

Institut für Energetik und Umwelt
gemeinnützige GmbH

Institute for Energy and Environment



Gesamtbericht

Förderung der Biogaseinspeisung in Luxembourg

Teilberichte 1 bis 5

Bearbeiter:

Frank Scholwin

Frank Hofmann

André Plättner

Marcel Ebert

Geschäftsführer:
Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
Handelsregister: Amtsgericht Leipzig HRB 8071
Sitz und Gerichtsstand Leipzig

Deutsche Kreditbank AG
(BLZ 120 30 000)
Konto-Nr.: 1364280

Stadt- und Kreissparkasse Leipzig
(BLZ 860 555 92)
Konto Nr.: 1100564876



Zert.-Nr. 1210010564/1



Auftraggeber: Le Gouvernement du Grand-Duche de Luxembourg
Ministere de l'Économie et tu Commerce exterieur
19-21 Boulevard Royal
L-2449 Luxembourg

Auftragnehmer: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Internet: www.ie-leipzig.de

Ansprechpartner: Dr.-Ing. Frank Scholwin
☎: 03 41 / 24 34 - 438
✉: Frank.Scholwin@ie-leipzig.de

Dipl.-Ing. Frank Hofmann
☎: 03 41 / 24 34 - 424
✉: Frank.Hofmann@ie-leipzig.de

Dipl.-Ing. (FH) André Plättner
☎: 03 41 / 24 34 - 448
✉: Andre.Plaettner@ie-leipzig.de



Inhaltsverzeichnis**TabellenverzeichnisIV****Abbildungsverzeichnis V****1 Technologie der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz 1**

1.1	Stand der Technik.....	1
1.1.1	Biogasbereitstellung	2
1.1.2	Biogasaufbereitung.....	3
1.1.3	Biogaseinspeisung	5
1.2	Wesentliche Fragen zur Biogasaufbereitung und -einspeisung	6
1.2.1	Kann die im Erdgasnetz vorliegende Gasqualität hinsichtlich Wobbe-Index, Brennwert, Dichte, Druck und anderer Parameter erreicht und gewährleistet werden?.....	6
1.2.2	Welche Folgen hat die Biogaseinspeisung für die Abrechnung mit dem Verbraucher?.....	8
1.2.3	Ist das Auftreten von Spurengasen zu erwarten, die die im Gasnetz erforderlichen Gasqualitäten beeinträchtigen können bzw. zur Störung der Funktionsfähigkeit von Einrichtungen des Gasnetzes führen können?	8
1.2.4	Welche Besonderheiten sind bei der Einspeisung von aufbereitetem Klär- oder Deponiegas zu beachten?.....	9
1.2.5	Können durch die Biogaseinspeisung mikrobiologisch wirksame Keime in das Gasnetz transportiert werden?.....	10
1.2.6	Wie wirkt sich eine Abweichung der Qualität des eingespeisten Biogases auf die Qualität des Mischgases aus?.....	11
1.2.7	Welche Messverfahren sind erforderlich, um die Qualität aufbereiteten und eingespeisten Biogases zuverlässig zu bestimmen und Schäden für Gaskunden weitestgehend auszuschließen?.....	13
1.2.8	Kann die Durchmischung von Erdgas und eingespeistem Biogas im Erdgasnetz ausreichend abgesichert werden oder besteht die Gefahr, dass Kunden mit unterschiedlicher Gasqualität bedient werden könnten?	15
1.2.9	Welcher Einfluss ist aufgrund von Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf die üblichen an das Erdgasnetz angeschlossenen Geräte zu erwarten?.....	16
1.2.10	Besteht für den Fall der Zumischung von Propan zur Einstellung der Qualität von eingespeistem Gas eine besondere Gefahr im Erdgasnetz bzw. bei der Gasnutzung?.....	17



1.2.11	Wie kann die kontinuierliche Biogasproduktion mittels Gasspeichern auf geringe Gasnetzabnahmen (z.B. in Sommernächten) abgestimmt werden?.....	18
1.3	Zusammenfassung	19
2	Instrumente der Förderung der Biogasaufbereitung und -einspeisung – Europäische Erfahrungen	21
2.1	Erfahrungen mit Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien	21
2.2	Übersicht vorhandener Vorschriften und Vereinbarungen zur Förderung der Biogasaufbereitung und –einspeisung auf europäischer Ebene	23
2.3	Vorschriften und Vereinbarungen zur Förderung der Biogasaufbereitung und –einspeisung in ausgewählten Staaten	24
2.3.1	Schweden.....	25
2.3.2	Schweiz.....	25
2.3.3	Österreich	26
2.3.4	Niederlande.....	26
2.3.5	Frankreich.....	27
2.3.6	Deutschland	27
2.4	Initiativen von Interessengruppen	31
2.4.1	GEG - Gaseinspeise Gesetz – ein Vorschlag der Biogas-Interessenvertreter	31
2.4.2	Empfehlungen der österreichischen Studie des BMVIT	32
2.5	Zusammenfassung der existierenden Maßnahmen und Instrumente für eine Förderung der Biogaseinspeisung	32
3	Überlegungen zu einem Vergütungssystem für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz.....	36
3.1	Modellbiogasanlagen.....	36
3.1.1	Biogaserzeugung aus Gülle	37
3.1.2	Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro).....	38
3.1.3	Biogaserzeugung aus Bioabfall	38
3.2	Kostenrechnung der Modell-Biogasanlagen	38
3.2.1	Biogasgestehungskosten.....	39
3.3	Zwischenfazit zur Vergütung von aufbereitetem und eingespeistem Biogas	45
3.3.1	Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung.....	45



3.4	Zwischenfazit zur Vergütung der Stromerzeugung in Kombination mit der Gaseinspeisung.....	50
3.4.1	Zusammenfassung	51
4	Rechtliche Fragen bei der Einführung eines Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz in Luxemburg.....	53
4.1	Rückschlüsse aus den Entscheidungen der EU zum EEG	53
4.2	Grundzüge des Regelungsmechanismus des EEG	55
4.2.1	Der Wälzungsmechanismus nach EEG	56
4.2.2	Besondere Ausgleichsregelung (Härtefallregelung).....	58
4.3	Sicherheitsstandards und andere Anschlussbedingungen für die Biogaseinspeisung zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung und eines schnellen Ausbaus der Biogaseinspeisung	60
4.3.1	Regelungen zu den Anschlussbedingungen im EEG	60
4.3.2	Regelungen zu den Sicherheitsstandards im EEG (Erzeugungsmanagement)	61
4.4	Empfehlungen für den zu beachtenden Regelungsbedarf für ein Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz.....	63
5	Vorschläge für die Lösung organisatorischer Fragen bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz.....	65
5.1	Qualität des eingespeisten Biogases.....	65
5.2	Methoden für die Qualitätssicherung	66
5.3	Wahl des Einspeisepunktes	67
5.4	Verantwortlichkeiten für Einrichtungen zur Biogaseinspeisung.....	68
5.5	Gefahren für das Leitungsnetz und Gewährleistung	69
5.6	Regelung der Durchleitung durch das Erdgasnetz	69
5.7	Zwischenfazit zu den organisatorischen Fragen der Biogaseinspeisung	70
6	Zusammenfassung	71
	Abkürzungsverzeichnis.....	VI
	Literaturverzeichnis.....	VII
	Anhang	IX



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Verfahren zur Gasaufbereitung.....	3
Tabelle 1-2:	Biogaszusammensetzung, Schwankungsbreiten und Auslegungsgrunddaten.....	4
Tabelle 1-3:	Übersicht über Prinzipien der Messtechnik für die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze und deren Zuverlässigkeit /3/, /13/.....	14
Tabelle 2-1:	Vergütungssätze für 2006 nach der § 8 Abs. 1 EEG vom 21.07.2004	29
Tabelle 2-2:	vorhandenen Maßnahmen für eine Regulierung der Biogaseinspeisung.....	34
Tabelle 3-1	Überblick über die untersuchten Anlagen.....	37
Tabelle 3-2:	Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren	41
Tabelle 3-3:	spezifische Kosten der zentralen Stromerzeugung	47
Tabelle 3-4	spezifische Kosten der dezentralen Stromerzeugung	47



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Bereitstellungs- und Nutzungskette von Biogas bei Aufbereitung auf Erdgasqualität	2
Abbildung 1-2: Mischgasqualitäten bei unterschiedlichen Anteilen an Erdgas und eingespeisten Biogas.....	12
Abbildung 1-3: Phasendiagramm für aufbereitetes und mit Propan 95 angereichertes 97-%iges Biogas, es wird gezeigt, dass Kondensation des Flüssiggases nur in dem durch die Kurve nach links abgegrenzten Bereich eintreten kann.....	18
Abbildung 2-1: Vergütung für den Strom aus aufbereitetem und eingespeisten Biogas nach EEG für das Jahr 2006.....	30
Abbildung 3-1: Kosten des Rohbiogases	40
Abbildung 3-2: Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität ohne Flüssiggas-Zugabe.....	42
Abbildung 3-3: Sensitivität der Biomethangestehungskosten bei der BG250 N	43
Abbildung 3-4: Gestehungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität mit Flüssiggas-Zugabe.....	44
Abbildung 3-5: spezifische Stromgestehungskosten der betrachteten Pfade	48
Abbildung 3-6: Sensitivität eines zentrales BHKW mit 500 kW _{el} und Nutzung von Biogas aus Nawaro	49
Abbildung 4-1: Wälzungsmechanismus gemäß der EEG-Novelle von 2004 /27/	57



1 Technologie der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

Zur Einführung in die Thematik der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Einspeisung in Erdgasnetze werden auf der Basis dokumentierter Erfahrungen von Praxisprojekten und der Analysen der Technologie in vorliegenden Studien die Technologien und die notwendigen Komponenten kurz vorgestellt. Es werden Referenzen zu den entsprechenden Erfahrungsberichten und eine kurze Beurteilung des Standes der Technik und deren Einsatzfähigkeit gegeben.

Darüber hinaus wird auf die besonders bedeutenden technischen Fragen, die im Rahmen der verschiedenen Diskussionen, die unter Beteiligung des Institutes für Energetik und Umwelt vor allem in Deutschland und Österreich und im Rahmen des aktuellen Projektes auch in Luxemburg geführt wurden, näher eingegangen.

1.1 Stand der Technik

Damit Biogas in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, sind mehrere Verfahrensschritte notwendig. Zunächst wird das Biogas erzeugt. Dies erfolgt durch mikrobielle Fermentation mit bekannten, technisch bewährten Verfahren. Sowohl Verfahren als auch der mikrobiologische Prozess werden in verschiedenen Quellen beschrieben (z.B. Handreichung Biogas). Alternativ ist auch die Bereitstellung von Synthesegas aus der thermochemischen Umwandlung fester Biomasse (z.B. Holz) möglich, aufgrund der Tatsache, dass derartige Technologien derzeit noch nicht marktreif sind, soll dieser Fall jedoch nicht Gegenstand der weiteren Betrachtungen sein.

Aus dem gewonnenen Biogas muss ein energetisch angereichertes und schadstofffreies Gas erzeugt werden, um es in das vorhandene Erdgasnetz einzuspeisen. Dazu sind weitere Verfahrenstechniken notwendig. Schädliche Gasbestandteile wie zum Beispiel H_2S oder H_2O und Inertgasbestandteile wie zum Beispiel CO_2 werden aus dem Rohgas entfernt. Die angewandten Technologien für die Biogasaufbereitung unterscheiden sich dabei nur im Gasdurchsatz von industriell bereits gängigen Verfahren.

Das aufbereitete Biogas kann entweder direkt als Erdgasäquivalent genutzt werden oder in Erdgasleitungen zum Weitertransport eingespeist werden. Die Einspeisung des aufbereiteten Biogases in das Erdgasnetz benötigt weitere technische Einrichtungen. Das Gas wird den Erfordernissen des Erdgasnetzes entsprechend verdichtet oder entspannt, der Brennwert wird ggf. durch Konditionierung angepasst und die Gasqualität und eingespeiste Gasquantität werden gemessen. Die Vermischung mit dem Erdgas erfordert ggfs. eine entsprechende Misch- und Regelstation. Je nach Einspeisestelle sind technische Einrichtungen zur Odorierung erforderlich.

Die Konversion des aufbereiteten Biogases zu Strom und Wärme kann im BHKW erfolgen. Eine andere Verwendungsmöglichkeit ist die Nutzung des Biogases als Kraftstoff (siehe

Abbildung 1-1). Grundsätzlich stehen dem aufbereiteten Biogas jedoch alle Anwendungsfälle, die auch für Erdgas in Frage kommen, offen.

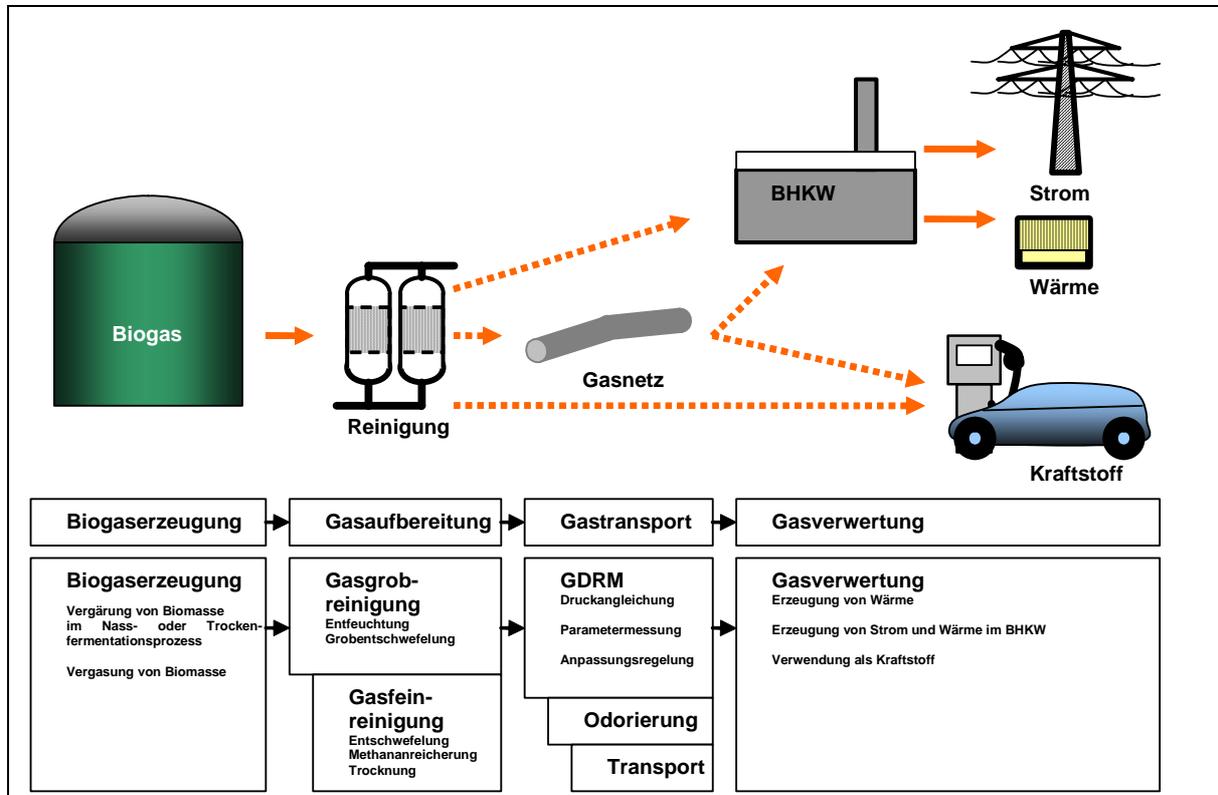


Abbildung 1-1: Bereitstellung- und Nutzungskette von Biogas bei Aufbereitung auf Erdgasqualität

1.1.1 Biogasbereitstellung

Die Produktion von Biogas ist mittlerweile eine ausgereifte Technologie. Da sich die Rahmenbedingungen der Biogasproduktion in den letzten Jahren ständig geändert haben (Inputmaterialien, gesetzliche Regelungen, Vergütungen) und prinzipiell verschiedene Verfahren zur anaeroben Fermentation möglich sind, ist eine Vielfalt technischer Lösungen realisierbar.

Eine Biogasanlage kann in vier Prozessstufen eingeteilt werden. In der ersten Stufe wird das Substrat bereitgestellt, gelagert, je nach Anforderungen aufbereitet und in den Fermenter eingebracht. Als zweite Stufe folgt jeweils der eigentliche anaerobe Vergärungsprozess im Fermenter bei dem das Rohbiogas von Mikroorganismen erzeugt wird. Die dritte Stufe beinhaltet die Gasreinigung und die Gasnutzung. Als vierte Stufe, quasi parallel zur dritten, folgt die Lagerung, Verwertung und / oder Nutzung der Gärreste.

Das Biogas wird durch Vergärung der Substrate in Fermentern gewonnen. Der Fermenter ist, inklusive dazu gehöriger Peripherie, das eigentliche Kernstück der Biogasanlage. Die



verschiedenen Ausführungen der Fermenter werden hinsichtlich Materialien und Bauweise häufig von landwirtschaftlichen Güllelagern abgeleitet und an die spezifischen Anforderungen der Biogastechnik angepasst. Substratmenge und die gewählte hydraulischen Verweilzeit bestimmen das Volumen der Fermenter. Abhängig von den zur Verfügung stehenden Substraten, dem gewählten Gärverfahren und den örtlichen Gegebenheiten können Fermenter unterschiedlich ausgeführt werden. /8/

1.1.2 Biogasaufbereitung

Zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität stehen verschiedene, bewährte Verfahren und Technologien zur Verfügung (siehe Tabelle 1-1). Dabei ist die Anordnung der Verfahrensschritte von den gewählten Technologien und der vorhandenen Biogasqualität abhängig. Prinzipiell können für die Aufbereitung von Biogas die gleichen Verfahren verwendet werden, welche für die Aufbereitung von anderen technischen Gasen Anwendung finden. /16/, /8/

Tabelle 1-1: Verfahren zur Gasaufbereitung

physikalische Verfahren	Gasaufbereitung	
	chemische Verfahren	biologische Verfahren
<i>Thermisch</i>		
<ul style="list-style-type: none"> • Absorption • Adsorption • Kühlung(Tiefkühlung) 	<ul style="list-style-type: none"> • nasschemische Absorption • trockenchemische Absorption 	<ul style="list-style-type: none"> • biologische Oxidation
<i>mechanisch</i>		
<ul style="list-style-type: none"> • Membrantrennung • Partikelfiltration 	<ul style="list-style-type: none"> • Adsorption 	

Biogasanlagen werden meistens mit einfachen Einrichtungen zur Biogasgrobreinigung (zur Schwebstoff-, Wasser- und Schwefelwasserstoff-Reduktion) versehen. Das nur wenig aufbereitete Biogas hat dann durchschnittlich die in Tabelle 1-2 angegebenen Zusammensetzungen und Kenndaten. Dabei ergeben sich aus dem Betrieb des Fermenters (Beschickung, Rührwerkseinsatz) z.T. erhebliche zeitlich begrenzte Schwankungen.

**Tabelle 1-2: Biogaszusammensetzung, Schwankungsbreiten und Auslegungsgrunddaten**

	Biogaszusammensetzung Schwankungsbreite	Durchschnitt
Methan	45 – 70 %	60 %
Kohlendioxid	25 – 55 %	35 %
Stickstoff	0,01 – 5 %	1 %
Sauerstoff	0,01 – 2 %	0,3 %
Schwefelwasserstoff	10 – 30.000 mg/m ³	500 mg/m ³
Organische Schwefelverbindungen	< 0,1 – 30 mg/m ³	< 0,1 mg/m ³
Ammoniak	0,01 – 2,5 mg/m ³	0,7 mg/m ³
BTX	< 0,1 – 5 mg/m ³	< 0,1 mg/m ³
Siloxane	< 0,1 – 5 mg/m ³	< 0,1 mg/m ³
Wasserdampf (bei 25 °C und 1.013mbar)	100 % r.F. 3,1 %	100 % r.F. 3,1 %

Um die geforderte Gasqualität des Erdgasnetzes zu erzielen, sind jedoch weitere Aufbereitungsschritte (z.B.: CO₂-, H₂S-Abtrennung) notwendig. In der Regel ist mindestens eine Abtrennung des Kohlendioxides erforderlich. Durch die damit erzielte Methananreicherung können die notwendigen Gaseigenschaften (u.a. Brennwert, Wobbe-Index) nach DVGW Arbeitsblatt G 260 erzielt werden. Das Luxemburger Erdgas besitzt die H-Qualität des Nordverbunds. Der der Wobbe-Index beträgt durchschnittlich 14,39 kWh/Nm³. Um die notwendige, im Tolleranzbereich der DVGW-Richtlinien liegende Gasqualität zu erzielen, kann eine Konditionierung erforderlich werden

Das Aufbereiten von Biogas auf Erdgasqualität wird in Schweden, in Frankreich, in Holland, in der Schweiz und in Österreich bereits realisiert. Bereits bis zu 60 Anlagen mit einer Leistung von rund 125 MW Rohgas-Brennstoffwärmeleistung existieren in Europa. Damit kann die Biogasaufbereitung als Stand der Technik bezeichnet werden. Etwa 8 Hersteller europaweit können im Bereich Biogasaufbereitung auf bis zu 20 Jahre Betriebserfahrung zurückgreifen. Der überwiegende Teil des aufbereiteten Biogases wird als Kfz-Kraftstoff genutzt und nur zum Teil erfolgt eine Einspeisung in das Erdgasnetz.

Die gängigen Verfahren der Aufbereitung sind dabei die Druckwechselabsorption und die Druckwasserwäsche. Die Druckwechseladsorptionstechnik (unter der Anwendung von Aktivkohlen, Molekularsieben (Zeolithen) und Kohlenstoffmolekularsieben zur Gastrennung) ist weit verbreitet und technisch ausgereift. Übliche Anwendungsfälle sind Verfahren kleiner bis mittlerer Durchsatzleistung zur Wasserstoffabtrennung aus Prozessgasen, zur Sauerstoffanreicherung für Verbrennungsprozesse oder zur Stickstoff- bzw. Kohlendioxidabtrennung von methanhaltigen Gasen wie Erdgas oder Biogas.

Unter absorptiven Trennverfahren sind Verfahren zu verstehen, bei dem ein Gas mit einer Flüssigkeit in Kontakt gebracht wird und eine oder mehrere Komponenten des Gases von der



Gasphase in die Flüssigkeit übertreten (absorbiert werden). Dabei unterscheidet man zwei verschiedene Varianten: Physisorption und Chemisorption. Die Wahl des Lösungsmittels hat entscheidenden Einfluss auf den notwendigen Aufwand bei der Regeneration der Waschflüssigkeit und damit auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens. Die Druckwasserwäsche ist das in Europa derzeit am meisten angewandte Verfahren zur Methananreicherung bzw. CO₂-Abtrennung von biogenen Gasen. /16/, /8/

1.1.3 Biogaseinspeisung

Die Einspeisung des aufbereiteten Gases erfolgt über Verdichter und/oder Druckregel- und Messanlagen.

Bei einer Einspeisung muss gewährleistet sein, dass das Gas mit einem höheren als dem entsprechenden Leitungsdruck an der Einspeisestelle vorliegt. Nach dem Stand der Technik liegt das aufbereitete Biogas verfahrensbedingt schon mit höherem Druck vor – je nach Aufbereitungsverfahren 6 bis 10 bar – der bei der Einspeisung in örtliche Gasnetze in der Regel zur Einspeisung ausreicht. Die Anschlussleitung gilt als Rohrnetzerweiterung. Somit sind die örtlichen Netzgegebenheiten (Material, Nennweite, Druckstufe) zu beachten. Die Anschlussleitung ist immer mindestens eine Stufe kleiner als die Leitung, in die eingespeist werden soll, ausgeführt.

Zu den erforderlichen Einrichtungen für die Einspeisung gehört eine Gasmess- und Regelanlage. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übernahme muss ein Nachweis über die übernommenen Energiemengen (Mengen und Brennwert), ggf. die Odorierung und den Wobbe-Index geführt werden. Außerdem müssen regelmäßig die Gasbegleitstoffe überprüft werden. Die Anforderungen an Gasmischanlagen werden für Deutschland im DVGW-Arbeitsblatt G 213 „Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen“ beschrieben.

Von den Gasmessanlagen und den Gasdruckregelanlagen sind zusätzlich die Anlagen zur Gasbeschaffenheitsmessung zu unterscheiden. Unter dem Begriff „Gasbeschaffenheit“ werden die Größen Brennwert, Heizwert, Dichte, Wobbe-Index (Abrechnungsrelevanz), als **brenntechnische Kenndaten**, CO₂, Gasbegleitstoffe, O₂, Schwefelkomponenten als **Hauptbestandteile**, der **Wassertaupunkt** und der **KW-Kondensationspunkt** zusammengefasst.

Je nach den Anforderungen werden alle oder einzelne der oben genannten Größen ermittelt. Als Messgeräte werden Prozessgaschromatographen zur Ermittlung der Hauptbestandteile, Kalorimeter zur Ermittlung des Heizwertes, Dichtemessgeräte zur Dichtebestimmung, Einzelmessgeräte (z.B. CO₂, S, H₂, O₂), Taupunktspiegel zur Taupunktbestimmung und kapazitive Feuchtesensoren zur Kondensationspunktbestimmung eingesetzt.

Die Messgeräte werden in aller Regel in einen abgezweigten Messgasstrom eingebunden, der nach der Analyse abgeblasen wird. Kann eine Messung nicht vor Ort durchgeführt werden, kommen automatische Probenehmer zum Einsatz. Damit kann eine Gasprobe entnommen werden, die einen repräsentativen Durchschnitt der Gaszusammensetzung über den jeweiligen Messzeitraum darstellt. Diese Methode eignet sich vor allem für Gase mit geringer Schwan-



kungsbreite bei denen zusätzlich davon auszugehen ist, dass keine Gasbegleitstoffe auftreten, die nicht in das nachgeschaltete Netz gelangen dürfen.

Die analytischen Methoden zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit sind in G 261 („Prüfung der Gasbeschaffenheit“) und G 488 („Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung - Planung, Errichtung, Betrieb“) zusammengestellt. Ferner gilt EN ISO 13686 „Erdgas Beschaffenheitsbestimmung“.

Falls das Biogas nicht als Austausch- sondern als Zusatzgas (Störstoffentfernung ohne CO₂ Abtrennung und somit vom Gasnetz abweichendem Brennwert) übernommen werden soll, muss ein Mischer vorgesehen werden. Anlagen zur Mischung werden Heizwert- oder Wobbe-Index geregelt, wobei Druck und Volumenstrom als Stellgrößen fungieren. Probleme entstehen in diesem Fall bei geringen Volumenströmen oder Diskontinuitäten, was eine Regelung kompliziert gestaltet. Außerdem ist die Netzgröße zu beachten, die als „Dämpfungsglied“ wirkt. /16/, /8/

1.2 Wesentliche Fragen zur Biogasaufbereitung und -einspeisung

In diesen Abschnitt werden einige Fragen diskutiert, die wesentliche und häufig diskutierte Problematiken bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz darstellen.

1.2.1 Kann die im Erdgasnetz vorliegende Gasqualität hinsichtlich Wobbe-Index, Brennwert, Dichte, Druck und anderer Parameter erreicht und gewährleistet werden?

Dichte und Brennwert werden durch den Gashauptbestandteil Methan geprägt. Im Erdgas sind weit mehr langkettigere Kohlenwasserstoffe und auch eine höhere Konzentration an Wasserstoff als im Biogas vorhanden. Der Brennwert und die Dichte des Erdgases können nur durch methanangereichertes Biogas nicht in jedem Fall werden. Die Zusammensetzung und die weiteren technischen Eigenschaften unterscheiden das Austauschgas aus Biogas vom Grundgas im Erdgasnetz, das Brennverhalten ist jedoch identisch /16/.

Das Brennverhalten der Gasendgeräte wird maßgeblich vom Wobbe-Index bestimmt. Dieser kann unter Umständen für das in Luxemburg verteilte Erdgas (Nordsee-H-Gas) nicht allein durch die Gasaufbereitung erreicht werden. Der maximal zu erreichende Wert für Biogas ist durch den Methangehalt von 100 % begrenzt und beträgt $W_{S,N} = 14,84 \text{ kWh/Nm}^3$.

Nur wenn das Gas der Grundgasqualität nach DVGW G 260 entspricht und der Wobbe-Index im zulässigen Schwankungsbereich (+0,7/-1,4 kWh/m³) liegt, kann das aufbereitete Biogas als Austauschgas in das Erdgasnetz eingespeist werden. Kann durch die Aufbereitung des Biogases nicht der der Austauschgasqualität entsprechende Wobbe-Index eingestellt werden, so ist eine zusätzliche Konditionierung mit Flüssiggas (LPG) notwendig. Für das luxemburgische Gasnetz kann daraus geschlussfolgert werden, dass die Einspeisung von aufbereitetem Biogas als Austauschgas in der Regel die Zumischung von Flüssiggas selbst bei



Berücksichtigung der nach den DVGW-Richtlinien zulässigen Toleranzen erfordert. Die Einspeisung als Zusatzgas ohne Flüssiggaszumischung ist bei hohen Grundgasströmen grundsätzlich möglich, jedoch sehr stark von den lokalen Bedingungen des Gasnetzes abhängig und damit nicht für das gesamte luxemburgische Gasnetz übertragbar.

An der Einspeisestelle ist eine Gasdruckregelanlage erforderlich, damit das Gas mit dem notwendigen Druck eingespeist wird. Die zur Einhaltung der Gasqualität notwendigen Anlagen sind Stand der Technik, deren Wirtschaftlichkeit ist allerdings stark von der Menge des einzuspeisenden Biogases abhängig.

Auch bei einer Zusatzgaseinspeisung gelten in Luxemburg die Regelungen der DVGW G 260 bezüglich Brennwert, Wobbe-Index und CO₂-Konzentration. Aufgrund der geringen zulässigen, eingespeisten Volumenströme des Zusatzgases (beim Gaskunden sollten sich durch Vermischen von Zusatzgas und Erdgas die Eigenschaften des Grundgases einstellen), kommt eine Einspeisung von Zusatzgas nur unter einzeln zu prüfenden Voraussetzungen in Betracht.

Entsprechend DVGW Regelwerk G 685 darf die Abweichung des Brennwertes des Mischgases im Abrechnungsgebiet und -zeitraum nicht mehr als 2 % betragen.

Im Besonderen ist die Brennwertdifferenz des Grundgases zum eingespeisten Gas entscheidend, die sich im Sommer bei geringen Grundgasmengen beschränkend auswirkt. In Ringnetzen kann das Auftreffen von konditionierten auf nicht konditionierte Gase bei sensiblen Gasanwendungen zu Schwierigkeiten führen („Pendelzonenproblematik“). Es kann daher sinnvoll sein, auf einem höheren Druckniveau bei größeren Grundgasmengen einzuspeisen, weil dann die Brennwertdifferenzen im konditionierten Gas möglicherweise geringer gehalten werden können. Diese Fragen sind nur für die Einspeisung von aufbereitetem Biogas als Zusatzgas relevant.

