



**AKADEMIE
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN**



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences
Department Maschinenbau und Produktion

Masterthesis	
Name:	Vorname:
Schetelich	Jens
Studiengang:	vorgelegt am:
Erneuerbare Energien	1. April 2012
Erstprüfer/in:	Zweitprüfer/in:
Prof. Dr. Michael Gille, HAW Hamburg	Prof. Dr. Thomas Veesser, HAW Hamburg
Thema:	
EEG 2012: Markt- und Netzintegration der Stromerzeugung aus Biogasanlagen	

Thema der Master-Thesis

EEG 2012: Markt- und Netzintegration der Stromerzeugung aus Biogasanlagen

Stichworte

EEG 2012, Direktvermarktung, Marktprämie, Flexibilitätsprämie, Biogas Modellanlagen, Investitionsrechnung, Erneuerbare Energien, Integration Stromproduktion

Kurzzusammenfassung

Mit der Novellierung des Gesetzes zum Vorrang der Erneuerbaren Energien hat der Gesetzgeber neue Instrumente zur verbesserten Markt- und Netzintegration von Grünstrom eingeführt. Ziel dieser Arbeit ist es, anhand von Modellrechnungen zu überprüfen, wie sich die Gesetzesänderungen auf die Rentabilität der Stromerzeugung aus Biogasanlagen und somit die Investitionsentscheidungen von Anlagenbetreiber bzw. dessen Sponsoren auswirken. Der Fokus der Betrachtung liegt dabei auf der Verstromung von Biogas, da diesen Erneuerbaren-Energie-Anlagen mit der Einführung der Markt- und Flexibilitätsprämie eine Voreiterrolle für den angebotsseitigen Lastausgleich zuteilwerden soll.

Im ersten theoretischen Untersuchungsschritt werden die Instrumente zur Direktvermarktung sowie deren Einordnung in den vergütungsrechtlichen Gesamtzusammenhang beleuchtet. Um die in dieser Arbeit durchgeführten Investitionsrechnungen und deren Ausführungen nachvollziehen zu können, findet im 2. Schritt eine Erläuterung der dafür verwendeten Parameter statt. Mit den Investitionsrechnungsmodellen für fünf ausgesuchte Biogasanlagen werden anschließend die Auswirkungen der Vergütung nach Umlageverfahren und Direktvermarktung gegenübergestellt.

Als wesentliches Ergebnis dieser Arbeit bleibt festzuhalten, dass sich aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Einflussfaktoren sowohl auf der In-, als auch auf der Outputseite eine allgemein gültige Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen mittels Direktvermarktung nicht treffen lässt. Vor allem die Unkenntnis über zukünftige Peak- und Base-load-Preisdifferenzen an der Strombörse stellt einen großen Unsicherheitsfaktor für die Anlagenbetreiber dar. Unter den in dieser Arbeit zugrunde liegenden Annahmen hat sich gezeigt, dass sich vor allem Anlagen in einem Leistungsbereich von 150 bis 500 kW zukünftig am Markt durchsetzen werden.

Title of the paper

EEG 2012: Market and network integration of electricity from biogas plants

Keywords

EEG 2012, direct marketing, market premium, flexible premium, biogas plant model, investment analysis, renewable energy, integration of electricity production

Abstract

With the amendment of the Law on the primacy of renewable energy the legislature has introduced new tools for a better market and network integration of green electricity. The aim of this paper is to review on basis of model calculation how the law changes influences the profitability of electricity production from biogas plants and thus the investment decisions of plant operators and its sponsors. The focus of attention is on the generation of electricity from biogas because these renewable energy installations should be given a pioneering role in the supply-side load balancing with the introduction of market- and flexibility premium.

In the first theoretical step of study the tools of direct marketing as well as its position in the overall remuneration Legal context will be illuminated. In order to understand the investment accounts and its explanation that was made in this work in the second step is an explanation of the parameters used instead. With the investment analysis models for five selected biogas plants the effects of compensation according to cost splitting and direct marketing are compared.

As a major result of this work it should be noted that due to the large number of different factors on both the in-and output side a general statement on the economics of biogas plants cannot be made. In particular the lack of knowledge about future peak-and base-load price differences on the power exchange is a major element of uncertainty for the plant operators. Subject to the assumptions underlying this work it has been shown that mainly plants in a power range from 150 to 500 kW become accepted on the market in the future.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
1 Zielsetzung der Arbeit	1
2 Theoretische Grundlagen.....	3
2.1 Ökonomische und Ökologische Zielsetzung des Gesetzes zum Vorrang der Erneuerbaren Energien	3
2.2 Fördermechanismen des EEG.....	6
2.2.1 EEG-Umlageverfahren	8
2.2.2 Marktprämienmodell und Flexibilitätsprämie	11
2.2.3 „Grünstromprivileg“ und Sonstige Formen der Direktvermarktung.....	26
3 Modellanlagen – Erläuterung der betrachteten Parameter der Investitionsrechnung..	28
3.1 mikrobiologische und verfahrenstechnische Prozesse von Biogasanlagen	30
3.2 Inputstoffe und technische Beschreibung der Biogasanlage	32
3.3 Brutto- und Nettoenergieerzeugung.....	39
3.4 Einnahmen	42
3.5 Investitionen und Betriebskosten.....	50
3.6 Rechtsformen, Finanzierung und Investitionsrechnungsverfahren	54
3.6.1 Rechtsformen und deren Anwendung bei Biogasanlagen.....	54
3.6.2 Finanzierungsmaßnahmen und deren Anwendung bei Biogasanlagen	57
3.6.3 Investitionsrechnungsverfahren.....	61
3.6.4 Beschreibung der Parameter der Modellrechnung	63
3.7 Finanzplan.....	64
4 Modellanlagen – Berechnung und Ergebnisse der Investitionsrechnung.....	66
4.1 Modellanlage 1 – BGA 11 mit 48 kW installierter elektrischer Leistung	67
4.1.1 Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2000.....	67
4.1.2 Betriebsergebnis EEG 2012.....	70

4.2	Modellanlage 2 – BGA 05 mit 180 kW installierter elektrischer Leistung	75
4.2.1	Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004.....	75
4.2.2	Betriebsergebnis EEG 2012.....	77
4.3	Modellanlage 3 – BGA 26 mit 290 kW installierter elektrischer Leistung	82
4.3.1	Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004.....	82
4.3.2	Betriebsergebnis EEG 2012.....	84
4.4	Modellanlage 4 – BGA 62 mit 536 kW installierter elektrischer Leistung	88
4.4.1	Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004.....	88
4.4.2	Betriebsergebnis EEG 2012.....	90
4.5	Modellanlage 5 – BGA 56 mit 1300 kW installierter elektrischer Leistung	94
4.5.1	Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004.....	94
4.5.2	Betriebsergebnis EEG 2012.....	96
5	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und ein Ausblick	100
	Literaturverzeichnis	103

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung	5
Abbildung 2: Fördermechanismen EEG 2012	7
Abbildung 3: Schematische Darstellung Umlageverfahren ab 2010.....	9
Abbildung 4: Zusammensetzung der Erlöse mittels Marktprämie	13
Abbildung 5: Exemplarische Darstellung einer Biogasanlage nach heutiger Auslegung ...	20
Abbildung 6: Exemplarische Darstellung einer Biogasanlage nach Auslegung mit der.....	21
Abbildung 7: Zusammensetzung der Erlöse mittels Flexibilitätsprämie.....	22
Abbildung 8: Vergütung aus der Flexibilitätsprämie für die anrechenbare Zusatzkapazität einer biogasbetriebenen Anlage mit 1200 kW installierter elektrischer Leistung.....	25
Abbildung 9: Eingabemaske zur Investitionsrechnung	29
Abbildung 10: Datenblatt Ertragsprognose	32
Abbildung 11: Überblick Umlageverfahren	43
Abbildung 12: Vergütungsstruktur für Neuanlagen bis 31.12.2013	44
Abbildung 13: Datenblatt Einnahmen	45
Abbildung 14: Datenblatt Ausgaben	51
Abbildung 15: Datenblatt Kosten	53
Abbildung 16: Auszug Datenblatt Finanzplan	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleichsrechnung Marktprämie für Biogasanlagen.....	17
Tabelle 2: Basisdaten Biogasanlage 11 - EEG 2000	69
Tabelle 3: Basisdaten Biogasanlage 11 - EEG 2012	71
Tabelle 4: Basisdaten Biogasanlage 05 – EEG 2004	75
Tabelle 5: Variation Methanertrag Substrate BGA 05	78
Tabelle 6: Basisdaten Biogasanlage 05 - EEG 2012	79
Tabelle 7: Basisdaten Biogasanlage 26 - EEG 2004	83
Tabelle 8: Variation Methanertrag Substrate BGA 26	84
Tabelle 9: Basisdaten Biogasanlage 26 - EEG 2012	85
Tabelle 10: Basisdaten Biogasanlage 62 - EEG 2004	89
Tabelle 11: Substratdaten Biogasanlage 62.....	90
Tabelle 12: Basisdaten Biogasanlage 62 - EEG 2012	91
Tabelle 13: Basisdaten Biogasanlage 56 - EEG 2004	95
Tabelle 14: Variation Substrateintrag Biogasanlage 56	96
Tabelle 15: Basisdaten Biogasanlage 56 - EEG 2012	97
Tabelle 16: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeit	101

Abkürzungsverzeichnis

AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BiomassV	Biomasseverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
ebd.	ebenda
EBT	earnings before taxes
EBIT	earnings before interest and taxes
EBITDA	earnings before interest, taxes, depreciation and amortization
EE	Erneuerbaren Energien
EEG	Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Power Exchange
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk
EPEX	European Power Exchange
EV	Einspeisevergütung
f.	folgende Seite
ff.	die folgenden Seiten
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPX	Leipziger Power Exchange
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
oTS	organische Trockensubstanz
PV	Photovoltaik
s.	siehe
S.	Seite
TS	Trockensubstanz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	vergleiche

1 Zielsetzung der Arbeit

Die Produktion des Stromes aus Anlagen für Erneuerbare Energien ist praktisch bislang nicht in den Strommarkt integriert. So setzt die bisherige Förderung der Erneuerbaren Energien (EE) keine Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung. Auch stellt der starke Anlagenzubau für das Elektrizitätsversorgungssystem zunehmend eine technische Herausforderung dar.¹ Überkapazitäten an Windkraftanlagen im Norden Deutschlands werden bei niedriger Nachfrage und hohem Windangebot durch die bisherige Vergütungsstruktur im Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) begünstigt. Eine Regelung zur bedarfsgerechten Einspeisung ist deshalb notwendig. Durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wurden mehrere Studien in Auftrag gegeben, deren Ergebnisse in die am 01.01.2012 in Kraft getretene Novelle des EEG mit einfließen² und damit hoffentlich das Ziel, eine verbesserte Markt- und Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien zu erreichen, mit unterstützen.

Neben der Marktprämie, die für den eingespeisten Strom aller im EEG aufgeführten Erneuerbaren Energien bezogen werden kann, ist mit der Flexibilitätsprämie ein Anreizinstrument geschaffen worden, das eine bedarfsorientierte Stromproduktion von leicht speicherbarem Biogas und Biomethan fördert. Damit wird auch die Nutzung größerer Mengen an fluktuierendem Wind- und PV-Strom möglich, da Last- bzw. EE-Erzeugungsspitzen gepuffert werden können. Dies kann ein wertvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien und zur Stromnetzentlastung sein.

Mit dieser Arbeit sollen anhand von verschiedenen Modellrechnungen die Instrumente zur Markt- und Netzintegration des Gesetzes zum Vorrang Erneuerbarer Energien auf ihre Wirksamkeit hin überprüft werden. Aufgrund dessen, dass für Biomasse die Möglichkeit besteht, zusätzlich die Flexibilitätsprämie in Anspruch zu nehmen, wird sich die Untersuchung auf die Stromerzeugung von Biogasanlagen beschränken und weitere EE-Anlagen außer Acht lassen.

¹ Vgl. r2b Energy Consulting GmbH, Förderung der Direktvermarktung, S. 1

² Vgl. unter anderem und im Besonderen für die Flexibilitätsprämie: Rohrig et al., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan

Im **Abschnitt 2** dieser Arbeit werden nach einer Zusammenfassung der Zielsetzungen des EEG und somit der Erläuterung des Ausgangspunktes für die Maßnahmen zur Markt- und Netzintegration die einzelnen Fördermechanismen innerhalb des Gesetzes zum Vorrang für Erneuerbare Energien vorgestellt. Dabei liegt ein Hauptaugenmerk auf den Instrumenten der Markt- und Flexibilitätsprämie sowie deren Ausgestaltung und praktische Anwendung.

Für die Modellberechnungen der zu untersuchenden Biogasanlagen wurde mittels Microsoft Excel eine Investitionsrechnung simuliert, deren Parameter im **Abschnitt 3** vorgestellt werden sollen. Dabei werden zum einen die einzelnen eingesetzten Variablen erklärt und des Weiteren grundsätzliche Begriffe zum Verständnis der Biogasanlagenmodellrechnung erläutert.

Im **Abschnitt 4**, dem Schwerpunkt dieser Arbeit, werden fünf Biogasanlagen mit unterschiedlichen installierten elektrischen Leistungen vorgestellt, deren Betriebsergebnisse nach alter EEG- Vergütung aufgezeigt und die eigenen Berechnungen zur Vergütung nach EEG 2012, einschließlich einer möglichen Nutzung von Markt- und Flexibilitätsprämie, erläutert werden.

In der abschließenden **Zusammenfassung** zeigt sich, ob die Ziele der Novellierung des EEG unter den in der Modellrechnung getroffenen Annahmen erreicht werden können.

2 Theoretische Grundlagen

Neben einer Erläuterung der einzelnen Vergütungsmöglichkeiten des EEG sollen mit Hilfe dieses Abschnittes dem Leser die ökonomischen und ökologischen Zielsetzungen des Gesetzes näher gebracht werden, um die später folgenden Modellberechnungen im Gesamtzusammenhang beurteilen zu können.

2.1 Ökonomische und Ökologische Zielsetzung des Gesetzes zum Vorrang der Erneuerbaren Energien

Das Gesetz zum Vorrang der Erneuerbaren Energien dient dazu, die klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik Deutschland zu erfüllen. Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls hat sich die Regierung verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen im gesamt-europäischen Rahmen bis zum Jahr 2020 um 30% unter das Niveau von 1990 zu senken. Durch das Burden-Sharing-Agreement, das eine Lastenverteilung innerhalb der Europäischen Union vorsieht, ist das Ziel der Minderung des Ausstoßes von Treibhausgasemissionen auf 40% zum Referenzjahr 1990 bis zum Jahr 2020 angehoben worden. Damit dies gelingen kann, wird dem Ausbau der Erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle zugesprochen.

Ferner wird mit der Investition in regenerative Energien eine nachhaltige Energieversorgung realisiert. Damit soll eine gesicherte Energiebereitstellung auch für künftige Generationen gewährleistet werden, die neben den ökonomischen auch deren ökologische Belange berücksichtigt. Eine zentrale Rolle spielt in diesem Zusammenhang das EEG, dessen Zweck in § 1 Abs. 1 EEG definiert ist und dies nochmals unterstreicht:

„Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“³

³Vgl. EEG 2012

Dass Erneuerbare Energien bereits heute einen wichtigen Beitrag zum Klima- und Umweltschutz leisten, zeigen die im Jahre 2010 vermiedenen Treibhausgasemissionen in Höhe von 118 Mio. Tonnen Kohlendioxidäquivalent.⁴ Mehr als 70 % des vom Menschen verursachten Treibhauseffekts werden heutzutage durch energiebedingte Kohlendioxidemissionen verursacht. Dabei führt gerade die Verbrennung von fossilen Energieträgern zum Ausstoß von Luftschadstoffen, wie Kohlendioxid, Schwefeldioxid und Stickoxide und die aufgeführten Gase wiederum zur Verschärfung des Treibhauseffektes und anderer negativer Umwelteinwirkungen wie zum Beispiel „Saurer Regen“. Auch der im Jahre 2007 veröffentlichte Sachstandsbericht des IPCC über Klimaänderungen⁵ verdeutlicht nochmals die Auswirkungen der Treibhausgasemissionen auf den Klimawandel.

Mit der Förderung der Erneuerbaren Energien werden durch die Vermeidung von klimaschädlichen Gasen auch langfristig anfallende externe Effekte vermieden. Damit sind Externalitäten gemeint, die durch die Verbrennung fossiler Energieträger entstehen und bei der Stromgestehung nicht als Kostenfaktor mit berücksichtigt werden. Diese real anfallenden gesamtwirtschaftlichen Kosten werden nicht auf den einzelnen Konsumenten verteilt, sondern müssen gesamtgesellschaftlich aufgefangen werden. Staatliche Eingriffe, wie zum Beispiel der vorgeschriebene Einsatz von Filtern in Kraftwerken, können ebenfalls diesem Effekt entgegenwirken. Der Einsatz von umweltfreundlichen Energieträgern hat aber den Vorteil, dass es gar nicht erst zu einer Entstehung und somit notwendigen Vermeidung von externen Effekten kommen muss.

Die künftige Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauches lässt sich nur schwer vorhersagen. Die den verschiedenen Studien zugrunde liegenden Szenarien weisen unterschiedliche Ergebnisse auf.⁶ Eine Ursache ist hierbei in den kongruenten Annahmen der Untersuchungen zu finden. Zum einen wird von einem ansteigenden Wirtschaftswachstums, vor allem im asiatischen Raum, ausgegangen, was zu einem höheren Energieverbrauch führt.

