. Dieser ist jedoch nachträglich unverzüglich mit der Angelegenheit zu befassen.

(4) Werden Betriebsprüfungen vorgenommen, so sind die Unterlagen hierüber, wenn die Betriebsprüfung in dem, der Begutachtung durch den Erdgasbeirat vorgelagerten Ermittlungsverfahren, vorgenommen wurde, außer im Fall des Abs. 3, den Vertretern der im Abs. 1 genannten Bundesministerien und Körperschaften, wenn die

Betriebsprüfung aber im Verfahren vor dem Erdgasbeirat vorgenommen wurde, sowie im Fall des Abs. 3, den Mitgliedern des Erdgasbeirates gemäß § 26a Abs. 3 Z 1 und 3 E-RBG zur Stellungnahme zu übermitteln.

(5) Vertreter der überprüften Unternehmen können von der Energie-Control GmbH sowohl in dem, der Begutachtung des Erdgasbeirates vorgelagerten Ermittlungsverfahren als auch zum Erdgasbeirat zur weiteren Auskunftserteilung vorgeladen werden.

Entgelt für Gegenflüsse

§ 23e. Für die Anmeldung von Transportdienstleistungen, deren tatsächlicher oder vertraglicher Fluss gegen die - durch die Einspeisepunkte an der Bundesgrenze in das inländische Leitungsnetz technisch vordefinierte - Flussrichtung von Fernleitungen gerichtet ist, haben Versorger dem Netzbetreiber der Netzebene 1 (§ 23b Abs. 1 Z 1) ein angemessenes Entgelt zu entrichten. Die Energie-Control Kommission kann durch Verordnung Festpreise bestimmen.

Rechtslage Deutschland

Auszug aus:

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)

Ausfertigungsdatum: 25.07.2005

Vollzitat:

"Gasnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), die zuletzt durch Artikel 2 Abs. 3 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist"

Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 3 V v. 17.10.2008 I 2006

Teil 11a

Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

§ 41a Zweck der Sonderregelung

Ziel der Regelung ist es, die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials von 6 Milliarden Kubikmetern jährlich bis 2020 und 10 Milliarden Kubikmetern jährlich bis zum Jahr 2030 in das Erdgasnetz zu ermöglichen. Biogas soll verstärkt in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Kraftstoff eingesetzt werden können.

§ 41b Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Verordnungsteils bedeutet

1. Anschlussnehmer

jede juristische oder natürliche Person, die als Projektentwicklungsträger, Errichter oder Betreiber einer Anlage, mit der Biogas im Sinne von § 3 Nr. 10c des Energiewirtschaftsgesetzes auf Erdgasqualität aufbereitet wird, den Netzanschluss dieser Anlage beansprucht;

2. Netzanschluss

die Herstellung der Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases;

3. Einspeiser

jede juristische oder natürliche Person, die am Einspeisepunkt im Sinne von § 3 Nr. 13b des Energiewirtschaftsgesetzes Biogas in ein Netz oder Teilnetz eines Netzbetreibers einspeist;

4. Anlage

die Anlage zur Aufbereitung von Biogas.

§ 41c Netzanschlusspflicht

(1) Netzbetreiber haben Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. Die Kosten für den Netzanschluss sind vom Anschlussnehmer und vom Netzbetreiber je zur Hälfte zu tragen. Soweit eine Verbindungsleitung eine Länge von zehn Kilometer überschreitet, hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen. Der Netzanschluss steht im Eigentum des Netzbetreibers. Kommen innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse hinzu, so hat der Netzbetreiber die Kosten so aufzuteilen, wie sie bei gleichzeitigem Netzanschluss verursacht worden wären und Anschlussnehmern einen zu viel gezahlten Betrag zu erstatten. Der Netzbetreiber ist für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich und trägt hierfür die Kosten. Soweit es für die Prüfung der technischen Einrichtungen und der Messeinrichtungen erforderlich ist, hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer oder seinem Beauftragten Zutritt zu den Räumen zu gestatten.

(2) Netzbetreiber haben für den Netzanschluss neben den in § 19 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes aufgeführten Angaben auf ihrer Internetseite folgende

Angaben zu machen:

1. die für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens mindestens erforderlichen Angaben,
2. standardisierte Bedingungen für den Netzanschluss sowie
3. eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung der Netzauslastung in seinem gesamten Netz einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe.