Aufbereitetes Biogas muss jedoch nicht zwingend als Zusatzgas angesehen werden, was aus dem Kontext des DVGW-Arbeitsblattes G 620 definiert wird: Austauschgase sollen darin ein gleiches Brennverhalten aufweisen, wie das im Gasnetz vorhandene Grundgas, wobei brenntechnische Kenndaten wie Wobbeindex, Brennwert und relative Dichte innerhalb vorgegebener Schwankungsbreiten eingestellt werden und Richtwerte für den Kondensationspunkt der Kohlenwasserstoffe, den Taupunkt von Wasser, Nebel-, Staub- und Flüssigkeitsgehalte, Sauerstoff, Gesamtschwefel, Mercaptanschwefel und Schwefelwasserstoff eingehalten werden müssen. Die Vorgaben können mit den bekannten Aufbereitungstechnologien grundsätzlich und garantierbar eingehalten werden. Damit ergibt sich dass aufbereitetes Biogas bei Einhaltung dieser Anforderungen als Austauschgas anzusehen ist. Die Liste der Richtlinie G 620 umfasst allerdings nicht alle in Biogas möglicherweise vorkommenden Substanzen, schließt sie jedoch auch nicht explizit aus.

Aus technischer Sicht ist es damit grundsätzlich möglich, mit aufbereitetem Biogas die im Erdgasnetz vorliegende Gasqualität hinsichtlich Wobbe-Index, Brennwert, Dichte, Druck und anderer Parameter zu erreichen und zu gewährleisten.

Die Verwendung von aufbereitetem Biogas als Kraftstoff stellt vergleichbare Anforderungen an die Odorierung und Messtechnik wie eine Einspeisung in das Erdgasnetz. Grundsätzlich ist



die Qualität des Brenngases jedoch nicht auf den Schwankungsbereich des Wobbe-Index festgelegt, da Erdgasmotoren auch ohne Probleme mit einer geringeren Qualität betrieben werden können. Für die Abrechnung mit dem Verbraucher ist eine entsprechende Messtechnik zu installieren (siehe 1.2.2).

1.2.2 Welche Folgen hat die Biogaseinspeisung für die Abrechnung mit dem Verbraucher?

Gasmessanlagen (GMA) sind Anlagen im Erdgas-Leitungssystem, mit denen der Gasvolumenstrom gemessen wird. Die Messung wird mit Gaszählern, die nach unterschiedlichen physikalischen Prinzipien arbeiten, durchgeführt. Es wird zwischen einfachen Betriebsmessungen, die der Netzsteuerung dienen, und hoch genauen Abrechnungsmessungen unterschieden.

Werden zur Abrechnung beim Kunden nur der Volumenstrom und die Temperatur gemessen, so kann eine Zusatzgaseinspeisung Probleme bei der Abrechnung beim Verbraucher ergeben. Deshalb ist es empfehlenswert, dass in Bereichen, in denen eine Zusatzgaseinspeisung erfolgt, die Abrechnung auf der Grundlage kalorimetrischer Messdaten erfolgt. Auch nach einer Mischstation im Ringnetzbetrieb besteht die Möglichkeit von Schwankungen der kalorischen Eigenschaften des Mischgases durch das Lastverhalten der Verbraucher.

Bei einer Einspeisung als Austauschgas ergeben sich keine Abweichungen für die Abrechnung mit dem Verbraucher, da in diesem Fall die nach DVGW-Regelwerk zulässigen Toleranzgrenzen in der Gasqualität nicht verletzt werden und dem Verbraucher unabhängig von der Quelle des Gases ein Produkt mit gleich bleibender Qualität bereit gestellt wird. Damit ist in diesem Fall die übliche Messung des Volumenstromes ausreichend für die Abrechnung.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Abrechnung mit dem Verbraucher im Rahmen der in Luxemburg gültigen Toleranzen auch nach Biogaseinspeisung korrekt durchgeführt werden kann, sofern bei der Einspeisung des aufbereiteten Biogases die DVGW-Richtlinien eingehalten werden.

1.2.3 Ist das Auftreten von Spurengasen zu erwarten, die die im Gasnetz erforderlichen Gasqualitäten beeinträchtigen können bzw. zur Störung der Funktionsfähigkeit von Einrichtungen des Gasnetzes führen können?

Abhängig vom Eingangssubstrat können im Biogas auch weitere Minorkomponenten wie höhere Kohlenwasserstoffe (Toluol, Benzol oder Xylol) oder Siliziumorganika (Siloxane) nachgewiesen werden. Nachfolgende Angaben stützen sich im Wesentlichen auf Analysen des Fraunhofer-Institutes UMSICHT, Oberhausen und des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz, Augsburg /4/.

Die Konzentrationen an Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol und Cumol im Biogas sind sehr gering und liegen im Allgemeinen unterhalb der Nachweisgrenze von 1 mg/m³. Eine



Toluolbelastung bis 5 mg/m^3 kann in Einzelfällen (Einsatz von Co-Substraten) nachgewiesen werden. Konzentrationen von Chlor und Fluor im Biogas liegen ebenfalls, von einzelnen Ausnahmen (Chlor bis $0,15 \text{ mg/m}^3$) abgesehen, unterhalb der jeweiligen Nachweisgrenze von $0,1 \text{ mg/m}^3$. Organische Schwefelkomponenten, wie Methan- oder Ethanthiol können in sehr wenigen Ausnahmefällen in Biogasen enthalten sein. Das Bayerische Landesamt für Umweltschutz hat nach eigenen Angaben an einer Biogasanlage Methanthiol-Werte von 30 bzw. 32 mg/m^3 gemessen. Ethanthiol konnte bisher noch nicht nachgewiesen werden. Siloxane können in sehr geringen Mengen durch die Verwendung von Lebensmittelabfällen in Biogasen auftreten. Bisher wurden nur vereinzelt in wenigen Ausnahmefällen cyclische Siloxanverbindungen im Bereich $< 5 \text{ mg/m}^3$ gemessen.

Aufgrund der sehr geringen Belastung von Biogasanlagen mit BTX (Benzol, Toluol, Xylol), Siloxanen, Ammoniak und organischen Schwefelverbindungen werden diese bei der Auslegung der Gasreinigungsverfahren vernachlässigt. Dafür sprechen drei Gründe: Zum einen liegen die Belastungen unterhalb der Anforderungen des DVGW-Regelwerkes, die Minorkomponenten sind in der Regel nicht im Biogas nachweisbar und schließlich können diese Minorkomponenten in den betrachteten Gasreinigungsverfahren mit entfernt werden, ohne dass weitere Prozessschritte erforderlich wären. /16/; /25 S.9/

Zusammenfassend sind keine Störungen der Funktionalität von Gasnetzeinrichtungen zu erwarten da die Spurenstoffmengen in aufbereitetem Biogas geringer sind als die zulässigen Konzentrationen im Erdgas. Aufgrund der Tatsache, dass die Biogasqualität weitestgehend konstant im Jahresverlauf ist, kann hier im Rahmen der Qualitätssicherung die Belastung durch stichprobenartige Prüfung und Analyse z.B. im jährlichen Rhythmus ermittelt werden.

Darüber hinaus können Kontaminationen durch Gasbegleitstoffe und Feuchtigkeit durch Einspeisung von aufbereitetem Biogas in Erdgasnetze mit bewährten Technologien weitestgehend ausgeschlossen und die üblichen Qualitätsanforderungen mit Sicherheit erfüllt werden.

1.2.4 Welche Besonderheiten sind bei der Einspeisung von aufbereitetem Klär- oder Deponiegas zu beachten?

Klär- und Deponiegas unterscheidet sich von üblichen Biogasanlagen hauptsächlich durch das vermehrte Vorkommen von Spurenstoffen. Klärgas ist dem Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen recht ähnlich. Es lassen sich aber ein erhöhter Anteil von organischen Siliziumverbindungen (hauptsächlich Siloxane) und leicht erhöhte Toluolwerte feststellen.

Deponiegas ist anders als Bio- und Klärgas ein Vielstoffgemisch. Es enthält neben den eigentlichen Biogaskomponenten eine Vielzahl verschiedener Spurenstoffe wie organische Siliziumverbindungen (Summe Silizium liegt typischerweise bei ca. 10 mg/m^3), FCKWs, aromatische und andere Kohlenwasserstoffe und verschiedene andere Spurenstoffe /8/. Die Zusammensetzung variiert in Abhängigkeit vom Alter der Deponie, dem Entgasungszustand, der Betriebsweise und der Jahreszeit. Dementsprechend komplex und technisch aufwändig ist die Erreichung der definierten Reingasqualität /26/.



Organische Siliziumverbindungen oxidieren bei der Verbrennung zu Siliziumdioxid (Quarz). Dieses lagert sich in den Verbrennungsmaschinen ab und sorgt für vermehrten Verschleiß. FCKWs können unter bestimmten Umständen (Anwesenheit von Kupfer, hohe Verbrennungstemperatur und kritische Verweilzeit) zu Dioxinmissionen führen.

Dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 sind keine eindeutigen Grenzwerte der oben erwähnten Spurenstoffe zu entnehmen /5/. Prinzipiell lassen sich sowohl Klär- als auch Deponiegase auf Erdgasqualität aufreinigen, so dass die bekannten Spurengase unter die Nachweisgrenze eliminiert werden und keine Gefährdung des Gasnetzes oder der Gasqualität zu erwarten ist. Im Fall der Deponiegasaufbereitung ist dies aber so aufwändig, dass die Einspeisung von Deponiegas eher der Ausnahmefall sein wird.

In Schweden und in den Niederlanden wird sowohl aus Klär- als auch aus Deponiegasen Biomethan in Erdgasqualität in das Gasnetz eingespeist. In den Niederlanden sind die Ansprüche an die Aufbereitung gegenüber der Situation in Deutschland herabgesetzt /24/.

1.2.5 Können durch die Biogaseinspeisung mikrobiologisch wirksame Keime in das Gasnetz transportiert werden?

In der schwedischen Studie „Mikrobiell analys av biogas“/25/ wurde das Vorkommen pathogener mikrobieller Keime in Biogas untersucht. Im Ergebnis der Untersuchung wurden gegenüber dem Erdgas keine erhöhten Werte im aufbereiteten Biogas festgestellt. Das Risiko einer Gasvergiftung oder einer Gasexplosion ist bei Weitem höher, als die Wahrscheinlichkeit sich durch im Gasnetz transportierte Keime anzustecken. Darüber hinaus wird das Risiko einer Infektion als sehr gering eingeschätzt. Die ermittelten Mikroorganismen sind weitestgehend auch in der Atmosphäre zu finden, so dass teilweise nicht geklärt werden konnte, ob die ermittelten Keimbelastungen aus dem Biogas oder aus Kontaminationen im Labor stammten. Risiken bestehen eher für Arbeiter in den Biogas- oder Kläranlagen, die in Kontakt mit den Substraten oder Kondenswasser kommen können. Hier sind die Keimbelastungen sehr hoch, können jedoch durch die bereits angewendeten Arbeitsschutzmaßnahmen weitestgehend ausgeschlossen werden. Die Studie kommt in jedem Fall zu dem Schluss, dass die Anwendung von aufbereitetem Biogas z.B. als Kochgas keine erhöhte Infektionsgefahr für Personen darstellt. Das Trocknen des Gases und ein hoher Druck vermindern zusätzlich das Keimrisiko. Das Freiwerden der Keime durch die Anwendung des Biogases als Kraftstoff ist durch den hohen Druck, die bei der Kompression stattfindende Erhitzung und die hohe Verbrennungstemperatur im Motor äußerst gering. Zusätzliche Filter mindern das geringe Restrisiko weiter. Im Zweifelsfall können mit handelsüblichen Filtern oder UV-Bestrahlung alle Keime sicher abgetötet werden, so dass bewährte Technologien existieren, im Einzelfall aufgrund außergewöhnlicher Umstände zu erwartende Risiken auszuschließen.

Damit kann davon ausgegangen werden, dass weder für das Gasnetz noch für den Endkunden ein erhöhtes Risiko durch Keimbelastungen im aufbereiteten Biogas bestehen.



1.2.6 Wie wirkt sich eine Abweichung der Qualität des eingespeisten Biogases auf die Qualität des Mischgases aus?

Um die Abweichung der Qualität des Mischgases bei einer Verschlechterung der Qualität des eingespeisten Biogases zu beurteilen, wurden verschiedene Berechnungen mit einem Modellgas vorgenommen. Die Qualität des Modellbiogases resultiert aus der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen (Mais) und wurde mit einem Methangehalt von 53 % und einem Kohlendioxidgehalt von 43,9 % angenommen. Der Einfluss von 300 mg/m³ Schwefelwasserstoff und weiteren Spurengasen wurde für nachfolgende Betrachtungen vernachlässigt, da die Feinstreinigung passiv ist, unabhängig von der CO₂-Abtrennung erfolgt und diese Konzentration immer unter die Grenzwerte vermindern können wird.

Die Aufbereitung des Biogases erfolgt mit einer Brennwertanpassung auf den Nennwert des in Luxemburg verteilten Erdgases von $H_{S,N} = 11,26 \text{ kWh/m}^3$. Dazu ist eine 97,8 %ige CO₂-Abtrennung und eine Konditionierung mit 2,3 % LPG (95 % Propan; 5 % Butan) notwendig. Die Berechnungen wurden für unterschiedliche Aufbereitungsqualitäten (97,8 %; 80 %; 70 %; 60 % Methan und ohne CO₂-Abtrennung) durchgeführt. Danach wurde die Zusammensetzung des Mischgases nach einer Einspeisung in die Erdgasleitung bei unterschiedlichen Biogas/Erdgas - Verhältnissen (1 : 9; 1 : 1; 9 : 1) berechnet. Diese Verhältnisse sollen verschiedene Einspeisesituationen (z.B. Wintertag; Sommertag; Sommernacht) widerspiegeln. Die in Abbildung 1-2 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass ein auf Austauschgasqualität aufbereitetes Biogas mit Brennwertanpassung die Grenzwerte nach DVGW G 260 und G 685 in keinem Mischverhältnis über- bzw. unterschreitet. Sinkt die Qualität der Aufbereitung, so wird erst bei einer 60%igen CO₂-Abtrennung im Biogas/Erdgas – Verhältnis 1 : 9 der Grenzwert für die Brennwerttoleranz nach DVGW G 685 unterschritten. Bei einem Mischverhältnis von 1:1 werden bereits bei einer 80%igen CO₂-Abtrennung die Grenzwerte der DVGW Richtlinien unterschritten. Daraus ist zu schlussfolgern, dass die Messung der technischen Eigenschaften des einzuspeisenden Biogases kontinuierlich erfolgen muss und bei einer Abweichung der geforderten (im Einzelfall zu berechnenden) Qualität des einzuspeisenden Biogases die Abschaltung der Einspeisung bedingt. Die geforderte Qualität kann bei einem kleineren Biogas/Erdgas – Verhältnissen einen größeren Toleranzbereich aufweisen.

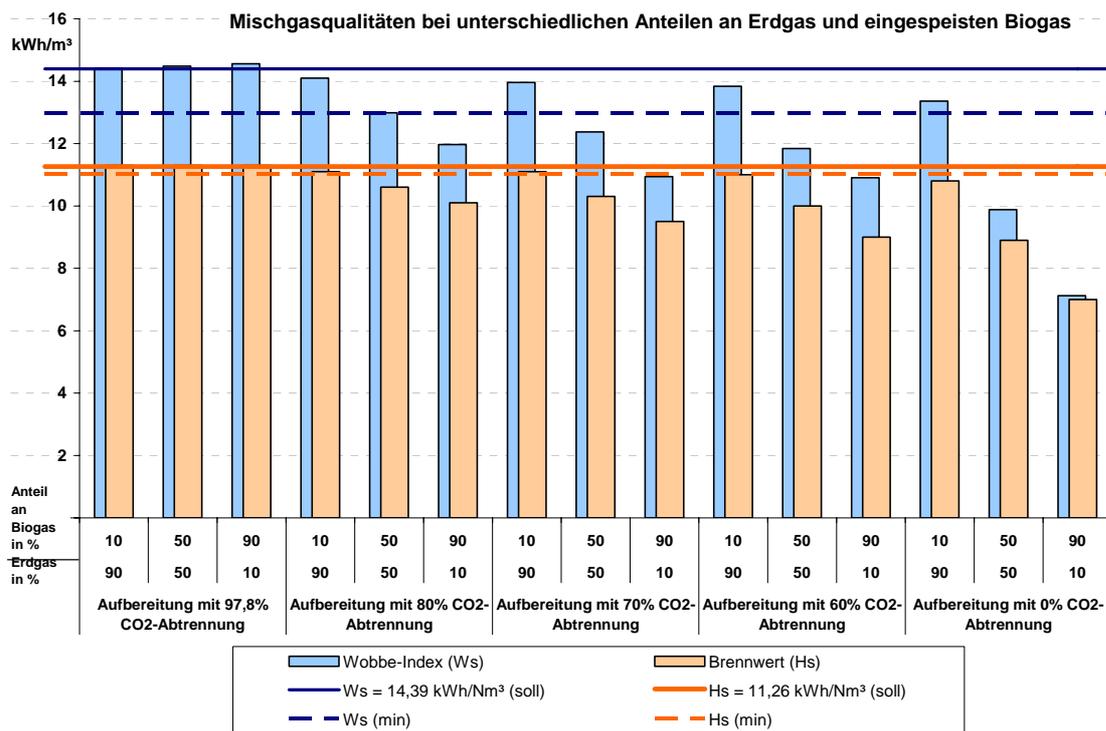


Abbildung 1-2: Mischgasqualitäten bei unterschiedlichen Anteilen an Erdgas und eingespeisten Biogas

In dem äußerst unwahrscheinlichen Fall, dass die Aufbereitung des Biogases nur eingeschränkt funktioniert und die Überwachung der Gasqualität versagen sollte und damit ein Gas geringerer Qualität in das Erdgasnetz eingespeist werden würde, sind nur relativ geringe Qualitätsschwankungen im Erdgasnetz zu erwarten. Aufgrund der Tatsache, dass Einspeiseanlagen für den Sommerfall (nachts) bemessen werden, wird die längste Zeit des Jahres im Erdgasnetz eher der Fall zu erwarten sein, dass die Biogasmenge erheblich geringer als die Erdgasmenge im Erdgasnetz ist. In diesem Zeitraum werden für den Gaskunden im Fall der Einspeisung von Gas selbst ohne Abtrennung des Kohlendioxides Qualitätsabweichungen von maximal 5 % möglich. In den Sommermonaten kann diese Abweichung bis zu 20 %, nachts auch bis zu maximal 50 % (im Fall, dass ausschließlich Biogas in das Erdgasnetz eingespeist wird) betragen. Aufgrund der Tatsache, dass dieser Fall äußerst unwahrscheinlich ist und höchstwahrscheinlich nur im Sommerfall nachts zu merklichen Problemen bei den Endkunden führen könnte, die spätestens beim nächsten, arbeitstäglich durchzuführenden Kontrollgang bemerkt werden würden, wird davon ausgegangen, dass die Versorgungssicherheit bzw. Qualitätssicherung durch die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz grundsätzlich nicht beeinträchtigt wird.

Aus den durchgeführten Betrachtungen und Kalkulationen kann abgeleitet werden, dass selbst im nahezu ausgeschlossenen Fall der Einspeisung von Biogas, das von der Sollqualität abweicht, Auswirkungen nur in einem Gasnetz, das nahezu ausschließlich mit aufbereitetem Biogas gespeist wird, merkbar sind. Aufgrund der Tatsache, dass diese Situation außerordentlich unwahrscheinlich ist und darüber hinaus Abweichungen nur sehr kurzzeitig



auftreten können, bestehen in der Regel keine Gefahren für die kundenseitige Qualität des Gases.

1.2.7 Welche Messverfahren sind erforderlich, um die Qualität aufbereiteten und eingespeisten Biogases zuverlässig zu bestimmen und Schäden für Gaskunden weitestgehend auszuschließen?

Zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit und damit der Qualität des einzuspeisenden Biogases sind die Größen Brennwert, Heizwert, Dichte, Wobbe-Index (Abrechnungsrelevanz), als **brenntechnische Kenndaten**, CO₂, Gasbegleitstoffe, O₂, Schwefelkomponenten als **Hauptbestandteile**, der **Wassertaupunkt** und der **KW-Kondensationspunkt** von Bedeutung.

Im DVGW Regelwerk G 488 sind die Verfahren zur vertragsrelevanten Messung beschrieben. Dabei wird zwischen den Verfahren zur Gasabrechnung und Verfahren zur Überwachung der Kenndaten und Gasbegleitstoffe unterschieden. Für die Gasabrechnung ist eine Bestimmung des Brennwertes und der Normdichte erforderlich. Der Brennwert kann durch verbrennungskalorimetrische Messverfahren (kostengünstiger), gaschromatographische Verfahren (kostenintensiver) oder indirekt durch Messung des Wobbe-Indexes und gleichzeitig der Normdichte erfolgen. Durch gaschromatographische Messverfahren können kontinuierliche oder periodische Messungen durchgeführt werden. Gleichzeitig werden durch die Auswertung der gemessenen Mengen an den aufgetrennten Gaskomponenten, die Konzentrationen der Gaskomponenten direkt sowie Normdichte, Brennwert, Wobbe-Index durch Berechnung indirekt ausgegeben. Dieses Messverfahren ist aber durch die aufwändige Messmethode sehr kostenintensiv und kann durch kostengünstigere weniger aufwändige Messverfahren ersetzt werden.

Die Erfahrungen mit Aufbereitungs- und Einspeisungsanlagen in Europa zeigen, dass der Messtechnik bereits eine sehr große Bedeutung zugeschrieben wird. Hier sind sowohl die Qualitätssicherung des Erdgases als auch die Betriebssicherheit der Anlagen bedeutend. Dabei wurden bereits einige Untersuchungen zur Zuverlässigkeit der verfügbaren Verfahren im Kontext zur Qualitätssicherung und zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen durchgeführt.

Für die Betriebssicherheit der Anlagen muss ausgeschlossen werden, dass explosionsfähige Gasgemische auftreten. Daher wird die Messung des Sauerstoffgehaltes häufig empfohlen (insbesondere für Deponiegasanlagen, in denen erhöhte Sauerstoffgehalte erwartet werden können) /3/. Der Zündbereich von Methan in Luft liegt zwischen 4,4 und 16,5 Vol.%. Da im Biogas selten Methangehalte unter 50 % und Sauerstoffgehalte typischerweise unter 1 % liegen, ist die Explosionsgefahr bei Biogasanlagen nur im Leckagefall gegeben. Als Sauerstoff-Messverfahren bieten sich sehr zuverlässige und bewährte Verfahren an, die in Tabelle 1-3 aufgeführt sind. Empfohlen wird bei Messung im Reingas das elektrochemische Verfahren, da hier nicht die Exaktheit des Messwertes sondern die Feststellung der Anwesenheit von wesentlichen Mengen an Sauerstoff die relevante Information ist /3/

Um die Gasqualität (Brennwert und Hauptspurengase) zu bestimmen wird empfohlen, dass die Gaszusammensetzung analysiert wird. Daher wird für Methan und Kohlendioxid eine



Messung mit Infrarot-Prinzip (NDISIR) und für Schwefelwasserstoff mit elektrochemischen Sensoren favorisiert. Darüber hinaus sollte der Taupunkt mit Aluminiumoxidsensoren sowie der Gasmengenfluss mit Massestrommessgeräten erfasst werden. Laboranalysen bezüglich weiterer Spurengase (Kohlenwasserstoffe, Siliziumverbindungen, Partikel, Öl aus Kompressoren u.a.) können je nach Einsatzstoffen in der Biogasanlage sinnvolle Ergänzungen darstellen. /3/

Tabelle 1-3: Übersicht über Prinzipien der Messtechnik für die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze und deren Zuverlässigkeit /3/, /13/

Messwert	Einheit	Messprinzip	Möglicher Messbereich	Typische Genauigkeit in % vom max. Messbereich	
Sauerstoffgehalt	Vol.-%	Elektrochemisch	0-10	+/- 1 bis +/- 3	
		Paramagnetisch	0-1, 0-21	+/- 0,1	
		Thermoparamagnetisch	0-1, 0-21	+/- 0,1 bis +/- 0,5	
		Gaschromatographisch	10-100 ppm, 0-100	+/- 0,2 bis +/- 0,5	
Methangehalt	Vol.-%	Therm. Leitfähigkeit	0-100	+/- 5	
		Infrarot	45-75	+/- 1 bis +/- 3	
		Nicht-Dispersiv Infrarot	0-100, 90-100	+/- 0,4 bis +/- 0,8	
		Gaschromatographisch	10-100 ppm, 0-100	+/- 0,2 bis +/- 0,5	
Kohlendioxidgehalt	Vol.-%	Infrarot	0-5	+/- 1 bis +/- 3	
		Nicht-Dispersiv Infrarot	0-10, 0-50	+/- 0,4 bis +/- 0,8	
		Gaschromatographisch	100-500 ppm, 0-100 Vol.-%	+/- 0,2 bis +/- 0,5	
Schwefelwasserstoff	ppm	Elektrochemisch	0-100, 0-5000	+/- 1 bis +/- 3	
		Ultraviolett	0-100	+/- 0,5	
		Gaschromatographisch	100-500 ppm, 0-100 Vol.-%	+/- 0,2 bis +/- 0,5	
Stickstoffgehalt	ppm	Gaschromatographisch	10-500 ppm, 0-100 Vol.-%	+/- 0,2 bis +/- 0,5	
Wasserstoffgehalt	Vol.-%	Elektrochemisch	1-100	+/- 0,1 % absolut	
		Gaschromatographisch	0,05-0,5, 0-20	+/- 0,5 bis +/- 1,5	
Durchfluss (aufbereitetes Gas)	kg/h m ³ /h	Massenstrom nach	Alle notwendigen Bereiche können abgedeckt werden	+/- 0,5 bis +/- 2	
		Coriolis ¹			
		Differenzdruck ²			Keine Angaben
		Turbine ³			Keine Angaben
		Ultraschall ⁴		Keine Angaben	
Kontinuierliche Wobbe-Index-Messung	MJ/m ³	-	Typische Bereiche werden abgedeckt.	0,4 %	
Kontinuierliche Brennwertmessung	MJ/m ³	Kalorimetrisch	Typische Bereiche werden abgedeckt.	0,4 %	
Kontinuierliche Messung der relativen Dichte	-	-	Typische Bereiche werden abgedeckt.	0,4 %	
Taupunktbestimmung / Dampfdruckmessung	°C	Aluminiumoxidsensor	-100 - 20	+/- 2 °C	

Ausgehend von den in der oben stehenden Tabelle dargestellten Genauigkeiten der einzelnen Messprinzipien kann grundsätzlich abgeleitet werden, dass gaschromatographische Verfahren nur zu wenig exakteren Messwerten führen. Aus diesem Grund stellt die Gaschromatographie ein vergleichbar gutes Messprinzip dar, das jedoch, auch angesichts der vergleichsweise hohen Kosten, nicht zwingend zum Einsatz kommen muss, um die Qualität des eingespeisten Biogases zu bewerten. In der relevanten DVGW-Richtlinie G 262 wird für die Einspeisung

¹ Der Volumenstrom kann aus der Gaszusammensetzung berechnet werden.

² Messung von Dichte abhängig, schlechte Dynamik.

³ Empfindlich gegen Druckstöße

⁴ Erfahrungen liegen nur sehr begrenzt vor



von Austauschgas lediglich eine Messung der Energiemenge des Gases gefordert was jedoch nicht zwingend mit einem Gaschromatographen zu erfolgen hat. Mit der Installation eines Gaschromatographen wird in der Praxis sicher kein Fehler gemacht werden, es ist aber auch nicht zwingend erforderlich bzw. nicht vorgeschrieben, für alle Einspeiseanlagen Gaschromatographen zu installieren.

Aus der Messung der Gaskomponenten und des Gasdurchflusses können anschließend die wesentlichen Kennwerte wie Brennwert, Gasdichte und Wobbe-Index abgeleitet werden. Bei der Zusp eisung von LPG bei bekanntem Durchfluss können ebenfalls die resultierenden Kennwerte ohne weitere zusätzliche Messungen berechnet werden, um die bezüglich des Gasnetzes bedeutsame Qualität des eingespeisten Gases nachzuweisen und zu dokumentieren.

Alle eingesetzten Messgeräte müssen explosionsgeschützt ausgeführt werden. Darüber hinaus ist die Auswahl eines Messgerätes, welches möglichst genau auf die zu erwartende Spannweite des jeweiligen Messwertes abgestimmt ist, sehr bedeutsam, da dies die Messtoleranz der Geräte stark beeinflusst. Äußerst sinnvoll ist die elektronische Speicherung der kontinuierlich erfassten Messdaten. Von außerordentlicher Bedeutung ist darüber hinaus die kontinuierliche Kontrolle der Funktionstüchtigkeit. Dies beinhaltet neben der Plausibilitätsprüfung der aufgezeichneten Messwerte die Einhaltung von nationalen eichrechtlichen Vorgaben und die mindestens jährliche (je nach Art des Sensors, bei elektrochemischen Sensoren ggf. monatliche) Kalibrierung der Sensoren. Diese Kalibrierung kann grundsätzlich automatisiert werden. Bei Einsatz aller Sensoren im Reingas sollte die Zuverlässigkeit aufgrund der äußerst geringen Belastung mit Verunreinigungen innerhalb der Kalibrierungszeiträume gegeben sein.

Nach Aussage der ausländischen Betreiber der Gaseinspeisestationen (die meist gleichzeitig Gasnetzbetreiber sind) wird die Gasqualität derzeit bei sehr guter Zuverlässigkeit mit den oben empfohlenen Messprinzipien überwacht. Damit kann bei der dargestellten Überwachungstechnik davon ausgegangen werden, dass die Kontinuität der Qualität des eingespeisten Gases technisch gewährleistet werden kann. Es ergeben sich im Mitteldrucknetz bei der Verteilung des eingespeisten Gases für die Endkunden keine Differenzen im Abrechnungsbrennwert und daraus abgeleitet keine Gefahr von Qualitätsschwankungen. Auch für Luxemburg werden daher kontinuierliche gaschromatographische Messverfahren nicht zwingend als erforderlich angesehen.

Ausgehend von den bereits gesammelten Erfahrungen kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die Gasqualität des eingespeisten Gases mit zuverlässiger Messtechnik kontinuierlich überwacht und damit abgesichert werden kann.

1.2.8 Kann die Durchmischung von Erdgas und eingespeistem Biogas im Erdgasnetz ausreichend abgesichert werden oder besteht die Gefahr, dass Kunden mit unterschiedlicher Gasqualität bedient werden könnten?

Die Problematik einer kompletten Durchmischung des eingespeisten Gases mit dem Grundgas stellt sich nur unter der Voraussetzung, dass in Zusatzgasqualität eingespeist wird. Im Fall der



Einspeisung in Austauschgasqualität stellt sich die Frage der Durchmischung aufgrund der nicht relevanten Qualitätsunterschiede nicht. Eine Vermischung des Grundgases mit dem eingespeisten Gas kann in Mischstationen oder im Gegenstrom nach Netzknotenpunkten erfolgen.

Die Strömung im Gasnetz erfolgt grundlegend laminar. Dadurch erfolgt keine Durchmischung durch die Strömung des Gases in der Rohrleitung. In vermaschten Netzen erfolgt eine Durchmischung des Grundgases mit dem eingespeisten Gas nach wenigen Netzknoten. Unter diesen Voraussetzungen wurde in der Studie „Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ /16/ eine entsprechende Simulation durch Berechnungen vorgenommen. Die Simulation ergab, dass es keine feste Grenze zwischen Biogas und Erdgas gibt. Ab welchem Netzknoten im Einzelfall sich das Mischgas einstellt, ist von der spezifischen Netztopographie abhängig. Dazu müssen im Vorfeld Simulationsrechnungen durchgeführt werden. Aus Sicht der durchgeführten Berechnungen muss in jedem Fall bei Einspeisung in ein Niederdrucknetz die Gasqualität der des Gasnetzes entsprechen, da zu erwarten ist, dass einzelne Kunden nahezu ausschließlich mit dem eingespeisten Gas bedient werden. Insbesondere bei Einspeisungen in stark vermaschte Netze ist auf Grund unterschiedlicher Vermischungen eine gleich bleibende Gasqualität bei stark abweichender Qualität des Biogases vom Grundgas nicht gewährleistet.