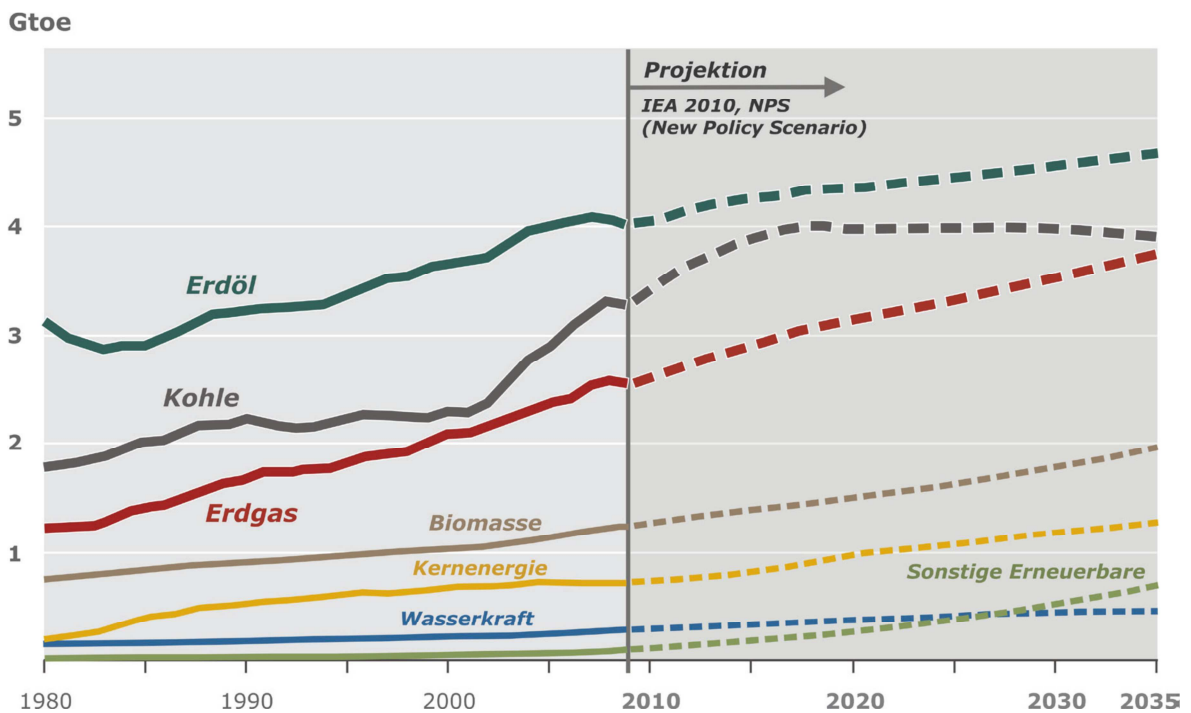
⁴ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Erneuerbare Energien in Zahlen

⁵ Vgl. IPCC, Klimaänderung 2007

⁶ Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen

Andererseits wachsen die Bemühungen um den Klimaschutz und damit die einhergehende Reduzierung des Ausstoßes von Kohlendioxid sowie die verringerte Verbrennung von fossilen Energieträgern.

In der Abbildung 1 sind die angekündigten zukünftigen Maßnahmen der Klima- und Energiepolitik der verschiedenen Länder in der Projektion der International Energy Agency (IEA) mit beinhaltet und zeigen den stetig wachsenden Verbrauch an Primärenergieträgern. Bei einer einhergehenden Verknappung der fossilen Energieträger wird dies zu einer Kostensteigerung und damit einer Einengung der Handlungsspielräume zukünftiger Generationen führen.



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, S. 9

Abbildung 1: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung

Dass die Wahrung der Interessen zur gesicherten Energieversorgung für zukünftige Generationen nicht zwangsläufig im Widerspruch zwischen ökologischen und ökonomischen Belangen steht, zeigen die positiven Wirkungen des EEG auf den technologischen Fortschritt und den Arbeitsmarkt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat vor allem im Bereich kleinerer und mittlerer Unternehmen zukunftsfähige Arbeitsplätze geschaffen und durch gezielte Forschungs- und Entwicklungsarbeit die Bundesrepublik Deutschland im Bereich des Anlagenbaus weltmarktführend gemacht.⁷

Neben technologischen Neuerungen werden vor allem Lerneffekte im Umgang mit den regenerativen Energien dazu führen, dass das Ziel einer mittel- bis langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Energieträger am Strommarkt erreicht wird. Einen bedeutenden Impuls sollen dabei die neu geschaffenen Instrumente des EEG zur Markt- und Netzintegration liefern. Diese werden im folgenden Abschnitt in ihrer Wirkungsweise betrachtet.

2.2 Fördermechanismen des EEG

Um die Ziele des EEG's zu erreichen, hat der Gesetzgeber mit der Novellierung des Gesetzes verschiedene Vergütungssysteme eingeführt, die den Erzeugern Erneuerbarer Energien eine kostendeckende Betreibung ihrer Anlagen unter Berücksichtigung eines angemessenen unternehmerischen Gewinnes ermöglichen sollen. Dabei wird zwischen der Vergütung mittels dem Umlageverfahren und der Direktvermarktung unterschieden.

Das Umlageverfahren – auch als Wälzungsmechanismus bezeichnet – wurde im Januar 2010 angepasst und wird im Grundsatz auch in der novellierten Form des EEG 2012 unverändert fortgesetzt. Eine Änderung erfolgte für die in den §§ 23 bis 33 EEG festgesetzten Vergütungssätzen der einzelnen Erneuerbaren Energien und des Grubengases. Für Biogasanlagen ist hierbei § 27 in Verbindung mit den Allgemeinen Vorschriften der §§ 16 und 17 EEG ausschlaggebend. Im Abschnitt 2.2.1 soll neben einer allgemeinen Darstellung des EEG-Umlageverfahrens vor allem auf die Novellierungen im § 27 EEG und den daraus folgenden Konsequenzen für Biogasanlagenbetreiber eingegangen werden.

Seit der Einführung des EEG sind neben der mehrmals korrigierten Einspeisevergütung weitere Elemente implementiert worden, die vor allem der verbesserten Markt- und Netzintegration der Anlagen dienen sollten.

⁷ Vgl. BMU, Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte, S.28ff

Neben der bereits im EEG von 2009 vorhandenen Direktvermarktung zum Zwecke der Verringerung der EEG-Umlage sind mit der jetzigen Novellierung zwei weitere Formen der Direktvermarktung integriert worden. Als neue Elemente der Vergütung sind die Marktprämie in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie sowie sonstige Formen der Direktvermarktung für Anlagenbetreiber angeboten worden. Im Abschnitt 2.2.2 wird auf die Ausgestaltung der Marktprämie eingegangen. Da die Betreiber von Biogasanlagen ergänzend zur Marktprämie auch die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen können, wird diese im Anschluss daran ebenfalls erläutert.

Die weiteren Formen der Direktvermarktung - „Grünstromprivileg“ und sonstige Direktvermarktungsmöglichkeiten - zielen zwar ebenfalls auf eine verbesserte Markt- und Netzintegration von Strom aus EE-Anlagen ab, betreffen den Anlagenbetreiber aber nur indirekt und somit nur unwesentlich in seiner Investitionsentscheidung. Deshalb wird darauf im Abschnitt 2.2.3 nur in kurzer Form eingegangen.

Die Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Vergütungsformen nach EEG 2012.

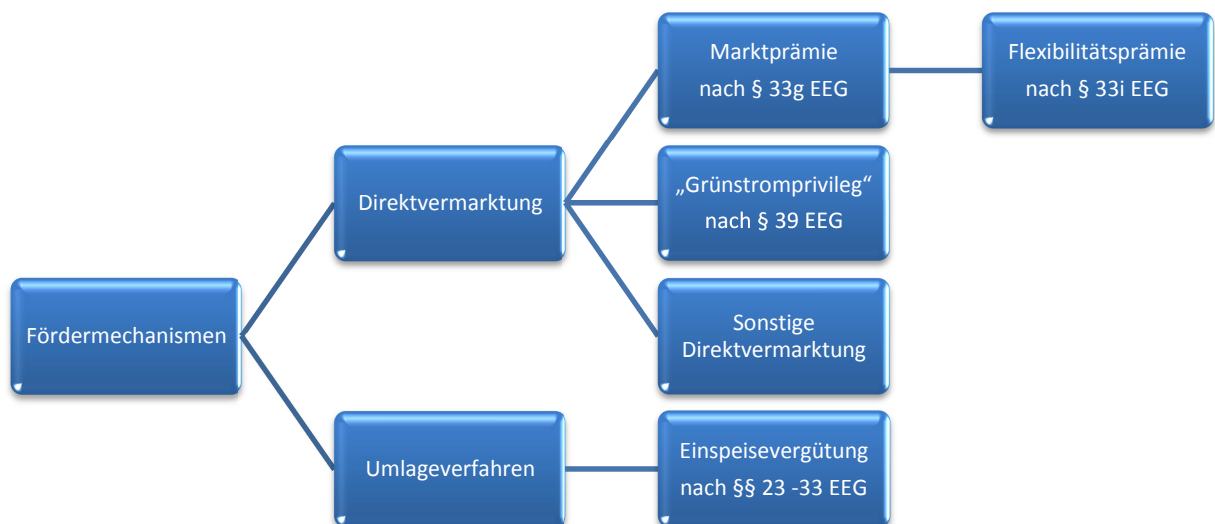


Abbildung 2: Fördermechanismen EEG 2012

2.2.1 EEG-Umlageverfahren

Das EEG-Umlageverfahren dient dazu, die durch das Gesetz entstandenen Kosten auf die Stromverbraucher umzulegen. Somit werden alle Konsumenten an den Belastungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien beteiligt.⁸

Im Jahre 2010 wurde der dem Umlageverfahren zugrunde liegende Ausgleichsmechanismus angepasst. Bis zum Ende des Jahres 2009 lieferten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den vom Anlagenbetreiber eingespeisten Strom als physisches Band an die Elektrizitätsunternehmen. Seit Januar 2010 wird nun auch der Strom aus regenerativen Energiequellen wie bereits der Strom aus konventionellen Anlagen durch die ÜNB am Spotmarkt der Strombörse vermarktet und somit mit einem Marktpreis versehen.⁹

Das Vergütungskonzept des EEG sieht weiterhin vor, dass der Verteilnetzbetreiber verpflichtet ist, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich und vorrangig vom Anlagenbetreiber abzunehmen. Der sich daraus ableitende finanzielle Ausgleich zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber wird im § 35 EEG geregelt. Darin ist festgeschrieben, dass der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet ist, dem Verteilnetzbetreiber diese Strommenge zu vergüten.

Der Übertragungsnetzbetreiber wird darüber hinaus verpflichtet, diesen Strom gemeinsam oder alleine diskriminierungsfrei und transparent an einer Strombörse zu vermarkten. Die Kosten der Vermarktung kann der ÜNB dann den Elektrizitätsunternehmen und Lieferanten, welche den Strom an den Letztverbraucher liefern, in Rechnung stellen. Die Kosten dieser Maßnahme, die sich nach § 3 AusglMechV und im Wesentlichen aus der Differenz der Einnahmen aus der Vermarktung des Stromes und den Ausgaben der Vergütungszahlungen nach EEG zusammensetzen, ergeben die EEG-Umlage.

In welcher Höhe die Verteilnetzbetreiber den Anlagenbetreibern den Strom zu vergüten haben, regeln die §§ 23 – 33 EEG. Hierin sind für jede regenerative Energiequelle und

⁸ Stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen haben unter bestimmten Voraussetzungen einen Anspruch auf Begrenzung der EEG-Umlage. Vgl. §§ 40 ff EEG 2012

⁹ Start der Stromvermarktung aus konventionellen Anlagen war im Jahr 2000 an den Beiden später fusionierten Handelsplätzen in Leipzig mit der Leipzig Power Exchange (LPX) sowie in Frankfurt am Main mit der European Energy Exchange (EEX)

für Grubengas eigene technologiespezifische Vergütungssätze festgelegt. Diese unterscheiden sich innerhalb der jeweiligen Technologie nochmals in Abhängigkeit der vorhandenen Bemessungs- bzw. installierten Leistung der Anlage.



Abbildung 3: Schematische Darstellung Umlageverfahren ab 2010

Die §§ 16 – 22 EEG regeln neben den Allgemeinen Vergütungsvorschriften auch die anzusetzenden Absenkungen der Vergütungen und Bonuszahlungen für die einzelnen Energieträger. Diese werden jährlich ab 2013 für neu in Betrieb genommene Anlagen verringert und gelten dann für diese Anlagen für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren zusätzlich zu dem Inbetriebnahmejahr. Mit der im Gesetz implementierten Degression der Vergütungssätze für den Strom aus EE-Anlagen wird der Entwicklung neuer Techniken sowie Lerneffekten im Umgang mit EE-Anlagen Rechnung getragen. Langfristig soll der Strom aus EE-Anlagen auch ohne die Förderung durch das EEG konkurrenz- und marktfähig sein.

Mit der Stromvergütung nach dem EEG-Umlageverfahren haben die Betreiber von Biogasanlagen eine gesicherte Grundlage für ihre Investitionsentscheidung erhalten. Damit

können erhebliche Risikofaktoren minimiert werden, da eine Schwankung der Preise für das Produkt Strom für 20 Jahre nahezu ausgeschlossen ist. Dass das bis Ende 2011 bestehende Vergütungssystem attraktiv für die Anlagenbetreiber und Investoren war und ist, lässt sich auch aus den Zubauraten ablesen.¹⁰ Mit der 2012 anstehenden Novellierung des Vergütungssystemes der EEG-Umlage sollen des Weiteren auch bestehende Fehlentwicklungen - gerade für den Energieträger Biomasse - rückgängig gemacht werden. Zu nennen sind unter anderem:

- Die durch den NaWaRo-Bonus in Verbindung mit dem „Gülle-Bonus“ entstandene Überförderung von vor allem kleineren Biogasanlagen.
- Die geringe Nutzung des „Landschaftspflege-Bonus“ durch die hohen Förderungen des Mindestanteils des Landschaftspflegematerials in den Biogasanlagen sowie einer unklaren Definition des Begriffes „Landschaftspflegematerial“.
- Die durch die hohe Anbauquote der Energiepflanze Mais entstandenen kulturlandschaftlichen Eingriffe. („Vermaisung“ der Landschaft) und die entstandenen Flächen- und Nutzungskonkurrenzen.

Mit Beginn des Jahres 2012 werden mit der Einführung von Einsatzstoffvergütungsklassen und von zusätzlichen Auflagen zur Gülle- bzw. Wärmenutzung weitreichende Korrekturen am Vergütungssystem vorgenommen.

Dazu gilt im Einzelnen Folgendes:

- Einsatzstoffvergütungsklassen:
Die vereinfachte Vergütungsstruktur sieht vor, dass neben einer leistungsgestaffelten Grundvergütung eine ebenfalls von der Anlagenleistung abhängige Rohstoffvergütung gezahlt wird. Mit der leistungsgestaffelten Grundvergütung sollen spezifische Betriebs- und Investitionskosten abgegolten werden, die mit zunehmender Anlagengröße sinken.

¹⁰ Vgl. BMU, Biomasse-Erfahrungsbericht, S.24

Bei der Unterscheidung der einzusetzenden Rohstoffe nach Rohstoffklasse I und II werden die Rohstoffe mit einem höheren Bonus vergütet (Rohstoffklasse II), die besondere ökologische Vorteile mit sich bringen. Rohstoffe, die nach der Biomasseverordnung als Biomasse anerkannt sind, aber keine oder nur geringe Bereitstellungskosten verursachen, werden über die Grundvergütung hinaus nicht besonders vergütet und deshalb in keiner der beiden Rohstoffklassen aufgeführt.

- **Auflagen Wärme und Gülle:**

Zur weiteren Vereinfachung der Vergütungsstruktur im EEG wurden der bisherige Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus (KWK) sowie der Gülle-Bonus in die Grundvergütung integriert. Um die oben beschriebenen Fehlentwicklungen der vorherigen Vergütungsstruktur nicht zu wiederholen, hat man sich dazu entschieden, die Gewährung der Grundvergütung an eine Mindestwärmenutzung in Höhe von 60 % bzw. alternativ an einem Mindestgülleinsatz von ebenfalls 60 % zu koppeln. Die Anerkennung der Wärmenutzung erfolgt, wie schon im EEG 2009, über die in der Anlage 2 zum EEG beschriebene Positivliste zur Wärmenutzung.

2.2.2 Marktprämienmodell und Flexibilitätsprämie

2.2.2.1 Marktprämie

Mit der Einführung einer optionalen Marktprämie ist ein wichtiges Instrument geschaffen worden, um eine marktorientierte Strombereitstellung durch regenerative Energien zu ermöglichen.

Durch den vermehrten Zubau von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien und den Zielvorgaben der Bundesregierung im Energiekonzept¹¹ mussten Handlungsoptionen geschaffen werden, um eine verbesserte Markt- und Netzintegration zuzulassen.

¹¹ Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2050 um 80-95 % (gegenüber 1990) sinken. Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch 18 % erreichen, und danach kontinuierlich weiter steigen auf 30 % bis 2030 und auf 60% bis 2050.

Die fluktuierend einspeisenden Energiequellen wie Wind und Sonne führen bei einem weiteren geplanten Ausbau der Anlagen zu erheblichen Herausforderungen. So wird in Wind- bzw. Sonnenspitzenzeiten in einigen Regionen bereits heute mehr Strom durch regenerative Energiequellen geliefert, als es die Nachfrage verlangt¹². Dies kann durch den vom EEG vorgegebenen Abnahmepflicht an der Strombörse zu negativen Preisen führen.¹³

Auch die Frage der Netzintegration, also der Umstellung von zentraler stringent gerichteter Stromproduktion hin zur dezentralen matrixförmigen Energiebereitstellung, fordert vermehrt Instrumente zur bedarfsgerechten Erzeugung von Strom.

Der Anlagenbetreiber von regenerativen Energieanlagen soll vom passiven Teilnehmer am Energiemarkt zur aktiven Teilnahme gelangen. Ziel muss es sein, dass die durch Angebot und Nachfrage von EE-Strom an den Börsen ausgelösten Preissignale für die Erzeuger des Stromes Anreize zur bedarfsgerechten Produktion setzen. Bisher sind sie unbeteiligte Marktteilnehmer, zu denen diese Preissignale aufgrund der festen Einspeisevergütung nicht durchdringen. Jetzt wird dem Anlagenbetreiber statt einer festen Einspeisevergütung erstmalig die Wahl zur Nutzung einer optionalen Marktprämie gegeben. Die Entscheidung, ob der Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung oder Marktprämie nutzt, kann er jeden Monat erneut treffen. Der einzelne Anlagenbetreiber bzw. jeder andere beliebige Vermarkter tritt somit an die Stelle des Übertragungsnetzbetreibers, der wie oben gezeigt, bisher für die Vermarktung des EE-Stromes an der Börse zuständig war.

Die ÜNB hatten den Strom alleinig am Spotmarkt vermarktet. Damit wurden aber zum Teil nicht die maximal möglichen Preise erzielt, da eine Vermarktung als Regelenergie im Rahmen der AusglMechV nicht möglich war. Auch wurden aufgrund des Vorranges und Abnahmepflichtes und der damit verpflichtenden Einbringung der Strommengen an der Börse Nachfragesignale nach Strom nicht berücksichtigt. Somit hatte der Strom aus EE-Anlagen keinen aktiven Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage geleistet.¹⁴

¹² Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), (Hrsg.): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, S.26

¹³ BMWi, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, S. 5

¹⁴ BMU, Erfahrungsbericht EEG 2011, S. 11

Mit der Direktvermarktung über die optionale Marktprämie bzw. sonstiger Direktvermarktungsverfahren ist eine Vermarktung über den Spotmarkt hinaus prinzipiell möglich geworden. Allerdings müssen für eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt weitere Hürden abgebaut werden, damit auch Strom aus regenerativen Energieanlagen zur Regelenenergie verwandt werden kann.¹⁵

Wenn eine Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien erfolgen soll, müssen dabei drei Kenngrößen berücksichtigt werden. Diese sind zum einen der Marktwert der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie, zum anderen die Kosten für den Ausgleich etwaiger Prognosefehler sowie die Kosten für die Handelsabwicklung.