(3) Richtet der Anschlussnehmer ein Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber, so hat dieser dem Anschlussnehmer innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens darzulegen, welche Prüfungen zur Vorbereitung einer Entscheidung über das Netzanschlussbegehren notwendig sind und welche erforderlichen Kosten diese Prüfungen verursachen werden. Soweit zusätzliche Angaben erforderlich sind, hat der Netzbetreiber diese vollständig innerhalb von einer Woche nach Antragsingang vom Anschlussnehmer anzufordern. In diesem Fall beginnt die in Satz 1 genannte Frist mit dem Eingang der vollständigen zusätzlichen Angaben beim Netzbetreiber.

(3a) Der Anschlussnehmer trägt die Kosten der Prüfungen nach Absatz 3.

(4) Nach Eingang einer Vorschusszahlung des Anschlussnehmers in Höhe von 25 Prozent der nach Absatz 3 dargelegten Kosten ist der Netzbetreiber verpflichtet, umgehend die für eine Anschlusszusage notwendigen Prüfungen durchzuführen. Soweit erforderlich, sind die Betreiber anderer Gasversorgungsnetze zur Mitwirkung bei der Prüfung verpflichtet.

Der Anschlussnehmer kann verlangen, dass der Netzbetreiber auch Prüfungen unter Zugrundelegung von Annahmen des Anschlussnehmers durchführt. Das Ergebnis der Prüfungen ist dem Anschlussnehmer unverzüglich, spätestens aber drei Monate nach Eingang der Vorschusszahlung mitzuteilen.

(5) Der Netzbetreiber ist an ein positives Prüfungsergebnis für die Dauer von drei Monaten gebunden. Die Frist beginnt mit dem Zeitpunkt der Mitteilung gemäß Absatz 4. Innerhalb dieser Frist muss der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer ein verbindliches Vertragsangebot vorlegen. Das Vertragsangebot umfasst die Zusicherung einer bestimmten garantierten Mindesteinspeisekapazität. Die Wirksamkeit des Netzanschlussvertrages steht unter der aufschiebenden Bedingung, dass innerhalb von 18 Monaten mit dem Bau der Anlage begonnen wird. Zeiträume, in denen der Anschlussnehmer ohne sein Verschulden gehindert ist, mit dem Bau der Anlage zu beginnen, werden nicht eingerechnet. Nach Abschluss des Netzanschlussvertrages hat der Netzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Anschlussnehmer unverzüglich die Planung des Netzanschlusses durchzuführen. Der Anschlussnehmer kann den Netzanschluss auf Grundlage der gemeinsamen Planung durch den Netzbetreiber oder einen Dritten vornehmen lassen. Die Parteien haben einander die Kosten für Planung und Bau offenzulegen. Bei Bau und Betrieb sind die Grundsätze der effizienten Leistungserbringung zu beachten.

(6) Lehnt der Netzbetreiber den Antrag auf Anschluss ab, hat er das Vorliegen der Gründe nach § 17 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen. Ein Netzanschluss kann nicht unter Hinweis darauf verweigert werden, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist.

(7) Wird der Anschluss an dem begehrten Anschlusspunkt verweigert, so hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer gleichzeitig einen anderen Anschlusspunkt vorzuschlagen, der im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die geäußerten Absichten des Anschlussnehmers bestmöglich verwirklicht.

(8) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um seiner Pflicht nach § 41d Abs. 2 Satz 3 nachzukommen, es sei denn, die Durchführung der Maßnahmen ist wirtschaftlich unzumutbar.

§ 41d Vorrangiger Netzzugang von Transportkunden von Biogas

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren, soweit diese Gase netzkompatibel im Sinne von § 41f Abs. 1 sind. Der Netzbetreiber meldet unverzüglich die Einspeisemenge, die er vom Transportkunden übernommen hat, an den betroffenen Anschlussnehmer und den Bilanzkreisverantwortlichen.

(2) Netzbetreiber können die Einspeisung von Biogas verweigern, falls diese technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Die Einspeisung kann nicht mit dem Hinweis darauf verweigert werden, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist. Der Netzbetreiber muss alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchführen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten. Netzbetreiber haben die Fähigkeit ihrer Netze sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportkapazitäten für Biogas zu befriedigen.

§ 41e Erweiterter Bilanzausgleich

(1) Bilanzkreisnetzbetreiber innerhalb eines Marktgebietes haben für die Ein- und Ausspeisungen von Biogas zusätzlich zu dem Basisbilanzausgleich nach Maßgabe von § 30 einen erweiterten Bilanzausgleich anzubieten.