Damit besteht die Gefahr, dass Kunden mit wechselnder Gasqualität bedient werden nur im Fall der Zusatzgaseinspeisung.

1.2.9 Welcher Einfluss ist aufgrund von Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf die üblichen an das Erdgasnetz angeschlossenen Geräte zu erwarten?

Der Einfluss der Gaseigenschaften auf angeschlossene Geräte, wird maßgeblich durch den Wobbe-Index und die Methanzahl gekennzeichnet.

Der Wobbe-Index ist eine Kennzahl für die die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte. Brenngase unterschiedlicher Zusammensetzung zeigen bei gleichem Wobbe-Index unter gleichem Druck am Brenner eine annähernd gleiche Wärmebelastung. Bei gleichem Wobbe-Index des Mischgases ist somit ein gleiches Brennverhalten am angeschlossenen Gerät zu erwarten.

Die Methanzahl ist eine Eigenschaft von gasförmigen Kraftstoffen analog zur Oktanzahl bei Benzin. Die Höhe der Methanzahl hängt von der gesamten Gaszusammensetzung des Mischgases ab. Eine hohe Methanzahl bedeutet eine geringere Zündwilligkeit. Bei niedriger Methanzahl steigt die Gefahr der Selbstentzündung und damit die Klopfgefahr im Motor. Biogas besitzt eine höhere Methanzahl als Erdgas. Für den Einsatz in Motoren kann sich deshalb eine Klopfsteigernde Wirkung ergeben. /5/

Es lässt sich ableiten, dass im Fall der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das luxemburgische Gasnetz keine Auswirkungen auf an das Erdgasnetz angeschlossene Endkundengeräte zu erwarten sind, solange die Qualitätsanforderungen des DVGW-Regelwerkes bei der Biogaseinspeisung eingehalten werden.



1.2.10 Besteht für den Fall der Zumischung von Propan zur Einstellung der Qualität von eingespeistem Gas eine besondere Gefahr im Erdgasnetz bzw. bei der Gasnutzung?

Ziel beim Einsatz von Flüssiggasen ist die Anpassung von Heizwert und Wobbe-Index an die brenntechnischen Eigenschaften des Grundgases. Die Höhe der Zumischung ist am Brennwert des üblicherweise verteilten Gases orientiert (Abrechnungsaspekt). Erdgas, insbesondere das in Luxemburg verteilte Gas in Nordseequalität, enthält naturgemäß auch Anteile an Propan und Butan.

Bei Drücken von über 5 bar sind durch die Propan- und Butananteile Änderungen im Kondensationsverhalten des Gases im Vergleich zu Gasen ohne Propan- und Butananteil zu beachten.

Flüssiggase müssen in Deutschland der Tabelle 4 der DVGW-Regel G 260 entsprechen. Die Höhe der Zumischung orientiert sich am Brennwert. Eine Propanzumischung ist dabei aufgrund der nachlassenden Verbrennungsgüte weniger kritisch als eine Butanzumischung. Dies resultiert aus dem Fakt, dass der Kondensationspunkt von Butan höher als der von Propan ist. Bei einer BrennwertEinstellung (H_s) bis auf 11,1 kWh/m³ gibt es keine zeitlichen oder technischen (LPG-Zusammensetzung, Propan-Butan-Verhältnis) Begrenzungen, bei einer BrennwertEinstellung über 12,1 kWh/m³ ist ausschließlich Propan zu verwenden und der Einsatz sollte zeitlich auf Ausnahmesituationen beschränkt sein⁵. Der Nennbrennwert für das in Luxemburg verteilte Erdgas beträgt 11,26 kWh/Nm³. Zur Abrechnung nach DVGW G 685 darf der Brennwert für das Mischgas im Abrechnungsgebiet und –zeitraum nicht mehr als +/-2 % (11,035 bis 11,485 kWh/Nm³) abweichen. Eine LPG-Zugabe zur Brennwertanhebung ist im Toleranzbereich damit auch uneingeschränkt möglich. Die Zusammensetzung des Gemisches ist dabei entscheidend und sollte im Fall einer Anwendung z.B. an Gastankstellen (CNG mit 200 bar) oder bei einer Speicherung in Hochdruckspeichern konkret berechnet werden.

Ausgehend von Berechnungen des Schwedischen Gas-Centers (Oskar Bengtsson, Lennart Svensson: Beräkning av daggpunkten för uppgraderad biogas, ISSN 1102-7371; Rapport 153, Svenskt Gas Center 2005) wurde gezeigt, dass das Kondensationsrisiko der Flüssiggasbestandteile in aufbereitetem Biogas unter in Südschweden als außergewöhnlich anzusehenden klimatischen Bedingungen minimal ist. Für die Kondensation müsste ein Druck im Bereich zwischen 35 und 85 bar bei einer Temperatur unter -16°C auftreten (Vgl. Abbildung 1-3). Diese Bedingungen werden in einer Tankstelle und im Fahrzeugtank nur sehr selten auftreten, im Gasnetz sind sie weitestgehend ausgeschlossen. Sollten diese Bedingungen in einem Fahrzeugtank auftreten, ist zu erwarten, dass nur ein sehr geringer Anteil der Gasmischung kondensiert. Bei -20°C und einem Druck von 60 bar sind ca. 3 mol-% zu erwarten, deren Auswirkung auf das Verhalten des Fahrzeugmotors vom Schwedischen Gas Center als unbedeutend abgeschätzt wird.

⁵ Siehe DVGW-Schriftenreihe Nr. 37

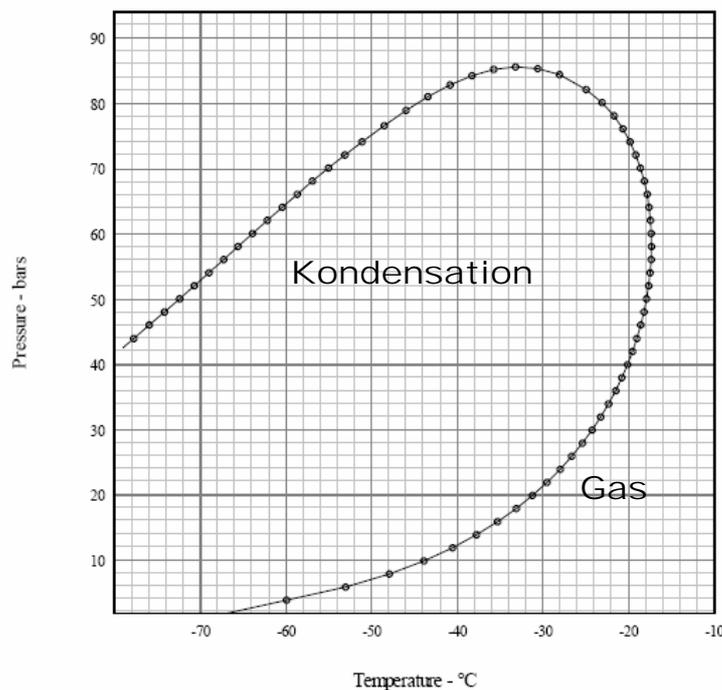


Abbildung 1-3: Phasendiagramm für aufbereitetes und mit Propan 95 angereichertes 97-%iges Biogas, es wird gezeigt, dass Kondensation des Flüssiggases nur in dem durch die Kurve nach links abgegrenzten Bereich eintreten kann.

Bezüglich der Bereitstellung an der Tankstelle ist es von größter Bedeutung, dass in den Kompressoren keine Kondensation auftritt. Hier zeigt der Bericht, dass dieser Fall ausgeschlossen werden kann, da die Temperaturen in allen Kompressionsschritten wesentlich über -16°C liegen. Ein Kondensationsrisiko kann unter besonderen, aber extrem selten zu erwartenden Umständen ($<-16^{\circ}\text{C}$, ca. 60 bar; üblicherweise sollte der Druck über 200 bar liegen) im Lagerungstank vorkommen, was dazu führen kann, dass ein Gas mit geringfügig vermindertem Energiegehalt verkauft wird. Direkt bei der Betankung kann im Fall eines relativ geringen Druckes im Fahrzeugtank ein starker Druckabfall zu Abkühlung führen. Aufgrund der Tatsache, dass in diesem Bereich auskondensierendes Flüssiggas auftritt wird es jedoch sofort im Tank wieder bei höheren Drücken (bei vollem Tank sind um 200 bar üblich) in den gasförmigen Zustand wechseln. Andere Probleme sind aus der Kondensation von Gasbestandteilen im Bereich der Tankstelle nicht zu erwarten.

1.2.11 Wie kann die kontinuierliche Biogasproduktion mittels Gasspeichern auf geringe Gasnetzabnahmen (z.B. in Sommernächten) abgestimmt werden?

Prinzipiell muss die einspeisende Biogasanlage auf die Gasabnahme der Verbraucher im jeweiligen Teilnetz abgestimmt werden. Der eingespeiste Biogasvolumenstrom muss demnach an der Einspeisestelle geringer als oder gleich groß wie der im Gasnetz real eintretende Gasverbrauch sein. Der produzierte Biogasvolumenstrom ist, aus biologischen und technischen Gründen, im Tages- und Jahresverlauf weitgehend konstant. Da es aber sowohl



einen deutlichen Jahres- als auch Tagesgang des Gasverbrauches gibt, wird an dieser Stelle eine Zwischenspeicherung des Biogases diskutiert.

Biogasspeicher sind bisher fast ausnahmslos drucklos (wenige mbar Überdruck). Druckspeicher sind prinzipiell möglich, finden in der Biogaspraxis aber nur im Ausnahmefall Anwendung. Aufgrund des technischen Aufwandes und damit verbundenen Kosten wird Biogas fast nur im Anwendungsfall der Treibstoffnutzung oder (sehr selten) zum Transport unter Druck gespeichert. Im üblichen Fall der drucklosen Speicherung kann die Biogasproduktion von einigen Stunden gespeichert werden. Übliche Werte liegen zwischen 2 und 12 Stunden der Biogasproduktion. Diese Biogasspeicher haben selten eine Speicherkapazität von über 2.000 m³.

Somit wird die Biogasspeicherung nicht den Jahresgang des Gasverbrauches ausgleichen können, da der Bau von Großspeichern für mehrere Monate nicht wirtschaftlich lohnend ist. Bis zu 12 Stunden reduzierter Gasabnahme in Sommernächten können aber mit praxisbewährten drucklos arbeitenden Gasspeichern ausgeglichen werden.

1.3 Zusammenfassung

Ausgehend von den durchgeführten Betrachtungen und getroffenen Feststellungen ergeben sich für die Einspeisung von Biogas in das luxemburgische Gasnetz einige Schlussfolgerungen. Diese sind im Einzelnen:

- Im Fall der Einspeisung von Biogas als Austauschgas in das luxemburgische Erdgasnetz ist eine Konditionierung mit LPG notwendig, da ansonsten die Qualitätsanforderungen des Netzes selbst bei Nutzung der durch die DVGW-Richtlinien möglichen Toleranzen nicht eingehalten werden können.
- Im Fall der Zusatzgaseinspeisung (Einspeisung von Gas geringerer Qualität, bestenfalls nur methanangereicherten Gases) durch Vermischung im Gasnetz können die Toleranzen nach den DVGW-Richtlinien eingehalten werden, wenn der Grundgasstrom ausreichend groß ist. Dabei ist die Vermischung im Gasnetz von der lokalen Netztopographie abhängig.
- Auch bei Einspeisung von Biogas in das luxemburgische Gasnetz kann der Betrieb aller üblichen, bisher an das luxemburgische Erdgasnetz angeschlossenen Endkundengeräte mit Sicherheit gewährleistet werden, wenn die Vorgaben der gültigen Richtlinien eingehalten werden.
- Die Abrechnung mit dem Verbraucher im Rahmen der in Luxemburg gültigen Toleranzen nach DVGW-Richtlinien kann auch nach Biogaseinspeisung korrekt durchgeführt werden, solange die Erdgasqualität im Netz durch technische Maßnahmen bei Biogasaufbereitung und -einspeisung gewährleistet wird.
- Die Gasqualität des eingespeisten Gases kann mit zuverlässiger und bewährter Messtechnik kontinuierlich überwacht und damit abgesichert werden.
- Im nahezu ausgeschlossenen Fall der Einspeisung von Biogas, das von der Sollqualität abweicht (erhöhter CO₂-Gehalt), sind die Auswirkungen nur auf ein Gasnetz, das nahezu



ausschließlich mit aufbereitetem Biogas gespeist wird, merkbar. In der Regel bestehen aber selbst in diesem Fall keine Gefahren für die kundenseitige Qualität des Gases.

- Kontaminationen durch Gasbegleitstoffe, Feuchtigkeit und mikrobiologische Keime durch Einspeisung von aufbereitetem Biogas in Erdgasnetze mit bewährten Technologien können weitestgehend ausgeschlossen und die üblichen Qualitätsanforderungen mit Sicherheit erfüllt werden.

Damit sollte gewährleistet werden, dass unabhängig von der Qualität des eingespeisten Gases die Gasqualität an jedem Punkt im luxemburgischen Erdgasnetz im Rahmen der zulässigen Toleranzen liegt. Die Maximalgehalte von Gasbegleitstoffen müssen nach den auch in Luxemburg anzuwendenden DVGW-Richtlinien kontinuierlich eingehalten werden. Mögliche kurzzeitige Havarien der Einspeisungstechnologien stellen aus Sicht des Institutes für Energetik und Umwelt keine Gefährdung für die Endkunden dar, so dass keine besonders hohen Sicherheitsanforderungen an die Einspeisung von aufbereitetem Biogas gestellt werden müssen. Eine automatische Abschaltung der Einspeisung ist allerdings bei Unterschreitung von im Einzelfall festzulegenden Grenzwerten sicherzustellen.



2 Instrumente der Förderung der Biogasaufbereitung und -einspeisung – Europäische Erfahrungen

Die Biogaseinspeisung in europäische Erdgasnetze ist aufgrund der europäischen Rahmengesetzgebung grundsätzlich möglich, wenn die technischen Anforderungen an die Gasqualität, die im Bereich der Netzbetreiber gültig sind, eingehalten werden. Aufgrund der Tatsache, dass Biogas in Erdgasqualität derzeit wirtschaftlich noch nicht zum Erdgas konkurrenzfähig ist, sind in einigen europäischen Ländern Aktivitäten bezüglich der Förderung der Biogasaufbereitung und -einspeisung unternommen worden. Dabei ist die monetäre Förderung derzeit ausschließlich in Deutschland gesetzlich im Erneuerbare-Energien-Gesetz durch den Technologiebonus verankert.

Nachfolgend werden eingangs die grundlegenden, in Europa angewendeten Förderinstrumente mit ihren Vor- und Nachteilen diskutiert, um anschließend die konkreten in ausgewählten europäischen Ländern eingesetzten Instrumente darzustellen.

2.1 Erfahrungen mit Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien

Prinzipiell lassen sich neben Investitionskostenzulagen und Steuererleichterungen derzeit zwei wesentliche spezifische Fördermodelle unterscheiden: eine Einspeisevergütung mit festen Tarifen oder die so genannten Quotenmodelle.

Einspeisevergütungsmodelle (auch als Festpreis- oder Mindestpreissystem bezeichnet) verpflichten Energieversorgungsunternehmen nicht nur, die erneuerbaren Energien abzunehmen und in ihr Netz einzuspeisen, sondern auch einen festen Preis dafür zu zahlen, oftmals über einen bestimmten Zeitraum (zum Beispiel 15 Jahre). Die konkreten Bestimmungen – wie verschiedene Technologien, Vergütungshöhe, Fragen des Netzzugangs – sind meist per Gesetz oder über eine eigene Verordnung geregelt /23/.

Bei **Quotenmodellen** schreibt der Staat eine Menge oder einen fixen Anteil erneuerbarer Energien am nationalen Strommarkt fest. Diese Menge muss eine Gruppe von Akteuren – Produzenten, Zwischenhändler, Netzbetreiber oder Verbraucher – innerhalb eines bestimmten Zeitraums produzieren, verkaufen oder abnehmen. Um die Einhaltung der Mengenverpflichtung zu kontrollieren, wird der Strom aus Anlagen zur Nutzung regenerativer Quellen zertifiziert. Anhand der Zertifikate muss jeder Beteiligte an einem festgelegten Stichtag nachweisen, dass er seine Verpflichtungen erfüllt hat; die zugehörigen Zertifikate werden dann eingezogen. Wer seinen Verpflichtungen nicht nachgekommen ist, muss mit Sanktionen rechnen. Die konkreten Bestimmungen – wie die Festlegung von Einzelquoten für verschiedene Technologien oder die Höhe der Strafgebühren – sind meist Bestandteil eines eigenen Gesetzes oder einer Verordnung. Quotenmodelle werden in der Regel in Verbindung mit einem Zertifikatehandel eingeführt /23/.

Auch wenn aus Sicht der Forschung keinem Förderinstrument per se eine natürliche Überlegenheit attestiert werden kann, ergibt sich bis dato ein klares Bild /23/. Beim Ausbau



der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben sich *Einspeisevergütungsmodelle* als effektiver erwiesen. Die führenden europäischen Windenergieländer Deutschland und Spanien haben das Instrumentarium erfolgreich eingesetzt. Die Gründe für diese positive Entwicklung sollen nachfolgend diskutiert werden.

An erster Stelle ist die *Planungssicherheit* zu nennen, die die spezifische Ausgestaltung des Regelwerks in diesen Ländern für Investoren bietet. Deutschland zum Beispiel garantiert Investoren eine Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren /23/. Das neue spanische Modell beinhaltet sogar festgelegte Tarife für die gesamte Lebensdauer. Das Hauptargument zugunsten von Einspeisevergütungen ist die Minimierung des finanziellen Risikos für unabhängige Stromerzeuger. Neben der hohen Effektivität sind Einspeisevergütungen durch geringe Erzeugerrenditen und moderate Transaktions- und Verwaltungskosten charakterisiert (statische Effizienz) /10/.

Ein zweiter sehr wichtiger Grund besteht darin, dass viele Mindestpreissysteme eine *Technologie-spezifische Vergütung* vorsehen /23/. Auf diese Weise kann den unterschiedlichen Kostenstrukturen der einzelnen erneuerbaren Energien Rechnung getragen und ein breiter Mix erreicht werden. Mit einem einheitlichen Vergütungssatz würde sich die Entwicklung hingegen im Wesentlichen auf die zurzeit wirtschaftlichsten erneuerbaren Energien stützen. Des Weiteren beinhaltet eine technologie-spezifische Vergütung die Reduktion der Erzeugerrenditen basierend auf der technologie- und ertragspezifischen Festsetzung der Förderhöhe sowie auf einer an die Lernrate der verschiedenen Technologien gekoppelten jährlichen Absenkung der Tarife /23/. Die technologiespezifische Förderung bei gleichzeitiger Degression der Tarife führt dabei zu einer hohen dynamischen Effizienz des Instruments /10/.

Ein noch relativ neues Instrument stellen *Quotenmodelle* für den Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung dar. Dieses System wird meist mit einem Handelsmechanismus für *grüne Zertifikate* kombiniert, obwohl dies nicht notwendigerweise der Fall sein muss /10/. Im Vergleich zu garantierten Einspeisetarifen, bei welchen der Preis für erneuerbare Energien durch den Gesetzgeber festgelegt wird, wird bei Quotensystemen die Menge des zu erzeugenden Stroms bestimmt /10/. Gelegentlich werden Quotensysteme als das marktnähere Instrument zur Förderung erneuerbaren Energien angesehen. Diese Einschätzung basiert auf der Tatsache, dass Quotenregelungen sowohl die Konkurrenz unter Erzeugern erneuerbarer Energien als auch unter den Anlagenherstellern stimulieren (letzteres wird aber auch durch Einspeisevergütungen erreicht) sowie die jeweils kostengünstigsten Technologieoptionen ausgebaut werden /10/. Dieses führt zumindest konzeptionell zu einer Reduktion der Erzeugungskosten für erneuerbaren Strom in Quotensystemen. Der entscheidende Nachteil von Quotensystemen besteht jedoch in der Tatsache, dass die derzeitigen Förderkosten typischerweise höher sind als in Einspeisesystemen mit gestuften Tarifen (statische Effizienz). Wesentliches Element der höheren Gesamtkosten in Quotensystemen ist der von Investoren veranschlagte Risikozuschlag bei Investitionen in Märkte mit solchen Fördermodellen zur Absicherung des zukünftigen Preisrisikos für grüne Zertifikate. Dieser Risikozuschlag erhöht die beobachteten Kapitalkosten für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien /10/. Weiterhin führt die typischerweise



technologieunspezifische Förderung in Quotensystemen zu tendenziell höheren Produzentenrenditen sowie zu geringerer technologischer Vielfalt mit negativen Wirkungen auf die dynamische Effizienz /10/.

Jedoch kann konstatiert werden, dass nicht allein die Höhe der Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien dessen Marktwachstum bestimmt, sondern weitere Faktoren wie Stabilität des Förderinstruments, die Höhe des Investorenrisikos und die Stärke nichtökonomischer Barrieren wesentliche Einflussgrößen sind /10/. Es hat sich weiterhin gezeigt, dass garantierte Einspeisetarife ein sehr erfolgreiches Instrumentarium zur Förderung erneuerbarer Energien darstellen, nicht allein bezüglich des generierten Marktwachstums sondern auch im Hinblick auf die ökonomische Effizienz, wogegen Quotensysteme ihre Praxistauglichkeit bezogen auf die genannten Kriterien noch zeigen müssen /10/.

2.2 Übersicht vorhandener Vorschriften und Vereinbarungen zur Förderung der Biogasaufbereitung und –einspeisung auf europäischer Ebene

Im Rahmen der angestrebten Liberalisierung des europäischen Gasmarktes wurde am 22.06.1998 die Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG in Kraft gesetzt. Diese fordert als Voraussetzung für die Liberalisierung, des Gasmarktes, dass die Interoperabilität der Gas-transportnetze hergestellt wird. Hierfür wurden und werden technische Vorschriften und Regelungen zur Auslegung sowie zum Betrieb der Netze geschaffen. Auf der Grundlage dieser Regeln erfolgt der objektive und nicht diskriminierende Netzzugang. Die Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG enthielt keine Aussagen zu Biogas. Im Richtlinienentwurf der EU-Kommission vom 07.06.2002 wurde Biogas ausdrücklich berücksichtigt, jedoch nicht privilegiert.

Am 26.06.2003 wurde diese Richtlinie durch die Richtlinie 2003/55/EG ersetzt. Auf Grund von Lobbyarbeit und veränderten politischen Zielsetzungen wurde nun insbesondere für Gase aus Biomasse der Netzzugang festgeschrieben. Im Erwägungsgrund 24 heißt es wörtlich wie folgt: „Die Mitgliedstaaten sollten unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualitätsanforderungen sicherstellen, dass Biogas, Gas aus Biomasse und andere Gasarten einen nicht diskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten, vorausgesetzt, dieser Zugang ist dauerhaft mit den einschlägigen technischen Vorschriften und Sicherheitsnormen 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 auf die chemischen Eigenschaften dieser Gase erstrecken.“

Des Weiteren wird in Artikel 1 (Anwendungsbereich) Absatz 2 folgendes ausgeführt: „Die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas, einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), gelten auch für Biogas und Gas aus Biomasse oder andere Gasarten ...“

Die Richtlinien zur völligen Öffnung des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas sowie die Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel sind am 4. Juni vom Europäischen Parlament gebilligt und anschließend vom Ministerrat ohne Diskussion angenommen worden. Die Richtlinien liberalisieren die europäischen Strom- und Gasmärkte bis



spätestens 1.07.2007 vollständig. Die EU-Richtlinien erfordern insbesondere regulierende Vorgaben für den Netzbetrieb einschließlich Regulierungsbehörde und Regeln zur Entflechtung des Netzbetriebs. Ziel der Entflechtung und der Regulierung der Energieversorgungsnetze ist die Ermöglichung wirksamen Wettbewerbs auf den dem Netzbereich vor- und nachgelagerten Märkten. Diese Richtlinien bilden die Grundlage für eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz.

Die Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (Richtlinie 2001/77/EG) trat in Kraft, um die Ziele des Weißbuchs zu erreichen. Der Anteil an der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der gesamten EU soll danach von knapp 14 % im Jahr 1997 auf rund 22 % im Jahr 2010 steigen. In der Richtlinie wurden für alle Mitgliedstaaten indikative (nicht verbindliche) Ziele festgelegt, wobei es den Mitgliedstaaten freigestellt ist, welche Instrumente sie zur Erreichung verwenden.

Die Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (Richtlinie 2003/30/EG) wurde zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor verabschiedet. Der Anteil an Biokraftstoffen soll bis zum 31. Dezember 2005 bei 2 % liegen und bis 31. Dezember 2010 auf 5,75 % steigen. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, spielt aufbereitetes Biogas eine wesentliche Rolle.

In der Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (2003) (Richtlinie 2003/96/EG) ist den Mitgliedstaaten eine Mineralölsteuerermäßigung bis hin zur totalen Befreiung für reine Biotreibstoffe bzw. den biogenen Anteil im Treibstoff gestattet. Allerdings darf es dabei nicht zu einer Überkompensation kommen (Art. 16 (1), (3)).

2.3 Vorschriften und Vereinbarungen zur Förderung der Biogasaufbereitung und –einspeisung in ausgewählten Staaten

Im europäischen Ausland werden derzeit in mindestens fünf Staaten (Schweden, Schweiz, Niederlande, Frankreich und Österreich) Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität betrieben. Dabei wird mindestens in der Schweiz, in Schweden, in den Niederlanden und in Österreich ein Teil des aufbereiteten Biogases in das Erdgasnetz eingespeist. In Deutschland gibt es derzeit ein starkes Bestreben, Biogas aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Erste Anlagen sind in der Realisierungsphase. In den Niederlanden erfolgt an insgesamt 4 Standorten die Aufbereitung von Deponiegas auf ein Gas mit ca. 90 % Methananteil und eine partielle Einspeisung in das öffentliche Gasnetz.

In den europäischen Nachbarländern bestehen derzeit keine gesetzlichen Vorschriften, die eine direkte Vergütung der Biogaseinspeisung in vorhandene Erdgasnetze regeln. Nachfolgend wird auf die Situation in den einzelnen Ländern detailliert eingegangen.



2.3.1 Schweden

Im Rahmen der Vereinbarungen zum Kyoto-Protokoll wurde in Schweden ein lokales Investitionsprogramm für Nachhaltige Entwicklung seit 1996 (4,7 Mrd. Kronen) durchgeführt. Hier wurden die meisten Projekte zur Biogasaufbereitung mit einer Investitionsförderung zwischen 30 und 50% unterstützt. Die Einführung einer Energiesteuer für fossile Brennstoffe und einer CO₂-Steuer tragen wesentlich zur Intensivierung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger bei, da die Stromerzeugung aus Biomasse von den o.g. Steuern befreit ist.

Seit 2003 erfolgt die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern durch ein Zertifikate-System mit Quotenregelung und garantierten Mindestpreisen je Zertifikat. Der Nichteinhalt wird mit Sanktionen belegt. Wirtschaftliche und gesetzliche Maßnahmen zur Emissionsreduzierung führen in der Abfallwirtschaft zur Senkung des Methanausstoßes./14/ Dabei spielt die Biogaserzeugung und Anwendung als Kraftstoff oder zur Verstromung eine wesentliche Rolle. Mit der Verordnung des Ministers für Wirtschaft, Arbeit und Sozialpolitik wurden durch die Regelung des Pflichtbereiches zum Kauf von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien vorhandene Unsicherheiten bei Investoren und Anlagebetreibern weitgehend ausgeräumt. /19/

Eine direkte Vergütung oder Steuervergünstigung für eingespeistes oder aufbereitetes Biogas oder Biogas als Kraftstoff erfolgt nicht. Privatwirtschaftliche Vereinbarungen über Vergütungen für eine Einspeisung von Biogas, das anschließend als Kraftstoff genutzt wird, werden derzeit diskutiert.

2.3.2 Schweiz

In der Schweiz wird das erzeugte Biogas auf der Grundlage von privatwirtschaftlichen Verträgen zwischen Biogaserzeuger und Gaswirtschaft vergütet. Basis ist eine Vereinbarung der Biomasse Schweiz und der Schweizer Gaswirtschaft.

Es existieren zurzeit acht Anlagen in der Schweiz, die Biogas aufbereiten von denen zwei der Biogasanlagen das aufbereitete Gas in das öffentliche Gasnetz einspeisen. Die Einspeisung des aufbereiteten Biogases erfolgt hauptsächlich als Zusatzgas nach einer Methananreicherung auf nahe 100 % jedoch ohne LPG-Zugabe. Das Gas wird hauptsächlich an Gastankstellen abgesetzt.

Biogas als Treibstoff kann an 23 Gastankstellen, bei einem gesamten Erdgastankstellennetz von 73 Stück, bezogen werden. Die Abrechnung erfolgt nach einer Input- Output- Bilanz. Dabei wird als Input das eingespeiste Gasvolumen und als Output das an den Tankstellen abgegebene Gasvolumen in einem bestimmten Zeitraum gemessen.

Der Erfolg des Konzeptes ist unter anderem auf die gute Zusammenarbeit von Anlagenbetreibern, Anlagenherstellern und Gaslieferanten zurückzuführen. Dabei wurden durch die vertraglichen Vereinbarungen klare Konditionen ausgehandelt, welche die Einspeisung von Biogas für alle Beteiligten wirtschaftlich sinnvoll macht.



In der Rahmenvereinbarung zwischen der Biomasse Schweiz und der Schweizer Gasindustrie wurde vereinbart, gemeinsam die Nutzung von einheimischem Biogas zu fördern. Die Vertreter der Vertragsparteien sind dadurch angehalten, bilaterale Verträge, die der Rahmenvereinbarung entsprechen, abzuschließen. Inhalt der Vereinbarung ist mindestens 10 % des Gesamtgasabsatzes an Treibstoff in der Schweiz als aufbereitetes Biogas aus schweizerischer Herkunft zu einem Richtpreis von 7,5 Rp./kWh (ca. 5 ct/kWh) einzuspeisen.

Durch die Ersparnis bei der Treibstoffsteuer (ca. 4 Rp./kWh) für aufbereitetes Biogas als Kraftstoff, wird ein zusätzlicher finanzieller Anreiz für den Endverbraucher geschaffen.

2.3.3 Österreich

In Österreich werden die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Einspeisung des Biogases durch das Gaswirtschaftsgesetz geregelt. Dieses sieht die Möglichkeit der Aufnahme von Biogas in das österreichische Gasnetz vor, solange die Regelungen der ÖVGW-Richtlinie G 31, für Erdgas in Österreich, eingehalten werden.

Eine Neuformulierung des Gaswirtschaftsgesetzes liegt dem Parlament, nach ausführlicher Begutachtung, vor, wurde aber noch nicht ratifiziert. Es sieht bisher keine zusätzlichen Regelungen zur Einspeisung von Biogas vor.

Es gibt in Österreich über diese allgemeine Regelung zur Beschaffenheit des Gases keine spezielle Regelung die die Einspeisung von Biogas berücksichtigt. Dementsprechend existieren auch keine speziellen Fördermechanismen für die Biogas-Einspeisung in das österreichische Erdgasnetz. Grundsätzlich können verschiedene Möglichkeiten der Investitionsförderung beantragt werden, auf die allerdings kein Rechtsanspruch besteht.