Für den Anlagenbetreiber errechnet sich sein Gesamterlös aus der Marktprämie und den Verkaufserlösen an der Börse. Die Marktprämie wiederum setzt sich aus den Bestandteilen der Einspeisevergütung nach den §§ 23 bis 33 EEG abzüglich des ermittelten Referenzmarktwertes zusammen. Der Referenzmarktwert ist umso größer – und desto geringer die Marktprämie – je höher der ermittelte Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für Strom am Spotmarkt der Börse ist. In Abbildung 4 findet sich eine entsprechende Darstellung.

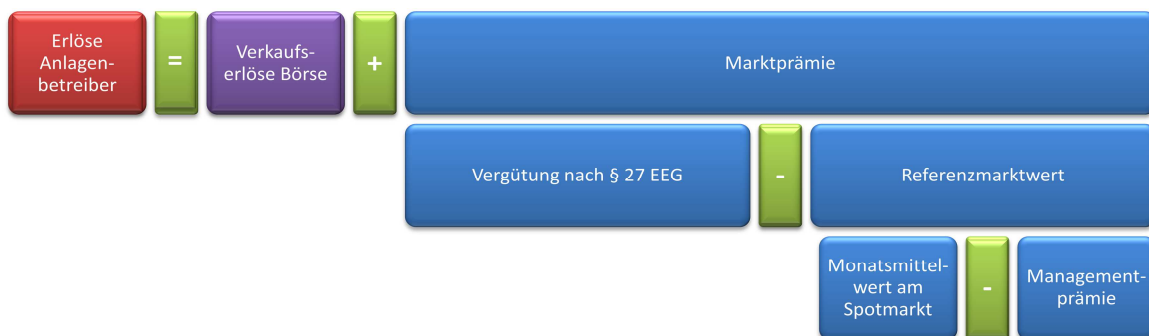


Abbildung 4: Zusammensetzung der Erlöse mittels Marktprämie

¹⁵ Gegenwärtig führt die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren zur Optimierung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Primärregelleistung durch. Ziel des Verfahrens ist es, durch eine Flexibilisierung der Ausschreibungsbedingungen, wie z. B. die Verringerung der Mindestangebotsgröße und die Reduzierung des Ausschreibungszeitraums, nicht nur den bestehenden Anbietern die Angebotsstellung zu erleichtern, sondern Marktzutritte neuer, vor allem kleiner Anbieter zu induzieren. Vgl. Deutscher Bundestag, Kleine Anfrage Primärregelleistung in Deutschland

Das bedeutet im Detail, dass bei der Berechnung der Marktprämie nach Anlage 4 EEG der Marktwert des Stromes mittels Wertigkeitsfaktor errechnet wird und die Kosten der Vermarktung durch eine Managementprämie abgedeckt werden. Der technologiespezifische Wertigkeitsfaktor wird dabei monatlich ex-post ermittelt. Somit ist sichergestellt, dass eine fehlerhafte Festlegung der Wertigkeitsfaktoren und damit eine Mehrbelastung für die EEG-Umlage ausgeschlossen ist sowie das Risiko für die Vermarkter vermindert wird.

Die Berechnung des Wertigkeitsfaktors erfolgt, indem die technologiespezifische Summe der stündlichen Verkaufserlöse durch die erzeugte Strommenge geteilt wird, so dass man damit einen technologiespezifischen Durchschnittserlös erhält. Der Erlös wird dann in Bezug zum aktuellen durchschnittlichen Marktpreis gesetzt und somit wird der relative Marktwert der jeweiligen regenerativen Energiequelle ermittelt.

Der jährliche relative Marktwert von Windenergie schwankt zwischen 87.8 % und 94.5 %, der von Photovoltaikanlagen in den einzelnen Zeitreihen zwischen 116 % und 133 %. Insgesamt ergibt sich ein mittlerer Wert für PV-Anlagen von ca. 123 %.¹⁶ Für dargebotunabhängige Energieträger, wie die Biomasse, wird der relative Marktwert mit 100 % festgelegt. Somit ist für diese nicht fluktuierend einspeisenden Energieträger der relative Marktwert gleich dem an der Börse ermittelten Marktwert.

Die Kopplung an den relativen Marktwert bedeutet, dass der Marktwert eines Einspeiseprofils immer auf das generelle Marktpreisniveau eines Zeitraums bezogen wird. Somit werden Unsicherheiten, die durch die generelle Schwankung des Marktpreisniveaus entstehen, eliminiert. Daraus ergeben sich auch in der Anlage 4 EEG unterschiedliche Formen der Berechnung der Marktprämie für die einzelnen Energieträger. Im Folgenden soll nur auf die für diese Arbeit relevante Berechnung der Marktprämie für den Energieträger Biomasse eingegangen werden.

¹⁶ Sensfuss, Frank; Ragwitz, Mario: Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S.6

Diese stellt sich wie folgt dar:

$$MP = EV - RW$$

mit:

$$RW = MW_{EPEX} - P_{M(Steuerbare)}$$

MP = Marktprämie

- ist die Höhe der Marktprämie im Sinne des §33g Absatz 2 EEG in Cent pro Kilowattstunde, also der Direktvermarktung von EE-Strom mittels Marktprämie

EV = Einspeisevergütung

- ist der anzulegende Wert nach § 33 h in Cent pro Kilowattstunde für Biomasse, somit die nach § 27 EEG festgelegte Vergütung für Strom aus Biomasse

RW = Referenzmarktwert

- ist der energieträgerspezifisch berechnete Referenzmarktwert in Cent pro Kilowattstunde
- dieser setzt sich aus dem Monatsmittelwert MW_{EPEX} abzüglich der Managementprämie $P_{M(Steuerbare)}$ zusammen

MW_{EPEX} = Monatsmittelwert der Stundenkontrakte

- ist der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt an der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde
- Aufgrund der Dargebotunabhängigkeit der Stromerzeugung aus Biomasse ist der technologiespezifische Wertigkeitsfaktor mit 100 % eingeflossen, d.h. dass als Berechnungsgrundlage der Marktprämie der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte angesetzt wird.

$P_{M(\text{Steuerbare})} = \text{Managementprämie}$

- ist die Prämie für die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen, für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, für die Erstellung der Prognosen und für die Abweichung der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose.
- $P_{M(\text{Steuerbare})}$ beträgt für u.a. Biomasse vorbehaltlich einer Rechtsverordnung im Jahre:
 - 2012 = 0,300 Cent/ KWh
 - 2013 = 0,275 Cent/ KWh
 - 2014 = 0,250 Cent/ KWh und ab
 - 2015 = 0,225 Cent/ KWh

Damit ist bei den feststehenden Managementprämien eine Degression vorgesehen, die sich aus zu erwartenden Lerneffekten und den damit einhergehenden Kosteneinsparungen begründet.

Beispiel für hohen und niedrigen Marktpreis:

Im Folgenden sollen anhand dreier unterschiedlicher Annahmen des Monatsmittelwertes am Spotmarkt die Auswirkungen auf die Erlöse für den Betreiber einer Biogasanlage verdeutlicht werden. Szenario A zeigt dabei einen deutlich niedrigen Spotmarktpreis, Szenario B einen am 04.09.2011 ermittelten Spotmarktpreis und Szenario C einen sehr hohen Monatsmittelwert.

Biogasanlage:	Bemessungsleistung mit 300 Kilowatt
Einsatzstoffvergütungsklasse:	II
Vergütung nach § 27 Abs. 1 u. 3 (EV):	20,3 Cent/ KWh
Managementprämie für 2012 ($P_{M(\text{Steuerbare})}$):	0,3 Cent/ KWh
Börsenpreis Szenario A:	3,5 Cent/ KWh
Börsenpreis Szenario B:	5,5 Cent/ KWh
Börsenpreis Szenario C:	7,5 Cent/ KWh

	Erlöse Anlagenbetreiber		Verkaufserlöse an der Börse Ct/ KWh	Marktprämie Ct/ KWh			
	mit Einspeisever- gütung Ct/KWh	mit Markt- prämie		EV	Referenzmarktwert		
					MW _{EPEX}	P _{M(Steuerbare)}	
Szenario A	20,3	20,6	3,5	17,1	20,3	3,5	0,3
Szenario B	20,3	20,6	5,5	15,1	20,3	5,5	0,3
Szenario C	20,3	20,6	7,5	13,1	20,3	7,5	0,3

Tabelle 1: Vergleichsrechnung Marktprämie für Biogasanlagen

Aus dem Beispiel wird deutlich, dass der Anlagenbetreiber von Biogasanlagen bzw. der Vermarkter des EE-Stromes dann seine Erlöse steigert, wenn die Verkaufserlöse an der Börse größer als die monatlichen Mittelwerte der Stundenkontrakte am Spotmarkt sind. Das heißt, wenn es dem Vermarkter von EE-Strom gelingt, bedarfsgerecht seinen Strom einzuspeisen - also dann, wenn die Nachfrage und somit der Preis hoch ist - wird er einen Gesamterlös erlangen, der über dem der Einspeisevergütung liegt. Wenn es ihm nur gelingt, Verkaufserlöse in Höhe der durchschnittlichen Monatsmittelwerte zu erzielen, werden ihm seine durch etwaige Prognosefehler und Handelsabwicklung entstandenen Kosten mittels der Managementprämie erstattet.

Folgerungen aus der Nutzung der Marktprämie:

Mit der Vereinfachung des Vergütungssystems durch die Implementierung von Einsatzstoffvergütungsklassen in das EEG und den gestiegenen Anforderungen an den Einsatz von Gülle sowie der Verwendung des Koppelproduktes Wärme soll eine zielgerichtete Förderung von Biogasanlagen erreicht werden. Der Fachverband Biogas e.V. weist in seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 6. Juni 2011 (dessen Quotenregelung auch in die Novellierung des EEG's mit übernommen worden ist) darauf hin, dass „Die vorgeschlagene Bruttowärmequote von 60 % bzw. die Nettowärmequote von 35 % nach Abzug der 25 % Wärme für die Fermenterbeheizung [...] nach Einschätzung aller Experten nicht praktikabel [ist], da sie im Jahresmittel wesentlich zu hoch liegt. Biogasanlagen, die im Winter ihre komplette Wärme absetzen, erreichen in typischen Wärmenutzungen maximal 40 % im Schnitt des Jahres.“

Somit würden die Anlagenbetreiber in der Vertragsgestaltung mit einem Wärmeabnehmer deutlich schlechtere Verhandlungspositionen erreichen und auch bei einer Bankfinanzierung erhebliche Risikoaufschläge erwarten.

Mit der Nutzung der Marktprämie ist der Betreiber einer Biogasanlage von den Regelungen zur Mindestwärmenutzung und der Güllequote im § 27 Abs. 4 befreit. Diese Anlagen müssen folglich weder eine Mindestwärmenutzung noch einen Mindestanteil Gülle nachweisen. Hierdurch wird ein Anreiz gesetzt, dass diese Anlagen in die Direktvermarktung wechseln.

Anders sieht dies für Anlagenbetreiber von Biogasanlagen mit einer Leistung über 750 kW aus. Diese haben keine Option zur Marktprämie, sondern sie müssen für Anlagen, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ihren Strom über das Marktprämienmodell vergüten. Dabei wird der anzulegende Wert über eine Fiktion der Vergütungssätze geregelt.

Mit der Nutzung der Marktprämie steigt für die Investoren und Betreiber von Biogasanlagen das Investitionsrisiko. Der Anlagenbetreiber darf, sofern es sich nicht um eine Anlage über 750 kW handelt, nur jeweils am ersten eines Monats zwischen der Vergütung nach § 27 und der Direktvermarktung wechseln. Soll er aufgrund von eingegangenen Lieferverpflichtungen auch dann Strom liefern, wenn der Börsenpreis unterhalb des Monatsmittelwertes der Stundenkontrakte an der Börse liegt, wird seine Vergütung für die tatsächlich eingespeiste Strommenge niedriger sein als die mittels Einspeisevergütung nach § 27 EEG.

Des Weiteren hat der Gesetzgeber verhindert, dass es zur Auszahlung einer Marktprämie bei alternativ beschafftem Strom kommt. Dies kann relevant sein, wenn der aktuelle Börsenpreis unterhalb der Grenzkosten der Stromerzeugung liegt. In diesem Fall wird die Marktprämie nach § 33g Absatz 1 Satz 2 EEG nur auf den tatsächlich eingespeisten und von Dritten abgenommenen Strom ausgezahlt. Somit soll verhindert werden, dass die Anlagenbetreiber zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen die Anlagen drosseln und die eingegangene Lieferverpflichtung durch börslich gehandelten (Grau-) Strom ersetzen könnten und dabei zusätzlich die Vergütung durch die Marktprämie erlangen.

Der Börsenpreis richtet sich wiederum nach der Merit-Order-Regel¹⁷. Da Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien aufgrund der Energiebereitstellung durch die kostenlos verfügbare Sonnenkraft im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen relativ niedrige Grenzkosten besitzen und per Gesetz ihr produzierter Strom abgenommen werden muss, werden diese zuerst eingespeist. So führt bspw. eine hohe Windenergieeinspeisung zu einer geringeren - vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden - verbleibenden Last und in der Konsequenz zu einer Reduktion der Strompreise in zahlreichen Stunden des Jahres.

Damit führt eine hohe EE-Einspeisung in einzelnen Stunden zu einer Verringerung des Strompreises und somit auch des Verkaufswertes des einspeisenden EE-Stroms. Dies kann dann die Verkaufserlöse des Stromes durch Direktvermarktung mittels Marktprämie verringern.

Makroökonomisch betrachtet führt die durch die Reaktion auf die Marktpreissignale ausgelöste verstetigte und bedarfsgerechte Einspeisung von Erneuerbarer Energie zu Einsparungen im konventionellen Kraftwerkspark.¹⁸ Damit leisten die Erneuerbaren Energien einen nicht unerheblichen Teil zur Systemintegration und Effizienzsteigerung im Stromversorgungssystem. Auch wird das Risiko stark negativer Preise aufgrund der Direktvermarktung und den daraus folgenden Preisreaktionen der Erzeuger an der Börse reduziert und somit auch Mehrkosten innerhalb der EEG-Umlage verkleinert.

Durch den verbesserten Zugang mittels Direktvermarktung zu allen Strommärkten, insbesondere dem des Regulenergiemarktes, wird der Wettbewerb im Stromsektor gestärkt. Gerade durch die Zunahme an Vermarkter wird die Konzentration der Strommenge auf die Übertragungsnetzbetreiber reduziert.

¹⁷ Mit Merit-Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken. Diese wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt.

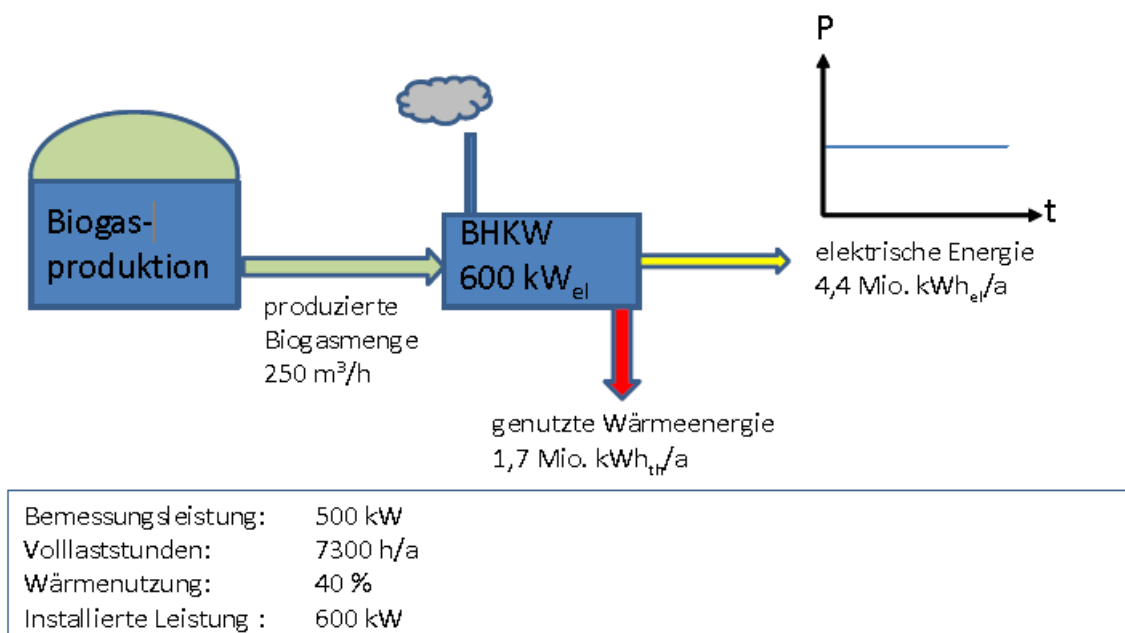
¹⁸ Consentec und r2b errechnen in einem Gutachten hier für das Jahr 2015 Einsparungen im konventionellen Versorgungssystem durch Lastverlagerung der EE von ca. 425 Mio. € bzw. 670 Mio. € im Jahr 2020, Vgl. BMWi, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, S.6

2.2.2.2 Beschreibung Flexibilitätsprämie im EEG

Um das Ziel einer verbesserten bedarfsgerechten Einspeisung von Strom in das Netz zu erreichen, wurde neben der Marktprämie zusätzlich eine Flexibilitätsprämie in das EEG aufgenommen. Grundlage der Implementierung waren die Empfehlungen des EEG-Erfahrungsberichtes 2010. Die Ausarbeitung dazu ist durch das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) durchgeführt worden.