(2) Bilanzkreisnetzbetreiber bieten den erweiterten Bilanzausgleich für Bilanzkreisverträge an, in die der Bilanzkreisverantwortliche ausschließlich Biogasmengen einbringt (besonderer Biogas-Bilanzkreisvertrag). Der Austausch von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen gemäß § 31 sowie eine Verrechnung von Differenzmengen erfolgt zwischen besonderen Biogas-Bilanzkreisverträgen. Eine Übertragung von Mengen in Erdgasbilanzkreise ist möglich, jedoch keine Übertragung von Mengen aus Erdgasbilanzkreisen in Biogas-Bilanzkreise.

(3) Der besondere Biogas-Bilanzkreisvertrag beinhaltet einen Bilanzausgleich von zwölf Monaten (Bilanzierungszeitraum) mit einem Flexibilitätsrahmen in Höhe von 25 Prozent. Der Flexibilitätsrahmen bezieht sich auf die kumulierte Abweichung der eingespeisten von der ausgespeisten Menge innerhalb des Bilanzierungszeitraums. Der Bilanzkreisnetzbetreiber und der Bilanzkreisverantwortliche können abweichend von Satz 1 einen ersten Bilanzierungszeitraum von weniger als zwölf Monaten vereinbaren (Rumpfbilanzierungszeitraum).

(4) Vor Beginn eines jeden Bilanzierungszeitraums informiert der Bilanzkreisverantwortliche den Bilanzkreisnetzbetreiber über die voraussichtlichen Ein- und Ausspeisemengen sowie deren zeitlich geplante Verteilung für den Bilanzierungszeitraum.

(5) Der Bilanzkreisverantwortliche hat sicherzustellen, dass die Ein- und Ausspeisemengen innerhalb des Flexibilitätsrahmens verbleiben und am Ende des Bilanzierungszeitraums ausgeglichen sind. Der Bilanzkreisverantwortliche ist nicht an die nach Absatz 4 abgegebene Prognose des zeitlichen Verlaufs der Ein- und Ausspeisemengen gebunden.

(6) Wird der Bilanzkreis für Biogas über einen anschließenden Bilanzierungszeitraum weitergeführt, können positive Endsalden eines vorhergehenden auf den nachfolgenden Bilanzierungszeitraum übertragen werden. Hierbei ist der Flexibilitätsrahmen des besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrags einzuhalten.

(7) Nach Ablauf eines Bilanzierungszeitraums sind die einem Bilanzkreis des besonderen Biogas-Bilanzkreises zugeordneten Differenzen zwischen den tatsächlichen Ein- und Ausspeisemengen, die den Flexibilitätsrahmen übersteigen, auszugleichen. Dabei ist ein transparentes, diskriminierungsfreies und an den tatsächlichen effizienten Kosten für die Lieferung von Ausgleichenergie orientiertes Verfahren anzuwenden. Es dürfen nur die Kosten anteilig in Rechnung gestellt werden, die zum Ausgleich der Differenzmengen erforderlich sind, die nach Saldierung aller bei einem Bilanzkreisnetzbetreiber geführten Bilanzkreise verbleiben.

(8) Bilanzkreisverantwortliche eines besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrags zahlen an den Bilanzkreisnetzbetreiber ein Entgelt für den erweiterten Bilanzausgleich in Höhe von 0,001 Euro je Kilowattstunde für die Nutzung des tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmens. Die Höhe des pauschalierten Entgelts und die damit verbundene Anreizwirkung werden im Zuge des Monitorings nach § 41g überprüft.

§ 41f Qualitätsanforderungen für Biogas

(1) Der Einspeiser von Biogas hat ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007) entspricht. Der Einspeiser trägt hierfür die Kosten. Bei der Aufbereitung des Biogases darf für die ersten drei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung die maximale Methanemission in die Atmosphäre den Wert von 1,0 Prozent nicht übersteigen. Danach darf die maximale Methanemission den Wert von 0,5 Prozent nicht übersteigen. Abweichend von den Anforderungen nach Satz 1 kann das Biogas mit einem höheren Vordruck an den Netzbetreiber übergeben werden.

(2) Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 der Deutschen Vereinigung des Gas und Wasserfachs e. V. (Stand 2007) entspricht. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

(3) Der Netzbetreiber ist für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

§ 41g Monitoring

Die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach Teil 11a werden von der Bundesregierung geprüft. Die Bundesnetzagentur legt hierzu erstmals bis zum 31. Mai 2011 und anschließend jährlich einen Bericht vor. Darin werden das Erreichen der Ziele nach § 41a, die Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas, die erzielbaren Erlöse sowie die Kostenbelastung der Netze und Speicher untersucht.