Die erzielbaren Erlöse aus der Nutzung von Biogas werden nur über die Stromproduktion im Ökostromgesetz (vgl. EEG in Deutschland) definiert. Die Vergütungshöhe für mindestens 10 Jahre ist bundeslandspezifisch geregelt. Dementsprechend ist die Verbreitung von Biogasanlagen und deren Anteil an der Stromproduktion auch in den einzelnen Bundesländern sehr verschieden. /22/

2.3.4 Niederlande

Seit Juli 2004 können Haushalte und Kleinverbraucher ihre Lieferanten von Elektrizität und Gas selbst auswählen. Im Rahmen der Umstrukturierung wird der Gassektor den europäischen Anforderungen gemäß geteilt. Mit anderen europäischen Mitgliedstaaten wird daran gearbeitet, die Marktordnungen der einzelnen Teilmärkte aufeinander abzustimmen. Die Energiebetriebe werden entsprechend einer anschließenden Internationalisierung umstrukturiert. /30/

Zwischen 1986 und 1990 war in den Niederlanden aufgrund des hohen Gaspreises die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze profitabel. Die fallenden Preise behinderten eine Weiterentwicklung in diesem Bereich. Mit der Einführung der „Grünen Elektrizität“ (1998) begann das Interesse an Biogasanlagen wieder zu steigen. Es war jedoch wirtschaftlicher, das



Biogas lokal zu verstromen, als es aufzubereiten und in Erdgasnetze einzuspeisen. Die Gasaufbereitung wurde durch das EU-Forschungsprojekt ALTENER unter anderem an fünf Deponiestandorten gefördert. Es gibt in den Niederlanden derzeit vier Anlagen, die Biogas einspeisegerecht aufbereiten. Hierbei handelt es sich ursprünglich um Deponiestandorte, die zusätzlich durch Vergärung von kommunalen Abfällen (Speisereste, Gartenabfälle) und Klärschlamm Biogas erzeugen und dieses aufbereiten. In Tilburg wurden beispielsweise insgesamt jährlich 1.360.000 m³ aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Während der Laufzeit wurde der gesamten Anlage, d.h. inklusive der Klärgas- und Abwasseraufbereitung, ein wirtschaftlicher Betrieb bescheinigt. /16/

Eine Einspeisevergütung ist derzeit nur für Strom aus Biomasse (seit Juli 2003) für maximal 10 Jahre garantiert. Zusätzlich konnte eine steuerliche Vergünstigung für regenerativ erzeugten Strom gelten gemacht werden. Dieser Vorteil wurde zum 1.1.2005 jedoch aufgehoben. /12/

Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie werden durch eine Reduzierung des zu versteuernden Gewinnes um einen gewissen Anteil der Investitionskosten im ersten Jahr gefördert.

Eine direkte Vergütung oder Steuervergünstigung für eingespeistes oder aufbereitetes Biogas oder Biogas als Kraftstoff erfolgt nicht.

2.3.5 Frankreich

In Lille wurde mit der finanziellen Unterstützung der EU durch das Joule-Thermie Programm, des Regionalrates Nord-Pas-de-Calais und der französischen nationalen Energieagentur ADEME der Bau einer Pilotanlage zur Biogasgewinnung durchgeführt, welche 1995 um die Biogasaufbereitungsanlage zur Kraftstofferzeugung erweitert wurde. /6/

Derzeit erfolgt die Förderung von Investitionskosten bei der Biomassenutzung in Frankreich durch einen privaten Investmentfond (FIDEME) mit maximal 25 % der Projektkosten. Das Electricity Law 2000 regelt u.a. die Vergütung von aus Biomasse erzeugtem Strom für die Dauer von 15 Jahren. /19/, /12/

Eine direkte Vergütung oder Steuervergünstigung für eingespeistes Biogas erfolgt nicht.

2.3.6 Deutschland

Bereits vor der Verankerung der Vorrangregelung für Biogas im EnWG gab es Bestrebungen zwischen dem Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.(BDI, Berlin), dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK, Essen), dem Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW, Berlin) und dem Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU, Köln) in den Verbändevereinbarungen (VV I und VV II) zur Durchleitung des leitungsgebundenen Energieträgers Gas, um den Markt in ähnlicher Weise zu öffnen, wie dies bei den Stromnetzen bereits erfolgt war. Die VV Gas I und II sind



privatrechtliche Vereinbarungen zwischen dem BDI, dem VIK, dem BGW und dem VKU und erzeugten dadurch keine Rechtsverbindlichkeit. Die Laufzeit war bis 30.09.2003 befristet.

In Bezug auf Biogas wurde in der Vereinbarung keine explizite Erklärung vorgenommen, eine Interpretation ließ aber auch eine Auslegung auf Biogas zu. Der Netzzugang war für Erdgasunternehmen und Kunden im Regelfall nach objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Kriterien zu gewähren. Die unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten sollten kein grundsätzlicher Ablehnungsgrund sein, allerdings war die Anlage 2 (Kompatibilität) der VV Gas II zu beachten, welche die Anforderungen nach den technischen Regeln DVGW G 260 und G 685 mit einbezog. Eine Nicht-Kompatibilität sollte der Netzbetreiber nachweisen und nach Möglichkeit ein technisches preislich angemessenes Angebot zur Herstellung der Kompatibilität vorlegen. Der Einspeiser sollte organisatorische Hilfestellung durch kompetente Unternehmen beim Transport des Gases durch das oder in die Netze erhalten. Die Kosten für die Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung des technischen Netzzugangs sollte der Einspeiser tragen.

Mit der Verabschiedung des neuen EnWG wurde eine Vorrangregelung für eine Einspeisung von Biogas erstmals gesetzlich verankert.

Die Liberalisierung des Gasmarktes bildete die Grundlage für eine Biogaseinspeisung. Im Mittelpunkt des § 20 Abs. 1b EnWG steht das sog. „**Entry-Exit-Modell**“. Dieses Modell soll es den Transportkunden ermöglichen, bei den jeweiligen Netzbetreibern Kapazitätsrechte für den Transport zwischen festgelegten Ein- und Ausspeisepunkten ohne die Festlegung auf einen bestimmten Transportpfad zu buchen und ohne das Erfordernis zusätzlicher hydraulischer Prüfungen zu nutzen. Dabei gestattet der Gesetzentwurf den Netzbetreibern auch die Bildung von Teilnetzen. Die Gasnetzzugangsverordnung konkretisiert hierzu die Ausgestaltungsmerkmale (vgl. § 3 ff. GasNZV). Dort soll unter anderem auch klargestellt werden, dass es auf die Nämlichkeit des jeweils ein- und ausgespeisten Gases nicht ankommt (vgl. § 3 Abs. 3 Satz 2 GasNZV). /16/

Die Grundlage für die technischen Anforderungen an eine Biogaseinspeisung stellt das Technische Regelwerk des DVGW dar.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist die Vergütung für den eingespeisten Strom aus Biomasse und damit auch aus Biogas für 20 Jahre, gezählt mit Beginn des Jahres nach der Ersteinspeisung, geregelt. Die Mindestvergütung entsprechend EEG § 8 Abs. 1, wird nach der Leistungsgröße der Anlage in verschiedene Stufen eingeteilt (siehe Tabelle 2-1). Die Mindestvergütung erhöht sich jeweils um 6,0 ct/kWh_{el}, wenn ausschließlich tierische Exkremate aus der Nutztierhaltung und naturbelassene Biomasse, die keiner weiteren Vorbehandlung als zur Ernte und Konservierung unterzogen wurde, eingesetzt werden (EEG § 8 Abs. 2). Zusätzlich zu den Grundvergütungen für die Einspeisung von Strom aus Biomasse erhöht sich die Vergütung um bis zu 2 ct/kWh_{el} (KWK-Bonus) für Strom im Sinne des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes § 3 Abs. 4 (Nutzwärme * Stromkennzahl * 2 ct/kWh = KWK-Strom-Anteil), wenn die Anlage in Kraft- Wärmekopplung nach EEG § 8 Abs. 3 betrieben wird. Der KWK-Strom entspricht prozentual dem relativen Anteil an erzeugter Wärme, der gleichzeitig energetisch weitergenutzt wird (Nutzwärme) jedoch nicht der für den Prozess selbst genutzten Wärme.



Der Einsatz so genannter innovativer Techniken wird in Form eines Bonus von 2 ct/kWh_{el} gemäß EEG § 8 Abs. 4 nur für den Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung zusätzlich vergütet. Wörtlich heißt es dazu im EEG-Gesetzestext (§ 8 Abs. 4):“Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 Nr.1 bis 3 erhöhen sich um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, und die Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt, das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist oder der Strom mittels Brennstoffzellen, Dampfturbinen, Organic-Rankine-Anlagen, ... gewonnen wird ...“.

In der Begründung zum EEG heißt es in diesem Zusammenhang: “Die Einspeisung von auf Erdgas aufbereitetem Gas aus Biomasse ermöglicht eine effizientere Nutzung des Gases an anderer Stelle in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage. Die noch hohen Kosten der Gasreinigung werden somit über den Bonus aufgefangen. Durch das Gas aus Biomasse kann in vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Erdgas verdrängt und somit ein Beitrag zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz geleistet werden. Im Falle der Inbetriebnahme einer neuen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die mit Gas aus Biomasse betrieben wird, erhöht sich zudem der Anteil der Stromerzeugungsanlagen mit besonders guter Effizienz.“

Tabelle 2-1: Vergütungssätze für 2006 nach der § 8 Abs. 1 EEG vom 21.07.2004

Elektrische Leistung der Biomasseanlagen	Grundvergütung 2006 (jährlich 1,5 % Degression)	Grundvergütung bei Einsatz von ausschließlich als Nawaro definiertem Substrat	in Cent / (eingespeiste) kWh _{el}	
			Bonus bei Nutzung der entstehenden Wärme (KWK-Bonus)	Bonus bei Nutzung innovativer Technologien (nur zusammen mit KWK)
bis 150 kW	11,16	17,16 (incl. 6,0)	+ 2,0	+ 2,0
bis 500 kW	9,60	15,60 (incl. 6,0)	+ 2,0	+ 2,0
bis 5 MW	8,64	12,64 (incl. 4,0)	+ 2,0	+ 2,0
ab 5 bis 20 MW	8,15	8,15	+ 2,0	-

Um die Sachlage zu veranschaulichen, werden in Abbildung 2-1 die Einspeisevergütungen für Strom, der in KWK-Anlagen, die mit aufbereitetem Biogas z.B. nach Durchleitung durch das Erdgasnetz betrieben werden, dargestellt. Die Vergütung wird in Abhängigkeit der im Jahresdurchschnitt eingespeisten elektrischen Leistung für Strom aus Biogas gezeigt. Dabei wird die Grundvergütung ohne Nawaro-Bonus und KWK-Nutzung verglichen mit der Vergütung für Strom aus Biogas, welcher ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) oder aus nach Biomasseverordnung anerkannter Biomasse hergestellt wurde. Die maximale Vergütung wird erreicht, wenn der Strom aus Biomasse zum Erhalt des Nawaro-

Bonusses berechtigt, das Biogas in das Erdgasnetz eingespeist wird (Technologie-Bonus) und eine 100 %-tige KWK-Nutzung (KWK-Bonus, ganzjährig) stattfindet.

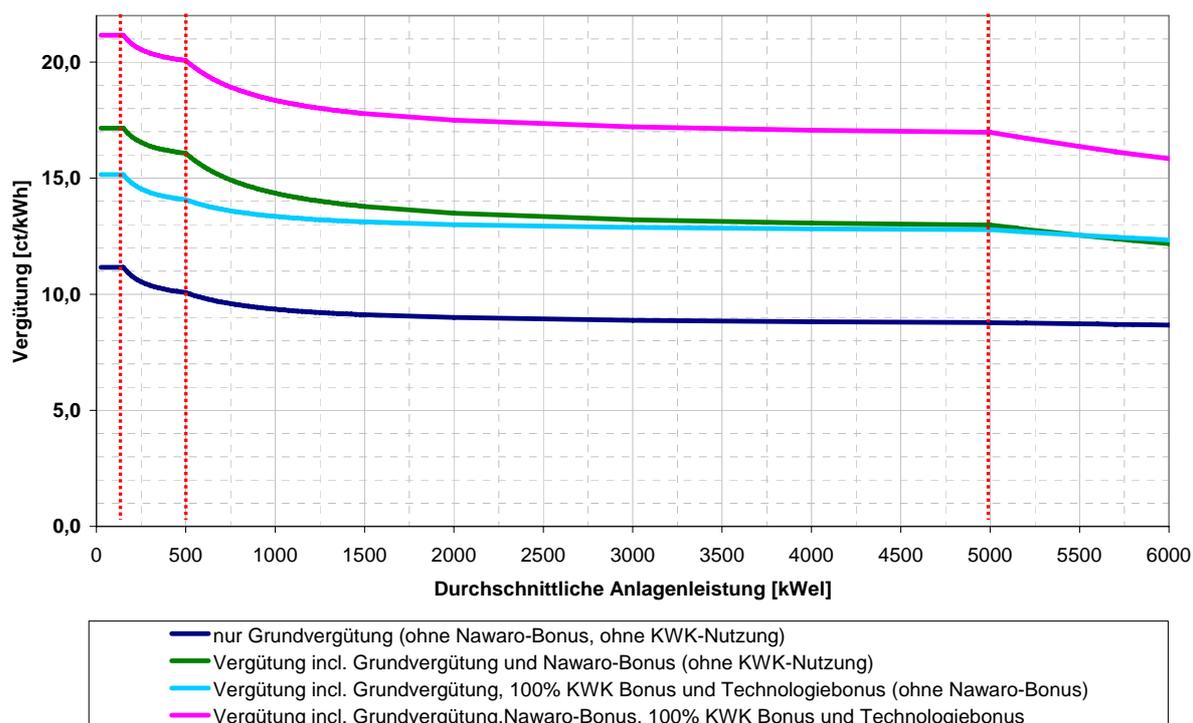


Abbildung 2-1: Vergütung für den Strom aus aufbereitetem und eingespeistem Biogas nach EEG für das Jahr 2006

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird die Aufnahme der erzeugten Elektroenergie durch den jeweiligen Netzbetreiber vorgeschrieben (vorbehaltlich eines durchzuführenden Netzausbaues). Die Durchleitung des aufbereiteten Biogases durch das Erdgasnetz wird dagegen überhaupt nicht geregelt und obliegt damit privatwirtschaftlichen Vereinbarungen, die sich in der Praxis durchaus als Hemmnis für die Projektumsetzung darstellen.

Weitere Fördermaßnahmen neben dem EEG bestehen durch das Marktanzreizprogramm durch langfristig zinsgünstige Darlehen und einen Teilschuldenerlass für die Investition in eine Biogasanlage mit Aufbereitung und –einspeisung. Auf diese Förderung gibt es jedoch keinen Rechtsanspruch.

Wird Biogas als Kraftstoff genutzt, so kann das EEG nicht angewendet werden. Es bestehen keine weiteren spezifischen Vergütungsregelungen. Als indirekte Förderung, die auch auf die Biogasaufbereitung und –einspeisung bezogen werden kann, sind die Regelungen des Mineralölsteuergesetzes zur Steuerbegünstigung von Biokraftstoffen anzusehen. Diese Regelungen sind allerdings unabhängig von der Einspeisung des Gases in Erdgasnetze.

Derzeit wird in Deutschland die ausschließliche Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze ohne die Verknüpfung mit einer Stromerzeugungsanlage nicht direkt gefördert, deshalb besteht weiterhin eine Bestrebung der Biogas-Lobby, ein Gaseinspeisegesetz (GEG) zur Verabschiedung zu bringen.



2.4 Initiativen von Interessengruppen

Für eine Aufwertung des erneuerbaren Energieträgers Biogas machen sich in Deutschland Interessenvertreter wie z.B. der Fachverband Biogas e.V. stark. Ziel der Aktivitäten der Lobbyisten war es jedoch, ein gesetzliches Äquivalent zum „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ der Stromseite auch für die Gasnetze zu schaffen. Dieses „Gaseinspeise Gesetz“ liegt im Entwurf bereits seit April 2001 vor. Es ist analog zum EEG aufgebaut und soll den garantierten Netzzugang, den Vorrang der Abnahme, Festpreise, Kostenumlage und Durchleitung rechtsverbindlich regeln. Derzeit wird ein Gas-Einspeise-Gesetz von Bündnis90-Die Grünen gefordert, was jedoch noch nicht erkennbar zu einer mehrheitlichen Bewegung führt.

2.4.1 GEG - Gaseinspeise Gesetz – ein Vorschlag der Biogas-Interessenvertreter

Die Empfehlungen des Fachverbandes Biogas e.V. für den Entwurf des Gaseinspeise-Gesetzes (GEG) vom 4. April 2001 sind am EEG orientiert und beinhalten u.a. die Festlegung einer Mindestvergütung für die gelieferten thermischen Leistungen des aus biologischen Prozessen oder durch thermochemische Vergasung entstandenen Gases. Biogas aus Anlagen mit einer thermischen Leistung über 25 MW und Anlagen welche zu 25 % dem Bund oder den Ländern gehören, sind von den Regelungen des Entwurfes ausgeschlossen. Für den zu der Anlage nächsten Gasnetzbetreiber mit technischer Kapazität schreibt der Entwurf eine Abnahmepflicht mit der Vorrangregelung für „...das gesamte angebotenen Gase aus diesen Anlagen...“ und eine Vergütungspflicht vor (§ 3 Abs. 1 GEG-E). Vor- und nachgelagerte Netzbetreiber werden in diese Pflichten mit eingebunden.

Die Höhe der Mindestvergütung (§ 4 GEG-E) soll

- 10 Cent/kWh bis zu 0,5 MW,
- 7,7 Cent/kWh bis zu 1,5 MW,
- 6,6 Cent/kWh bis zu 3 MW und
- 5 Cent/kWh über 3 MW betragen.

Die Mindestvergütung soll für die Dauer von 20 Jahren feststehen.

Die Investitionen für den Netzanschluss sollen bis zur Hälfte vom Netzbetreiber getragen werden. Die Übergabestation und insbesondere die Messtechnik soll vom Netzbetreiber kostenlos zur Verfügung gestellt und betrieben werden. (§ 6 Abs 1 GEG-E) Die Kosten für einen erforderlichen Netzausbau für die allgemeine Versorgung sind entsprechend § 6 Abs 2 GEG-E vom Netzbetreiber zu tragen.

Für die bundesweite Ausgleichsregelung sind die abzunehmenden Energiemengen, Vergütungszahlungen und Durchleitungsentgelte zu erfassen und entsprechend des im Vorjahr ermittelten Anteils an der Gesamtenergiemenge unter den Übertragungsnetzbetreibern auszugleichen (§ 7 GEG-E).



Mit § 8 wurde dem Entwurf eine Öffnungsklausel zur Anpassung der Vergütungshöhen beigelegt.

Neben der weiterhin aufrecht erhaltenen Forderung nach der Verabschiedung eines Gas-Einspeise-Gesetzes werden Vorschläge zur Aufnahme von Biogasanlagen einschließlich Gasaufbereitung und -einspeisung in das Marktanreizprogramm der Bundesregierung (das Programm dient zur Gewährung von Investitionsfördermitteln durch verbilligte Darlehen oder Restschulderlasse) erarbeitet. So soll unter anderem die Wirtschaftlichkeit der Gasaufbereitung durch finanzielle Förderung von Biogasaufbereitungsanlagen verbessert werden, betriebliche Tankstellen für Biogas sollen einen Investitionszuschuss erhalten und die CO₂-Minderung durch Biotreibstoffe im Verkehr sollte angerechnet werden.

2.4.2 Empfehlungen der österreichischen Studie des BMVIT

In der Studie für Biogas-Netzeinspeisung - Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich /17/ das BMVIT wird ein Förderbedarf für die Biogaseinspeisung in Österreich ermittelt.

Als Förderbedarf wurde die Differenz zwischen den Gesamtkosten und den möglichen Erlösen der Biogaseinspeisung ermittelt.

Der vorgeschlagene Möglichkeit einer Förderung der Biogaseinspeisung ist, eine AGG (Austrian Gas Grid analog der APG, Austrian Power Grid im Strombereich) zu gründen, welche den Ausgleich der tatsächlichen Kosten bei der Netzeinspeisung und dem Importgaspreis vornimmt. Dabei soll die AGG das produzierte Biogas erwerben und könnte dies am Gasmarkt zu Importpreisen absetzen. Den Biogaseinspeisern würden die gesamten Kosten und ein angemessener Gewinn ersetzt werden. Der Differenzbetrag wird der AGG aus öffentlichen Mitteln zur Verfügung gestellt. Durch diesen Vorschlag wären die Biogaseinspeiser vom administrativen Aufwand befreit.

Die Rahmenbedingungen für den Förderbedarf wurden bezüglich der Gasqualität auf eine Zusatzgas-Einspeisung festgelegt. In verschiedenen Varianten wurden die Verbesserung der Rahmenbedingungen durch eine Befreiung von der Erdgasabgabe und kostengerechte Systemnutzungstarife berücksichtigt. Das Ergebnis zeigt, dass der notwendige Förderbedarf durch günstige Rahmenbedingungen stark verringert werden kann.

Darauf aufbauend wurden die Quotenziele für ein Ökogasgesetz, analog dem Ökostromgesetz, ermittelt.

2.5 Zusammenfassung der existierenden Maßnahmen und Instrumente für eine Förderung der Biogaseinspeisung

Die Förderung einer Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt in Europa durch unterschiedliche Instrumente. Durch **institutionelle Maßnahmen** zur Liberalisierung des Gasmarktes einschließlich von Vorrangregelungen für die Biogaseinspeisung ist der



ordnungspolitische Rahmen weitgehend geschaffen. Diese Regelungen sind notwendig um einen diskriminierungsfreien Zugang auch für Anbieter kleinerer Gasmengen zum Gasnetz zu schaffen. Durch die bereits umfangreichen vertraglichen Bindungen der Gaswirtschaft mit Erdgaslieferanten, dem höheren technischen Aufwand bei einer Einspeisung geringerer Gasmengen und den daraus folgenden höheren Kosten ist das Interesse der Gaswirtschaft an einer Einspeisung von Biogas grundsätzlich relativ gering. Neben den ordnungspolitischen Rahmen sind daher die finanziellen Rahmenbedingungen für eine Regulierung der Einspeisung wichtig. Diese Maßnahmen haben einen hohen Einfluss auf eine Wirtschaftlichkeit der Gaseinspeisung.

Als **monetäre Instrumente** stehen fiskalische und nicht fiskalische Maßnahmen zur Verfügung. Bei den **fiskalischen Maßnahmen** ist der Staat durch Steuervergünstigungen wie z.B. die Kraftstoffsteuervergünstigungen in der Schweiz und in Deutschland oder durch Investitionssteuernachlässe, direkt von Einnahmen oder Ausgaben betroffen. Es werden auf der anderen Seite aber konkurrenzfähige Marktpreise erzielt, die nicht zu einer Verteuerung des allgemeinen Gaspreises führen.

Die nicht fiskalischen Maßnahmen wie die gesetzlich festgelegten Vergütungen, Mindest- oder Höchstpreise (wie z.B. in Österreich, Niederland und Deutschland bei der indirekten Vergütungsregelung für den durch Biogas erzeugten Strom) bewirken keine finanziellen Belastungen für den Staat und zeigen im Elektrizitätsbereich eine sehr starke Anreizwirkung. Mit vergleichbarer Wirkung können auch privatwirtschaftliche Vereinbarungen zwischen Gaswirtschaft und Biogasproduzenten zur Biogaseinspeisung führen, ohne dass ein staatlicher Eingriff erforderlich ist. Hier kann die Erreichung politischer Ziele (z.B. CO₂-Einsparungsziele) nur durch Motivation der Marktpartner beeinflusst werden. Die erhöhten Kosten, welche für die Gasversorgungsunternehmen durch eine Mindestpreisregelung entstehen, müssen jedoch wirtschaftlich ausgeglichen werden. Die daraus folgende Verteuerung des Gaspreises kann eine Substitution des Brennstoffes Gas durch Öl oder Kohle zur Folge haben /17/.

Die indirekte Förderung der Gaseinspeisung durch die Vergütung für eine Stromeinspeisung in Deutschland stellt die Biogasanlagenbetreiber vor die Problematik, einen Abnehmer für das eingespeiste Biomethan zu finden. Dazu ist außerdem die Vergütung für das eingespeiste Biomethan mit dem Verbraucher (z.B. Stromerzeuger) auszuhandeln und es sind entsprechende Verträge mit Gasnetzbetreibern über den Gastransport abzuschließen. Dies stellt sich besonders für landwirtschaftliche Biogasanlagenbetreiber als großes Hindernis dar.

Ein Quoten- und Zertifikatsysteme wie es beispielsweise im Stromsektor in Schweden angewendet wird, kann wirkungsvoll eine **Mengensteuerung** erreichen.

Durch die **Förderung von Investitionen** steht ein weiteres Instrument zur Regulierung der Biogaseinspeisung zur Verfügung. Dieses Instrument wird in vielen Ländern erfolgreich angewendet, hat aber auf die gesamten spezifischen Kosten zur Erzielung eines konkurrenzfähigen Marktpreises nur geringe Auswirkung wie die Sensitivitätsanalyse im Rahmen der Überlegungen zu einem Vergütungssystem zeigt.



Abgesehen von dem „Komplettmodell“ eines grundsätzlich vorstellbaren Abnahme- und Vergütungssystems für Biogas im Erdgasnetz, wie es beispielsweise der Fachverband Biogas mit dem Entwurf des GEG fordert, sind noch diverse andere Arten von Begünstigungen für die Biogaseinspeisung in das Luxemburger Gasnetz denkbar. Die Gestaltung einer Quotenvorgabe für alle Gasanbieter, die Regelung eines Vorrangs beim Netzzugang, eine Privilegierung bei der Zuweisung von Kapazitäten innerhalb eines „Entry-Exit-Modells“ oder eines speziellen Vorrangs beim Speicherzugang sind mögliche Varianten einer Besserstellung. Bedeutende Besserstellungen wären möglicherweise auch über eine Milderung der Kompatibilitätsanforderungen oder eine Verlagerung der Kompatibilitätsanforderungen vom Einspeise- auf den Ausspeisepunkt erreichbar (Konsequenz: die Verantwortlichkeit für die Anpassung liegt dann beim Netzbetreiber). Das – damit durchaus nicht erschöpfend erfasste – Spektrum der Möglichkeiten reicht schließlich bis hin zu zivilrechtlichen Haftungserleichterungen. /16/

Zusammenfassend zeigt Tabelle 2-2 noch einmal eine Übersicht der in Europa gültigen Regelungen mit Anreizwirkungen für die Biogasaufbereitung und –einspeisung in Erdgasnetze.

Tabelle 2-2: vorhandenen Maßnahmen für eine Regulierung der Biogaseinspeisung

	institutionell	fiskalisch	non-fiskalisch	Förderung	Mengen- steuerung	Selbstverpflich- tungen
Schweden	Verordnungen			Förderprogramm 30-50% von der Investition	seit 2003 als Quote/Zertifikat und Sanktionen bei Nichterfüllung	Verträge der Privatwirtschaft
Schweiz		Treibstoff- steuernachlass (ca. 2,6 ct/kWh)				Rahmen- vereinbarung (ca. 5 ct/kWh)
Österreich	Gaswirtschafts- gesetz		indirekt durch Ökostrom-gesetz	Investitions- förderung		
Niederlande		Steuernachlass bei Investition	indirekt über Strom			
Frankreich			indirekt über Strom	Investitions- förderung		
Deutschland	EnWG	Steuer- begünstigung als Treibstoff	indirekt durch EEG	Förder- programme		Gaswirtschaft

Ausgehend von den europäischen Erfahrungen ist die Breite der Möglichkeiten der Unterstützung einer Biogasaufbereitung und –einspeisung in Luxemburg sehr groß. Die wesentlichen Schlussfolgerungen werden folgendermaßen zusammengefasst:

- Investitionsförderungen haben nur eine geringe Auswirkung auf die langfristige Wirtschaftlichkeit einer Biogaseinspeisung, erhöhen allerdings die Investitionsbereitschaft.
- Eine direkte Vergütung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist z.Z. in Europa nicht gesetzlich geregelt, aber die indirekte Vergütung über eingespeisten Strom aus Biogas hat derzeit ein starkes Bestreben zur Einspeisung in Deutschland ausgelöst. Die direkte privatwirtschaftlich geregelte Vergütung in der Schweiz hat das Interesse an



der Biogaseinspeisung erheblich gesteigert. Eine direkte Vergütung minimiert die Investitionsunsicherheit der Anlagenbetreiber.

- Die Regelung einer Mindestvergütung kann zur Steigerung der Marktpreise für Erdgas führen.
- Durch Quoten und Zertifikate werden Einspeisemengen reguliert, jedoch kann auch dadurch der Marktpreis steigen.
- Eine Marktpreissteigerung für Gas kann eine Substitution durch andere Brennstoffe zur Folge haben.
- Selbstverpflichtungen und Rahmenvereinbarungen der Privatwirtschaft treiben die Entwicklung zur Markteinführung der Biogaseinspeisung unterstützend voran.
- Durch Gestaltung günstiger rechtlicher Rahmenbedingungen für eine Biogaseinspeisung kann der Förderbedarf minimiert werden (Einspeisung in Zusatzgasqualität).



3 Überlegungen zu einem Vergütungssystem für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

Um die positiven ökologischen Effekte der Einspeisung von Biogas in das Luxemburger Gasnetz auch wirtschaftlich interessant zu machen, sollte sich ein Vergütungssystem an den in der Praxis zu erwartenden Kosten der Biogasbereitstellung orientieren. Wenn es ein staatliches Interesse ist, den regenerativen Energieträger Biogas im Erdgasnetz zu verwenden, kann nur ein staatlich reguliertes Vergütungssystem zur Erreichung dieses Zieles führen. Die Kosten der Erzeugung von Biogas werden voraussichtlich auch auf längere Sicht gesehen über den Kosten von importiertem Erdgas liegen und damit ohne einen regulierenden Eingriff keine rein privatwirtschaftlich motivierte Entwicklung der Biogasaufbereitung und – einspeisung erfolgen.

Prinzipiell kann sich ein Vergütungssystem an den Kosten der Biomethanproduktion (Gaseinspeisegesetz) oder an den Kosten der Stromproduktion aus Biogas, das durch das Erdgasnetz durchgeleitet wurde, (Stromeinspeisegesetz; in Deutschland Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) orientieren.

In dieser Untersuchung werden zur Ermittlung einer möglichen Vergütungshöhe die Kosten sowohl der Biogas- und Biomethan-Produktion als auch der Stromproduktion berechnet. Die einzelnen Kalkulationsgrößen beziehen sich auf die Verhältnisse in Deutschland. Soweit abweichende Zahlen aus Luxemburg zur Verfügung gestellt wurden, sind diese berücksichtigt. In der Regel kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten Luxemburger Biogasproduktion nicht erheblich von denen in Deutschland abweichen, da Technologien, Genehmigungsanforderungen und das Lohnniveau in etwa übereinstimmen. Ein wesentlich größerer Einfluss ist von projektspezifischen Randbedingungen zu erwarten, die jedoch hier nicht betrachtet werden können und unabhängig von der Nation sind.

Alle in diesem Kapitel nicht extra ausgewiesenen Daten und Rechnungen sind der Studie /16/ zu entnehmen, in der die einzelnen Annahmen und Randbedingungen detailliert erläutert worden sind. Sie kann unter www.fnr.de heruntergeladen werden. Eine Übersicht über die verwendeten Daten gibt Tabelle im Anhang.