Mit der Flexibilitätsprämie sollen Betreiber von Biogasanlagen einen Anreiz erhalten, Investitionen in Verstromungsanlagen und Speicherkapazitäten zu tätigen, um Lastverschiebungen von bis zu 12 Stunden durchführen zu können. Dabei sind je nach zusätzlich installierter Leistung unterschiedliche Konfigurationen vorstellbar. In den nachstehenden Abbildung 5 und Quelle: Rohrig et al., S.6

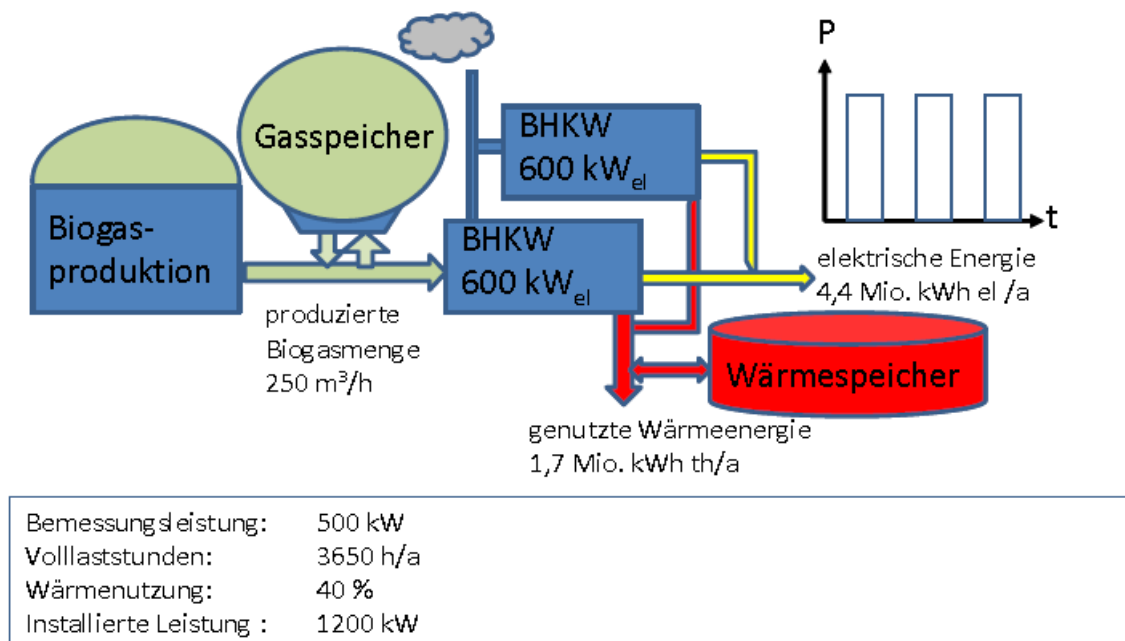
Abbildung 6 soll eine mögliche Variante zur Nutzung der Flexibilitätsprämie exemplarisch dargestellt werden. Dabei handelt es sich um eine Biogasanlage mit einer installierten Leistung von 600 kW. Durch eine Auslastung von 7300 Stunden im Jahr ergibt sich eine der Vergütung zugrunde liegende Bemessungsleistung von 500 kW. Diese erzeugt elektrische Energie in Höhe von ca. 4,4 Mio. Kilowattstunden wird gleichmäßig über den Zeitraum von 7300 Stunden ins Netz eingespeist und nach § 27 EEG vergütet.



Quelle: Rohrig et al., S.6

Abbildung 5: Exemplarische Darstellung einer Biogasanlage nach heutiger Auslegung

Zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie wird die installierte Leistung auf insgesamt 1200 kW verdoppelt. Zusätzlich sind Investitionen in weitere Gas- sowie Wärmespeicher notwendig, um die erzeugte Energie für bis zu 12 Stunden zwischenspeichern zu können. Mit der Halbierung der Volllaststundenzahl auf 3650 wird weiterhin eine Bemessungsleistung von 500 kW erreicht und damit ca. 4,4 Mio. Kilowattstunden elektrische Energie im Jahr erzeugt. Somit bleibt die Höhe der zu erzielenden Einspeiserlöse mittels Marktprämie im Vergleich zur ursprünglichen Anlage unverändert. Die zusätzlichen Erlöse, die notwendig sind, um die Investitionen in Speicher und Verstromungsanlagen zu amortisieren, ergeben sich aus der Verschiebung der Stromerzeugung in den Zeitraum des Nachfragehochs an der Strombörse. Das Fraunhofer IWES geht in seiner Studie davon aus, dass eine Verlagerung der Energieerzeugung aus den 12 Off-Peak-Stunden in die 12 Peak-Stunden mit einer durchschnittlichen Preisdifferenz in Höhe von 19,43 Cent pro Kilowattstunde verbunden ist.¹⁹



Quelle: Rohrig et al., S.6

Abbildung 6: Exemplarische Darstellung einer Biogasanlage nach Auslegung mit der Kapazitätskomponente

¹⁹ Vgl. Rohrig et al., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S.14

Das heißt, dass die Steigerung der Verkaufserlöse im Vergleich zur alleinigen Nutzung der Marktprämie vor allem durch die bedarfsgerechte Einspeisung und dem Verkauf der Strommenge am Strommarkt zu Peak-Stunden-Preisen erreicht wird.

Die Flexibilitätsprämie ist so gestaltet, dass weitere Kosten für die bedarfsgerechte Einspeisung abgedeckt sind.



Abbildung 7: Zusammensetzung der Erlöse mittels Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie kann nur in Anspruch genommen werden, wenn bereits eine Direktvermarktung des gesamten in der Anlage erzeugten Stromes mittels Marktprämie erfolgt. Sie stellt somit keine eigenständige Form der Direktvermarktung dar. Die Flexibilitätsprämie ist auf die Dauer von 10 Jahren zu zahlen. Sollte der Anlagenbetreiber in diesem Zeitraum zwischenzeitlich aus der Marktprämie nach § 33 d Absatz 1 EEG aussteigen, führt dies zum Entfallen des Anspruchs auf die Flexibilitätsprämie für die gesamte Zukunft.²⁰

Die Flexibilitätsprämie wird im Einzelnen wie folgt berechnet²¹:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \times KK \times 100}{P_{Bem} \times 8760 \frac{h}{a}}$$

mit:

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{kor} \times P_{Bem})$$

$FP =$ Flexibilitätsprämie

- die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG in Cent pro Kilowattstunde für direkt vermarkteten und eingespeisten Strom

$P_{Zusatz} =$ Zusatzleistung

²⁰ Vgl. Begründung zum Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - Konsolidierte Fassung, S. 162

²¹ Alle Formeln und Begriffsbestimmungen sind der Anlage 5 EEG entnommen

- die zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom in Kilowatt und Jahr.
- Diese ergibt sich aus der ex-post ermittelten Differenz zwischen der installierten Leistung und der für das abgelaufene Jahr ermittelten Bemessungsleistung. Sollte die Bemessungsleistung den 0,2fachen Wert der installierten Leistung unterschreiten, ist die Zusatzleistung mit dem Wert Null anzusetzen. Überschreitet die Bemessungsleistung den 0,5fachen Wert der installierten Leistung, ist die Zusatzleistung mit dem 0,5fachen Wert der installierten Leistung anzusetzen.

KK = Kapazitätskomponente

- die Kapazitätskomponente für die Bereitstellung der zusätzlichen installierten Leistung in Euro und Kilowatt
- Diese beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung aufgrund von § 64f Nummer 4 Buchstabe b 130 Euro pro Kilowatt.

P_{Bem} = Bemessungsleistung

- die Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a EEG in Kilowatt
- Diese berechnet sich aus dem Quotienten aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage. In dem ersten und in dem zehnten Jahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist die Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a mit der Maßgabe zu berechnen, dass nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate zu berücksichtigen sind; dies gilt nur für die Zwecke der Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie.

f_{Kor} = Korrekturfaktor

- Der Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage. Dieser beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung aufgrund von § 64f Nummer 4 Buchstabe a
 - bei Biomethan: 1,6 und
 - bei Biogas, das kein Biomethan ist: 1,1

Die Einschränkung, dass es eine zusätzliche Vergütung des Stromes mittels Flexibilitätsprämie nur dann gibt, wenn die vorhandene Zusatzkapazität mindestens 20 % beträgt, soll sicherstellen, dass die Zusatzkapazität auch tatsächlich zur flexiblen Stromerzeugung genutzt wird.

Die Begrenzung der zu vergütenden Zusatzkapazität auf 50 % - bei einem geringeren Wert der Bemessungsleistung als dem 0,5fachen der installierten Leistung (Zusatzkapazität über 50 %) – soll eine Mindestauslastung der Anlage gewährleisten, eine Förderung von nicht genutzten Kapazitäten ausschließen und somit Fehlinvestitionen in zu große Speicher- und Verstromungsanlagen verhindern.

Der unterschiedliche Korrekturfaktor von 1,6 bei der Verstromung von Biomethan und 1,1 für Biogas, dass kein Biomethan ist, trägt der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Anlagen, die eine Vor-Ort-Verstromung von Biogas ausführen und denen von Biomethan-Kraft-Wärme-Kopplung Rechnung.

Wie auch schon bei den Ausführungen zur Marktprämie soll die Flexibilitätsprämie anhand eines Beispiels berechnet und deren Auswirkung auf den zu erwartenden Erlös verdeutlicht werden. Zugrunde liegen dabei wiederum die Daten, die bereits für die exemplarische Darstellung der Nutzung der Flexibilitätsprämie genutzt wurden:

Installierte Leistung:	600 Kilowatt
Bemessungsleistung	500 Kilowatt
Bereitgestellte Zusatzleistung:	600 Kilowatt
Kapazitätskomponente:	130 Euro pro Kilowatt
Korrekturfaktor:	1,1

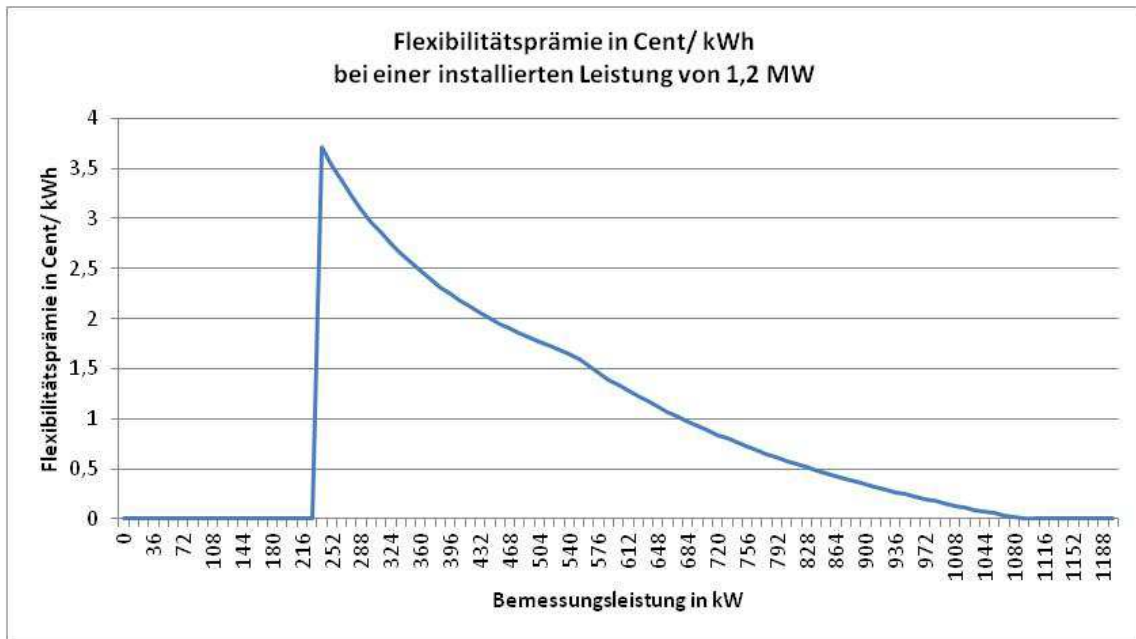


Abbildung 8: Vergütung aus der Flexibilitätsprämie für die anrechenbare Zusatzkapazität einer biogasbetriebenen Anlage mit 1200 kW installierter elektrischer Leistung

Anhand der Abbildung 8 lässt sich die Höhe der Flexibilitätsprämie für die verschiedenen Auslastungsgrade einer biogasbetriebenen Anlage ablesen. Für das gewählte Beispiel ergibt sich folgende Berechnung:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \times KK \times 100}{P_{Bem} \times 8760 \frac{h}{a}}; \text{ mit } P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{kor} \times P_{Bem})$$

$$FP = \frac{1200 \text{ kW} - (1,1 \times 500 \text{ kW}) \times 130 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times 100}{500 \text{ kW} \times 8760 \frac{h}{a}}$$

$$FP = 1,78 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}}$$

Mit 1,78 Cent pro Kilowattstunde wird bei einer installierten Leistung von 1200 kW und einer Volllaststundenzahl von 3650 der eingespeiste Strom zusätzlich zur Marktprämie vergütet. Mit einer noch geringeren Auslastung bzw. Bemessungsleistung würde sich die Flexibilitätsprämie auf bis zu 3,71 Cent pro Kilowattstunde erhöhen lassen.

Die Folge wären aber durch weniger produzierten Strom geringere Verkaufserlöse an der Börse und geringere Einnahmen durch die Marktprämie. Auf die Maximierung der Gesamterlöse soll in einem späteren Abschnitt noch eingegangen werden.

2.2.3 „Grünstromprivileg“ und Sonstige Formen der Direktvermarktung

Neben der Direktvermarktung unter Nutzung der Marktprämie in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie sieht die Novellierung des EEG 2012 zwei weitere Formen der Direktvermarktung vor. Zum einen die Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, auch Grünstromprivileg genannt, und zum anderen alle sonstigen Formen der Direktvermarktung.

Die Vermarktung des Erneuerbaren-Energie-Stromes zum Zwecke der Verringerung der EEG-Umlage gibt den Versorgungsunternehmen die Möglichkeit, durch die Lieferung von EE-Strom zu einem bestimmten Prozentsatz, Strom mit einer verringerten EEG-Umlage an den Letztverbraucher zu liefern. Damit soll ein Anreiz gesetzt werden, Grünstromprodukte mit einem Preisvorteil am Markt zu etablieren. Diese Möglichkeit der Direktvermarktung war schon im EEG 2009 implementiert und erfolgreich im Jahr 2010 angewendet worden.²²

Neben der bereits vor der Novellierung des EEG beschlossenen und nun umgesetzten Begrenzung der Verringerung der EEG-Umlage um 2,0 Cent pro Kilowattstunde ist auch eine verbesserte Integration von fluktuierend einspeisenden Anlagen umgesetzt worden. So müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Mindestanteil von 20 % Strom im Sinne der §§ 29 -33 (Wind- und Solare Strahlungsenergie) nachweisen.

Die dritte Form der Direktvermarktung umfasst alle sonstigen Möglichkeiten der Direktvermarktung und dient daher als Auffangtatbestand.

²² „So überstieg nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die durch das Grünstromprivileg von der EEG-Umlage befreite Strommenge nach etwa 0,4 TWh in 2004 im Jahr 2010 erstmals eine Größenordnung von 1 TWh. Für 2011 rechneten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Festsetzung der EEG-Umlage bereits mit knapp 25 TWh, das wirtschaftlich erschließbare Potenzial wurde sogar bei 70 TWh gesehen.“, BMU, Erfahrungsbericht EEG 2011, S.16

Dies gilt für Strom, der direkt und ohne Förderunterstützung des EEG vermarktet wird. Damit fällt auch Strom, der nach dem EEG nicht vergütungsfähig ist, darunter.

Zusammenfassung:

Wesentliche Inhalte der Novellierung des EEG sind:

- An dem bewährten System der EEG-Umlage sind keine grundsätzlichen Veränderungen vorgenommen worden.
- Ein stark vereinfachtes Vergütungssystem soll die zurückliegenden falschen Anreizsetzungen vermeiden und die Vergütungsstruktur transparenter machen.
- Im Schnitt ist eine Absenkung der Vergütung um 10 -15 %, insbesondere bei Kleinanlagen²³ umgesetzt worden.
- Einsatzstoffvergütungsklassen sind eingeführt worden, um eine Förderung von ökologisch wertvollen Einsatzstoffen, wie Landschaftspflegematerial zu verbessern und den Einsatz von Mais zu beschränken.
- Die Einführung von Mindestanforderungen zur Wärmenutzung sowie dem Gülleeinsatz.
- Integration einer Marktprämie zur Förderung einer markt- und bedarfsgerechten Stromeinspeisung.
- Die Einführung einer Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen zur Förderung der Investitionen in Speicher- und Verstromungsanlagen.

Die Marktprämie führt nicht zu einer Absenkung der EEG-Umlage, könnte aber in begrenztem Umfang eine Absenkung des Strompreises beeinflussen. Der Vorteil in der Einführung einer Marktprämie ist in der steigenden Flexibilität und den damit einhergehenden sinkenden Systemkosten zu sehen.²⁴ Die Anlagenbetreiber bekommen Preissignale des Marktes direkt übermittelt und reagieren nicht mehr losgelöst von Marktpreissignalen.

²³ Vgl. BMU; Energiekonzept der Bundesregierung

²⁴ Vgl. BMU, Erfahrungsbericht EEG 2011, S.17

3 Modellanlagen – Erläuterung der betrachteten Parameter der Investitionsrechnung

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die neuen Instrumente zur Markt- und Netzintegration der Stromerzeugung aus Biogasanlagen des EEG 2012 erläutert. Ziel dieser Arbeit ist es neben der theoretischen Betrachtung vor allem auch anhand von praktischen Beispielen die Auswirkungen der neu eingeführten Markt- und Flexibilitätsprämie aufzuzeigen. Dafür sollen verschiedene Modellanlagen mit unterschiedlichen Leistungsklassen von in bereits Betrieb genommenen Biogasanlagen mittels einer Aufstellung sämtlicher Zahlungsflüsse auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht werden.

Um die im Kapitel 4 aufgeführten Ergebnisse nachvollziehen und bewerten zu können, sollen im nun folgenden Abschnitt die zur Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendeten Parameter erklärt werden. Alle Berechnungen wurden über ein in Microsoft Excel erstelltes Datenblatt durchgeführt und sind in den Anlagen zu dieser Arbeit nachzulesen.

Grundlage für die Modellanlagen sind die im „Biogas Messprogramm II“ durch das Johann Heinrich von Thünen-Institut untersuchten Biogasanlagen. Zusätzlich wurden verschiedene Anlagenbetreiber gebeten, einen Fragebogen²⁵ auszufüllen, um anhand der angegebenen Daten die durch die Investitionsrechnung ermittelten Ergebnisse weiter zu evaluieren.

Da es sich dabei in beiden Fällen um bereits bestehende Anlagen handelt und diese für die im jeweiligen Jahr vorhandene EEG-Vorlage optimiert sind, mussten einige Parameter so variiert werden, dass diese Anlagen wie Neuanlagen für die aktuelle EEG-Novellierung betrachtet werden können. Prinzipiell ist auch bei bestehenden Biogasanlagen ein Wechsel zur Marktprämie bzw. die Nutzung der Flexibilitätsprämie möglich. Das Gesamtkonzept einer Biogasanlagenprojektplanung ist aber zumeist auf den gesamten Vergütungszeitraum der EEG Vergütung von 20 Jahren angefangen von den einzubringenden Rohstoffen bis hin zur Finanzierung optimiert.