Rechtslage Deutschland

Auszug aus:

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV)

Ausfertigungsdatum: 25.07.2005

Vollzitat:

"Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. April 2008 (BGBl. I S. 693)"

Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 8.4.2008 I 693

§ 18 Besondere Regeln für örtliche Verteilernetze

(1) Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilernetzen ist abweichend von den §§ 14 bis 16 ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die für das jeweilige Verteilernetz nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt. Für die Einspeisung von Gas in das örtliche Verteilernetz sind keine Netzentgelte zu entrichten.

(2) Die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der Druckstufe und von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung des Gases und dem Ort der Entnahme. Sie sind verursachungsgerecht zu bilden.

(3) Das Netzentgelt pro Ausspeisepunkt besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen gaswirtschaftlichen Arbeit in Kilowattstunden.

(4) Für Entnahmen ohne Leistungsmessung ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen. Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in angemessenem Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis ergebende Entgelt hat in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

(5) Die Bildung der Netzentgelte erfolgt auf Grundlage der ermittelten Netzkosten verursachungsgerecht jeweils durch jeden Betreiber eines Gasverteilernetzes. Dabei sind die Kosten in einem angemessenen Verhältnis auf Leistung und Arbeit aufzuteilen. Die Leistungspreise können von der Jahreshöchstleistung und die Arbeitspreise von der Jahresarbeit abhängen.

(6) Die Kalkulation der Netzentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netzentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4

ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist.

(7) Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Netzentgelte vollständig und in für sachkundige Dritte nachvollziehbarer Weise zu dokumentieren und die Dokumentation auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.

§ 19 Besondere Regeln für Fernleitungsnetze

(1) Bei Fernleitungsnetzen im Sinne des § 2 Nr. 3 erfolgt die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte auf der Grundlage eines von der Regulierungsbehörde durchzuführenden Vergleichsverfahrens nach Maßgabe des § 26. Bis zur erstmaligen Bildung der Netzentgelte nach Satz 1 haben die Netzbetreiber die bis zum Inkrafttreten dieser Verordnung von ihnen angewandten Entgelte zu Grunde zu legen.

(2) Bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte sind die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 bis 3 zu beachten. Die §§ 13 und 15 Abs. 4 finden entsprechende Anwendung.

(3) Ergibt der von der Regulierungsbehörde nach § 26 durchgeführte Vergleich, dass die Netzentgelte die Entgelte anderer strukturell vergleichbarer Netze oder Teilnetze in der Europäischen Union überschreiten, ohne dass dieses sachlich gerechtfertigt ist, ist der Netzbetreiber verpflichtet, seine Entgelte unverzüglich entsprechend anzupassen.

§ 20 Sonderformen der Netznutzung

(1) Netzbetreiber können für bestimmte Ein- und Ausspeisepunkte neben den Ein- und Ausspeiseentgelten separate Kurzstreckenentgelte ausweisen, wenn hierdurch eine bessere Auslastung des Leitungsnetzes erreicht oder gesichert werden kann.

(2) Abweichend von § 18 kann der Betreiber eines Verteilernetzes in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes Netzentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen. Das gesonderte Netzentgelt nach Satz 1 ist der Regulierungsbehörde unverzüglich mitzuteilen.

(3) Die Vorgehensweise nach den Absätzen 1 und 2 ist vom Netzbetreiber in für sachkundige Dritte nachvollziehbarer Weise zu dokumentieren; die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.

§ 20a

Transportkunden von Biogas erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar Biogas einspeisen, ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,007 Euro je Kilowattstunde eingespeisten Biogases für vermiedene Netzkosten. Dies gilt unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird. Die Höhe des pauschalierten Entgelts wird im Zuge des Monitorings nach § 41g der Gasnetzzugangsverordnung überprüft.

§ 20b

Die Kosten

- für den effizienten Netzanschluss sowie für die Wartung und den Betrieb gemäß § 41c Abs. 1, die Maßnahmen gemäß § 41c Abs. 8 sowie die Maßnahmen gemäß § 41d Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung,
- für den erweiterten Bilanzausgleich gemäß § 41e der Gasnetzzugangsverordnung abzüglich der vom Bilanzkreisverantwortlichen gemäß § 41e Abs. 8 der Gasnetzzugangsverordnung zu zahlenden Pauschale,
- gemäß § 41f Abs. 2 und 3 der Gasnetzzugangsverordnung,
- für die vom Netzbetreiber gemäß § 20a an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten

werden auf alle Netze innerhalb des Marktgebiets umgelegt, in dem das Netz liegt.