3.1 Modellbiogasanlagen

Um die Kosten der Biogaserzeugung und der Stromproduktion darzustellen, werden Modellanlagen, die weitestgehend die Praxis der Biogasnutzung repräsentieren, definiert.

Die betrachteten Biogasanlagen sind nach Größe der Biogasproduktion und Art des Inputmaterials unterscheidbar.

Es wurden **drei Leistungsgrößen** festgelegt. Dabei wurden die Spanne der üblichen Praxis aber auch mögliche praxisnahe Extremfälle berücksichtigt. **Die Biogasproduktion der Anlagen wird mit 50 m³/h, 250 m³/h und 500 m³/h, die an eine folgende Gasaufbereitung geliefert werden können, festgelegt.** Da der Biogas-Erzeugungs-Prozess selbst Energie,



besonders zum Beheizen des Fermenters, benötigt, liegt die gesamte Biogasproduktion ca. 10 - 15 % über diesen Leistungsgrößen um einen Teilvolumenstrom des Biogases zur Fermenterbeheizung zu verwenden.

Die drei betrachteten **Einsatzstoff-Qualitäten** sind:

- typische **Gülleanlagen** (90 % Gülle, 10 % Nawaro, massebasiert),
- **Nawaro-Anlagen** (90 % Nawaro, 10 % Gülle, massebasiert) und
- eine Anlage zur Verarbeitung von Material aus **Siedlungsabfällen** (100 % Biotonne) in der Leistungsgröße 500 m³/h.

Eine Übersicht über die betrachteten Anlagen bietet Tabelle 3-1. Im Anschluss folgt eine kurze Beschreibung der Anlagen und der getroffenen Annahmen.

Tabelle 3-1 Überblick über die untersuchten Anlagen

Kürzel	Bezeichnung	Biogas Produktion	Biogas zur Aufbereitung	Inputmaterial
BG 50 G	Gülleanlage 50 m ³ /h	58 m ³ /h	50 m ³ /h	31,5 t/d Gülle 3,3 t/d Nawaro
BG 250 G	Gülleanlage 250 m ³ /h	290 m ³ /h	250 m ³ /h	158 t/d Gülle 17 t/d Nawaro
BG 500 G	Gülleanlage 500 m ³ /h	580 m ³ /h	500 m ³ /h	315 t/d Gülle 33 t/d Nawaro
BG 50 N	Nawaro-Anlage 50 m ³ /h	56 m ³ /h	50 m ³ /h	7,1 t/d Nawaro 0,8 t/d Gülle
BG 250 N	Nawaro-Anlage 250 m ³ /h	280 m ³ /h	250 m ³ /h	36 t/d Nawaro 4 t/d Gülle
BG 500 N	Nawaro-Anlage 500 m ³ /h	560 m ³ /h	500 m ³ /h	71 t/d Nawaro 8 t/d Gülle
BG 500 B	Siedlungs-Abfälle- Anlage	582 m ³ /h	500 m ³ /h	140 t/d Biotonne

Das Kürzel BG steht für Biogas, die Zahl (z.B. 50) charakterisiert die Leistungsgröße der Aufbereitungsanlage in m³/h, G,N oder B bezeichnen das Eingangssubstrat in die Biogasanlage (Gülle-, Nawaro- und Bioabfall-Anlage).

3.1.1 Biogaserzeugung aus Gülle

Für die güllebasierten Anlagen werden im Fall der Gasaufbereitung 15 % der Gasproduktion zur Fermenterbeheizung benötigt. Für die Nutzung des Biogases in einem BHKW wird die gesamte Biogasproduktion verwendet. Der Fermenter wird in dieser Nutzungsvariante über die Abwärme des BHKW beheizt. Das entstehende Biogas hat einen Methangehalt von 57 %. Als Verweilzeit aller güllebasierten Biogasanlagen wurden 25 Tage angenommen. Zur Anlagenauslegung wird eine Raumbelastung von 3,4 kg oTS / m³ · d zugrunde gelegt.

Bei den güllebasierten Biogasanlagen wird davon ausgegangen, dass ein zum Viehbestand passendes Gärrestlager vorhanden ist. Aufgrund des Abbauprozesses in der Biogasanlage ist



somit auch bei 10 % Nawaro-Einsatz keine zusätzliche Lagerkapazität zu schaffen. Die größeren güllebasierten Anlagen benötigen sehr große Viehbestände. Es wurde in den folgenden Analysen von einem Betrieb mit zentraler Güllesammlung ausgegangen. Wenn sich mehrere Betriebe zu einer Gemeinschafts-Biogasanlage zusammenschließen wollen, ist zu beachten, dass erhebliche Transportkosten entstehen (die hier nicht berücksichtigt werden, da sie von den jeweiligen Standortbedingungen abhängen) und dass eine Hygienisierung des Substrates erfolgen muss. Durch beide Effekte entstehen zusätzliche Kosten.

3.1.2 Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro)

Für alle Nawaro-Anlagen wurde eine Verweilzeit von 60 Tagen angenommen. Die Raumbelastung beträgt jeweils $3,1 \text{ kg oTS/m}^3 \cdot \text{d}$. Die Einbringung erfolgt von einem Sammelbehälter ausgehend über ein Förderschneckensystem direkt in die Fermenter. Das Gärrestelager ist abgedeckt und das in ihm entstehende Methan wird abgesaugt. Dieses Lager wird passend zur Anlage neu gebaut und kann nicht, wie bei den Gülle-Anlagen, als vorhanden vorausgesetzt werden. Das entstehende Biogas hat einen Methananteil von 53 %. Im Fall der Biogas-Aufbereitung und –Einspeisung werden 10 % des Biogases zur Fermenterbeheizung verwendet. Zur Lagerung der Nawaro (beispielhaft dimensioniert für den Maissilage-Einsatz) wird im Weiteren die benötigte Ernte einer Erntekampagne pro Jahr berücksichtigt.

3.1.3 Biogaserzeugung aus Bioabfall

Die Bioabfallanlage ist konzeptionell abweichend im Vergleich zu den typischen ländlichen Biogasanlagen gestaltet. Die gesamte Anlage ist eingehaust und nur über ein Schleusensystem befahrbar oder begehbar, um Gasemissionen zu vermindern. Diese Anlage wird mit organischem Abfallmaterial betrieben. Das vergorene Material wird in einer Separationsstufe in eine feste und eine flüssige Fraktion getrennt. Der Klarablauf wird teilweise als Prozesswasser wieder verwendet (im Abfallpulper und zur Kompostierung) und teilweise als Flüssigdünger verwendet.

Durch dieses aufwendige Anlagenkonzept sind die Investitions- und Betriebskosten wesentlich höher als bei den landwirtschaftlichen Anlagen. Dieses wird durch Entsorgungserlöse kompensiert.

3.2 Kostenrechnung der Modell-Biogasanlagen

Essentielle Voraussetzung für die vergleichende Bewertung der möglichen Vergütungssätze ist die ökonomische Analyse der Energieproduktion durch Biogasanlagen. Die Analyse folgt methodisch der VDI-Richtlinie 2067.



Für die definierten Anlagen wird deren Nutzungsdauer als Betrachtungszeitraum zu Grunde gelegt. Bei den Kosten ist keine Preisänderung durch Inflation oder Konditionsänderungen vorgesehen.

Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus der gesamten Investition, einem angenommenen Mischzinssatz von 6 %, der Nutzungsdauer der einzelnen Komponenten und einer Finanzierungsdauer von 16 Jahren für die Biogasanlagen.

Die verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten können als variable Kosten bezeichnet werden. Sie sind abhängig von der Menge an erzeugter Energie. Die verbrauchsgebundenen Kosten beziehen sich auf die Kosten für Substrate und Hilfsenergien wie Wärme und Strom. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Gülle kostenfrei zur Verfügung steht, der Mais zum Preis von 30 €/t eingekauft wird und der Bioabfall 35 €/t⁶ Entsorgungserlöse einbringt.

Die Hilfsenergien Strom und Wärme sind für den Betrieb der Anlagen notwendig. Der elektrische Strom wird zum Marktpreis eingekauft. Der Eigenwärmebedarf wird aus einem Teil des Biogases gedeckt.

Die betriebsgebundenen Kosten enthalten die Personalkosten und die Wartungskosten. Sonstige Kosten setzen sich aus den Kosten für Verwaltung, Versicherungen, allgemeine Abgaben oder Verwaltungsgebühren zusammen.

3.2.1 Biogasgestehungskosten

Die entstehenden Kosten für die Erzeugung von Biogas, sowohl für Rohgas als auch für aufbereitetes Gas werden in diesem Abschnitt dargestellt. Die spezifische Bezugsgröße ist dabei eine Kilowattstunde Heizwert.

3.2.1.1 Kosten des Rohbiogases

Bei der Ermittlung der Rohbiogaskosten werden folgende Kostenblöcke berücksichtigt: die Kosten für die Substratbeschaffung, die kapitalgebundenen Kosten durch technische-, bauliche Anlagen und Sonstiges, die verbrauchsgebundenen Kosten und die betriebsgebundenen Kosten. In der Abbildung 3-1 werden die Gestehungskosten des Rohbiogases für eine dezentrale Nutzung dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Kosten zwischen 3 und fast 8 ct/kWh liegen, dass die spezifischen Kosten mit größerer Anlagenleistung stark sinken, dass die Kosten bei Gülleanlagen unter denen von Nawaro-Biogasanlagen liegen und dass die Kosten der Anlage, die mit organischem Abfall betrieben wird, etwa dazwischen liegen. Die Wirtschaftlichkeit der letztgenannten Anlage hängt stark vom Entsorgungserlös ab.

⁶ In Luxemburg kann zwar mit einem Entsorgungserlös zwischen 60 und 80 €/t gerechnet werden, davon muss jedoch die Entsorgung der aussortierten Störstoffe und der Reststoffe finanziert werden. Daher wird in Abstimmung mit Luxemburger Aussagen ein Durchschnittserlös von 35 €/t angenommen, der lokal jedoch stark abweichen kann.

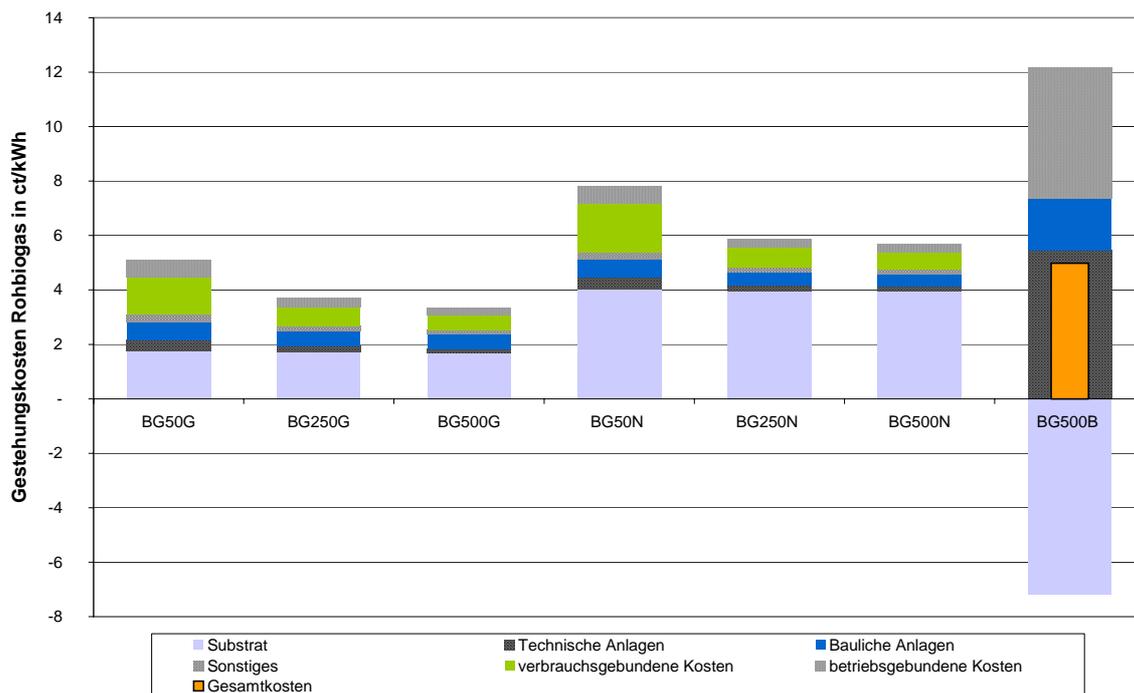


Abbildung 3-1: Kosten des Rohbiogases

3.2.1.2 Kosten der Biomethanbereitstellung in Erdgas-H Qualität ohne Flüssiggas-Zugabe

Um das erzeugte Rohbiogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, müssen die Kosten der Biogasaufbereitung, der Einspeisung und eventuell der Durchleitung (dieser Kostenanteil wäre im Fall eines Gaseinspeisegesetzes nicht relevant) berücksichtigt werden. Nach Abtrennung des Kohlendioxides (ohne LPG-Zugabe) wird eine Gasqualität erreicht, die nahezu Austauschgasqualität darstellt.

Die dabei zusätzlich zur Rohgaserzeugung entstehenden **Kosten der Gasaufbereitung** werden am Beispiel der Technologie der Druckwasserwäsche zur Gasaufbereitung in Tabelle 3-2 dargestellt. Da Biogas mit verschiedenen Technologien zu Biomethan aufbereitet werden kann, wurde das Druckwasserwäsche-Verfahren (DWW) als Referenzverfahren ausgewählt, um in Folgenden die anfallenden Kosten darzustellen. Andere bewährte Verfahren liegen in den Kosten weitgehend gleichauf. Ein Vergleich der Druckwechseladsorption (PSA) mit der Druckwasserwäsche folgt auf der nachfolgenden Seite.



Tabelle 3-2: Aufbereitung mit dem DWW-Verfahren

Investitionskosten in €	BG50	BG250	BG500
Anlage	506.000	626.000	686.000
Transport u. Inbetriebnahme	50.600	62.600	68.600
CO ₂ -Abgasbehandlung / Einhausung	70.000	80.000	87.500
Baunebenkosten / Planung	76.950	90.300	96.900
gesamte Investitionskosten	703.550	858.900	939.000
Kapitalgebundene Kosten €/a	72.466	88.467	96.717
Betriebskosten €/a			
Wartung u. Instandhaltung	32.897	40.352	44.210
gesamte Betriebskosten	32.897	40.352	44.210
Verbrauchsgebundene Kosten €/a			
Strom	21.120	58.560	124.800
Betriebsmittel	3.600	7.200	7.200
Sonstiges	1.000	1.000	1.000
gesamte Verbrauchskosten	25.720	66.760	133.000
gesamte Jahreskosten €/a	131.083	195.579	273.927

Die **Kosten der Einspeisung und Durchleitung** bestehen im wesentlichen aus dem technischen Aufwand zur Einspeisung ins Erdgasnetz. Die Kosten der Durchleitung sind dem gegenüber nur untergeordnet. Bei der Kostenkalkulation wird von einer Gastrassenlänge von 1 km zur Gasleitung und einer Durchleitungsentfernung von 20 km durch das Erdgasnetz ausgegangen. Hauptbestandteil der Kosten für eine Einspeiseanlage ist die messtechnische Einrichtung. Dazu zählen die Beschaffenheitsmessung des Gases und die Brennwertmessung. Hier wird davon ausgegangen, dass die Gasqualität gaschromatographisch erfasst wird. Es werden Investitionskosten von rund 130.000 €, die einschließlich Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten jährliche Kosten von rund 20.000 € verursachen, zugrunde gelegt. Alternative Messmethoden über die Parameter Methangehalt, Schwefelwasserstoffgehalt, Kohlendioxidgehalt, Druck, Taupunkt und Volumenstrom verursachen bei Investitionskosten von rund 40.000 € jährliche Kosten von rund 6.000 €/20/. Durch Einsatz der alternativen Messmethoden können je nach Größe der Biogasanlage Kosteneinsparungen von 0,15-0,6 ct/kWh_{th} (0,6 ct/kWh_{th} bei den kleinen Biogasanlagen) erreicht werden, die in den nachfolgend dargestellten Berechnungen nicht berücksichtigt werden.

Die Biomethankosten inklusive der Einspeisung und Durchleitung für die Erzeugung aus Gülle liegen bei 4,9 ct bis 13,2 ct pro kWh. Bei der Erzeugung aus Maissilage belaufen sich die Kosten auf 7,3 ct bis 16,5 ct. Die Anlage mit Bioabfallvergärung liegt mit 6,8 ct/kWh zwischen den Gülle- und Nawaro-Anlagen. Beim Vergleich der Gülle- und der Nawaro-Anlagen fällt auf, dass die Biomethankosten um 2,5 bis zu 3,3 ct/kWh differieren. Dies kommt zum Einen durch die höheren Substratkosten und zum Anderen durch den geringeren Energiegehalt des Gases aus Nawaro-Anlagen.

In der Abbildung 3-2 sind die Gestehungskosten des Biomethans bei Einspeisung ins Erdgasnetz vergleichend gegenübergestellt. Vergleichend ist das DWW- und PSA-Verfahren für die jeweilige Modellanlage nebeneinander gestellt. Beide Verfahren verursachen bei größeren Volumenströmen in etwa die gleichen Kosten.

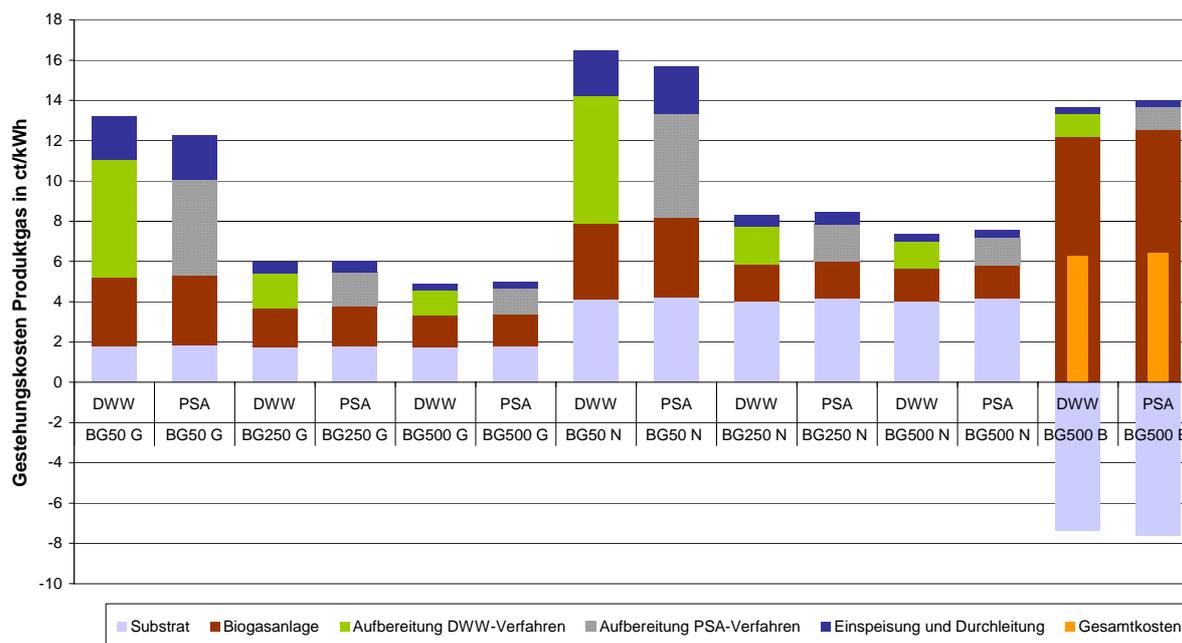


Abbildung 3-2: Gesteungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität ohne Flüssiggas-Zugabe

Die Kosten des Biomethans sind stark durchsatzabhängig. Biogasanlagen mit kleinem Volumenstrom (BG 50) werden nur mit hohen spezifischen Kosten in das Erdgasnetz einspeisen können.

Die geringsten Kosten der großen Gülleanlagen (BG G 500) von 4,9 ct/kWh sind bestmögliche Grenzkosten. Dabei wird ein Gülleanfall von ca. 6.300 Großvieheinheiten vorausgesetzt, was in Luxemburg schwer zu realisieren sein wird. Praxisnäher für die Gaseinspeisung sind die Nawaro Anlagen, die unabhängig vom Viehbestand dimensioniert werden können. Die Kosten der Biomethanproduktion der größeren Nawaro Anlagen liegen zwischen 7 und 8,3 ct/kWh.

3.2.1.3 Sensitivität am Beispiel einer Nawaro-Anlage

Durch gezielte Auswahl der untersuchten Parameter bei der Sensitivität können verschiedene externe Effekte wiedergegeben werden. Durch Änderungen des Marktes, der Technik oder der Standortbedingungen können die Kosten der Biogaserzeugung zum Teil erheblich beeinflusst werden. Eine Veränderung der Substratkosten ist z.B. bei der Maissilage durch geringeren Arbeitseinsatz oder den Anbau von Mais, der speziell für die Vergärung bereitgestellt wird, möglich. Eine Veränderung der Investitionskosten der Biogasanlage kann durch Förderungsmaßnahmen oder auch durch die Angebotssituation des Marktes geschehen.

Am Beispiel der Nawaro-Anlage mit einem Biogas-Output von 250 m³/h werden die Auswirkungen verschiedener Kostenänderungen berechnet. Die Kosten für das Substrat, das Personal und die Investition der Biogasanlage, die jährlichen Kosten für den Betrieb der Aufbereitung und die Trassenlänge zur Einspeisung ins Erdgasnetz wurden um jeweils 50 %

nach oben und unten variiert. Aus der Abbildung 3-3 wird ersichtlich, dass die Substratkosten den größten Einfluss haben.

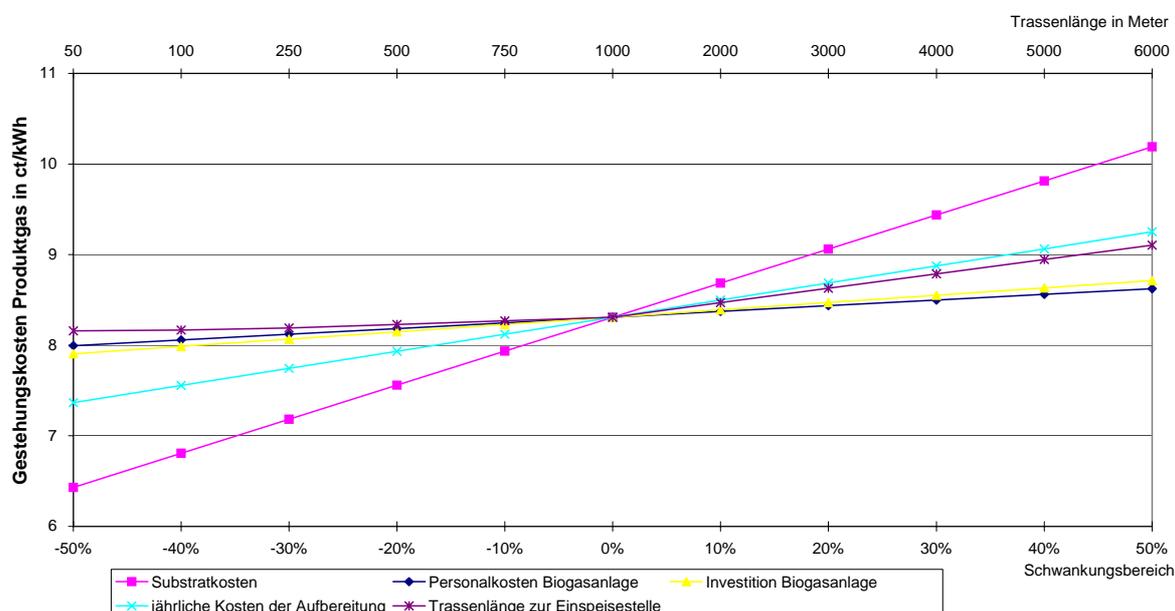


Abbildung 3-3: Sensitivität der Biomethangestehungskosten bei der BG250 N

Bei Kosten für das Substrat (Maissilage wurde in der Modellrechnung mit 30 €/t angesetzt) von nur 20 €/pro t können die Kosten für eine kWh Biogas um ca. 1,2 ct gesenkt werden. Auch die Kosten der Aufbereitung üben einen großen Einfluss auf die Biomethankosten aus. Bei einer Senkung der Kosten um 50 % ist das Biogas 1 ct/kWh günstiger. Der Einfluss der anderen Kosten ist weit weniger bedeutend. Wenn die Biogasgestehungskosten gesenkt werden sollen, liegen die wirkungsvollsten Optimierungsmöglichkeiten bei den Substrat- und Aufbereitungskosten. Die Förderung der Investkosten der Biogasanlage ist demnach nur ein ungeeignetes Werkzeug um die Gestehungskosten des Produktgases zu senken, da der erzielte Effekt für den Bereitstellungspreis des Gases relativ klein ist (ca. 0,5 ct/kWh bei 50 % Förderung der Biogasanlage).

3.2.1.4 Kosten der Aufbereitung zu Erdgas-H Qualität mit Flüssiggas-Zugabe

Durch Aufkonzentration von Methan aus dem Biogas wird eine Biomethanqualität erreicht, die (innerhalb der Toleranzgrenzen der G 260) leicht von den Brenneigenschaften des Luxemburger Erdgases abweicht. Um die Eigenschaften in Bezug auf Brennwert und Wobbeindex exakt einzustellen und damit Austauschgas zu produzieren, kann dem Biomethan Flüssiggas (LPG) zugegeben werden. Die exakte Beimischungsmenge kann nicht pauschal angegeben werden. Ausgehend von unterschiedlichen Biogasqualitäten (mit unterschiedlichen Methangehalten) kann mit verschiedenem Aufbereitungsgrad (je nach



Verfahren und Aufwand) eine bestimmte Methanreinheit erreicht werden. Je nach Methanqualität werden unterschiedliche Mengen an LPG Zugabe erforderlich. Beispielsweise können mit einem Methangehalt von 97 % und einer LPG Zugabe von 2,3 % die Brenneigenschaften des Luxemburger Gasnetzes erreicht werden. Die Optimierung von Aufbereitungsaufwand und LPG-Zugabe muss jedoch im Einzelfall erfolgen.

Die zusätzlichen Kosten der LPG-Zugabe sind von der zugegebenen Menge LPG abhängig. Die festen jährlichen Kosten liegen bei 220 € bei kleinen Volumenströmen, 2.200 € bei den mittleren Anlagen und 3.670 € bei den großen Anlagen. Die variablen Kosten der LPG-Zugabe betragen zwischen 24.000 €/a und 230.000 €/a bei den Gülle-Anlagen. Für die Nawaro-Anlagen sind diese Kosten ca. 5 % höher. Werden nun die gesamten Kosten der Biogaserzeugung, Aufbereitung und Einspeisung zusammengefasst, so ergeben sich die in Abbildung 3-4 dargestellten spezifischen Kosten pro kWh Produktgas.

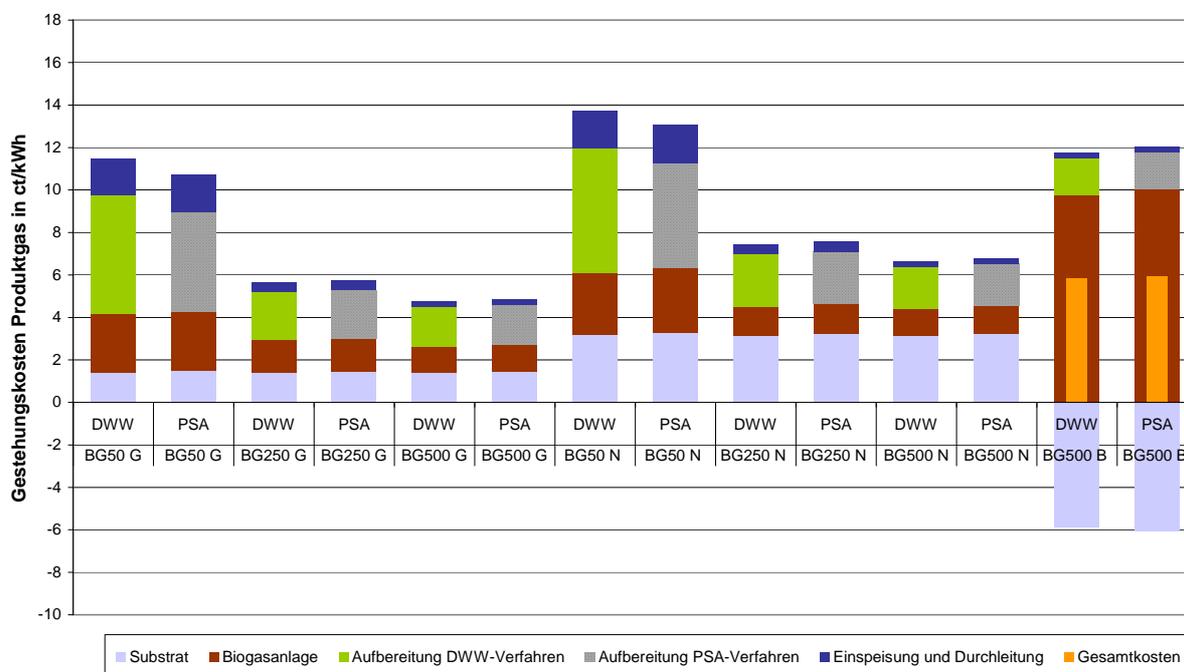


Abbildung 3-4: Gesteuerungskosten Produktgas bei Erdgas-H Qualität mit Flüssiggas-Zugabe

Die spezifischen Kosten liegen bei den Gülle-Anlagen um 1,7 ct bis 0,1 ct unter den spezifischen Kosten ohne LPG-Zugabe. Bei den Nawaro-Anlagen liegen die spezifischen Kosten um 2,6 ct bis 0,6 ct niedriger. Die höheren Werte dieser Spanne entstehen bei den kleineren Anlagen, die für die Gaseinspeisung aus wirtschaftlichen Gründen nicht sehr bedeutsam sind. Bei den größeren Anlagen liegt die Kostenreduktion aufgrund der LPG Zugabe bei 0,1 bis 0,6 ct/kWh. Eine spezifische Kostenreduktion entsteht trotz zusätzlicher absoluter Kosten deshalb, weil durch die vergleichsweise kostengünstige LPG-Zugabe der Brennwert des Gases erhöht wird. Wenn die spezifischen Kosten über die zusätzliche Energiemenge des LPG ermittelt werden, resultieren zwar die realen Kosten für eine Abgabe



des Produktgases, doch muss das Produktgas nicht zwingend einschließlich LPG vergütet werden. Für die Vergütung nach dem deutschen EEG ergibt sich hier derzeit das Problem, dass dem Gasnetz entnommene Energieäquivalente den eingespeisten Energieäquivalenten aus Biomasse entsprechen müssen und damit der LPG-Anteil anderweitig abgesetzt werden muss.

3.3 Zwischenfazit zur Vergütung von aufbereitetem und eingespeistem Biogas

Ein Vergütungssystem für eingespeistes Biogas sollte sich an den Erzeugungskosten des Biomethans (in Austauschgasqualität) orientieren. Prinzipiell kann dabei das eingespeiste Gas vergütet werden oder der zusätzliche Aufwand der Gasaufbereitung, Konditionierung und Einspeisung. Letztere Variante würde jedoch nicht die Kosten der Rohgasbereitstellung berücksichtigen, für die ein Anreiz über andere Instrumente, wie beispielsweise der Stromeinspeisevergütung, geschaffen realisiert werden müsste. Eine im Vergleich zum Erdgaspreis wirtschaftliche Biogasbereitstellung wird in absehbarer Zeit noch nicht möglich sein.