Aus diesem Grund fokussiert sich diese Arbeit auf die Errichtung von Neuanlagen und lässt eine Betrachtung eines möglichen Wechsels der Vergütungsform außen vor.

²⁵ Vgl. Anlagen zur Master Thesis, S. 76

Die

Abbildung 9: Eingabemaske zur Investitionsrechnung zeigt die für die Biogasanlagenrechnung verwendeten Eingangsparameter, die für sämtliche Anlagen einzugeben sind. In den folgenden Unterabschnitten sollen die einzelnen abgefragten und berechneten Parameter erläutert werden. Zugleich wird darauf eingegangen, wenn bestimmte, in der Praxis sonst übliche Werte in der Investitionsrechnung keine Beachtung gefunden haben.

Installierte elektrische Leistung: 180 kW Elektrischer Wirkungsgrad lt. Hersteller: 31,2 % Installierte thermische Leistung: 185 kW Thermischer Wirkungsgrad lt. Hersteller: 36 % Verfügbarkeit der Anlage: 48 % elektrische Prozessenergie: 0 %	thermische Prozessenergie: 52 % Verkauf Wärme: 48 % Inbetriebnahmehjahr: 2012																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Rohstoffe</th> <th>Input to/ a</th> <th>Silage</th> <th>Erlöse (+) / Kosten (-) in €/to</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1 Schweinegülle</td><td>5961</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2 Mais (Ganzpflanze)*</td><td>966</td><td></td><td>-28,00</td></tr> <tr><td>3 Lieschkolbenschrot</td><td>744</td><td></td><td>-28,00</td></tr> <tr><td>4 Getreidekorn</td><td>500</td><td></td><td>-102,00</td></tr> <tr><td>5</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>7</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	Rohstoffe	Input to/ a	Silage	Erlöse (+) / Kosten (-) in €/to	1 Schweinegülle	5961			2 Mais (Ganzpflanze)*	966		-28,00	3 Lieschkolbenschrot	744		-28,00	4 Getreidekorn	500		-102,00	5				6				7				8				9				10				Kosten Silierung: 8,00 €/to Vergütungssatz Wärmeverkauf: 2 Ct/kWh Stromkosten BGA 20 Ct/kWh	Zusätzlich Installierte elektrische Leistung: 180 kW Monatsmittel Preis EPEX: 5,56 €/MWh Peakpreis EPEX 12,06 €/MWh Sonstige Einnahmen 30.000,0 Euro
Rohstoffe	Input to/ a	Silage	Erlöse (+) / Kosten (-) in €/to																																											
1 Schweinegülle	5961																																													
2 Mais (Ganzpflanze)*	966		-28,00																																											
3 Lieschkolbenschrot	744		-28,00																																											
4 Getreidekorn	500		-102,00																																											
5																																														
6																																														
7																																														
8																																														
9																																														
10																																														
Investitionskosten: Grundstück (inkl. Notar- und Grundbuchamtkosten) 55.000 Euro Biogasanlage incl. BHKW schlüsselfertig 1.200.000 Euro Kosten der Projektentwicklung 60.000 Euro EVU-Anschluss (geschätzt) 40.000 Euro Betriebsgebäude (bauseits) 70.000 Euro Erdarbeiten (bauseits) 60.000 Euro Wärmeanbindung 60.000 Euro Wärme konzept (geschätzt) 220.000 Euro Waage, Radlader (bauseits) 105.000 Euro Wegebau/Pflasterarbeiten (bauseits) 40.000 Euro Leckerkennung (bauseits) 20.000 Euro Einzäunung (bauseits) 10.000 Euro Genehmigung (geschätzt) 20.000 Euro Silageplatte (geschätzt) 150.000 Euro Sonstiges / Reserve 50.000 Euro Bauzeitinsen (Bauzeit ca. 3 Monate) 15.000 Euro Kosten Bank für Strukturierung und Entwicklung (pauschal) 15.000 Euro Baubetreuung, Inbetriebnahme/Anfahren der Anlage 30.000 Euro	Euro/ KW 3206																																													
Jährliche Aufwendungen: Betriebsführungsvertrag (inkl. lokale techn. Geschäftsführung) im Regelbetrieb feste Vergütung 14.200 Euro im Regelbetrieb variable Vergütung 0 Euro Wartungskosten, Analytik, biol. Betreuung Vollwartung BGA/BHKW 0,0015 €/kWh Generalüberholung BHKW 2.500 Euro Ersatzinvestitionen BGA/BHKW ab dem 3. Jahr 40 €/kW Analytik, biologische Betreuung 1.000 Euro Administration Versicherungen 10.000 Euro lfd. Buchhaltung, Controlling 6.000 Euro Jahresabschluss, lfd. Steuerberatung 6.000 Euro kfm. GF, Haftungsvergütung Komplementärin 8.500 Euro Sonstiges, Verbrauchsmaterialien, etc. Reserve 50.000 Euro	1 in % Gesamtinvestition																																													
Eigenkapitalquote 27 % Zinssatz Kredit 3,5 % Fördermittelquote 29 % Inflationsrate 1,5 %	Kreditlaufzeit 15 Jahre Zielliquidität am Periodenende 30.000 Euro Abschreibung 16 Jahre																																													

Abbildung 9: Eingabemaske zur Investitionsrechnung

3.1 mikrobiologische und verfahrenstechnische Prozesse von Biogasanlagen

Bei der Projektplanung einer Biogasanlage stellen grundsätzliche Überlegungen zur technischen Ausstattung der Anlage wohl die ersten und auch wichtigsten Schritte dar. Das hierbei selbstverständlich Querwirkungen auf alle weiteren Parameter der Projektplanung auftreten, sollte nur kurz erläutert werden.

So führt zum Beispiel eine höher installierte Leistung des Blockheizkraftwerkes (BHKW) zu einem höheren Inputbedarf an Rohstoffen und auch zu einem höheren Investitionsbedarf. Dass dies nicht automatisch zu steigenden monetären Umsätzen und einer größeren internen Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitales führt, zeigen die noch folgenden Ausführungen.

Ziel der Arbeit ist es nicht, auf verfahrenstechnische Abläufe und spezielle technische Gegebenheiten bei einer Biogasanlage einzugehen. Dies würde die Komplexität bei der Betrachtung der Auswirkungen der Verwendung von Markt- und Flexibilitätsprämie erheblich erhöhen und den Umfang der Arbeit überschreiten. Da aber im Abschnitt 4 neben der Auswertung der Modellberechnung auch für die jeweilige Anlage eine kurze Beschreibung der Anlagenkonfiguration erfolgt, werden zum späteren Verständnis im Folgenden die wichtigsten Prozessketten einer Biogasanlage erklärt.

In einer Biogasanlage erfolgt der anaerobe mikrobielle Abbau des eingesetzten Substrats. Dieses besteht meist aus gut abbaubarer Biomasse wie Gülle, Energiepflanzen (vor allem Mais-, Getreide- und Grassilage), landwirtschaftlichen Nebenprodukten oder Bioabfällen. Verschiedene Arten von Mikroorganismen nutzen die komplex zusammengesetzte Biomasse (vor allem Kohlenhydrate, Fette und Proteine) als Nährstoff- und Energielieferanten.

Da die Biomassen nur zu bestimmten Zeitpunkten geerntet werden, eine Biogasanlage aber kontinuierlich über das Jahr „gefüttert“ werden muss, wird die geerntete Biomasse konserviert. Dazu wird die Biomasse nach Zerkleinerung und Verfestigung in Silos eingelagert. Hier beginnt der erste Schritt des Abbauprozesses, in dem Zucker und Stärke durch Milchsäurebakterien in Milchsäure und Kohlendioxid (CO₂) umgesetzt werden.

Der weitere Abbauprozess im Fermenter läuft im Wesentlichen in vier Phasen ab (Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese), an deren Ende ein Biogasgemisch in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate und der Umweltbedingungen mit einem durchschnittlichen Methangehalt von ca. 40 bis 50 Prozent steht.

Die verwendeten Anlagenkonzepte sind in der Praxis sehr unterschiedlich. Vor allem die Zusammensetzung des Substrats entscheidet, welches Konzept angewandt wird. Bei der Nassfermentation macht ein hoher Wasseranteil im Gärsubstrat die Masse rühr- und fließfähig und wird während der Fermentation durchmischt. Bei der Trockenfermentation (auch Feststoffvergärung) erfolgt die Zufuhr an Rohstoffen mit stapelbarer organischer Biomasse. Für die Güllennutzung kommt nur die Nassvergärung in Frage, da strukturreiche Biomasse oft die für die Nassvergärung nötigen Rührwerke blockiert. Bei der Trockenfermentation sowie der Vergärung von Wiesen- oder Ackergras wird vor allem Biomasse, wie sie im Garten- und Landschaftsbau anfällt, genutzt.

Die meisten Anlagen werden mit einer kontinuierlichen Vergärung betrieben, bei der dem Prozess in regelmäßigen Abständen meist mehrmals täglich Substrate zugeführt und Biogas sowie Gärreste entnommen werden. Die Automatisierbarkeit und die relativ gleichmäßige Gasproduktion sind vorteilhaft, so dass nachfolgende Komponenten wie Gasreinigung, Blockheizkraftwerk und Gasaufbereitung ebenfalls kontinuierlich arbeiten können.

Neben der Nassvergärung (auch Nassfermentation) kann auch die Trockenvergärung (auch Trockenfermentation) einen kontinuierlichen Anlagenbetrieb erlauben. Wenn der Gehalt an Trockenmasse aber sehr hoch oder das Substrat sehr faserig ist, beispielsweise bei Biomüll, Hausmüll und Grünschnitt, wird häufig die Batch-Vergärung angewandt. Hierbei wird für jede Substratcharge die Biogaserzeugung abgeschlossen und der Fermenter entleert, bevor die nächste Charge eingebracht wird. Durch Staffelung mehrerer Fermenter wird auch hierbei eine quasi-kontinuierliche Gasproduktion möglich.

Die einzelnen Schritte des mikrobiellen Abbaus haben bestimmte biochemische Optima. So läuft die Hydrolyse bestmöglich bei einem niedrigen, leicht sauren pH-Wert, weshalb bei vielen Anlagen eine Hydrolysestufe mit nachgeschalteter Methanstufe vorhanden ist. Die Methanogenese dagegen bevorzugt ein leicht alkalisches Milieu.

Häufig finden sich aber auch nur ein oder mehrere parallel geschaltete Fermenter ohne Trennung der Abbaustufen. Des Weiteren wird in der Regel noch ein Lagerbehälter nachgeschaltet, der luftdicht abgeschlossen ist und daher als Nachgärer fungiert.

In den nun folgenden Unterpunkten werden die bei der Modellrechnung verwendeten technischen und allgemeinen Parameter erläutert. Dabei ist jeweils beispielhaft eine Abbildung aus den in den Anlagen zu dieser Arbeit befindlichen Investitionsrechnungen aufgeführt. Die deskriptive Betrachtungsweise dient dazu, die ermittelten Ergebnisse im Abschnitt 4 nachzuvollziehen und gegebenenfalls zu überprüfen.

3.2 Inputstoffe und technische Beschreibung der Biogasanlage

Die Parameter mit dem größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Biogasanlage sind sicherlich die eingesetzten Inputstoffe. Da, wie bereits angesprochen, keine vertiefende Erläuterung des anaeroben Gärprozesses vorgenommen werden soll, wird vielmehr ein ungestört ablaufender Fermentationsprozess innerhalb der Anlage angenommen.

Landwirtschaftliche Produkte	Silierung	Input pro Jahr	Rohstoff-einsatz-klasse	Methanertrag in m ³ pro to Frischmasse	Gasertrag	Erlöse (+) / Kosten (-) pro to	Erlöse (+) / Kosten (-) pro Jahr
Schweinegülle	72,95%	5.961,0	2	13 m ³	77.493 m ³		
Mais (Ganzpflanze*)	ja 11,82%	966,0	1	118 m ³	113.988 m ³	-36,00 €	-34.776 €
Lieschkolbenschrot	ja 9,11%	744,0	1	165 m ³	122.760 m ³	-36,00 €	-26.784 €
Getreidekorn	6,12%	500,0	1	356 m ³	178.000 m ³	-102,00 €	-51.000 €
Gesamt		8.171			492.241 m ³		-112.560 €
Produzierte Methangasmenge mit Bruttoenergieertrag	3% Silageverluste 1m ³ = 9,95 kWh				485.139 m ³ 4.827.129 kWh		
		elektrische		thermisch		Gesamt	
Installierte Leistung	360 kW			370 kW			
davon zusätzlich installierte Leistung	180 kW			185 kW			
Wirkungsgrad	31 %			36 %			
Verfügbarkeit der Anlage	48 %	4205 h		48 %	4205 h		
Bemessungsleistung	173 kW			178 kW			
Prozessenergie				52 %	903.638 kWh	903.638 kWh	
VerkaufWärme				48 %	313.026 kWh		
Maximaler Energieertrag		1.513.728 kWh			1.555.776 kWh	3.069.504 kWh	
Nettoenergieertrag		1.506.064 kWh			652.138 kWh	2.158.202 kWh	
Überschuss Energieeintrag Rohstoffe							174.326 kWh

Abbildung 10: Datenblatt Ertragsprognose

Für die Berechnung des Gasertrages und der daraus ableitenden Investitionsrechnung können alle in der konsolidierten, ab 1. Januar 2012 gültigen Biomasseverordnung (BiomassV), aufgeführten **Rohstoffe** verwendet werden. Dabei wird für die folgende Berechnung eine Klassifizierung der Inputstoffe nach Rohstoffklasse 1, Rohstoffklasse 2 und keine Rohstoffklasse vorgenommen.

Des Weiteren wird der in der BiomassV aufgeführte jeweilige Methanertrag in m³ pro Tonne Frischmasse für den ausgewählten Rohstoff übernommen. Mit diesen Durchschnittswerten wird im Folgenden die Berechnung des Gesamtenergieertrages sichergestellt. Zum einen hat die Nutzung der Energieertragsdaten aus der BiomassV den Vorteil, dass standardisierte und somit vergleichbare Werte herangezogen werden, zum anderen werden damit aber auch zahlreiche Einflussfaktoren, die sich auf den zu erbringenden Energieertrag auswirken, vernachlässigt.

Die genaue Berechnung der möglichen Gasausbeute von Wirtschaftsdüngern bzw. nachwachsenden Rohstoffen lässt sich in der Praxis kaum durchführen, da die Konzentration der Einzelnährstoffe, insbesondere bei Substratgemischen, nicht bekannt ist.²⁶ Wesentliche Parameter, die zur Berechnung herangezogen werden müssen, sind der Anteil an Trockensubstanz (TS), der der organischen Trockensubstanz (oTS), der von verdaulichen Eiweißen, Kohlenhydrate und Fette sowie der jeweiligen Stoffgruppe zugehörigen spezifischen Gaserträgen und Methangehalten.

Um eine vereinfachte Berechnung zur Wirtschaftlichkeit anstellen und vor allem mit einem überschaubaren Aufwand zur Datenermittlung verfahren zu können, wurde deshalb auf die standardisierten Angaben zum Methanertrag aus der Biomasseverordnung zurückgegriffen, die gleichzeitig auch Grundlage der Vergütungsberechnung sind. In der Übersicht „Datenblatt Ertragsprognose“ ist in der Spalte „Gasertrag in m³ pro to Frischmasse“ der jeweilige Wert pro eingebrachten Rohstoff aufgeführt.

Bei der **Mengenangabe** der Rohstoffe handelt es sich um die eingesetzte Bruttomenge an Inputstoffen in Tonnen pro Jahr. Diese sind entweder durch eigene Produktion oder durch Einkauf sicherzustellen.

Die zur Gasproduktion zugeführten Rohstoffe sind, ausgenommen der in der Kategorie Wirtschaftsdünger anfallenden Gülle und Festmiststoffe, zum Großteil abhängig von der Jahreszeit und dem Erntezeitpunkt. Um diese Stoffe ganzjährig der Energieverwertung zur Verfügung zu stellen, ist eine Lagerung und Konservierung notwendig.

²⁶ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung, S.30

Die zum 1. Verfahrensschritt der Biogasproduktion zugehörige **Silierung** stellt dies sicher. Das zu silierende Pflanzenmaterial wird im Allgemeinen vor Einbringung in das Lager zerkleinert und damit eine bessere Verfügbarkeit der gebundenen Nährstoffe ermöglicht. Nach der Einbringung des Erntegutes in das Silo wird dieses verdichtet und luftdicht abgeschlossen. Hierdurch werden pflanzeneigene Enzyme sowie aerobe und fakultativ anaerobe Mikroorganismen unterdrückt. Die Milchsäurebakterien wandeln den Zucker in Säure um und der pH-Wert fällt auf typischerweise 4,0–4,5 ab. Dadurch werden weitere gärschädliche Bakterien am Wachstum gehindert.

Einher geht mit dem Silierungsprozess ein Verlust des Energieertrages, der in den weiteren Berechnungen pauschal mit 3 % der zu erreichenden Energiemenge angesetzt ist. Des Weiteren schlägt sich der Silierungsprozess und die damit verbundene Aufbereitung der Rohstoffe auf einen erhöhten Eigenenergieverbrauch der Biogasanlage nieder.²⁷

Die Übersicht zu **Kosten und Erlöse** bezieht sich auf die eingesetzten Rohstoffe. Für die Biogasproduktion sind ganzjährig Inputstoffe vorrätig zu halten. Zum einen werden dafür zumeist Agrarprodukte aus dem eigenen Anbau verwendet oder diese werden zugekauft. Um eine größtmögliche Sicherheit bei der Kalkulation der Bezugskosten zu gewährleisten, ist neben langfristigen Lieferverträgen auch eine Diversifikation der Verkäufer anzustreben. Sollte der Bezug der Rohstoffe vom eigenen Betrieb erfolgen, muss der Einkauf als kalkulatorischer Kostenpunkt Berücksichtigung finden, um die Vorteilhaftigkeit der Investition in die Biogasanlage ersichtlich zu machen. Erlöse für die Abnahme von Rohstoffen können zumeist dann erzielt werden, wenn gerade in Regionen mit einem hohen Anteil an Veredelungslandwirtschaft²⁸ die Ausbringung von dort anfallender Gülle Kapazitätsgrenzen überschreitet.

²⁷ Vgl. Abschnitt 3.3 Brutto- und Nettoenergieerzeugung

²⁸ Als Veredelung wird in der Landwirtschaft die Umwandlung von pflanzlichen Produkten in höherwertige Tierprodukte bezeichnet. „Veredelung“ bezieht sich dabei auf den ökonomisch höher angesetzten Wert von Tierprodukten gegenüber der Verwertung von Nutzpflanzen.

In den Lieferverträgen für die Rohstoffversorgung wird in der Praxis häufig unterschieden zwischen:²⁹

Lieferung stehend ab Feld

- Eigentumsübergang ab Feld, Abnehmer trägt Kosten für Häckseln, Bergen, Transport zum Silo, Einsilieren, Verdichten, Abdecken, Silierverluste, Transport zum Einfülltrichter

Lieferung frei Siloplatte

- Eigentumsübergang ab Silo, Abnehmer trägt Kosten für Einsilieren, Verdichten, Abdecken, Silierverluste, Transport zum Einfülltrichter

Lieferung frei Eintrag

- Eigentumsübergang ab Eintrag, Abnehmer trägt Kosten für den Transport zum Einfülltrichter

Gehaltslieferung

- Entlohnung nach Biogasenergieinhalt

Bei den für die folgenden Berechnungen notwendigen Kostenangaben werden die Angaben frei Siloplatte gemacht. Sollten die Inputstoffe siliert werden, ist neben dem oben genannten Energieverlust von 3 % ein Aufschlag von 8 € pro Tonne Inputstoff veranschlagt.

Nicht betrachtet wird der Kostenfaktor Gärrest. Der anfallende Gärrest stellt als Wirtschaftsdünger zum einen die Möglichkeit zusätzlicher Einnahmen dar, zum anderen ist aufgrund des hohen Wasseranteils oft eine aufwendige Aufbereitung notwendig, um die anfallenden Transportkosten so gering wie möglich zu halten. Bei der folgenden Investitionsrechnung ist die Annahme getroffen worden, dass sich Aufbereitungskosten und Verkaufserlöse ausgleichen und somit nicht weiter betrachtet werden.

²⁹ Biogas Forum Bayern, Substratlieferungs- und Gärrestabnahmeverträge, S.2

Bei der **installierten elektrischen Leistung** wird die laut Herstellerangaben gesamte elektrische Leistung der angeschlossenen Blockheizkraftwerke angegeben. Sollten mehrere BHKW zur Verstromung des Gases installiert sein, wird hier die Summe der zur Verfügung stehenden elektrischen Leistung eingetragen. In Biogasanlagen eingesetzte BHKW haben zumeist in erster Linie die Aufgabe, die gewonnene Energie zu verstromen und erst an zweiter Stelle steht die Wärmenutzung. Man spricht daher auch von stromgeführten Blockheizkraftwerken.

Der **elektrische Wirkungsgrad** ist allgemein das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung. Die dabei entstehende Differenz von zugeführter und abgegebener Leistung bezeichnet man als Verlustleistung. Signifikante Unterschiede im Wirkungsgrad zwischen in BHKW verwendeten Zündstrahlaggregate und Gasmotoren lassen sich nicht feststellen.³⁰ Auswirkung auf den elektrischen Wirkungsgrad hat vor allem die Betriebsweise des Motors und somit die Auslastung des BHKW. Häufig werden im Volllastbetrieb die vom Hersteller angegebenen Wirkungsgrade erreicht. Sollte hingegen die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden, ist häufig ein niedrigerer Auslastungsgrad notwendig, dessen Auswirkung eine Verschlechterung des Wirkungsgrades zur Folge hat. Um die bereits angesprochene Modellvereinfachung der Berechnung zu gewährleisten, werden, wenn in den Quelldaten nicht anders angegeben, die vom Hersteller ausgewiesenen elektrischen Wirkungsgrade benutzt.

Die **installierte thermische Leistung** ist ebenso wie elektrische Leistung abhängig von Bauart- und -weise des Blockheizkraftwerkes sowie dessen Auslastung. Bei den stromgeführten BHKW der Biogasanlagen fiel die beim Verbrennungsprozess entstehende Wärme bisher zumeist als Abfallprodukt an. War die Wärmenutzung für Biogasanlagen, die nach alten EEG Vorlagen optimiert waren, zumeist auf die Fermenterbeheizung im Winter beschränkt, hat sich mit dem EEG 2012 und der Kopplung des Vergütungszuspruches an eine Wärmenutzung die Ausgangslage wesentlich verändert. Die entstehende Wärme muss je nach Inanspruchnahme der Vergütung mit bis zu 60 % außerhalb der Biogasanlage Verwendung finden.

³⁰ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Ergebnisse des Biogas-Messprogrammes, S. 119

Dies führt dazu, dass als Konsequenz einer insgesamt hohen Anlagenleistung besonders viel installierte thermische Leistung und große Wärmemengen bereitgestellt werden und damit entsprechende Nutzungskonzepte notwendig sind. Dies stellt nach Meinung des Fachverbandes Biogas e.V.³¹ ein nicht zu erfüllendes Kriterium bei der Bankenfinanzierung dar, da ein Wegfall eines oder mehrerer Wärmeabnehmer in den ersten 5 Jahren zu einem Wegfall des Vergütungsanspruches führen würde und der Anlagenbetreiber sich dagegen nicht versichern könnte.

Für die weitere Berechnung wird aus diesem Grund mit bekannten und als sicher anzunehmenden Werten gerechnet. Des Weiteren werden für die installierten thermischen Leistungen sowie für den **thermischen Wirkungsgrad** die vom Hersteller genannten Angaben verwendet.

Um die Vergütung der Flexibilitätsprämie zur verbesserten Markt- und Netzintegration von Biogasanlagen in Anspruch nehmen zu können, ist die Installation eines weiteren BHKW mit **zusätzlicher elektrischer Leistung** notwendig. Ohne die Ergebnisse des 4. Abschnittes vorwegzunehmen, hat sich bei der Erarbeitung der theoretischen Grundlagen bereits gezeigt, dass die Inanspruchnahme einer Flexibilitätsprämie in signifikanter Höhe eine deutlich geringere Volllaststundenanzahl voraussetzt. Deshalb wird bei der Betrachtung der verschiedenen Modellanlagen bei Installation von zusätzlicher Leistung auch die Verfügbarkeit der Anlagen variiert werden. Zusätzlich bereitgestellte elektrische Leistung impliziert des Weiteren höhere Investitionskosten für das BHKW sowie die Bereitstellung von zusätzlichen Gasspeichern, um eine Pufferung des gewonnenen Biogases in Nichtbetriebszeiten der BHKW sicherzustellen. In der Modellbetrachtung wird bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die Anlagenleistung wird mit Hilfe zusätzlicher elektrischer Leistung verdoppelt.
- Die Volllaststundenanzahl wird halbiert.
- Die Investitionskosten pro zur Verfügung stehender elektrischer Anlagenleistung bleiben im Vergleich zur Ausgangskonfiguration konstant. Die zu erwartenden Skaleneffekte bei der Installation zusätzlicher Anlagenleistung werden mit den Zusatzkosten in Infrastruktur und Speicherkapazitäten verrechnet.

³¹ Fachverband Biogas e.V., Stellungnahme EEG 2012, S.21

Des Weiteren wird in dieser Arbeit unterstellt, dass es sich bei allen Biogasanlagen um ab dem Jahr 2012 neu in Betrieb genommene Anlagen handelt. Damit werden nur Vergütungssätze nach der EEG Novelle 2012 betrachtet. Eine Variation des **Inbetriebnahmejahres** über 2012 hinaus ist auch deshalb von Interesse, da sich zum einen die Vergütung nach dem Umlageverfahren gem. § 27 Abs. 3 EEG für ab dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommene Biogasanlagen auf eine Bemessungsleistung von bis zu 500 kW beschränkt und zum anderen sich die bereits im vorangegangenen Kapitel bei der Marktprämie beschriebenen zu erwartenden Lerneffekte mittels Degression der Managementprämie auswirken.

Neben dem Wirkungsgrad der zum Einsatz kommenden Verstromungsmaschinen hat vor allem die Höhe der Betriebsstunden und somit der Auslastung der BHKW-Aggregate signifikanten Einfluss auf den Nettoenergieertrag einer Biogasanlage (**Verfügbarkeit der Anlage**). Gründe für eine Nichtverfügbarkeit der Anlage sind zumeist in Wartungsarbeiten bzw. im tatsächlichen Ausfall der Anlage zu suchen. Nicht unterschieden wird in den weiteren Ausführungen zwischen Betriebsstunden und theoretischen Volllaststunden.

Häufig übersteigt die Zahl der Jahresbetriebsstunden diejenige der Volllaststunden, was auf eine nur teilweise Ausnutzung des Leistungszentrums der Aggregate hinweist. Gründe dafür können eine unzureichende produzierte Biogasmenge, ein zu klein dimensionierter Gasspeicher oder eine zu schwache Stromübergabestation sein. Da dies zumeist auf einen Fehler in der Projektplanung einer Biogasanlage zurückzuführen ist, soll in den weiteren Ausführungen von einer Parität von Betriebs- und Volllaststundenzahl ausgegangen werden. Dies bedeutet, dass sich bei einer Nutzung der Flexibilitätsprämie die in der Praxis relevante Verringerung der Volllaststundenzahl zu gleichen Teilen auf die Betriebsstundenzahl und somit der Verfügbarkeit der Anlage niederschlägt.

Aus den Parametern zur installierten Leistung und den der Verfügbarkeit der Anlage ergibt sich die für die nach EEG-Vergütung relevante **Bemessungsleistung**.³²

³² Vgl. Abschnitt 2.2.2.2

Der **Eigenverbrauch und Verkauf von Wärme** sind von den Prozessparametern der Anlage und einem vorhandenen Wärmekonzept abhängig. Die im BHKW anfallende Wärme wird vor allem in den Wintermonaten zur Heizung des Fermenters selbst genutzt. Somit wird eine für den Vergärungsprozess optimale Wärme sichergestellt. Der weitere Verkauf von Wärme an einen Abnehmer stellt eine alternative Wärmenutzung dar. Die zur Berechnung notwendigen Angaben in Prozent sind durchschnittlich für das gesamte Jahr anzugeben, da sich dieses auch auf die Vergütungsprämien des EEG niederschlägt.

3.3 Brutto- und Nettoenergieerzeugung

Bei der Berechnung der erzeugten Energie sind verschiedene, für die Praxis unterschiedlich relevante Parameter aufgrund der vereinfachten Modellbetrachtung nicht berücksichtigt worden. In Biogasanlagen werden beispielsweise neben Gas-Ottomotoren auch Zündstrahlmotoren nach dem Dieselprinzip eingesetzt. Dabei wird das Biogas über einen Gasmischer der Verbrennungsluft beigemischt und das durch eine Einspritzanlage zugeführte Zündöl gezündet. In einer umfassenden energetischen Betrachtung müsste der aus dem Zündölanteil anfallende Energieertrag, der zur Verstromung mit herangezogen wird, ebenfalls berechnet werden. Dies würde dazu führen, dass eine Reihe von weiteren Parametern (BHKW-Bauart, Bezugskosten Zündöl, Anteil biogenen und nicht-biogenen Zündöl, differenzierter Wartungskostenansatz für BHKW, u.v.m.) mit betrachtet werden müsste und damit dem abstrakten Ansatz der Investitionsrechnung dieser Arbeit entgegenlaufen würde.

Des Weiteren wurde die thermische Energieerzeugung ebenfalls nur überschlägig betrachtet. Eine detaillierte Auswertung, bei dem sich die unterschiedlichen Temperaturniveaus in den verschiedenen Fermentern auf den thermischen Energieertrag und den Eigenverbrauch an Wärme auswirken, ist aufgrund fehlender Basisdaten nicht gemacht worden. Auch die für den Betrieb der Anlage notwendige elektrische Prozessenergie ist mit Null veranschlagt und somit im Nettoenergieertrag nicht enthalten.

Biogas selbst ist ein Gasgemisch, das zu ca. einem Drittel aus Kohlendioxid und zu zwei Dritteln aus Methan sowie Wasserdampf und weiteren Spurengasen besteht. Von Interesse ist hierbei der Methangehalt, da daraus im Weiteren die Energie gewonnen wird. Der Gehalt von Methan im Biogas hängt von weiteren Faktoren ab.

So haben der Wassergehalt des Substrates, Gärtemperatur, Verweilzeit im Fermenter, Substrataufbereitung und der Grad des Substrataufschlusses bestimmenden Einfluss.³³

Anhand der eingesetzten Rohstoffe und deren Methanertrag pro Tonne Frischmasse wird für die **produzierte Biogasmenge mit Silageverlust** die rohstoffspezifische Gasmenge und die für die gesamte Anlage produzierte Methangasmenge in m³ pro Jahr ausgewiesen. Die bereits bei den Parametern „Kosten und Erlöse“ angesprochenen Silageverluste sind dabei in den Erträgen mit berücksichtigt.

Die Methanausbeute pro Tonne Frischmasse der einzelnen Einsatzstoffe ist in der Biomasseverordnung niedergeschrieben. In den Anlagen 1 bis 3 der Verordnung lassen sich die für die verwendeten Einsatzstoffe individuell festgelegten Methanertragswerte auslesen und werden für die weitere Berechnung verwendet.

Der (volumetrische) **Energiegehalt des Methanertrages** für das im Biogas enthaltene Methan wird aus dessen Dichte und seinem unterem Heizwert berechnet.

$$\frac{Q_M}{V} = \rho * H_u$$

$$\frac{Q_M}{V} = 0,7156 \frac{kg}{m^3} * 50,1 \frac{MJ}{kg} = 35,85 \frac{MJ}{m^3 CH_4} = 9,95 \frac{kWh}{m^3 CH_4}$$

mit:	Q_M	Energiegehalt Methan [kWh]
	V	Volumen [m ³]
	$\rho = 0,7156$	Dichte unter Normbedingung [$\frac{kg}{m^3}$]
	$H_u = 50,1$	unterer Heizwert Methan [$\frac{MJ}{kg}$]

Somit wird der produzierte Methanertrag mit dem Umrechnungsfaktor 9,95 multipliziert und damit der jährliche Energieertrag in kWh der produzierten Biogasmenge errechnet.

³³ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, S.31

Bei der **maximal verfügbaren Energie (Bruttoenergieertrag)** ist die Energiemenge pro Jahr aufgeführt, die abhängig der technischen Parameter, also der installierten elektrischen und thermischen Leistung sowie der angegebenen Jahresbetriebsstunden (Verfügbarkeit der Anlage) maximal zur Verfügung stehen kann. Diese ist im Weiteren für die zur Verfügung stehenden elektrischen und thermischen Energiemengen getrennt angegeben.

$$Q_{Brutto} = P_{el} * t_{Verf} + P_{therm} * t_{Verf}$$

mit:	Q_{Brutto}	Bruttoenergieertrag [kWh]
	P_{el}	installierte elektrische Leistung [kW]
	P_{therm}	installierte thermische Leistung [kW]
	t_{Verf}	Verfügbarkeit der Anlage [h]

Im Gegensatz zur maximal verfügbaren Energie wird bei der **maximal produzierten Energiemenge (Nettoenergieertrag)** der durch die eingesetzten Substrate maximal mögliche Energieertrag betrachtet. Neben den Jahresbetriebsstunden sind vor allem die jeweiligen elektrischen bzw. thermischen Wirkungsgrade bestimmende Faktoren für den Energieertrag.

$$Q_{Netto} = Q_M * \eta_{el} * t_{Verf} + Q_M * \eta_{therm} * t_{Verf}$$

mit:	Q_{Netto}	Nettoenergieertrag [kWh]
	Q_M	(Energiegehalt Methan) [kWh]
	η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad [%]
	η_{therm}	thermischer Wirkungsgrad [%]
	t_{Verf}	Verfügbarkeit der Anlage [h]

Für die **Über- bzw. Unterproduktion von Energie** gibt es mehrere Erklärungen. Die *maximal zu produzierende Energiemenge* ist in ihrer Höhe auf die *maximal zur Verfügung stehende Energiemenge* limitiert. Das bedeutet, dass es bei einer Zufuhr von einer Rohstoffmenge mit einem Energieertrag über der maximal zur Verfügung stehenden technischen Möglichkeit der Energieumwandlung zur Nichtnutzung von einzusetzenden Rohstoffen kommt. Die in den Rohstoffen enthaltene Energiemenge kann aus Gründen technischer Limitation nicht verwertet werden.

Wird die maximal zur Verfügung stehende Energiemenge nicht ausgenutzt (zu geringer Energieeintrag durch zu wenig bereitgestellte Substrate), werden die vorhandenen Produktionsmittel nicht voll ausgelastet.

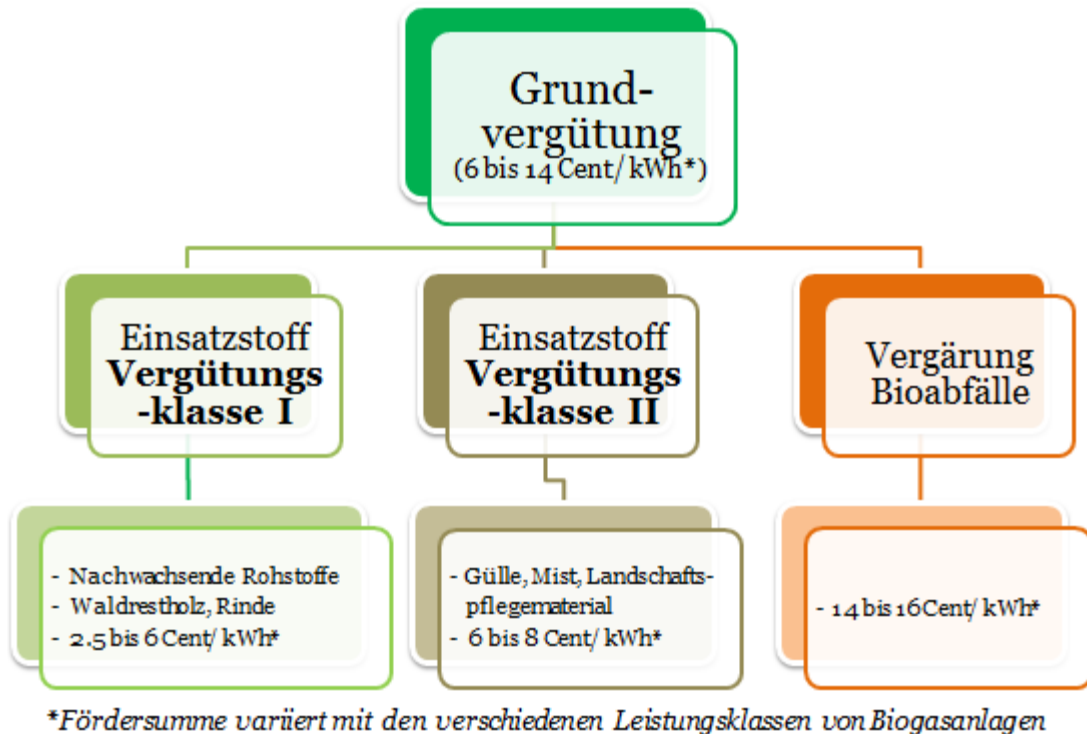
Somit ist anhand der Kennzahl zur Über- bzw. Unterproduktion eine Optimierung der Anlagengröße und der Substratverfügbarkeit möglich.