In Bezug auf die Abrechnung des LPG zur Konditionierung des Biomethan auf Austauschgasqualität könnten entweder die Energieäquivalente vor der LPG Zugabe berücksichtigt werden (die LPG-Zugabekosten müssen vom Betreiber der Anlage auf anderem Weg gedeckt werden) oder es könnten die zumischbaren LPG-Anteile begrenzt (z.B. auf 5 %) und das Biomethan zusammen mit dem LPG vergütet werden.

Wird das Biomethan als eingespeistes Gas vergütet, kann sich ein Gaseinspeisegesetz an den Kosten der größeren Biogasanlagen orientieren und sollte Vergütungen um 5,5 bis 8 ct/kWh vorsehen.

Soll das Vergütungssystem nach Einsatzstoffen differenziert werden, könnte Gas aus großen güllebasierten Anlagen mit 5,5 ct/kWh vergütet werden, während für reine Nawaro-Anlagen ein zusätzlicher Bonus von ca. 2 ct/kWh denkbar wäre. Diese Differenzierung erscheint aber nicht sehr praxisnah zu sein, weil es zumeist Anlagen gibt, die beide Substrate gemischt umsetzen. Das ist aus biologischer Sicht und auch ökologischer Sicht durchaus von Vorteil, da Reststoffe, deren energetische Nutzung zu hohen Klimagasreduktionen führen würde, aus vielen Biogasanlagen ausgeschlossen werden würden. Eine Differenzierung der Vergütung für den Energieanteil aus Reststoffen und den Energieanteil aus Nawaro würde den realen Gesteungskosten am nächsten kommen, ist in der Praxis jedoch schwer zu überprüfen.

Soll nur der zusätzliche Aufwand der Biogas-Aufbereitung auf Erdgasqualität, unabhängig von Substratquelle und Nutzung, vergütet werden, beträgt der zusätzliche Aufwand bei größeren Volumenströmen etwa 2 bis 2,5 ct/kWh.

3.3.1 Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung

Das bisher üblicherweise zur Stromproduktion verwendete BHKW liefert neben elektrischem Strom auch immer Wärme. Diese wird, bei der Biogasverstromung am Standort der



Biogasanlage, teilweise für den Prozess selbst benötigt. Der größere Anteil der thermischen Energie könnte ausgekoppelt und für andere Anwendungen genutzt werden. Die typischen Standorte der Biogasanlagen (dezentrale Lage meist in Agrargebieten) lassen in der Regel jedoch nur eine geringe externe Wärmeabnahme erwarten. Würde in Luxemburg ein vergleichbares Instrument wie das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (bezüglich der Biogasaufbereitung und -einspeisung) geschaffen, könnte das Biogas in das Gasnetz eingespeist und an anderer Stelle entnommen werden (an der ein wesentlich höherer Wärmeabsatz realisierbar ist) und der Strom mit einem Bonus für den Aufwand der Biogasaufbereitung, -einspeisung und -durchleitung vergütet werden. Die auskoppelbare Wärme hätte zwei Erlöseffekte. Zum einen kann sie verkauft werden und zum Anderen werden die Erlöse um den im deutschen EEG festgeschriebenen KWK-Bonus erhöht. Da in Deutschland bisher über die Verstromung in der Regel größere Erlöse erreicht wurden als bei dem Wärmeverkauf, sind die BHKW der Biogasanlagen stromgeführt. Das heißt, dass der elektrische Wirkungsgrad optimiert wird, während die Wärme als Nebenprodukt anfällt. Im Folgenden wird die Kosten und Erlössituation der konventionellen Stromproduktion aus Biogas der Gaseinspeisung, -durchleitung und -verstromung an zentraler Stelle gegenüber gestellt.

3.3.1.1 Stromgestehungskosten

Die spezifischen Gestehungskosten der Stromerzeugung wurden für die oben beschriebenen Modellbiogasanlagen und für zwei verschiedene Modellfälle ermittelt. Der erste Modellfall ist die Stromerzeugung direkt an der Biogasanlage durch Konversion von Rohbiogas in einem BHKW. Im zweiten betrachteten Fall findet die Produktion von Strom an einem zentralen Standort statt. Dieser Nutzungspfad umfasst die Erzeugung von Biogas, dessen Aufbereitung, Einspeisung und Durchleitung im Erdgasnetz. In den Tabellen und Grafiken ist dieser Fall mit dem Kürzel „Z“ versehen.

Die spezifischen Kosten der Stromerzeugung können bei der zentralen Nutzung in folgende Blöcke aufgeteilt werden: den Energieträger, die Aufbereitung, die Einspeisung/Durchleitung und die Konversion in Endenergie. Bei den dezentralen Anlagen findet nur eine Aufteilung in den Energieträger und die Konversion statt. Bei den in Tabelle 3-3 dargestellten spezifischen Kosten beziehen sich diese auf die Nutzung in einem zur Biogasanlagengröße passenden BHKW. Für die Biogasanlagen wird eine Staffelung der elektrischen Nennleistung von 0,1, 0,5 und 1 MW_{el} untersucht, da diese Leistungsgrößen den definierten Biogas-Anlagen entsprechen. Auf diese Dimensionen beziehen sich auch die Kosten der dezentralen Stromerzeugung.



Tabelle 3-3: spezifische Kosten der zentralen Stromerzeugung

ct/kWh _{el}	BG50 G Z	BG250 G Z	BG500 G Z	BG50 N Z	BG250 N Z	BG500 N Z	BG500 B Z
Kosten Energieträger	15,76	9,62	8,50	23,96	15,38	14,53	13,46
Aufbereitung	17,85	4,62	3,15	19,08	4,96	3,38	3,15
Einspeisung und Durchleitung	6,46	1,43	0,84	6,88	1,53	0,89	0,84
BHKW	4,02	2,48	2,04	4,02	2,50	2,04	2,03
gesamte Kosten pro kWh_{el}	44,10	18,15	14,53	53,94	24,36	20,84	19,48
Sekundärenergie kWh	2.424.242	10.526.316	20.512.821	2.424.242	10.526.316	20.512.821	20.512.821
erzeugte Endenergie kWh _{el}	800.000	4.000.000	8.000.000	800.000	4.000.000	8.000.000	8.000.000

Bei den dezentralen Anlagen ergeben sich die Kosten für die BHKW aufgrund einer anderen Betriebsweise. Die BHKW werden mit Rohbiogas betrieben, das nur einer Entschwefelung unterzogen wurde. Dadurch haben die BHKW eine kürzere Nutzungsdauer und es resultieren somit höhere Kapitalkosten. Außerdem ist die Leistungsauslegung des BHKW an das Rohbiogas angepasst, wodurch es zu Leistungsverschiebungen kommt. Tabelle 3-1 stellt die Kosten der dezentralen Stromproduktion dar. Aus der Gegenüberstellung kann der Mehraufwand der Aufbereitung und Gaseinspeisung abgeleitet werden.

Tabelle 3-4 spezifische Kosten der dezentralen Stromerzeugung

ct/kWh _{el}	BG50 G	BG250 G	BG500 G	BG50 N	BG250 N	BG500 N	BG500 B
Kosten Energieträger	16,41	10,47	9,46	25,17	16,51	15,95	14,00
BHKW	5,84	3,18	2,58	5,88	3,20	2,60	2,46
gesamte Kosten pro kWh_{el}	22,26	13,65	12,04	31,05	19,71	18,55	16,46
Sekundärenergie kWh	2.280.000	11.400.000	22.800.000	2.120.000	10.600.000	21.200.000	24.800.000
Erzeugte Endenergie kWh _{el}	706.800	4.104.000	8.208.000	657.200	3.816.000	7.632.000	8.928.000

In der Abbildung 3-5 werden die zentrale und die dezentrale Erzeugung von Strom gegenübergestellt. In der grafischen Darstellung zeigt jeweils der linke Balken den Fall der zentralen Nutzung (inklusive Aufbereitung und Einspeisung), während der rechte Balken die dezentrale Verstromung darstellt. Im ersten Block finden sich die Anlagen die mit 90 % Gülle-Vergärung (massebasiert) arbeiten. Im zweiten Block sind die Anlagen mit 90 % Nawaro-Vergärung (massebasiert). Daneben steht die Anlage mit Bioabfallvergärung.

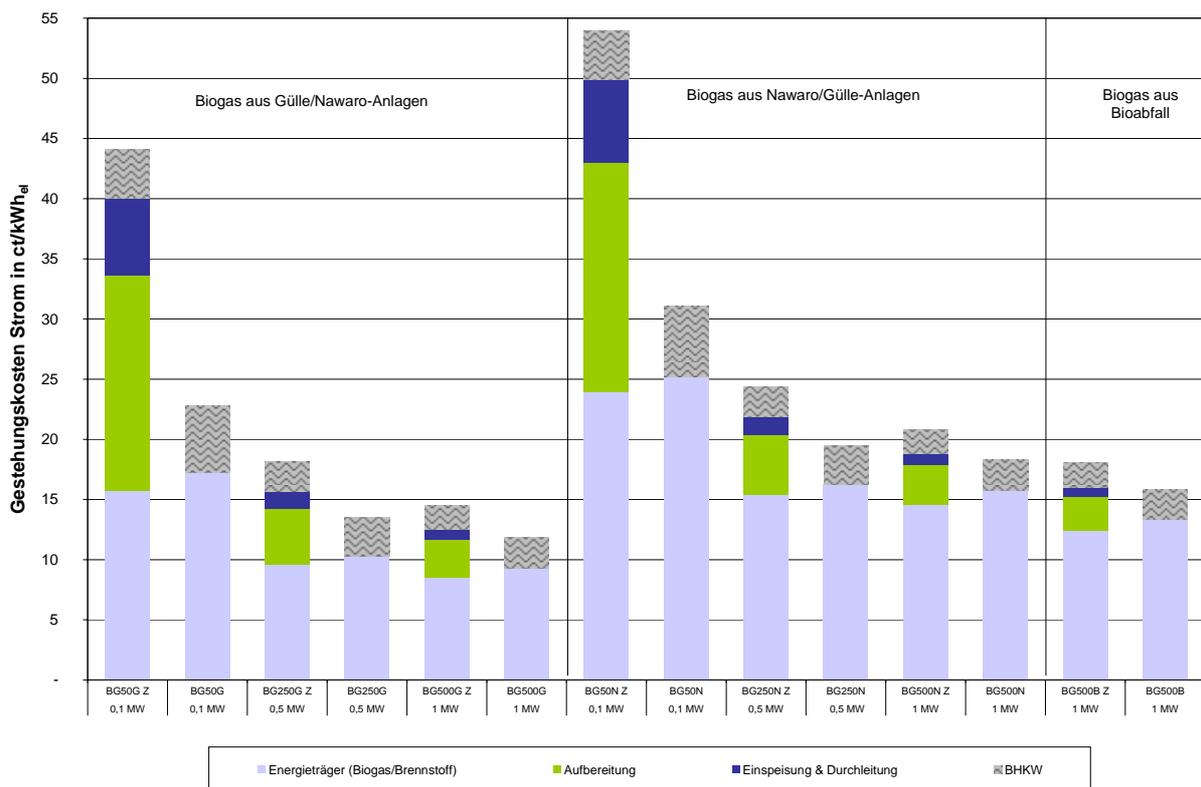


Abbildung 3-5: spezifische Stromgestehungskosten der betrachteten Pfade

Die hier dargestellten Kostendaten geben einen Überblick über die Biogasnutzungspfade und die Einordnung der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Aus der Grafik können grundsätzliche Tendenzen abgeleitet werden, da im praktischen Einzelfall die Rahmenbedingungen (z.B. Substratkosten oder Anlagenkosten) stark variieren können.

Als klare Schlussfolgerungen können abgeleitet werden:

- Stromgestehungskosten von Biogasanlagen auf Gülle-Basis sind geringer als die von Nawaro-Anlagen
- Stromgestehungskosten von kleinen Biogasanlagen sind deutlich höher als die von größeren Anlagen
- Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz steigern die Kosten bei kleinen Biogasanlagen überproportional stark
- Tendenziell lohnt sich die Gasaufbereitung auf Erdgasqualität nur dann, wenn an dem zentralen BHKW Standort wesentlich mehr Wärme als am Standort der Biogasanlage genutzt werden kann, denn die Aufbereitung verursacht zusätzliche Kosten, die durch den zusätzlichen ökologischen Nutzen gerechtfertigt sein müssen

3.3.1.2 Sensitivität der Stromgestehungskosten

Um mögliche Veränderungen bei den Stromgestehungskosten darzustellen, wurden beispielhaft an einer Anlage mehrere Parameter variiert. Dabei treten unterschiedliche Tendenzen bei den Gestehungskosten auf. Als Beispiel wurde das zentrale BHKW mit Bezug von Biogas aus der Nawaro-Vergärung und einem Volumenstrom von 250 Nm³/h ausgewählt. Diese Anlage ist unter deutschen Rahmenbedingungen bei einer Vergütung nach dem EEG nur durch den Verkauf von Wärme wirtschaftlich. Die EEG-Vergütung reicht nicht aus, um die Kosten einer reinen Stromerzeugung zu decken.

Die Auswirkungen der Parametervariationen bei den anderen Anlagentypen auf die Gestehungskosten sind ähnlich zu den hier aufgezeigten. Die Tendenzen der Kostenentwicklung gehen in die gleiche Richtung, nur dass dort die Gestehungskosten, z.B. bei der Gülle-Vergärung niedriger liegen.

Es wurde, wie schon bei den Gasgestehungskosten im Bereich von -50 % bis +50 % variiert. Nur bei den Betriebsstunden des BHKW wird maximal bis auf +9,5 % erhöht, da dann 8760 h (ein volles Jahr) erreicht sind. Die veränderten Parameter betreffen die Investition für das BHKW, den Wirkungsgrad und die Betriebsstunden.

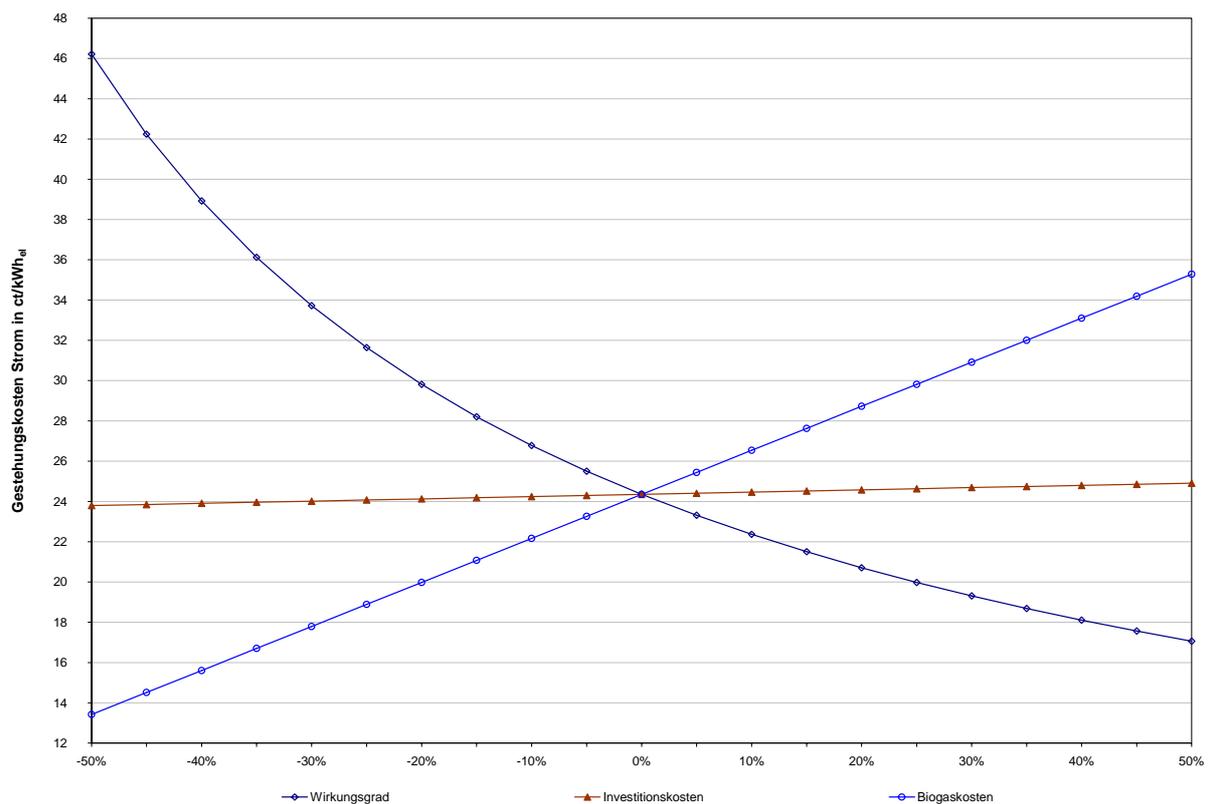


Abbildung 3-6: Sensitivität eines zentrales BHKW mit 500 kW_{el} und Nutzung von Biogas aus Nawaro

Den größten Einfluss auf die Strom-Gestehungskosten haben der Wirkungsgrad des BHKW und die Kosten des Biogases. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades um 2 % auf 40 %



würde die Gestehungskosten bereits um 1 ct/kWh_{el} senken. Dagegen würde ein um 2 % niedrigerer Wirkungsgrad die Kosten um 1,2 ct/kWh_{el} erhöhen. Die Verschlechterung des Wirkungsgrades hat auf Grund des exponentiellen Kurvenverlaufs größere Auswirkungen, als die Verbesserung. Die Veränderung der Biogaskosten hat fast ebenso große Auswirkungen. Bei einer 10 %igen Änderung steigen oder sinken die Gestehungskosten um 1,2 ct/kWh_{el}. Die Änderungen der Investitionskosten haben dagegen nur sehr geringe Auswirkungen. Bei einer Halbierung der Investitionskosten (z.B. durch eine Investitionsförderung) hätte dies nur eine Senkung von 0,6 ct/kWh_{el} zur Folge.

3.3.1.3 Einfluss der Wärmeerlöse

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist nur dann ökologisch sinnvoll, wenn an zentraler Stelle wesentlich mehr Wärme, die bei der Stromerzeugung als Abwärme anfällt, genutzt werden kann, als am Standort der Biogasanlage selbst. Dieser Vorteil muss sich im Verkauf bzw. in einem Wert für die Wärmeenergie monetarisieren lassen. Ein Stromvergütungssystem sollte sich somit nicht nur an den reinen Stromerzeugungskosten orientieren, sondern sollte auch die erzielbaren Wärmeerlöse berücksichtigen. Diese Wärmeerlöse sind abnehmerspezifisch unterschiedlich zu bewerten. Haushaltskunden bezahlen höhere Bezugspreise als Industriekunden nehmen dagegen aber die Wärme hauptsächlich im Winter an vielen Kleinverbrauchsstellen ab. Die Biogasanlage produziert ganzjährig Gas und somit auch Strom und Wärme. Deshalb ist davon auszugehen, dass an einem zentralen Stromerzeugungsstandort ein ganzjähriger Wärmebedarf gegeben sein muss und daher zur Wärmebewertung eher ein Industriekundentarif zugrunde gelegt werden muss. Dieser beträgt derzeit meist 2 bis 3 ct/kWh_{th} ab Wärmeerzeugungsanlage.

Die Anrechnung des Wärmeverkaufes auf die Stromproduktion ist nur mit vielen standortspezifischen Annahmen zu bewerten (Wärmemenge, Jahresgang, Preis, Kosten für das Wärmenetz). Dabei hat sich gezeigt, dass sehr gute Wärmenutzungsstandorte eine Abwärmenutzung in der Höhe von ca. 80 % ermöglichen, was einer Nutzungsdauer von ca. 6500 Volllaststunden entspricht. Ausgehend von diesen Daten ist zu erwarten, dass die Stromerzeugungskosten aller Anlagen in Abhängigkeit des Nutzungsgrades der Wärme und deren Verkaufspreis unten den genannten Rahmenbedingungen durch den Wärmeverkauf um ca. 3-5 ct/kWh_{el} gegenfinanziert werden.

3.4 Zwischenfazit zur Vergütung der Stromerzeugung in Kombination mit der Gaseinspeisung

Wird ein Gaseinspeise-Vergütungssystem an die Stromproduktion gekoppelt, lassen sich aufgrund der damit verbundenen Kosten folgende Aussagen ableiten:

- Die Stromgestehungskosten bei Gasaufbereitung und -einspeisung liegen bei 14 bis 24 ct/kWh_{el}.
- Wird nach Einsatzsubstrat differenziert, können realistisch große Gülleanlagen (500 kW_{el})



den Strom für rund 17 ct/kWh_{el} produzieren. Größere Nawaro-Anlagen produzieren den Strom für 21 bis 24 ct/kWh_{el}.

- Unter Berücksichtigung der erzielbaren Wärmeerlöse könnte eine kostendeckende Stromproduktion nach Biogasaufbereitung und Gaseinspeisung mit ca. 17 bis 20 ct/kWh_{el} bei Nawaro-Anlagen vergütet werden. Gülleanlagen könnten mit ca. 12 bis 14 ct/kWh_{el} vergütet werden. Mit zukünftig steigenden Wärmeerlösen ist jedoch zu beachten, dass mit einer derartigen Vergütung eine Überkompensation der Erzeugungskosten eintreten könnte, die in einem Vergütungssystem berücksichtigt werden muss, um die beihilferechtliche Rahmengesetzgebung einzuhalten.
- Wird das Fördersystem Luxemburgs an das deutsche EEG angelehnt (Förderung der Stromerzeugung mit Sondervergütungen für eingespeistes Biogas), wird es sowohl Anlagen mit dezentraler Stromerzeugung als auch Anlagen mit Gaseinspeisung geben. Die jeweiligen Standortbedingungen entscheiden über Vor- und Nachteile des jeweiligen Konzeptes.

3.4.1 Zusammenfassung

Die Produktion von Biomethan ist kostenintensiver als der Import von Erdgas. Nur mit einem Fördersystem kann Biomethan wirtschaftlich in das Gasnetz eingespeist werden. Dabei ist zu empfehlen, eine direkte und festgesetzte Vergütung pro Energieeinheit zu bestimmen, da die Erfahrungen derartiger Fördersysteme in Europa außerordentlich gut sind. Dies liegt vor Allem an der Verlässlichkeit für die Refinanzierung der relativ hohen Investitionen, wenn die Vergütung für einen festen Zeitraum garantiert wird. Investitionszulagen erleichtern zwar die Investition in eine Anlage, jedoch sind die Auswirkungen auf die spezifischen Energiebereitstellungskosten nur sehr gering und damit ist die Wirksamkeit auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage nur sehr begrenzt. Aus diesen Gründen wird davon ausgegangen, dass die nachfolgenden Instrumente der Förderung zur Gaseinspeisung möglich sind und die Technologie zum Praxiseinsatz bringen können:

- Die Abrechnung von eingespeistem Biomethan, unabhängig von der Nutzung, sollte mit ca. 5,5 bis 8 ct/kWh vergütet werden, wenn das ggf. zugesetzte Flüssiggas nicht mit vergütet wird. Die höheren Kosten fallen bei den Nawaro-Anlagen an. Es wäre somit eine Grundvergütung von 6 ct/kWh denkbar, die bei reinem Nawaro-Einsatz um bis zu 2 ct/kWh erhöht werden könnte. Gülleanlagen in der Leistungsgröße von 250 m³/h (entspricht etwa 500 kW_{el}) sind, aufgrund des großen benötigten Viehbestandes, sehr selten realisierbar.
- Bei gemeinsamer Vergütung von Biomethan und Flüssiggas (bei Beschränkung des Flüssiggas-Anteiles auf bis zu 5 %) könnten die Vergütungen zwischen 5,5 und 7,5 ct/kWh liegen. Alternativ könnte die Grundvergütung mit 5,5 ct/kWh festgelegt und ein Nawaro-Bonus von 2 ct/kWh gewährt werden.
- Der zusätzliche Aufwand der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und die



Einspeisung von Biomethan unabhängig von der Biogasproduktion und der Biogasnutzung verursacht bei größeren Volumenströmen Kosten von 2 bis 2,5 ct/kWh. Bei einer Förderung unabhängig von Herkunft und Nutzung des Gases könnten diese Kosten als Förderbetrag in Frage kommen.

- Die Vergütung der Stromproduktion nach Gasaufbereitung, -einspeisung und zentraler Stromproduktion sollte, unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse, mit ca. 12 bis 20 ct/kWh_{el} erfolgen. Die 12 ct/kWh_{el} sind nur bei großen güllebasierten Biogasanlagen erreichbar. Die Vergütung großer Nawaro-Anlagen sollte bei 17 bis 20 ct/kWh_{el} liegen.



4 Rechtliche Fragen bei der Einführung eines Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz in Luxemburg

Mit der Einführung eines **Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz** ist zum einen die nationale rechtliche Ebene betroffen als auch die europäische Ebene in Form der Anforderungen aus dem EU-Recht. Des Weiteren sind insbesondere Aspekte der Sicherheit und Anschlussbedingungen von Biogaseinspeiseanlagen zu berücksichtigen. Ausgehend von den Erfahrungen mit dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden diese Aspekte im Folgenden näher erläutert.

4.1 Rückschlüsse aus den Entscheidungen der EU zum EEG

Das EEG regelt die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber gegenüber den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Vergütungssätze sollen in Form von differenziert und degressiv ausgestalteten Festpreisen geregelt werden, die von den Netzbetreibern vorzustrecken und dann in Form einer einheitlichen Umlage von allen Stromerzeugern zu bezahlen sind. Der Gesetzgeber regelt auch, wer die Kosten des Netzanschlusses und der Netzverstärkung trägt. Schließlich wird ein Belastungsausgleich unter den Netzbetreibern eingeführt. Ziel des Gesetzes ist es, den Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern, indem privates Kapital mobilisiert, die Nachfrage nach Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gesteigert, der Einstieg in die Serienproduktion ermöglicht, Preissenkungen induziert und die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien verbessert werden.

Bei der Frage der Vereinbarkeit des EEG mit dem Europäischen Gemeinschaftsrecht ist der Anwendungsvorrang des Gemeinschaftsrechts gegenüber dem nationalen Recht der EG-Mitgliedstaaten zu beachten /2/. Auf der Regierungskonferenz von Amsterdam wurde Art. 88 Abs. 3 in den EG-Vertrag eingefügt und damit die Kontrollkompetenz der EG-Kommission bei nationalen Beihilfen festgeschrieben. Darin heißt es:

„Die Kommission wird von jeder beabsichtigten Einführung oder Umgestaltung von Beihilfen so rechtzeitig unterrichtet, dass sie sich dazu äußern kann. Ist sie der Auffassung, dass ein derartiges Vorhaben nach Art 87 (Unzulässigkeit von staatlichen Beihilfen unter bestimmten Voraussetzungen) mit dem gemeinsamen Markt unvereinbar ist, so leitet sie unverzüglich das in Absatz 2 (des Art. 88) vorgesehene Verfahren ein. Der betreffende Mitgliedstaat darf die beabsichtigte Maßnahme nicht durchführen, bevor die Kommission eine abschließende Entscheidung erlassen hat.“

Wenn das EEG als staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 87 des EG-Vertrages zu charakterisieren gewesen wäre, dann hätte die Bundesrepublik Deutschland das Gesetzesvorhaben zuerst der EG-Kommission, d. h. der Generaldirektion IV (Wettbewerb), vorlegen müssen. Der Begriff der staatlichen Beihilfe ist in Art. 87 EG weit gefasst. Dazu



zählen neben den direkten Zuwendungen des Staates auch indirekte Maßnahmen wie Steuervergünstigungen, Sonderkonditionen für Kredite, Bürgschaften und staatliche Sondertarife für bestimmte Branchen oder Regionen /2/. Auch durch besonders günstige Konditionen für Kaufverträge der Öffentlichen Hand oder durch Zahlung überhöhter Preise für Kapitalbeteiligungen der Öffentlichen Hand an Privatunternehmen können Beihilfen gewährt werden /2/. Aus dem Staatshaushalt werden zwar keine eigenen Gelder zur Förderung der erneuerbaren Energien verwendet, indem eine Abnahmepflicht und eine Mindestvergütung festgelegt wurden, erfolgt eine Förderung der erneuerbaren Energien mittelbar von staatlicher Seite /2/. Es könnte argumentiert werden, dass es sich beim EEG zwar nicht um eine unmittelbare staatliche Beihilfe, wohl aber um eine mittelbar durch staatliches Gesetz herbeigeführte "private Beihilfe" der Netzbetreiber für die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energiequellen handelt /2/. Die Generaldirektion IV (Wettbewerb) der EG-Kommission ist während des Gesetzgebungsverfahrens vom Beihilfencharakter des EEG ausgegangen.

Der entscheidende Unterschied des EEG zu den vom Europäischen Gerichtshof als staatliche Beihilfen bezeichneten Maßnahmen liegt aber darin, dass der Staat, um die erneuerbaren Energien zu fördern, weder unmittelbar noch mittelbar auf Einnahmen verzichtet oder Ausgaben tätigt /2/. Die im EEG enthaltene Mindestpreisregelung, die der Staat einer Gruppe von Käufern (Netzbetreiber) zugunsten einer Gruppe von Verkäufern (Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien) auferlegt, kann weder unmittelbar noch mittelbar staatliche Vermögenswerte schmälern oder beeinträchtigen, wie dies beispielsweise bei einer Subvention oder einer Bürgschaft der Fall ist. Der Staat setzt überhaupt keine Geldmittel oder Vermögenswerte ein. Das EEG ist als Festlegung von Mindestpreisen ein wirtschaftspolitisches Gesetz (vgl. Art. 98 EG), das dem Beihilferegime der Gemeinschaft von vorneherein entzogen ist, da es den Staat nicht belastet /2/. Somit stellen Preisfestsetzungen gleich welcher Art, die allein vom Endverbraucher zu zahlen sind, nach gefestigter Rechtsprechung keine Beihilfe des Staates dar /9/.

Betroffen durch das EEG sind aber auch ausländische Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien, die die Mindestvergütung nicht erhalten. Demgegenüber kann sich der deutsche Gesetzgeber darauf berufen, dass er ausländische Stromproduzenten nicht diskriminiert, sondern lediglich darauf abstellt, dass für die Inanspruchnahme der Mindestvergütungen im Inland produziert werden muss. Das EEG verwirklicht das gemeinschaftsrechtliche Prinzip, Umweltbeeinträchtigungen an ihrem Ursprungsort zu bekämpfen, ohne zwischen der Staatsangehörigkeit von Inländern und EG-Ausländern zu unterscheiden /2/. Somit beeinträchtigt das EEG zwar die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 28 EG, diese Beeinträchtigung ist aber als sinnvolle Beschaffungs- und Einkaufsregelung für Strom durch ein zwingendes Erfordernis des Gemeinwohls gerechtfertigt, weil sie durch Belange des Umweltschutzes und der Sicherung einer nachhaltigen Entwicklung gefordert wird /2/.

Der Europäische Gerichtshof hat im März 2001 entschieden, dass das EEG nicht unter die Definition staatlicher Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag fällt /7/. Wie der Vertrag bestimmt, stellen solche Vorteile nur dann eine staatliche Beihilfe dar, wenn sie vom



Staat "oder aus staatlichen Mitteln" gewährt werden. Da alle zur Prüfung anstehenden Transferleistungen unmittelbar zwischen privaten Unternehmen ohne staatliche Beteiligung erfolgen, werden keine staatlichen Mittel transferiert /7/. Da die Abnahmepflicht sowohl für zahlreiche private als auch einige öffentliche Netzbetreiber gilt, kann nach Auffassung der Kommission nicht davon ausgegangen werden, dass die deutschen Gesetze staatliche Beihilfen beinhalten. Begründet wird dies damit, dass die Gesetze öffentliche und private Unternehmen völlig gleich behandeln und sich keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass über öffentliche Unternehmen staatliche Mittel an die Begünstigten weitergeleitet werden/7/.

Das Regelungssystem EEG begegnet damit weder europarechtlich noch verfassungsrechtlich ernst zunehmende Bedenken. Soweit ersichtlich haben sich in der Praxis bisher noch keine Disfunktionalitäten oder Praktikabilitätsprobleme gezeigt /21/.

Aus den Entscheidungen der EU bzw. dem Europäischen Gerichtshof zum EEG könnten für die Formulierung eines Mindestpreissystems für die Biogaseinspeisung ins Gasnetz folgende Rahmenbedingungen abgeleitet werden:

- Das Gesetz ist so zu formulieren, das weder unmittelbar noch mittelbar staatliche Finanzmittel verringert oder gefährdet werden, damit das Gesetz keine staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 87 EG-Vertrag darstellt.
- Die Abnahmepflicht muss für alle privaten und öffentlichen Netzbetreiber die im Inland produzieren, gleichermaßen bestehen.
- Die Unternehmen, die die EEG Vergütung beanspruchen, die zu über 25% dem Staat oder einem anderen Bundesland gehören, müssen vom Anwendungsbereich des Gesetzes ausgenommen werden.
- Die Vergütungssätze sind von den Netzbetreibern vorzustrecken und dann in Form einer einheitlichen Umlage von allen Stromerabnehmern zu bezahlen, damit wird der Beihilfeproblematik entgegengewirkt.

4.2 Grundzüge des Regelungsmechanismus des EEG

Grundgedanke ist, dass den Betreibern der zu fördernden Anlagen über einen bestimmten Zeitraum ein fester Vergütungssatz für den erzeugten Strom gewährt wird, der sich an den Erzeugungskosten der jeweiligen Erzeugungsart orientiert, um so einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu ermöglichen. Der für neu installierte Anlagen festgelegte Satz sinkt jährlich um einen bestimmten Prozentsatz (Degression), um einen Anreiz für Kostensenkungen zu schaffen.

Der zuständige Netzbetreiber ist zum Anschluss der Anlage und zur Zahlung der festgelegten Vergütung verpflichtet. Die entstandenen Mehrkosten, d. h. die Differenz zwischen Vergütungssatz und Marktpreis des Stroms, werden unter den [Energieversorgungsunternehmen](#) (EVU) gleichmäßig aufgeteilt (bundesweite Ausgleichsregelung) und auf den Strompreis aufgeschlagen, also von allen Stromabnehmern getragen. Hierbei muss jedoch einschränkend konstatiert werden, dass für stromintensive



Unternehmen eine besondere Ausgleichsregelung zum Tragen kommt, die zu unterschiedlichen Kostenbelastungen der einzelnen Verbraucher führt.

Bereits das 1991 in Deutschland eingeführte Stromeinspeisungsgesetz war darauf angelegt, die Wettbewerbsposition erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung gegenüber konventionellen Konversionstechniken durch Gewährung von Zuschüssen und Subventionen zu verbessern. Im seit Anfang 2000 geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde dieser Ansatz beibehalten, allerdings in zweierlei Hinsicht grundlegend modifiziert,

- zum einen wurde die Einspeisevergütung von der Entwicklung der Strompreise abgekoppelt;
- zum anderen wurde ein bundeseinheitlicher Ausgleichsmechanismus implementiert, der zu einer gleichmäßigen Verteilung der Einspeisevergütungen auf alle Stromverbraucher beitragen sollte.

Mit der Abkopplung von der Strompreisentwicklung sollte eine nachhaltige Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit regenerativer Erzeugungstechniken als Folge der wettbewerblichen Öffnung der Elektrizitätsmärkte verhindert werden. Dabei wurden die Vergütungssätze allerdings nicht nur stabilisiert, sondern zum Teil deutlich angehoben. Gleichzeitig wurden die Vergütungssätze innerhalb der und zwischen den einzelnen Energiequellen differenziert. Maßstab für die Differenzierung innerhalb der einzelnen Energiequellen war die Anlagengröße und der Standort: je kleiner die Anlagen und je ungünstiger die Standortbedingungen, umso höher die Vergütungssätze. Mit der Neureglung des EEG, die seit Mitte 2004 in Kraft ist, wurde diese Differenzierung fortgesetzt. Im Vergleich zum Stromeinspeisegesetz werden in der aktuellen Fassung nunmehr 39 unterschiedliche Anlagengrößen und Techniken unterschieden; allein für Biomasse 13. Entsprechend vielfältig sind die Vergütungssätze /1/.

4.2.1 Der Wälzungsmechanismus nach EEG

Die Überwälzung des eingespeisten EEG-Stroms sowie der finanziellen Belastung aufgrund der gezahlten Vergütungen (so genannte „EEG-bedingte Belastung“) erfolgt in den folgenden fünf Schritten (vgl. Abbildung 4-1):

1. Überwälzung von der EEG-Anlage auf die abnahmeverpflichteten Netzbetreiber (avNB) der jeweiligen Regelzone,
2. Überwälzung von den avNB auf den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (rÜNB),
3. Ausgleich zwischen den rÜNB,
4. Überwälzung von den rÜNB auf die Stromlieferanten und
5. Überwälzung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher.

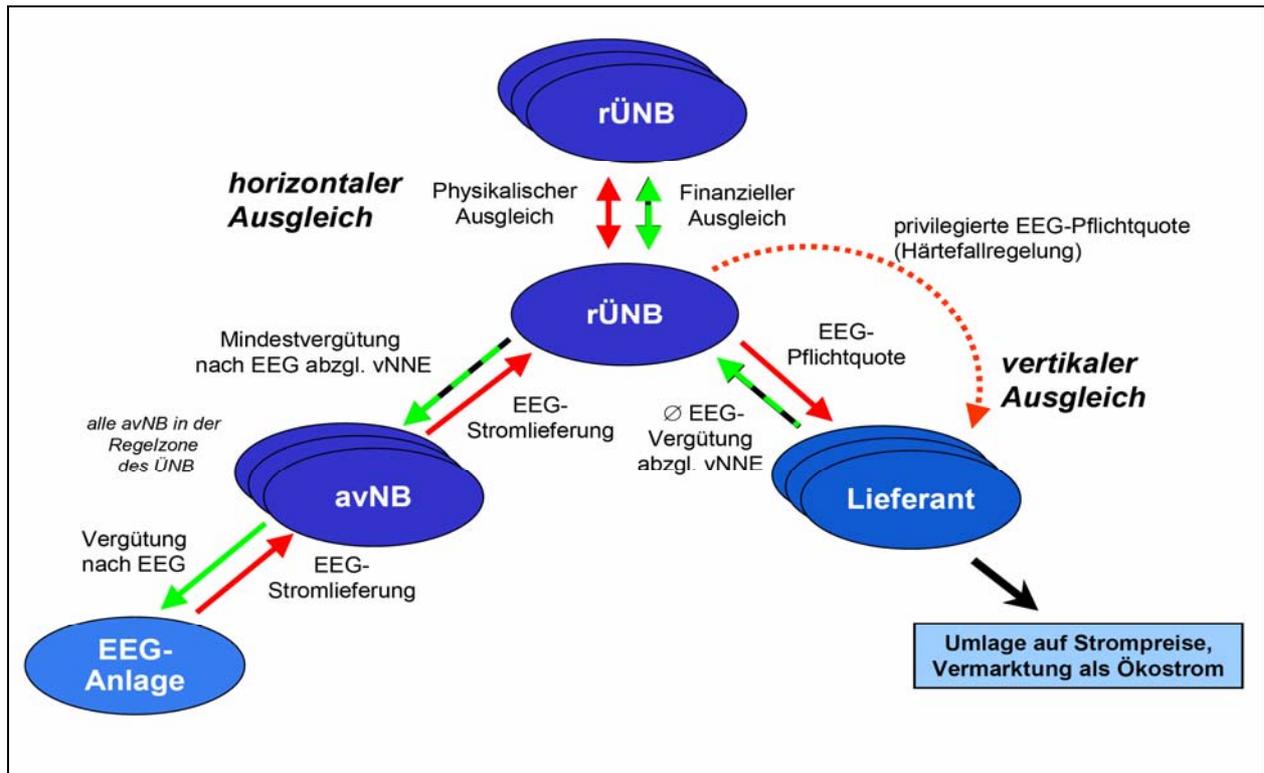


Abbildung 4-1: Wälzungsmechanismus gemäß der EEG-Novelle von 2004 /27/

In einem ersten Schritt nehmen die avNB der jeweiligen Regelzone den von EEG Anlagen eingespeisten Strom ab und zahlen hierfür die entsprechende Vergütung an die Anlagenbetreiber.

In Schritt Zwei leiten die avNB einer Regelzone den abgenommenen EEG-Strom an den jeweiligen rÜNB weiter. Der weitergeleitete EEG-Strom wird den avNB entsprechend der gültigen Mindestvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) erstattet.

In Schritt drei werden die EEG-Strommengen und die resultierende finanzielle Belastung aufgrund der Abnahme von EEG-Strom zwischen den rÜNB (dies sind die Stromnetzunternehmen der vier Energieversorgungsunternehmen RWE, EON, Vattenfall und EnBW) ausgeglichen. Als Folge nimmt jeder rÜNB eine einheitliche Quote an EEG-Strom, welche sich an der jeweiligen gesamten Stromabgabe an Letztverbraucher orientiert, ab. Somit zahlen alle rÜNB einen gleichen durchschnittlichen Vergütungssatz für EEG-Strom. Dieser horizontale Ausgleich in finanzieller und physikalischer Hinsicht vermeidet eine regionale Ungleichbehandlung der rÜNB.

In Schritt vier findet ein vertikaler Ausgleich zwischen den rÜNB und Stromlieferanten statt, indem EEG-Strom und die resultierende finanzielle Belastung an die Stromlieferanten weitergewälzt werden. Hierbei wird ein annäherungsweise der tatsächlichen Einspeisung von EEG-Strom entsprechendes Profil zugrunde gelegt. So hat jeder Stromlieferant einen einheitlichen Anteil EEG-Strom an seinem gesamten Stromabsatz (so genannte „EEG-Quote“) abzunehmen und hierfür eine Vergütung (so genannte „durchschnittliche EEG-



Vergütung“) abzüglich vNNE zu entrichten. EEG-Strom, welcher auf von der Härtefallregelung privilegierte Letztverbraucher überwältzt wird, wird von den rÜNB an die Stromlieferanten gesondert geliefert und abgerechnet.

Der fünfte Schritt, die Überwälzung von EEG-Strom sowie die Umlage der EEG-bedingten Belastung von den Stromlieferanten auf die Letztverbraucher, ist nicht im EEG geregelt. Folglich ist es den Stromlieferanten freigestellt, die EEG-Strommenge sowie die EEG-bedingte Belastung an die Letztverbraucher weiter zu geben. In der Praxis wird jede von Letztverbrauchern abgenommene Kilowattstunde (kWh) Strom mit einem Aufschlag (so genannter „Wälzungsbetrag“ oder „EEG-Umlage“) belegt. Dieser Überwälzungsschritt wird im Folgenden ausführlicher erläutert.

Wie oben dargestellt, zahlt der Stromlieferant an den jeweiligen rÜNB aufgrund des EEG-Wälzungsmechanismus einen Betrag, welcher sich aus dem Produkt der aktuellen EEG-Quote, dem aktuellen Stromabsatz des Stromlieferanten, sowie der aktuellen EEG-Durchschnittsvergütung (vermiedene Netznutzungsentgelte sind hier schon in Abzug gebracht) zusammensetzt. Allerdings wird dieser Betrag nicht vollständig auf die Letztverbraucher überwältzt, da die Stromlieferanten aufgrund der Abnahme von EEG-Strom auch vermiedene Kosten – in der Form von vermiedenen Beschaffungskosten für Nicht-EEG Strom – haben. Diese vermiedenen Kosten werden in der Praxis bei der Überwälzung auf die Letztverbraucher berücksichtigt, indem sie von der durchschnittlichen EEG-Vergütung abgezogen werden.

Demnach setzt sich die EEG-bedingte Belastung für den Stromlieferanten wie folgt zusammen:

$$\text{EEG-Belastung} = \text{EEG-Quote} * \text{Stromabsatz} * (\text{EEG-Durchschnittsvergütung} - \text{vermiedene Beschaffungskosten Nicht-EEG-Strom})$$

Die Höhe der EEG-bedingten Belastung hängt somit von den zugrunde liegenden vermiedenen Beschaffungskosten für Nicht-EEG-Strom des jeweiligen Stromlieferanten ab /18/. Dies hat zur Folge, dass die EEG-bedingte Mehrbelastung zwischen den einzelnen Lieferanten variieren kann. Diese EEG-bedingte Mehrbelastung der Stromabnehmer wird in der Praxis gleichmäßig auf alle von den Letztverbrauchern abgenommenen kWh Strom verteilt (so genannte „EEG-Umlage“). Folglich müssen Letztverbraucher, die von Stromlieferanten mit niedrigen Beschaffungskosten für Nicht-EEG Strom beliefert werden, eine höhere spezifische EEG-Umlage tragen /18/.

4.2.2 Besondere Ausgleichsregelung (Härtefallregelung)

Am 16. Juli 2003 wurde das EEG um die besondere Ausgleichsregelung (so genannte „Härtefallregelung“) ergänzt, um die EEG-bedingte Belastung stromintensiver Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu reduzieren und diesen Unternehmen aufgrund einer festgeschriebenen EEG-Umlage Planungssicherheit zu geben (EEG §11a). Im Zuge der



Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurde auch die Härtefallregelung nach EEG §11a modifiziert (EEG Novelle §16). Die Härtefallregelung führt zu einer Unterscheidung zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchern. Privilegierte Letztverbraucher sind jene Letztverbraucher, welche aufgrund der Härtefallregelung entlastet werden. Dementsprechend werden nicht-privilegierte Letztverbraucher durch die Härtefallregelung zusätzlich belastet.

Um zu vermeiden, dass diese Kostenbelastungen unvermeidbare Nachteile für die im internationalen Wettbewerb stehenden stromintensiven Produktionssegmente nach sich ziehen, wurde eine Härtefallregelung in Kraft gesetzt. Diese Regelung begrenzt für Unternehmen, die mehr als 100 GWh elektrische Energie verbrauchen und deren Stromkosten mehr als 20 % an der Bruttowertschöpfung aufweisen, die Zusatzbelastungen aus dem EEG auf maximal 0,05 ct/kWh (§ 11 Absatz 2). In der Neuregelung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz ist diese Härtefallregelung noch weiter ausgedehnt worden; sie gilt nun für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 10 GWh und einem Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von mehr als 15 %. Um die Belastung nicht-privilegierten Abnehmer bei gleichzeitig wachsender Entlastung privilegierter Abnehmer nicht zu groß werden zu lassen, wurde zusätzlich eine so genannte Deckelung (EEG-Novelle § 16 Abs. 5 Satz 1) eingeführt. Diese begrenzt den Anstieg der härtefallbedingten Belastung auf max. 10 % der EEG-bedingten Vorjahresbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher. Dadurch entsteht ein komplexer Regelungsmechanismus.

Aus den Erfahrungen mit der Härtefallregelung ergeben sich folgende Erkenntnisse /18/:

- Die absoluten, jährlichen Belastungen und Mehrkosten der Privaten Haushalte sind moderat.
- Die Besondere Ausgleichsregelung entlastet die stromintensiven Verbraucher oberhalb der Schwellenwerte signifikant. Jedoch wirkt die starke Hebelwirkung der Ausgleichsregelung, insbesondere der Deckelung, dieser Entlastung zunehmend entgegen.
- Die Ausgleichswirkung verursacht zwischen dem letzten nicht-privilegierten Letztverbraucher und dem ersten teilprivilegierten Letztverbraucher einen systematischen Bruch mit hohen negativen Grenzkosten.
- Nicht zuletzt aufgrund dieses Tatbestands werden große Verbraucher unterhalb der Schwellenwerte relativ stark belastet, gemessen am relativen Preisanstieg, sowie in Mehrkosten bezogen auf den Umsatz.

Bei der Formulierung eines **Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz** sollte von einer Integration einer Härtefallregelung in das Gesetz aufgrund des sehr komplexen Regelungsmechanismus und der unterschiedlichen Belastung der Endabnehmer vorerst abgesehen werden. Falls der fortgeschrittene Ausbau der Biogaseinspeisung zu erheblichen Kostenbelastungen der gasintensiven Industrie führt und damit unvermeidbare Nachteile im internationalen Wettbewerb entstehen, kann zu einem späteren Zeitpunkt z. B. durch eine Gesetzesnovelle (wie auch in Deutschland geschehen) nachträglich eine Härtefallregelung integriert werden.



4.3 Sicherheitsstandards und andere Anschlussbedingungen für die Biogaseinspeisung zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung und eines schnellen Ausbaus der Biogaseinspeisung

4.3.1 Regelungen zu den Anschlussbedingungen im EEG

Im EEG sind Anschlussbedingungen zur Gewährleistung eines schnellen Ausbaus durch die § 4 und § 13 geregelt.

Gemäß **§ 4 (Abnahme- und Übertragungspflicht) des EEG** sind Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen unverzüglich vorrangig anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und zu übertragen /1/.

Jedem Anschlussbegehrenden sollte ein geeigneter Netzanschlusspunkt genannt werden. Wenn ein Netz zum Zeitpunkt des Anschlussbegehrens technisch nicht zum Anschluss geeignet ist, so sind – soweit gesamtwirtschaftlich sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar – Netzausbaumaßnahmen zu veranlassen. Ein Netz gilt auch dann als technisch geeignet, wenn die Abnahme erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird, in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet. Die Pflicht des Ausbaus erstreckt sich dabei auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden Anschlussanlagen /1/. Zumutbar ist ein Netzausbau dann, wenn durch den Ausbau die Gesamtkosten der Anbindung und Einbindung einer Anlage geringer sind, als eine Anbindung der Anlage an einer beliebigen anderen geeigneten Stelle des Netzes. Neben dem Vergleich der gesamtwirtschaftlichen Kosten sollte die wirtschaftliche Zumutbarkeit ihre Grenze finden, wo der sich aus den Vergütungssummen im Vergütungszeitraum ergebende Wert der Gesamteinspeisungsmenge die Kosten des Ausbaus nicht deutlich übersteigt. Die Pflicht zum vorrangigen Anschluss besteht laut § 4 auch dann, wenn das Netz oder ein Netzbereich zeitweise vollständig durch Strom aus erneuerbaren Energien ausgelastet ist, es sei denn die Anlage ist nicht mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet /1/.

Gemäß **§ 13 (Netzkosten) des EEG** trägt der Anlagenbetreiber die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der gelieferten und der bezogenen elektrischen Arbeit /1/. Weist der Netzbetreiber jedoch dem Anlagenbetreiber einen anderen Verknüpfungspunkt als den für den Anlagenbetreiber technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt zu, so muss der Netzbetreiber die daraus resultierenden Mehrkosten tragen.

Aufgrund der Tatsache, dass die **Produktqualität** bei Strom unumstritten ist, gibt es keine Regelungen zur Stromqualität bei der Stromeinspeisung nach EEG, die auf Fragen der Biogaseinspeisung übertragen werden könnten. Hier muss die Abrechenbarkeit des Produktes



durch den Gasnetzbetreiber mit den Endkunden im Vordergrund stehen, die im Stromnetz ohne weiteren Regelungsbedarf feststeht, im Gasnetz mit unterschiedlichen Gasqualitäten allerdings berücksichtigt werden muss.

Die Wesentlichen Regelungen, die ein **Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung und eines schnellen Ausbaus** enthalten sollte, sind wie folgt:

- Die Verpflichtung, Einspeiseanlagen unverzüglich vorrangig anzuschließen und das angebotene Biogas vorrangig abzunehmen.
- Die Verpflichtung des Netzbetreibers zum unverzüglichen erforderlichen Netzausbau, soweit wirtschaftlich zumutbar.
- Der Anlagenbetreiber sollte verpflichtet werden, die Kosten des Anschlusses zum nächstgelegenen Anschlusspunkt zu tragen.
- Der Anlagenbetreiber sollte entweder mit einer festgelegten Gasqualität einspeisen oder (mindestens) dafür Sorge tragen, dass nach der Gaseinspeisung in eine Gasleitung eine definierte Gasqualität, die die Abrechnung mit den Endkunden nicht beeinträchtigt, gewährleistet wird.

4.3.2 Regelungen zu den Sicherheitsstandards im EEG (Erzeugungsmanagement)

Gemäß § 13 EEG müssen die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 16 (Systemverantwortung der Betreiber von Fernleitungsnetzen) Energiewirtschaftsgesetz entsprechen /1/. Netzbetreiber sollten mit dem Ziel des sicheren und zuverlässigen Betriebes der Netze eng zusammenarbeiten. Dadurch ist gesichert, dass durch den weiteren Ausbau von Einspeiseanlagen keine Gefährdungen im jeweils vorgelagerten Netz entstehen und auftretende Störungen mit geringst möglichen Eingriffen in die Versorgung vermieden werden können. Die Pflicht eines Netzbetreibers, ein aktives Erzeugungsmanagement einzuführen, resultiert aus dem § 13 EEG durch den Verweis auf das übergeordnete Energiewirtschaftsgesetz mit dessen Ausführungen zur Systemverantwortung der Netzbetreiber von Fernleitungsnetzen /1/. Die Systemverantwortung und damit die allgemeinen Sicherheitsstandards beinhalten dabei die folgenden Aspekte /28/:

- (1) **Versorgungsqualität:** Versorgungsqualität ist der Oberbegriff für Qualität, Versorgungszuverlässigkeit und Servicequalität.
- (2) **Versorgungszuverlässigkeit:** Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Versorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.
- (3) **Netzsicherheit:** Die Netzsicherheit im Sinne von „sicherer Systembetrieb“ bezeichnet die Fähigkeit eines Versorgungssystems, zu jedem bestimmten Zeitpunkt seine Versorgungsaufgabe zu erfüllen.



- (4) **Betriebliches (n-1)-Kriterium:** Ein Netz erfüllt die Anforderungen dieses Kriteriums, wenn es den störungsbedingten Ausfall eines Betriebsmittels ohne unzulässige Einschränkungen seiner eigenen Übertragungs- oder Verteilungsfunktion übersteht. Dabei dürfen die festgelegten technischen Grenzen des Gasnetzes und seiner Betriebsmittel nicht verletzt werden, um Störungsausweitungen auszuschließen.
- (5) **Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung (ERE):** Hierzu zählen alle technischen Einrichtungen für eine zeitweilige Reduzierung der Einspeiseleistung von Einspeise-Anlagen. Netzbetriebsmittel müssen vor einspeisebedingten Überlastungen geschützt werden, um die Netzsicherheit in allen Versorgungssituationen gewährleisten zu können. Die technische Ausführung der ERE muss den Anforderungen des Netzbetreibers genügen.
- (6) **Erzeugungsmanagement/Einspeisemanagement:** Das Erzeugungsmanagement (bzw. Netzsicherheitsmanagement), das zur Überbrückung des zeitlichen Verzugs beim Netzausbau angewendet wird, und einem Einspeisemanagement, das die Abregelung von Einspeiseanlagen zur Erhaltung der gesamten Systemstabilität gewährleistet.

Aus dem § 4 EEG folgt die Verpflichtung der Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen und zu übertragen. Dies kann in einigen Netzgebieten zu Engpasssituationen führen, da /28/:

- Die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit keinen weiteren uneingeschränkten Anschluss von Einspeiseanlagen erlauben könnte.
- Die Genehmigungsverfahren für Netzausbaumaßnahmen sehr langwierig sein können (zum Teil mehrere Jahre).

Abhilfe kann das Erzeugungsmanagement ermöglichen indem es grundsätzlich als temporäre Maßnahme den Anschluss weiterer Einspeiseanlagen bis zum Abschluss des notwendigen Netzausbaus gestattet und dadurch in der Regel einen vorübergehenden Anschlussstopp verhindert /28/. Eine dauerhafte Reduzierung der Einspeiseleistung sollte, insbesondere vor dem Hintergrund eines schnellen Ausbaus der Einspeisungen ins Netz, hingegen im Gesetzestext nicht ermöglicht werden. Bei vollständig ausgelasteten Netzen sollte der Netzbetreiber zum Anschluss einer Einspeiseanlage nur bei Installation einer Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung (ERE) durch den Anlagenbetreiber, und somit bei dessen Bereitschaft zur Teilnahme am Erzeugungsmanagement, verpflichtet werden. Dies macht es unter anderem erforderlich, neben dem Erzeugungsmanagement ein sicherheitsrelevantes Einspeisemanagement unter Einbeziehung aller Einspeiseanlagen in der jeweiligen Regelzone zu etablieren. Ziel des Erzeugungsmanagements ist es, die Netzsicherheit und das erforderliche Niveau der Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten und das Netz optimal für die Aufnahme zu nutzen.

Die wesentlichen Regelungen, die ein **Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung** enthalten sollte, sind:



- Die Systemverantwortung der Netzbetreiber von Fernleitungsnetzen sollten im Gesetz geregelt werden.
- Die Netzbetreiber sollten für ausgelastete Netze zum Aufbau eines Erzeugungsmanagement verpflichtet werden.
- Die Anlagenbetreiber sollten bei ausgelasteten Netzen zur Teilnahme am Erzeugungsmanagement und somit zum Einspeisemanagement verpflichtet werden.

4.4 Empfehlungen für den zu beachtenden Regelungsbedarf für ein Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz

Bei der Formulierung eines **Mindestpreissystems für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz** sind die Folgenden wichtigen Aspekte zu beachten:

- Das Gesetz ist so zu formulieren, das weder unmittelbar noch mittelbar staatliche Finanzmittel verringert oder gefährdet werden, damit das Gesetz keine staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 87 EG-Vertrag darstellt.
- Unternehmen, die zu über 25% dem Staat gehören, müssen vom Anwendungsbereich des Gesetzes ausgenommen werden.
- Die Abnahmepflicht muss für alle privaten und öffentlichen Netzbetreiber bestehen.
- Der gesamte Sektor muss vom Gesetz partizipieren und nicht nur bestimmte Unternehmen.
- Die Vergütungssätze sind von den Netzbetreibern vorzustrecken und dann in Form einer einheitlichen Umlage von allen Verbrauchern zu bezahlen.
- Von der Integration einer Härtefallregelung in das Gesetz sollte aufgrund des sehr komplexen Regelungsmechanismus und der unterschiedlichen Belastung der Endabnehmer vorerst abgesehen werden.
- Die Kosten des Netzanschlusses und der Netzverstärkung sind festzuschreiben.
- Der Belastungsausgleich unter den Netzbetreibern ist zu regeln.
- Die Netzanschluss- und Netzausbaupflicht des Netzbetreibers ist unter Berücksichtigung der einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten zu regeln.
- Die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers sowie dessen Grenzen sollte in das Gesetz aufgenommen werden.
- Die Verpflichtung, Biogaseinspeiseanlagen unverzüglich vorrangig anzuschließen und das angebotene Biogas vorrangig abzunehmen ist aufzunehmen.
- Der Anlagenbetreiber sollte verpflichtet werden, die Kosten des Anschlusses zum nächstgelegenen Anschlusspunkt zu tragen.
- Der Anlagenbetreiber sollte entweder mit einer festgelegten Gasqualität einspeisen oder (mindestens) dafür Sorge tragen, dass nach der Gaseinspeisung in eine Gasleitung eine



definierte Gasqualität, die die Abrechnung mit den Endkunden nicht beeinträchtigt, gewährleistet wird.

- Die Ausschöpfung der Gasnetzkapazitäten, vorrangig durch Biogas sollte geregelt werden.
- Die Netzbetreiber für ausgelastete Netze sollten zum Aufbau eines Erzeugungsmanagement verpflichtet werden.
- Die Anlagenbetreiber sind bei ausgelasteten Netzen zur Teilnahme am Erzeugungsmanagement zu verpflichten.
- Die Systemverantwortung der Netzbetreiber von Fernleitungsnetzen ist im Gesetz festzulegen.



5 Vorschläge für die Lösung organisatorischer Fragen bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz

Die Biogasaufbereitung und –einspeisung wird außerhalb Luxemburgs bereits in einigen Staaten praktiziert. Die Umsetzung der organisatorischen Fragen wird dabei sehr unterschiedlich gehandhabt und stellt zum Teil trotz ökologisch und ökonomisch positiven Effekten ein wesentliches Hemmnis für die Realisierung von Biogaseinspeiseanlagen dar. Dabei ist ein wesentlicher Faktor für die erfolgreiche Umsetzung der Projekte die Motivation aller beteiligten Parteien für ein derartiges Projekt. Mit dem gemeinsamen Willen zur Realisierung lassen sich die meisten technischen und organisatorischen Fragestellungen der Biogaseinspeisung kurzfristig und erfolgreich lösen. Für die als wesentlich identifizierten Fragestellungen werden nachfolgend Vorschläge zum Umgang in der Praxis unterbreitet.

5.1 Qualität des eingespeisten Biogases

Die Qualität des eingespeisten Biogases muss aus technischer Sicht den Anforderungen der DVGW-Richtlinien entsprechen. Damit kann grundsätzlich Austauschgas in definierter Erdgas-äquivalenter Qualität oder Zusatzgas in abweichender Qualität eingespeist werden. Hauptkriterium ist, dass eine korrekte Abrechnung der Endkunden und eine im Rahmen der zulässigen Toleranzbereiche garantierte Qualität am Kundenanschluss gewährleistet werden. Diese Kriterien lassen sich am sichersten realisieren, wenn Biogas auf Austauschgasqualität aufbereitet und dann eingespeist wird. In diesem Fall kann grundsätzlich auch die Abrechnungs- und Versorgungsqualität gewährleistet werden, wenn, im Extremfall einer Biogaseinspeisung, in ein Teilnetz 100 % aufbereitetes Biogas bis zum einzelnen Endkunden verteilt wird. Bei einer Zusatzgaseinspeisung mit abweichender Qualität muss abgesichert werden, dass durch Vermischung mit dem im Erdgasnetz vorhandenen Grundgas bei allen Endkunden die Qualitätsanforderungen nach den DVGW-Richtlinien eingehalten werden.

Aus diesen Gründen ist nach dem Stand des heutigen Wissens zu empfehlen, dass die Biogaseinspeisung im Regelfall in Austauschgasqualität erfolgen sollte. In Fällen einer Zusatzgaseinspeisung wird es erforderlich sein, das Abnahmeverhalten am Einspeisepunkt detailliert zu untersuchen. Soweit Daten vorliegen, sollten die Gasnetzbetreiber diese Daten für die Untersuchung zur Verfügung stellen. Im Fall einer in der Zukunft veränderten Gasabnahme am Einspeisepunkt muss der Einspeiser jedoch das Risiko einer ggf. notwendigen Nachbesserung der Einspeisequalität tragen. Aufgrund der Tatsache, dass die Zusatzgaseinspeisung in der Regel mit geringeren Kosten als die Austauschgaseinspeisung verbunden ist, sollte diese Möglichkeit jedoch nicht ausgeschlossen werden. Essentielles Kriterium für die Qualität des eingespeisten Gases muss die Gasqualität beim Endverbraucher im Rahmen der im DVGW-Regelwerk angegebenen Toleranzen sein.