3.4 Einnahmen

Die wichtigste Einnahmequelle von Biogasanlagenbetreiber ist der Stromverkauf. Über die Prämienregelung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes ist der Absatz sowie der Mindestpreis für den in das Netz eingespeisten Strom für 20 Jahre gesichert. Darüber hinaus lassen sich Erlöse aus dem Verkauf der Wärme erzielen und in seltenen Fällen (wie bereits ausgeführt hier nicht betrachtet) für den Verkauf der anfallenden Gärreste.

Das Entgelt für die Stromerzeugung aus Biogasanlagen ist mit der Novellierung des EEG in ein stark vereinfachtes Vergütungssystem mit 4 leistungsbezogenen Anlagenkategorien (Grundvergütung zwischen 6 und 14,3 ct/ kWh) und 2 Einsatzstoffvergütungsklassen (Einsatzstoffvergütungsklasse I mit – je nach Anlagengröße - 4 bis 6 ct/kWh bzw. bei Waldrestholz 2,5 ct/kWh und Einsatzstoffvergütungsklasse II mit 6 bis 8 ct/kWh) überführt worden.

Einen Überblick über die Struktur des Umlageverfahrens nach § 27 EEG für Strom aus Biomasse zeigt die Quelle: www.biomasse-nutzung.de
Abbildung 11.



Quelle: www.biomasse-nutzung.de

Abbildung 11: Überblick Umlageverfahren

Für die verschiedenen Anlagengrößen gilt folgender Vergütungssatz zur Grundvergütung nach § 27 Abs.1 EEG:

- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 14,3 Cent pro Kilowattstunde,
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,3 Cent pro Kilowattstunde,
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 11,0 Cent pro Kilowattstunde
- bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 6,0 Cent pro Kilowattstunde.

Abbildung 12 zeigt die weiteren, nach Rohstoffeinsatzklassen zu unterscheidenden Vergütungsmöglichkeiten und den je nach Anlagengröße höchstmöglichen Vergütungssatz. Mit § 27 Abs. 2 wird zusätzlich zu der Grundvergütung nach Absatz 1 bis zu einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt eine besondere einsatzstoffbezogene Vergütung eingeführt, um Mehrkosten des Einsatzes bestimmter Einsatzstoffe abzudecken, die durch die Grundvergütung nicht abgedeckt sind.



Abbildung 12: Vergütungsstruktur für Neuanlagen bis 31.12.2013

Im Folgenden werden die für die Investitionsrechnung der Modellbetrachtung verwendeten Parameter beschrieben.

EEG 2012 § 27 Umlageverfahren	Grundvergütung	Einsatzstoff- vergütungsklasse I §27 Abs. 1a-c	Einsatzstoff- vergütungsklasse I §27 Abs. 1d	Einsatzstoff- vergütungsklasse II §27 Abs. 2a	Einsatzstoff- vergütungsklasse II §27 Abs. 2b	Vergütung nach §27a (Bioabfall)	Vergütung nach §27b (Gülle)
zu vergütender Energieertrag	398.195 kWh	256.187 kWh	0 kWh	0 kWh	142.008 kWh	0 kWh	142.008 kWh
Vergütungssatz	14,3 Ct	6,0 Ct	6,0 Ct	8,0 Ct	8,0 Ct	0,0 Ct	25,0 Ct
Ertrag	56.941,82 €	15.371,22 €	0,00 €	0,00 €	11.360,60 €	0,00 €	35.501,88 €
Gesamt					83.673,65 €	0,00 €	35.501,88 €
max. Gesamt							83.673,65 €
EEG 2012 § 33 Direktvermarktung						Marktprämie	Flexprämie
zu vergütender Energieertrag						398.195 kWh	398.195 kWh
Vergütungssatz						15,8 Ct	0,00 Ct
Ertrag						62.728,61 €	0,00 €
produzierte Energiemenge						398.195 kWh	
EPEX						5,6 Ct	
Ertrag						25.111,34 €	
Gesamt							87.839,95 €
Wärmevergütung							
Wärmeabnehmer							126.194 kWh
Vergütungssatz							2,0 Ct
Ertrag							2.523,88 €
Sonstiges							
Gärrestverkauf, Düngewert, etc.							12.711,00 €

Abbildung 13: Datenblatt Einnahmen

Sollten die im EEG vorgegebenen Auflagen zum Wärmeabsatz oder Gülleeintrag erfüllt sein, wird der gesamte Energieertrag nach dem für die Anlagengröße bestimmenden **Grundvergütungssatz** vergütet. Bei einer Inbetriebnahme der Biogasanlage über das Datum 31.12.2013 hinaus wird der erzeugte Strom nur dann vergütet, wenn die Bemessungsleistung der Anlage 750 kW nicht übersteigt.

Von allen Substraten, die in die Biogasanlage eingebracht werden und in der Biomasseverordnung als **Einsatzstoffvergütungsklasse I** klassifiziert sind, wird deren Energieertrag anteilig am maximal produzierten Energieertrag mit den nach **§27 Abs. 1a-c** festgesetzten Prämien vergütet. Die zusätzliche Vergütung für diese Rohstoffe begründet sich in erhöhten Bereitstellungskosten, die über die Grundvergütung hinaus abgedeckt werden müssen. Diese sind wiederum von der Anlagengröße, dem Inbetriebnahmejahr und der Erfüllung der Auflagen für Gülle und Wärme abhängig.

Gesondert vergütet werden die der **Einsatzstoffvergütungsklasse I nach §27 Abs. 1d** EEG zugehörigen Rohstoffe Rinde und Waldrestholz. Damit soll eine Nutzungskonkurrenz zur stofflichen Verwertung für Strom aus diesen Substraten, die auch niedrigere Einsatzkosten aufweisen, verhindert werden. Der Vergütungssatz für den anteilig erzeugten Strom wird im Vergleich zu den anderen Einsatzstoffen nach Vergütungsklasse I um 2,5 Cent pro Kilowattstunde abgesenkt. Des Weiteren gelten bis auf die Anlagengröße alle weiteren oben aufgeführten Einschränkungen zur Vergütung.

Rohstoffe, die in der Biomasseverordnung als **Einsatzstoffvergütungsklasse II** klassifiziert sind, werden nach **§ 27 Abs. 2a** EEG und somit deutlich niedriger vergütet. Dabei werden vom Gesetzgeber im Gegensatz zur Einsatzstoffvergütungsklasse I Anlagengrößen unabhängige Mehrkosten in der Rohstoffbereitstellung unterstellt.

Sollte es sich bei den Substraten um Gülle im Sinne der Nummern 3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung handeln (**Einsatzstoffvergütungsklasse II (§27 Abs. 2b)**), verringert sich die Vergütung für Anlagen ab einer Bemessungsleistung von 500 kW um 2 Cent pro Kilowattstunde. Die Begründung ist in den geringeren Bereitstellungskosten für die jeweiligen Substrate zu suchen.

Für Strom aus Anlagen die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von genau bezeichneten Bioabfällen im Sinne der Bioabfallverordnung von mindestens 90 Masseprozent erzeugt wurde, werden aufgrund der besonderen Kostenstrukturen für diese Einsatzstoffgruppe eigene Vergütungssätze (**Vergütung nach § 27 a (Bioabfall)**) festgelegt. Für die Inbetriebnahme der Biogasanlage nach dem 31.12.2013 wird die Vergütung nur noch für Anlagen mit einer installierten Leistung bis maximal 750 KW gezahlt.

Für Strom aus Anlagen die Gas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von Gülle von kalenderjährlich im Durchschnitt mindestens 80 Masseprozent erzeugt wurde, bietet die **Vergütung nach § 27b** abweichend von § 27 einen eigenen Vergütungssatz von 25 ct pro Kilowattstunde an. § 27b findet zudem nur Anwendung auf Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von höchstens 75 Kilowatt, wobei die installierte elektrische Leistung von 75 Kilowatt zugleich die Gesamthöchstgrenze am Standort der Anlage bildet.

Die Berechnung der Vergütung mittels **Marktprämie** wurde allgemein bereits im Abschnitt 2.2.2.1 erläutert. In der praktischen Berechnung ergibt sich die Höhe der Einspeisevergütung (EV) aus dem Quotienten des fiktiv möglichen monetären Ertrages der Vergütung nach § 27 EEG und der dafür eingesetzten Energiemenge. Da sich die Zahlungen der Umlagevergütung nach § 27, § 27a und § 27b EEG gegenseitig ausschließen und in der Höhe unterscheiden können, wird der höchstmögliche Wert für EV zur Berechnung der Marktprämie herangezogen.

$$MP = EV_{max} - RW$$

$EV_{max} = \text{Max}(EV_1; EV_2; EV_3)$, mit

$$EV_1 = \frac{\sum EV_{\S 27}}{Q_{Netto}}$$

$$EV_2 = \frac{\sum EV_{\S 27a}}{Q_{Netto}}$$

$$EV_3 = \frac{\sum EV_{\S 27b}}{Q_{Netto}}$$

$$RW = MW_{EPEX} - P_M (\text{Steuerbare})$$

mit:	MP	Marktprämie [Ct/kWh]
	Q_{Netto}	Nettoenergieertrag [kWh]
	EV	Einspeisevergütung [Ct/kWh]
	RW	Referenzmarktwert [Ct/kWh]
	MW_{EPEX}	Monatsmittelwert der Stundenkontrakte [Ct/kWh]
	$P_{M(Steuerbare)}$	Managementprämie [Ct/kWh]

Einschränkende Auflagen, wie die Vergütung nur noch für Anlagen bis 750 kW mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem 01.01.2014 oder die der Gülle- bzw. Wärmenutzung, gelten bei der Inanspruchnahme der Marktprämie nicht. Deshalb erfolgt die Ermittlung der maximalen Einspeisevergütung unter Nichtbeachtung dieser Auflagen. Des Weiteren wird mittels des an der EPEX ermittelten Monatsdurchschnittspreises ein Verkauf der gesamten Strommenge an der Börse unterstellt und zur Gesamtvergütung des Stromes mittels Marktprämie hinzugefügt.

Die Strombörse European Energy Exchange ist der Handelsplatz für Energie in Deutschland und 18 weiteren Ländern. Mit über 200 Börsenteilnehmern ist die EEX die größte Energiebörse in Kontinentaleuropa. Neben CO₂-Zertifikaten, Kohle und Erdgas werden vor allem Strom-Futures und –Optionen gehandelt. Der EEX-Spotmarkt wurde 2009 in die European Power Exchange (EPEX Spot SE) überführt und gehört zu jeweils 50 % der französischen Powernext SA und der deutschen EEX AG. Neben dem Intraday-Handel, also dem Handel mit Stromkontrakten mit Lieferung am selben oder folgenden Tag (Stundenkontrakte), werden noch Kontrakte für den Strom des nächsten Tages (Day-ahead-Handel) getätigt.

Als Berechnungsgrundlage für die im EEG 2012 vorgesehenen Instrumente der Prämien zur Direktvermarktung werden die tatsächlich angefallenen Monatsmittelwerte des energieträgerspezifischen Marktwertes angegeben. Dabei ist „MWEPEX“ der tatsächliche **Monatsmittelwert** der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse **EPEX Spot SE** in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde.³⁴ In den folgenden Betrachtungen zur Investitionsrechnung wird von einem Monatsmittelwert von 5,56 Cent pro Kilowattstunde ausgegangen.³⁵

³⁴ Vgl. EEG 2012, Anlage 3

³⁵ www.EPEX.de, abgerufen am 14.11.2011

Wie bereits im Abschnitt 2.2.2 Marktprämienmodell und Flexibilitätsprämie gezeigt wurde, gelingt es dem Anlagenbetreiber vor allem dann seine Erlöse zu steigern, wenn er seinen Strom bei hoher Nachfrage, also in Lastspitzenzeiten verkauft. Da in der Modellbetrachtung die Inanspruchnahme der Marktprämie keine weiteren Investitionen in Gasspeicher oder zusätzlicher Regeltechnik impliziert und somit Lastverschiebungen nicht möglich sind, wird unterstellt, dass der Verkauf des Stromes am Markt nur zu Durchschnittspreisen getätigt wird.

Die Berechnung der **Flexibilitätsprämie** erfolgt immer nur dann, wenn wie vom Gesetzgeber vorgesehen, zusätzliche Anlagenleistung bereitgestellt wird. Wie bereits im Abschnitt 2.2.2.2 ausgeführt, kommt es nur dann zu einer Zahlung einer nennenswerten Flexibilitätsprämie, wenn die Auslastung der Biogasanlage bei entsprechender Zusatzleistung unterhalb von 70 % liegt. Deshalb sollte unter dem Gesichtspunkt von zusätzlichen Kosten für weitere Gasspeicher und Verstromungsanlagen bei der weiteren Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage das Augenmerk auf die Betriebsstundenzahl gelegt werden.

Die **Wärmevergütung** richtet sich nach dem mittels Wärmenutzungskonzept festgelegten Anteil an verkaufter Wärme in kWh thermischer Energie und dem vertraglich vereinbarten Vergütungssatz in Cent pro Kilowattstunde.

Eine kontinuierliche Abnahme der bei der Verbrennung von Biogas entstandenen Wärme ist durch die Novellierung des EEG in der Fassung 2012 ein entscheidender wirtschaftlicher Faktor geworden. Zum einen koppelt sich die Berechtigung zur Inanspruchnahme der Vergütung an eine hinreichende Wärmeabnahme von mindesten 60 %, wenn kein Gülleanteil von mindestens 60 Masseprozent an Inputstoffen verwendet wird. Zum anderen stellt die Nutzung und der Verkauf der anfallenden Wärme einen wichtigen Beitrag zur Kostendeckung dar.

In allen folgenden Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen wird der **Vergütungssatz Wärmeverkauf**, sofern nicht anders in den Quelldaten angegeben, mit 2 Cent pro kWh angesetzt. Dies entspricht in etwa in der Praxis ausgehandelten Vergütungskonditionen, die oft mit ca. einem Drittel des aktuellen Erdgaspreises veranschlagt werden.³⁶

Erlöse lassen sich für den Biogasanlagenbetreiber durch den Verkauf des Gärrestes und dem Düngewert der anfallenden Substratabfälle erzielen. Das Ausbringen der Gärreste kann den Zukauf von Wirtschaftsdünger substituieren und somit auch fiktive Erlöse in Form von Kosteneinsparungen generieren. Diese Erlöse sind unter **sonstigen Einnahmen** zusammengefasst.

3.5 Investitionen und Betriebskosten

Zur Ermittlung der Rentabilität von Investitionsvorhaben sind Kosten- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen anzustellen. Neben den Bereitstellungskosten für die eingesetzten Substrate sind vor allem die Anschaffungskosten der Anlagentechnik und die laufenden Betriebskosten wesentliche Einflussfaktoren auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis. Eine geplante Investition wird dann als vorteilhaft befunden, wenn die Wiedergewinnung der Anschaffungsauszahlungen und eine ausreichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals sichergestellt sind.

Bei Biogasanlagen sind im Normalfall 50 % der jährlichen Anlagekosten kapitalbedingt, was bedeutet, dass sie durch die Abschreibungen, Kapitalverzinsung und die investitionsproportionale Versicherung bestimmt werden.³⁷ Wie viel Investitionskapital pro Kilowatt installierter Leistung für eine Biogasanlage notwendig ist, hängt unter anderem von den eingesetzten Substraten ab. Reine Gülleanlagen verursachen die geringsten Investitionskosten. Sollen auch Kofermente mit genutzt werden, wird bei der Anlagentechnik zusätzliche Peripherie, zum Beispiel weiterer Siloraum, ein Feststoffeintrag sowie angepasste Rührtechnik im Fermenter notwendig. Im Allgemeinen gilt, dass mit zunehmender Anlagengröße eine Anschaffungs-Kostendegression zu verzeichnen ist.

³⁶ Vgl. Anlagen zur Master Thesis, S.76

³⁷ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, S.190

Bei kleineren Anlagen ist mit spezifischen Investitionskosten von 3.000 bis 5.000 Euro pro Kilowatt installierter Leistung auszugehen. Größere Anlagen können hingegen Anschaffungskosten von rund 2000 €/ kW erreichen.³⁸

Bei Biogasanlagen fallen neben den Rohstoffkosten, die bereits im Abschnitt 3.2 erläutert wurden, folgende variable Betriebskosten an:

- Personalkosten (Betriebsführungskosten)
- Kosten für Wartung und Instandhaltung
- Administrationskosten (Versicherung, Steuern, Sonstige Verbrauchsmaterialien)

Im Folgenden werden die für die Berechnung berücksichtigten Investitions- und Betriebskosten betrachtet und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgezeigt.