5.2 Methoden für die Qualitätssicherung

Um die Risiken einer Veränderung der Gasqualität beim Endkunden für die Gasnetzbetreiber zu minimieren, sind Maßnahmen für die Sicherstellung der erforderlichen Qualität des eingespeisten Biogases zu realisieren. Damit müssen alle relevanten Parameter, die in den DVGW-Richtlinien vorgegeben sind, kontinuierlich überwacht werden. Es sind entsprechende Einrichtungen vorzusehen, die im Fall der Unterschreitung von Mindestanforderungen, welche im Einzelfall zu definieren sind (in Abhängigkeit von der Art des eingespeisten Gases und der Qualität im Gasnetz), eine automatische Unterbrechung der Gaseinspeisung vornehmen. Diese Unterbrechung ist auch bei jeglicher Störung der Überwachungstechnik und für Fälle, welche die Überwachungstechnik (z. B. Stromausfall) außer Betrieb setzen könnte, vorzusehen.

Die zu überwachenden Parameter ergeben sich aus den Grenzwerten im DVGW-Arbeitsblatt G 620. Es sind Werte für die folgenden Parameter vorgegeben:

- Wobbeindex (kann aus dem Brennwert und der Dichte berechnet werden),
- Brennwert (kann aus der chemischen Zusammensetzung bestimmt werden),
- relative Dichte (kann aus der chemischen Zusammensetzung abgeleitet werden),
- Kondensationspunkt der Kohlenwasserstoffe (kann aus der chemischen Zusammensetzung berechnet werden),
- Taupunkt von Wasser,
- Nebel-, Staub- und Flüssigkeitsgehalte,
- Sauerstoff,
- Gesamtschwefel,
- Mercaptanschwefel und
- Schwefelwasserstoff

Von essentieller Bedeutung sind hier, ausgehend von den Erfahrungen mit der Biogaserzeugung und dessen Aufbereitung, vor allem die Parameter Wobbeindex und Brennwert sowie der Wassertaupunkt, der Sauerstoffgehalt und der Schwefelwasserstoffgehalt. Für die Berechnung der ersten vier genannten Parameter ist zusätzlich die Messung des Kohlenstoffdioxidgehaltes und der Menge ggf. zugegebenen Flüssiggases (die Zusammensetzung wird als bekannt vorausgesetzt) notwendig. Darüber hinaus ist natürlich die Messung der Menge des eingespeisten Gases in das Erdgasnetz für die Bilanzierung und Abrechnung notwendig. Alle Werte können, wie im technischen Teil der Studie dargestellt wurde, mit marktüblichen Messgeräten zuverlässig ermittelt werden.

Die weiteren und zusätzlichen Parameter (Nebel, Staub, Flüssigkeitsgehalt, Gesamtschwefel, Mercaptanschwefel, ggf. Siloxane und Ammoniak), die Teil einer Vereinbarung von Einspeiser und Gasnetzbetreiber sein können, sollten in regelmäßigen Intervallen analysiert werden, da sie eher technologieabhängig bzw. substratabhängig sind und üblicherweise keinen wesentlichen Schwankungen unterliegen sollten.



Um gesicherte Messwerte zu erhalten, wird es als notwendig angesehen, dass alle eingesetzten Geräte eichfähig sind und in regelmäßigen Abständen (je nach Art des Gerätes) von einer unabhängigen Institution nachgeiecht werden. Darüber hinaus sollte in regelmäßigem Abstand, z.B. monatlich, die Funktion der automatischen Abschalteneinrichtungen geprüf werden.

Mit diesen Maßnahmen sollte es möglich sein, die Qualität des eingespeisten Gases ausreichend abzusichern und damit den Endkunden die erwartete Gasqualität zu garantieren. Alle Maßnahmen sind technisch in hoher Qualität verfügbar und werden teilweise bereits in der Praxis der Biogaseinspeisung eingesetzt.

5.3 Wahl des Einspeisepunktes

Die Quantität der Gaseinspeisung ist durch die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes (die wiederum von den Abnahmegewohnheiten der angeschlossenen Kunden abhängt) begrenzt. Aufgrund der Tatsache, dass die Abnahme des Gases aus dem Gasnetz im Jahres- und Tagesverlauf außerordentlich stark schwankt, kann die Gaseinspeisung nur auf die kontinuierlich vorhandene Gasabnahme im Gasnetzabschnitt (Grundlast) abgestimmt werden. Dieser Fall ist üblicherweise die Sommernacht, in der weder Heizwärme noch Kochgas und nur wenig gewerblicher Gasbedarf sowie Heißwasserbedarf besteht. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass eine Rückspeisung aus einem Gasnetzabschnitt in vorgelagerte Gasnetzabschnitte mit üblicherweise höheren Druckstufen erfolgen kann, da für einen derartigen Fall keine technischen Einrichtungen vorgesehen sind. Damit ist für die Bewertung eines Einspeisepunktes ein Jahres- und Tagesprofil (mindestens über die Sommermonate) erforderlich. Diese Daten liegen den Gasnetzbetreibern in den meisten Fällen vor und sollten für die Bewertung bereitgestellt werden.

Um zwischen mehreren Einspeisepunkten auszuwählen, müssen Kriterien wie die Druckstufe des Gasnetzes, Entfernung zur Biogasanlage (einschließlich wirtschaftliche Überbrückbarkeit dieser Entfernung), technische Anschließbarkeit/Zugang zu einer Leitung und Anforderungen an die Gasqualität geprüf werden. Diese Prüfung kann nur gemeinsam mit dem Gasnetzbetreiber, dem die meisten dieser Daten vorliegen sollten, erfolgen. Auch wirtschaftliche Kriterien werden hier eine Rolle im Einzelfall spielen.

Aufgrund der Komplexität der Kriterien kann hier nur empfohlen werden, dem Einspeisewilligen die Möglichkeit einzuräumen, einen wirtschaftlich zumutbaren Einspeisepunkt aus den grundsätzlich möglichen Einspeisepunkten auszuwählen. Als Hauptkriterium muss hier die Aufnahmekapazität des Einspeisepunktes für die vorgesehene Gasmenge zugrunde gelegt werden.



5.4 Verantwortlichkeiten für Einrichtungen zur Biogaseinspeisung

Aufgrund der Annahme, dass die Einspeisung von Biogas der Wunsch eines Biogasproduzenten sein sollte, ist davon auszugehen, dass der Produzent ein Gas bereitstellt, das den Qualitätsanforderungen, die weiter oben diskutiert wurden, entspricht. Damit ist der Biogasproduzent für alle Einrichtungen zur Biogasproduktion und zur Biogasaufbereitung auf die definierte Qualität verantwortlich.

Die Qualitätssicherung gegenüber Endkunden des Erdgasnetzes obliegt grundsätzlich dem Gasnetzbetreiber, der Gase definierter Qualität durch das Netz leitet. Die Gasqualität wird dabei in der Regel von den Gaslieferanten garantiert. Bei Übertragung dieses Sachverhaltes auf die Biogaseinspeisung muss ebenfalls der Biogaslieferant (damit der Biogasproduzent) die Qualität seines Produktes garantieren. Dies führt dazu, dass alle Maßnahmen der Qualitätssicherung und Herstellung der Kompatibilität des eingespeisten Gases mit dem Gas im Gasnetz auf seiner Seite durchzuführen und auch von ihm zu investieren und zu verantworten sind.

Die Herstellung des Anschlusses an das Erdgasnetz muss zusätzlich realisiert werden. Hier gab und gibt es verschiedene Rechtsauffassungen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Gasnetzbetreiber den Anschluss ermöglichen sollte, jedoch der Wunsch des Anschlusses deutlich vom Biogasproduzenten ausgeht und damit die Investitionslast ebenfalls bei ihm liegt. Falls jedoch eine sehr intensive Förderung der Biogaseinspeisung vorgesehen werden soll, kann die Herstellung des Anschlusses auch dem Gasnetzbetreiber übertragen werden, da die Kosten sehr stark von der Art und Druckstufe der Erdgasleitung abhängen und diese vom Einspeiser nicht beeinflusst werden kann. Die Herstellung des Anschlusses könnte als sogenannter Netzausbau definiert werden.

Der Netzausbau kann grundsätzlich aufgrund des politischen Willens als Aufgabe des Netzbetreibers definiert werden. Ausgehend von den Regelungen des EEG in Deutschland im Elektrizitätsbereich kann dies konform mit der europäischen Gesetzgebung vorgeschrieben werden. Der Netzausbau kann notwendig werden, wenn einzelne Gastransportleitungen nicht ausreichen, zusätzlich eingespeistes Biogas zu den Endkunden zu transportieren. Beispiele für diesbezügliche Regelungen im Gasnetzbereich sind allerdings in Europa nicht bekannt. Eine klare Zuordnung der Aufgaben eines Netzausbaus, unter den auch die Herstellung des Netzanschlusses zählen kann, kann aber nicht definiert werden. In der Schweiz ist der Netzzugang auf privatwirtschaftlicher Basis so geregelt, dass die Gaswirtschaft dem Biogasproduzenten das nicht aufbereitete Biogas abkauft und dieses Gas dann in eigenen Anlagen aufbereitet. Damit liegen die vollständige Verantwortung und ein Teil der Wertschöpfung auf der Seite der Gaswirtschaft. Ein derartiges Modell scheint aufgrund der klaren Schnittstellen und damit auch der klar definierten monetären Anreize sehr viel versprechend zu sein, ist jedoch von der Initiative der Gaswirtschaft abhängig.

Im Zusammenhang mit dem Unbundling von Netz und Gasabsatz stellt sich die Frage des Absatzes von eingespeistem Biomethan aus dem Erdgasnetz. Relativ klar ist die Regelung, wenn eine Förderung der Gaseinspeisung im Zusammenhang mit der Stromerzeugung realisiert wird. In diesem Fall muss das eingespeiste Gas in einem definierten Bilanzzeitraum



wieder zur Stromproduktion entnommen werden. Diese Regelung führt allerdings in Deutschland dazu, dass es außerordentlich schwierig ist, mit dem Biogasproduzenten gleichzeitig einen Biogaskäufer zu finden, der genau die produzierte Biogasmenge abnehmen will. Falls eine reine Einspeisevergütung für Biomethan definiert werden würde, müssten Gasversorger, die als Händler auftreten, das Gas kaufen und an ihre Kunden wieder verkaufen. Diese Variante hätte den Vorteil, dass zwischen Biogasproduzent und Gasversorgungsunternehmen eine klare Schnittstelle geschaffen ist und dass der Gasversorger einen strategischen (ökologisches Image) und nicht zuletzt auch monetären Nutzen bei dem Vertrieb des Biomethans haben kann und damit ein weiterer Anreiz für das Gasversorgungsunternehmen geschaffen würde. Aus diesem Grund scheint dieser Weg der vorzügliche zu sein.

Die an der Schnittstelle zwischen Biogasproduzent und Gasnetzbetreiber trotz Qualitätsmanagement auftretenden Risiken sollten, aufgrund ihrer nicht klar absehbaren Dimension, durch Versicherungsunternehmen abgedeckt werden können.

5.5 Gefahren für das Leitungsnetz und Gewährleistung

Ausgehend von den bisher gesammelten Erfahrungen mit der Biogaseinspeisung in Erdgasnetze in Europa sind keine Schäden und besondere Gefahren für die im Erdgasnetz eingesetzte Technik bekannt. Trotzdem können Gefahren und ggf. resultierende Schäden nicht ausgeschlossen werden. Selbst wenn sie im regulären Betrieb nicht auftreten können, ist nicht vollkommen auszuschließen, dass im Fall von Havarien schädigende Gaskomponenten in das Erdgasnetz dringen. Dabei ist zwar davon auszugehen, dass derartige Havarien nur äußerst kurzzeitig auftreten und damit sehr schnell eine starke Verdünnung im Gasnetz auftritt. Die Gewährleistung hängt dabei letztlich davon ab, wie die konkreten Regelungen zur Einspeisung und die damit verbundenen Verträge formuliert werden.

Davon ausgehend, dass die Gasqualität von der Gasaufbereitung abhängig ist, wäre zu schlussfolgern, dass der Betreiber der Gasaufbereitungsanlage die Gewähr für die Qualität übernehmen muss. In Abhängigkeit von der Verteilung der Verantwortung (vgl. vorhergehendes Kapitel) kann diese Verantwortung beim Biogasproduzenten oder beim Gasversorger liegen. Im Fall, dass sie beim Biogasproduzenten liegt, ist zu empfehlen, dass eine entsprechende Versicherung auch diesen Fall abdecken sollte.

5.6 Regelung der Durchleitung durch das Erdgasnetz

Die Durchleitung durch das Erdgasnetz entspricht der Nutzung der Netzinfrastruktur für die Einspeisung, den Transport und die Auspeisung des Biomethans einschließlich Messungen und Abrechnung. Diese Leistungen sollten sowohl vertraglich als auch kostenmäßig klar geregelt werden.

Aus der vertraglichen Sicht stellt der gesamte Vorgang die auch für Erdgas bisher übliche Verfahrensweise mit dem Unterschied, dass es sich bei Biogas in der Regel um vergleichs-



weise geringe Mengen handelt, dar. Damit muss der Zugang zum Gasnetz ermöglicht werden und die Durchleitung reguliert werden. Der Zugang sollte diskriminierungsfrei geregelt werden, ggf. kann ein Vorrang für die Aufnahme von Biogas in das Erdgasnetz eingeräumt werden. In den vertraglichen Regelungen ist auf die üblicherweise leicht schwankenden Biogasproduktionsraten einzugehen. In der praktischen Umsetzung der deutschen Biogaseinspeisungsanlagen zeichnet sich derzeit ein Konsens über einen einjährigen Bilanzzeitraum ab, in dem Einspeise- und vertraglich gebundene Ausspeisemengen übereinstimmen müssen (Entry/Exit Modell). Falls die Ausspeisung nicht mit der Einspeisung gekoppelt werden soll, besteht die Möglichkeit, dass alle Gasverbraucher, vergleichbar zu den bereits beschriebenen Regelungen im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz für den Stromsektor, die Mehrkosten der Biogaseinspeisung im Vergleich zum Bezug von fossilem Erdgas gemeinsam tragen. In diesem Fall sollte ein Anspruch auf Einspeisung unter Berücksichtigung der lokalen technischen Randbedingungen des Erdgasnetzes, gesetzlich festgeschrieben werden.

Die kostenmäßige Regelung der Durchleitung durch das Erdgasnetz muss sich an den real auftretenden Kosten orientieren. Diese Kosten sind durch Gasnetzstruktur und –verwaltung determiniert und können nur gemeinsam mit den Gasnetzbetreibern ermittelt werden. Für diese Kostenposition sollte ein einheitlicher spezifischer Kostensatz ermittelt werden, der für alle luxemburgischen Biogaseinspeisungsprojekte gültig ist, um für die Investition in eine derartige Anlage verlässliche Randbedingungen zu schaffen.

5.7 Zwischenfazit zu den organisatorischen Fragen der Biogaseinspeisung

Die organisatorischen Fragen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz sind zum größten Teil durch die technischen Lösungsmöglichkeiten der Biogasaufbereitung und –einspeisung vorgegeben. Einige Fragen sind stark von der Art der Förderung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz abhängig. Damit ist es zwar im Rahmen dieser Studie möglich, Ansätze zur Lösung der Fragen zu ermitteln, klare Antworten können allerdings erst nach der Definition einer Förderungsmethode gegeben werden. Aufgrund der Tatsache, dass alle Fragen eng mit der Tätigkeit der Gaswirtschaft verknüpft sind, wird empfohlen, nach gemeinsamen Lösungen anhand der aufgezeigten Möglichkeiten zu suchen.



6 Zusammenfassung

Die Biogasaufbereitung und –einspeisung bietet über die bisher übliche dezentrale Energiebereitstellung, die in der Regel in der Form von Strom bei geringen Gesamtwirkungsgraden erfolgt, eine sehr hohe Flexibilität in der Anwendung als Energieträger. Durch die Aufbereitung auf eine Erdgas-äquivalente Qualität kann der nahezu verlustfreie Transport des Gases im existierenden Erdgasnetz zu Orten mit hohem Energiebedarf bei hohen Wirkungsgraden erfolgen. Darüber hinaus können selbst im Fall der Stromerzeugung BHKW mit höheren Wirkungsgraden und besserer Auslastung betrieben werden, als an dezentralen Biogasanlagen. Aus diesen Gründen können Projekte mit Biogasaufbereitung und –einspeisung im Vergleich zu dezentralen Biogasanlagen mit Stromerzeugung zu einer stärkeren Entlastung der Atmosphäre von klimawirksamen Gasen führen. Zusätzlich können durch den Verkauf hochwertiger Energie bzw. die Substitution kostenintensiver Energieträger zusätzliche monetäre Vorteile erreicht werden. Mit diesen Vorteilen geht allerdings eine hohe Komplexität der Projekte mit vielen Projektbeteiligten einher.

In die Überlegungen aller Projektbeteiligten müssen daher vor Allem die Chancen, die sich aus der Biogasaufbereitung ergeben, berücksichtigt werden. Grundsätzlich ist zukünftig zu erwarten, dass die politischen Anstrengungen zur Reduktion der Klimagasemissionen immer weiter zunehmen werden. Damit werden auch wirtschaftliche Anreizsysteme ausgebaut werden, die diese Entwicklung unterstützen. Aufgrund der Tatsache, dass mit aufbereitetem Biogas fossile Energieträger auf einem qualitativ sehr hohen Niveau substituiert werden können, ist zu erwarten, dass neben dem ökologischen Potenzial auch ein ökonomisches Potenzial mit dieser Technologie verbunden ist. Dieses Potenzial ist bei weiter steigenden Preisen und einer inzwischen weit verbreiteten Steuerbefreiung für biogene Treibstoffe im Kraftstoffmarkt bereits sehr bald erreicht. Je früher Erfahrungen mit Biomethan gesammelt werden können, um so eher können diese Erfahrungen zu einem zukünftigen Wettbewerbsvorteil im zukünftigen internationalen Energiemarkt ausgebaut werden. Darüber hinaus lässt sich im gleichen Zuge das Unternehmensimage erheblich durch relativ kleine ökologische Optimierungen, wie dem Einsatz von Biomethan, verbessern.

Weiterhin ist zu erwarten, dass – auf lange Sicht – die nationale Erzeugung von Energieträgern eine wirtschaftliche Alternative zu den begrenzten fossilen Ressourcen sein kann. Hier ist zu erwarten, dass Energie aus Biomasse perspektivisch sogar zur Stabilisierung der Energiepreise beitragen. Sie kann – was das Beispiel Schweden zeigt – zu einer größeren Unabhängigkeit im internationalen Warenverkehr führen und damit einen Beitrag zur politischen Unabhängigkeit leisten.

Aus technischer Sicht stellt die Bereitstellung, die Aufbereitung, die Einspeisung und die Durchleitung von Biogas für Erdgasnetze den Stand der Technik bei guten und sehr guten Betriebserfahrungen in anderen europäischen Staaten dar. Die für das Gasnetz durch das in Luxemburg angewendete DVGW-Regelwerk vorgegebenen Qualitätsanforderungen an Austausch- oder Zusatzgas können eingehalten werden. Auch eine korrekte Abrechnung von Mischungen aus Erdgas und Biomethan mit den Endkunden ist zuverlässig möglich. Für die



Bereitstellung von Austauschgas, das mit der derzeit verteilten Erdgasqualität konform ist, ist die Zumischung von Flüssiggas zum aufbereiteten Biogas erforderlich. Dieser Fall ist voraussichtlich als Regelfall der Einspeisung zu erwarten. Grundsätzlich nicht ausschließbare, jedoch äußerst unwahrscheinliche Havarien von Einspeiseanlagen, die zur Einspeisung von Gas mit geringerer Qualität führen könnten, haben sowohl qualitativ als auch quantitativ nur sehr geringe Auswirkungen auf die Gasqualität im Gasnetz. Zuverlässige Überwachungs- und Analysemethoden können eine nahezu 100 %ige Sicherheit für die Vermeidung von Störfällen garantieren. Damit gibt es aus technischer Sicht keine grundsätzlichen Gründe gegen eine Biogaseinspeisung in das Luxemburger Erdgasnetz.

Instrumente der Förderung der Einspeisung von Biogas können, abgeleitet von den europäischen Erfahrungen sehr unterschiedlich ausgestaltet sein. Ein nur geringer Anreiz für die Installation von Praxisanlagen geht von einer Investitionsförderung aus, da diese Maßnahme nur einen sehr geringen Einfluss auf die langfristigen Bereitstellungskosten von Biomethan hat. Daher sollte eine auf den Energiegehalt des eingespeisten Gases bezogene Vergütung vorgezogen werden. Hier stellt sich vor Allem eine Vergütung des eingespeisten Gases aus organisatorischer Sicht sehr vorteilhaft dar, da z.B. im Fall einer Vergütung für Elektroenergie, die aus dem Biomethan gewonnen wird, die gesamte Bereitstellungskette einschließlich Gasdurchleitung durch das Erdgasnetz, Gasentnahme, Stromerzeugung und gekoppelte Wärmenutzung organisiert werden muss, was ein Hemmnis für die zügige Projektrealisierung darstellen wird. Ein außerordentlich wirksames und organisatorisch einfaches Instrument der Förderung kann eine privatwirtschaftliche Vereinbarung zwischen Gaswirtschaft und Biogasszene, z.B. nach dem Schweizer Vorbild sein.

Ohne eine **Regelung zur Vergütung** von eingespeistem Biogas wird die Technologie im Vergleich mit den Erdgasbezugspreisen in absehbarer Zeit nicht konkurrenzfähig sein. Dabei stellen Regelungen, die festgelegte und energieinhaltsbezogene Vergütungen beinhalten die größte Planungssicherheit für potenzielle Investoren bereit. Der Anreiz für die Errichtung von Einspeiseanlagen scheint auf diesem Wege am höchsten zu sein. Die Vergütungen sollten sich an den durchschnittlichen Erzeugungskosten des Biomethans orientieren, um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen, die allein die Basis für Investitionen der Privatwirtschaft in die Technologie sein kann. Die Erzeugungskosten für Biomethan liegen dabei in der Regel zwischen 5,5 und 8 ct/kWh_{th} einschließlich Einspeisung. Die höheren Kosten gelten dabei für Anlagen, die nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Der Einsatz der nachwachsenden Rohstoffe verursacht dabei die aufgrund Anbau, Ernte und Konservierung anfallenden Mehrkosten von rund 2 ct/kWh. Die Höhe der Vergütung sollte dabei unbedingt einer regelmäßigen Anpassung in Abhängigkeit von der Marktentwicklung, die von einer unabhängigen Institution geprüft wird, unterliegen, um Überkompensationen zu vermeiden und Teuerungsraten folgen zu können. Dabei muss allerdings ein klares Signal für eine langfristige Konstanz gegeben werden, um eine möglichst hohe Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Bezüglich der **Konformität eines Fördersystems** für die Einspeisung von Biogas in Erdgasqualität mit den europäischen Vorgaben zu subventionserheblichen Unterstützungen sind grundsätzlich viele, aus den Erfahrungen des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes



abgeleitete Aspekte zu beachten. Die Einführung eines Fördersystems ist grundsätzlich möglich, wenn vor allem:

- weder unmittelbar noch mittelbar staatliche Finanzmittel verringert oder gefährdet werden,
- Unternehmen, die zu über 25% dem Staat gehören, nicht gefördert werden,
- eine Abnahmepflicht für alle privaten und öffentlichen Netzbetreiber besteht,
- Vergütungen von allen Verbrauchern zu gleichen Teilen getragen werden.

Die **organisatorischen Fragen der Biogaseinspeisung** in das Erdgasnetz sind zum größten Teil durch die technischen Lösungsmöglichkeiten der Biogasaufbereitung und –einspeisung vorgegeben. Einige Fragen sind stark von der Art der Förderung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz abhängig. Wesentlich für die Realisierung der Einspeisung in der Praxis einschließlich aller vertraglicher Regelungen die enge Zusammenarbeit von Gaswirtschaft und Biogasproduzent. Wenn beide Parteien am Projekterfolg partizipieren können, sollten die Chancen, die in der Biogaseinspeisung für die Zukunft liegen, aufgegriffen werden und sinnvolle Projekte nicht an organisatorischen Fragen der Projektdurchführung scheitern.

Abschließend ist davon auszugehen, dass die Biogasaufbereitung und –einspeisung eine sehr gute Möglichkeit ist, die Gesamtwirkungsgrade von Biogasanlagen zu steigern. Dies trifft vor Allem auf Anlagen zu, die bei dezentraler Stromerzeugung keine Wärmenutzungsmöglichkeiten haben. Eingespeistes Biogas lässt sich – äquivalent zu Erdgas – außerordentlich flexibel einsetzen. Dies trifft derzeit vorwiegend für die Wärme- und Stromerzeugung zu. Darüber hinaus stellt die Biogaseinspeisung aber auch eine sehr gute Basis dar, Biogas als Fahrzeugtreibstoff anzubieten und damit einen Beitrag zum Klimaschutz und zur Erfüllung der europäischen Biokraftstoffrichtlinie zu leisten. Aus diesen Gründen sollte die Biogaseinspeisung sowohl politische als auch finanzielle Unterstützung erhalten. Dabei kann ein Fördersystem unabhängig von seiner Struktur einen sehr guten Beitrag zur Realisierung von Projekten leisten, der Einzelfall ist jedoch immer gesondert zu betrachten und kann durchaus von den in dieser Studie dargestellten Kennzahlen abweichen.



Abkürzungsverzeichnis

BG	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
KW	Kohlenwasserstoffe
LPG	Liquified petroleum gas
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
PSA	Druckwechseladsorption
VDI	Verein Deutscher Ingenieure



Literaturverzeichnis

- /1/ Bundesregierung; „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“, 21.Juli 2004
- /2/ Bundesverband Erneuerbare Energien; „EU-Gemeinschaftsrecht und nationales Gestaltungsrecht“; Vortrag von Prof. Dr. Nagel vor Eurosolar am 29.04. 2000 in Bonn; <http://www.bee-ev.de/index.php?a=30>
- /3/ Dahl, A.: Inventering och utvärdering av analysinstrument och flödesmätare för gasmätning i uppgraderingsanläggningar för biogas; Projekt 610407 im Nationellt Samverkansprojekt Biogas i Fordon; BioMil AB, Lund, 2005
- /4/ Doczyck W.; Schwerdt, P.: Entwicklung und Erprobung eines neuartigen regenerativen Kälteverfahrens zur Faulgasreinigung; Siloxa Engineering AG Essen; Oberhausen, März 2002
- /5/ DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn 2000
- /6/ Energie-Cités / ADEME; Energetische Nutzung von Biogas für den städtischen Nahverkehr Lille; 1999
- /7/ Europäische Union Pressemitteilung; „EU-Kommission erhebt keine Einwände gegen deutsche Gesetze zur Einspeisung von EE-Strom und zur Kraft-Wärme-Kopplung“; Brüssel 22.Mai 2002
- /8/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung; erstellt von: Institut für Energetik und Umwelt, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.; Gülzow 2004
- /9/ Fouquet, D.; „Kurzgutachten zur Beihilfediskussion des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes EEG“; BWE Brüssel 27. April 2000
- /10/ Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; „Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich“ Karlsruhe 26.7.2005
- /11/ Friedrichs, Georg: Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasnetz – Anforderungen und Chancen; energy 3/05
- /12/ Häder, M.; .Einspeisevergütung vs. Quoten-/Zertifikatsysteme- eine ökonomische Analyse der nationalen Systeme zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung in der Europäischen Union.; Fachhochschule Bochum; Juli 2005
- /13/ Hagen, M.; Polmann, E.; Jensen, J. K.; Myken, A.; Jönsson, O.; Dahl, A.: Adding gas from biomass to the gas grid; Report 118; Swedish Gas Center; 2001



- /14/ Harrich, K.; Proidl, H.; Schweden; Ambitionierte Ziele, wirksame Instrumente; Energy 1/06; S. 13 -15
- /15/ Hofmann, F.; Plättner, A.; Lulies, S.; Scholwin, F.; Kalies, M.; Schröder, G.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse; Band II; Leipzig 2005
- /16/ Hofmann, F.; Plättner, A.; Lulies, S.; Scholwin, F.: Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz; Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.; Gülzow 2005
- /17/ Hornbachner D.; Hutter, G.; Moor, D.; Biogas-Netzeinspeisung - Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich; Berichte aus Energie- und Umweltforschung; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich; 19/2005
- /18/ Institut für Energetik & Umwelt GmbH, Prognos AG Zwischenbericht „Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten“, Leipzig 26. Januar 2006
- /19/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Nachhaltige Biomassennutzungsstrategien im europäischen Kontext; Leipzig Dezember 2005
- /20/ Inventering och utvärdering av analysinstrument och flödesmätare för gasmätning i uppgraderingsanläggningar för biogas, report 610407, Svenska Biogasförening 2005
- /21/ Klinski, S.; „Rechtliche Rahmenbedingungen und Probleme der Stromerzeugung aus Biomasse“; Berlin 9.9.2002
- /22/ pers. Mitteilung durch Herrn Heissenberger
- /23/ Reiche, D.; Bechberger, M.; „Europa setzt auf feste Tarife“ -Warum Einspeisesysteme erfolgreich sind-; Neue Energie 02/2005
- /24/ Schulz, W.: Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten; Bremer Energie Institut; August 2004
- /25/ Svenska Biogasföreningen: Mikrobiell analys av biogas; Stockholm; 2005
- /26/ Tagungsband: Gasreinigung / Gasaufbereitung von Faulgasen; Fraunhofer-Institut UMSICHT; Februar 2005
- /27/ Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW: „EEG-Jahresabrechnungen 2001, 2002, 2003 und 2004 zur Ausgleichsregelung der ÜNB nach § 11 EEG auf Grundlage von WP-Bescheinigungen der Netzbetreiber“; Stand Dezember 2005
- /28/ Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW: „Erzeugungsmanagement zur Umsetzung des § 4 Abs. 3 EEG“; Berlin 27.2.2006
- /29/ <http://www.bavaria.de/LFU/luft/biogas/biogas4.htm>, Abruf: 16.12.2004
- /30/ <http://www.minez.nl/index.jsp>; Abruf 18.5.06



Anhang

Tabelle A-1 Zusammenfassung einiger Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung und der Biogasanlagen

Wirtsch. Kenndaten	Annahme	Technische Kenndaten	Annahme
Kalkulatorischer Zinssatz	6 %	Wirkungsgrad Biogas-BHKW (100 kW)	31 %
Nutzungsdauer Biogasanlage (komplett)	16 Jahre	Wirkungsgrad Biogas-BHKW (500 kW)	36 %
Nutzungsdauer Technikkomponenten	10 Jahre	Wirkungsgrad Biogas-BHKW (1.000 kW)	36 %
Nutzungsdauer Baukomponenten	20 Jahre	Wirkungsgrad Erdgas-BHKW (100 kW)	33 %
Nutzungsdauer Biogas BHKW	8 Jahre	Wirkungsgrad Erdgas-BHKW (500 kW)	38 %
Nutzungsdauer Erdgas BHKW	15 Jahre	Wirkungsgrad Erdgas-BHKW (1.000 kW)	39 %
Kosten Maissilage	30 €/t	Methangehalt Nawaro BGA	53 %
Kosten Gülle	0 €/t	Methangehalt Gülle BGA	57 %
Erlöse Bioabfall	- 35 €/t	Methangehalt Abfall BGA	62 %
Preise el. Strombezug	12 ct/kWh	Betriebsstunden BHKW	8.000 h/a