Investitionskosten				Betriebskosten ohne Inputstoffe pro Jahr			
Summe Investitionen	3206 €/ kW	100 %	1.154.160 Euro	Summe Betriebskosten pro Jahr			117.379 Euro
Grundstück (inkl. Notar- und Grundbuchamtkosten)		2 %	28.594 Euro	Betriebsführungsvertrag			
Biogasanlage incl. BHKW schlüsselfertig		54 %	623.870 Euro	im Regelbetrieb feste Vergütung			14.200 Euro
Kosten der Projektentwicklung		3 %	31.194 Euro	im Regelbetrieb variable Vergütung			
EVU-Anschluss (geschätzt)		2 %	20.796 Euro	Wartungskosten, Analytik, biol. Betreuung			
Betriebsgebäude (bauseits)		3 %	36.392 Euro	Vollwartung BGA/BHKW	0,002 €/ kWh	3.237 Euro	
Erdarbeiten (bauseits)		3 %	31.194 Euro	Generalüberholung BHKW		2.500 Euro	
Wärmeanbindung		3 %	31.194 Euro	Ersatzinvestitionen BGA/BHKW ab dem 3. Jahr	40 €/ kW	14.400 Euro	
Wärmekonzept (geschätzt)		10 %	114.376 Euro	Analytik, biologische Betreuung		1.000 Euro	
Waage, Radlader (bauseits)		5 %	54.589 Euro	Administration			
Wegebau/Pflasterarbeiten (bauseits)		2 %	20.796 Euro	Versicherungen 1 % der Gesamtinvestition			11.542 Euro
Leckerkennung (bauseits)		1 %	10.398 Euro	lfd. Buchhaltung, Controlling			6.000 Euro
Einzäunung (bauseits)		0 %	5.199 Euro	Jahresabschluss, lfd. Steuerberatung			6.000 Euro
Genehmigung (geschätzt)		1 %	10.398 Euro	kfm. GF, Haftungsvergütung Komplementärin			8.500 Euro
Silageplatte (geschätzt)		7 %	77.984 Euro	Sonstiges, Verbrauchsmaterialien, etc. Reserve			50.000 Euro
Sonstiges / Reserve		2 %	25.995 Euro				
Bauzeitinsen (Bauzeit ca. 3 Monate)		1 %	7.798 Euro				
Kosten Bank für Strukturierung und Entwicklung (pauschal)		1 %	7.798 Euro				
Baubetreuung, Inbetriebnahme/Anfahren der Anlage		1 %	15.597 Euro				
Einkauf Inputstoffe und Entsorgung pro Jahr							
Summe Inputkosten pro Jahr							121.193 Euro
		Menge	Beschaffungskosten	Silierungskosten			
Stromverbrauch BGA		43.164 kWh	0,20 Euro				8.633 Euro
Schweinegülle		5.961 to					
Mais (Ganzpflanze)*		966 to	-28,00 Euro	27.048 Euro	-8,00 €/to	7.728 Euro	34.776 Euro
Lieschkolbenschnrot		744 to	-28,00 Euro	20.832 Euro	-8,00 €/to	5.952 Euro	26.784 Euro
Getreidekorn		500 to	-102,00 Euro	51.000 Euro			51.000 Euro

Abbildung 14: Datenblatt Ausgaben

Die **Bruttoinvestitionskosten** setzen sich aus den Nettoinvestitionskosten der Anlagentechnik, den Nebenkosten, der Vorsteuer/ Mehrwertsteuer sowie den Bauzinsen zusammen.³⁹

³⁸ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, S.190ff

³⁹ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Leitfaden Bioenergie, S.195

Die Anschaffungskosten für die Anlagentechnik bestehen wiederum aus den Komponenten Gärtechnik, Gebäude, Leitungen und Pumpen, Anlagensteuerung, BHKW, Bauarbeit sowie Bau- und Peripheriekosten. Bei der Mehrheit der Komponenten wird mit einer Nutzungsdauer von zwanzig Jahren kalkuliert. Es wird in der Modellrechnung des Weiteren angenommen, dass sich der Restwert der angeschafften baulichen Anlagen, der Technik und der Maschinen auf die Höhe der Entsorgungskosten für die Biogasanlage beläuft. Aus diesem Grund fließt nach zwanzig Jahren Nutzungsdauer der Biogasanlage kein Restwert in die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit ein.

Zu den Investitionsnebenkosten zählen unter anderem die Netzanschlusskosten. Da gerade im ländlichen Raum die Netze häufig schwach ausgebaut sind, kann unter Umständen eine lange Zuleitung zum Netzverknüpfungspunkt notwendig sein. Da diese Kosten im schlechtesten Fall mehrere 10.000 Euro betragen können, ist vor der Entscheidung zum Bau der Anlage eine netztechnische Untersuchung des Netzbetreibers sinnvoll.⁴⁰

Weitere Nebenkosten sind in den Anlagen zu dieser Arbeit aufgeführt, wobei im Detail nicht alle Kostenverursacher erfasst, sondern diese unter dem Punkt *Sonstiges* zusammengefasst sind.

Die **Kosten für die kaufmännische und technische Betriebsführung** sind vom benötigten Personalbedarf abhängig. Des Weiteren variieren sie abhängig von der Höhe der Qualifikation des eingesetzten Personals sowie dem regional unterschiedlichen Gehalts- und Lohnniveaus. Die in der Berechnung angegebenen Zahlen verstehen sich als Durchschnittswerte und werden in der weiteren Betrachtung unabhängig der Anlagengröße als konstant angesehen.

⁴⁰ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, S.190

Wartungs- und Instandhaltungskosten unterliegen jährlichen Schwankungen. Für die Kostenschätzung sind diese Aufwendungen als Durchschnittswerte über die gesamte Lebensdauer der Anlage angegeben. So wird für die Wartung jährlich 0,0015 € pro kWh erzeugter Energie angesetzt, was dem Umstand der installierten Leistung und der Auslastung der Anlage Rechnung tragen soll und sich mit den in der Praxis ermittelten Werten näherungsweise deckt.⁴¹

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Planungsprämissen																					
Kapazitätsauslastung	%	70,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2 % Kostensteigerung	%	100,0	101,5	103,0	104,6	106,1	107,7	109,3	111,0	112,6	114,3	116,1	117,8	119,6	121,4	123,2	125,0	126,9	128,8	130,7	132,7
Ansatz Fixkosten	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
feste Kosten																					
Betriebsführungsvertrag	Euro	6.570	6.669	6.769	6.870	6.973	7.078	7.184	7.292	7.401	7.512	7.625	7.739	7.855	7.973	8.093	8.214	8.337	8.462	8.589	8.718
Vollwartung BGA/BHKW	Euro	5.506	5.589	5.673	5.758	5.844	5.932	6.021	6.111	6.203	6.296	6.390	6.486	6.583	6.682	6.782	6.884	6.987	7.092	7.199	7.306
Generalüberholung BHKW																					
Ersatzinvestitionen BGA/BHKW	Euro	0	0																		
Analytik, biologische Betreuung																					
Versicherungen	Euro	2.947	2.991	3.036	3.082	3.128	3.175	3.223	3.271	3.320	3.370	3.420	3.472	3.524	3.577	3.630	3.685	3.740	3.796	3.853	3.911
lfd. Buchhaltung, Controlling																					
Jahresabschluss, lfd. Steuerber																					
kfm. GF, Haftungsvergütung Kon																					
Sonstiges, Verbrauchsmaterial	Euro	23.400	23.751	24.107	24.469	24.836	25.208	25.587	25.970	26.360	26.755	27.157	27.564	27.977	28.397	28.823	29.255	29.694	30.140	30.592	31.051
Gesamt	Euro	38.423	39.000	39.585	40.179	40.781	41.393	42.014	42.644	43.284	43.933	44.592	45.261	45.940	46.629	47.328	48.038	48.759	49.490	50.233	50.986
variable Kosten																					
Einkauf Inputstoffe	Euro	22.040	22.371	22.706	23.047	23.392	23.743	24.099	24.461	24.828	25.200	25.578	25.962	26.351	26.747	27.148	27.555	27.968	28.388	28.814	29.246
Silierung	Euro	4.768	4.840	4.912	4.986	5.061	5.136	5.214	5.292	5.371	5.452	5.533	5.616	5.701	5.786	5.873	5.961	6.051	6.141	6.233	6.327
Stromverbrauch BGA	Euro	3.936	3.995	4.055	4.116	4.177	4.240	4.304	4.368	4.434	4.500	4.568	4.636	4.706	4.776	4.848	4.921	4.994	5.069	5.145	5.223
Gesamt	Euro	30.744	31.205	31.673	32.148	32.630	33.120	33.617	34.121	34.633	35.152	35.679	36.215	36.758	37.309	37.869	38.437	39.013	39.599	40.193	40.795

Abbildung 15: Datenblatt Kosten

Unter Administrationskosten sind vor allem die Ausgaben für Versicherung, Steuern und sonstige Verbrauchsmaterialien aufgeführt. Die Versicherungskosten sind abhängig vom Wert der Anlagentechnik und umfassen die Aufwendungen für die Haftpflicht-, die Maschinen- und sonstige Versicherungen. Die zu zahlenden Steuern umfassen in der Regel die Ertrags- und Mehrwertsteuer. Da zur Ermittlung der zu zahlenden Ertragssteuer nicht nur die Zahlungsströme der Biogasanlage, sondern die Ein- und Ausgaben sämtlicher Unternehmensbereiche des Biogasanlagenbetreibers betrachtet werden müssen, empfiehlt es sich, eine Rechnung vor den Gewinnsteuern durchzuführen. Auch die Ausgaben für die Mehrwertsteuer sollten, im Falle eines umsatzsteuerpflichtigen aber nicht vorsteuerabzugsfähigen Betreibers, direkt den einzelnen Kostengruppen zugeschlagen und nicht bei den laufenden Ausgaben mit betrachtet werden.⁴²

⁴¹ Vgl. Anlagen zur Master Thesis, S.76f

⁴² Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Leitfaden Bioenergie, S. 204

Ebenfalls zu den Betriebskosten zählt der Eigenstrombedarf. In der Arbeit ist dieser als variabler Bestandteil im Feld „Inputstoffe“ mit aufgeführt. Der Bedarf an Strom – hier als Stromkosten BGA bezeichnet – lässt sich bei vielen Anlagen nur abschätzen, da die Energie häufig vor dem Stromzähler direkt vom produzierten Strom abgezogen wird.⁴³ Neben allgemeinen Stromverbrauchern wie Licht und Wärme in den administrativen Bereichen der Biogasanlage ist vor allem die Aufbereitung der Substrate ein Hauptgrund für den Strombezug. Um diese Kosten kalkulatorisch mit in den Betriebskosten aufzuführen, werden 2 % der Nettoenergieerzeugung mit 20 Cent pro kWh berechnet. Dies entspricht auch in etwa den im „Bioenergie Messprogramm“ ermittelten Durchschnittswerten.

3.6 Rechtsformen, Finanzierung und Investitionsrechnungsverfahren

Auch wenn in der Modellberechnung die Wahl der Rechtsform und Finanzierung nicht mit in die Betrachtung einfließt, soll in diesem Abschnitt ein Überblick des Rechtsformenangebotes unter allen wichtigen Aspekten gegeben werden. Zum einen hat in den vergangenen Jahren mit der immer mehr an Bedeutung gewinnenden Nutzung von Biomasse ein beachtlicher Wandel in der Strukturierung der Finanzierung von Biogasanlagen stattgefunden, den es zu beschreiben bedarf. Zum anderen würde eine Arbeit über die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen unter Nutzung der Markt- und Flexibilitätsprämie ohne die Betrachtung der Rechts- und Finanzierungsmöglichkeiten an Vollständigkeit missen lassen. Es werden dabei nur die wichtigsten Eigenschaften sowie deren Vor- und Nachteile, die zur Betrachtung zur Finanzierung von Biogasanlagen notwendig sind, erläutert.⁴⁴

3.6.1 Rechtsformen und deren Anwendung bei Biogasanlagen

Nachstehend werden mögliche Gesellschaftsformen, die in der Praxis von Relevanz sind, kurz vorgestellt.

Einzelunternehmen

- Das Einzelunternehmen ist Bestandteil des Gesamtvermögens des Eigentümers.
- Die Leitungsbefugnis für das Unternehmen liegt uneingeschränkt beim Eigentümer.
- Dieser haftet in vollem Umfang mit seinem Privatvermögen.
- Für die Geschäftseröffnung ist kein Mindestkapital notwendig.

⁴³ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Ergebnisse des Biogas-Messprogramms, S.142

⁴⁴ Vgl. Drukarczyk, Jochen, Finanzierung: eine Einführung, S.128ff

Stille Gesellschaft

- Ein stiller Gesellschafter, der sich mit einer Vermögenseinlage beteiligt, wobei diese in das Vermögen des Inhabers übergeht.
- Der stille Gesellschafter muss am Gewinn und kann am Verlust beteiligt werden.
- Der stille Gesellschafter hat lediglich ein Kontrollrecht, Geschäftsführerbefugnisse stehen ihm nicht zu.
- Sollte über das Vermögen des Unternehmers ein Konkursverfahren eröffnet werden, kann der stille Einleger, solange seine Einlage durch Verlust nicht aufgezehrt ist, seine Einlage als Konkursforderung geltend machen und verliert bei positiver Konkursquote nicht seine gesamte Einlage.

Offene Handelsgesellschaft (OHG)

- Mehrere Gesellschafter, die alle mit ihrem Gesellschaftsvermögen und Privatvermögen haften.
- Das Rechtsverhältnis untereinander richtet sich nach dem Gesellschaftervertrag, der weitestgehend gestaltbar ist.
- Prinzipiell sind alle Gesellschafter zur Geschäftsführung berechtigt, sollte dies jedoch im Gesellschaftervertrag ausgeschlossen sein, besitzen die Teilhaber noch ein uneingeschränktes Kontrollrecht.
- Für die Geschäftseröffnung ist kein Mindestkapital notwendig.

Kommanditgesellschaft (KG)

- Gesellschaftsform, bei der der volle Haftungsumfang auf bestimmte Gesellschafter (Komplementär) beschränkt ist, während restliche Gesellschafter (Kommanditisten) nur mit ihrer Vermögenseinlage haften.
- Kommanditisten sind von der Geschäftsführung ausgeschlossen, haben aber eingeschränkte Kontrollrechte.
- Des Weiteren ist der Kommanditist am Gewinn und Verlust in Höhe seiner Einlage beteiligt.

Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH)

- Im Gegensatz zu den oben genannten Personengesellschaften handelt es sich bei der GmbH um eine juristische Person, bei deren Bildung aufwendigere Gründungsformalitäten und Buchführungspflichten einzuhalten sind.
- Für Verbindlichkeiten der GmbH haftet nur das gesamte Gesellschaftsvermögen.
- Die Haftung der Gesellschafter bei Haftungsansprüchen an die Gesellschaft beschränkt sich auf ihre Kapitaleinlage (insgesamt mindestens 25.000 Euro).
- Die Geschäftsführung der Gesellschaft erfolgt durch einen oder mehrere Geschäftsführer, die Gesellschafter sein können.
- Im Gegensatz zu den oben genannten Gesellschaftsformen sind aufwendigere Gründungsformalitäten und Buchführungspflichten einzuhalten.

GmbH und Co. KG

- Die GmbH wird als Komplementär und somit persönlich haftende Gesellschafterin eingesetzt.
- Die Kommanditisten sind die Gesellschafter der GmbH.
- Somit liegt eine Haftungsbeschränkung wie bei einer GmbH vor.
- Die Entscheidungsbefugnis liegt beim Komplementär, die Ausgestaltung des Innenverhältnisses erlaubt aber, die flexibleren Mechanismen einer Personengesellschaft anzuwenden.

Eingetragene Genossenschaft (eG)

- Zweck der Genossenschaft ist es, die Förderung des Erwerbs, der Wirtschaft ihrer Mitglieder oder deren sozialen oder kulturellen Belange durch den gemeinsamen Geschäftsbetrieb zu ermöglichen.
- Es sind dafür mindestens 3 Gründungsmitglieder notwendig.
- Die Haftung der Genossenschaft ist in Höhe der Genossenschaftseinlage beschränkt.
- Die verbindliche Umsetzung der Ziele ist an eine enge Bindung zur Satzung gekoppelt.

Andere Kapitalgesellschaften wie die Aktiengesellschaft (AG) oder Mischformen, z.B. AG & Co KG oder Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA) spielen in der Landwirtschaft eine eher untergeordnete Rolle⁴⁵ und werden aus diesem Grund nicht weiter betrachtet.

Ein Grund, warum sich Biogasanlagenbetreiber mit unterschiedlichen Rechtsformen auseinandersetzen sind unter anderem die Vorteile aus Kooperationen.⁴⁶ Mit Kooperationen in der Landwirtschaft kann ein breites Spektrum wirtschaftlicher und sozialer Ziele verfolgt werden. Dabei stehen die wirtschaftlichen Ziele im Zusammenhang mit einer verbesserten Einkommenssituation, damit verbundenen Kostensenkungen, Erlössteigerungen sowie die Erschließung von Wachstumspotenzialen. Die sozialen Ziele umfassen Arbeitserleichterungen, die Reduzierung des Arbeitsumfangs, die Sicherstellung einer geregelten Freizeit, die Entlastung der Familie, die Gewährleistung von Urlaubs-, Krankheits- und Wochenendvertretungen u.v.m.. Des Weiteren versprechen sich viele Anlagenbetreiber mit haftungsbegrenzenden Rechtsformen einen Schutz ihres Privatvermögens. Aber auch steuerliche Aspekte sowie eine leichtere Kreditaufnahme geben den Ausschlag für die richtige Rechtsform.⁴⁷

Laut Degenhart sind grundsätzlich Einzelunternehmen die dominierende Gesellschaftsform in der Landwirtschaft. Bei der Errichtung und dem Betrieb von Biogasanlagen, soweit es sich um Beteiligungsmodelle handelt, stellt allerdings die GmbH & Co KG mit großem Abstand die am meisten gewählte Gesellschaftsform dar. Er geht ferner davon aus, dass sich Landwirte beim Zusammenschluss zu Kooperationen an ihnen bekannte und vertraute Rechtsformen halten und sich die Verteilung der Auswahl an Rechtsformen auch auf die Anlagenbetreiber von Biogasanlagen übertragen lässt.⁴⁸

3.6.2 Finanzierungsmaßnahmen und deren Anwendung bei Biogasanlagen

Im Folgenden soll die Klassifizierung von möglichen Finanzierungsmaßnahmen anhand von Kriterien erfolgen. Üblicherweise gruppiert man diese nach der Herkunft der Zahlungsmittel oder der Fristigkeit der Finanzierungsverträge.

⁴⁵ Vgl. Degenhart, H.; Holstenkamp, L., Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft, S.20

⁴⁶ Vgl. Theuvsen, Ludwig, Kooperationen in der Landwirtschaft, S. 4

⁴⁷ Vgl. Degenhart, H.; Holstenkamp, L., Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft, S.20

⁴⁸ Vgl. Degenhart, H.; Holstenkamp, L., Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft, S.21

So wird unterschieden:⁴⁹

- nach Außenfinanzierung
- nach Innenfinanzierung
- Umschichtung sowie
- realwirtschaftliche Maßnahmen mit Finanzierungscharakter

Bei der Außenfinanzierung wird neues Finanzkapital aufgenommen, wobei der Unternehmung Gelder oder geldäquivalente Güter von außen zufließen. Nach der rechtlichen Stellung der Kapitalgeber unterscheidet man bei der Außenfinanzierung wiederum zwischen:

Eigenfinanzierung

- bisherige Eigenkapitalgeber führen dem Unternehmen zusätzliches Geld zu

Beteiligungsfinanzierung

- Anzahl der Eigenkapitalgeber wird erhöht und damit zusätzliches Kapital zugeführt

Fremdfinanzierung

- Kapital wird der Unternehmung von Fremdkapitalgebern überlassen

Fließen Geldmittel aus dem Gewinn, der Freisetzung von Kapital aus Umsatztätigkeit oder durch Kapital, das vorher in Produktionsmitteln und Lagerbeständen gebunden war, der Unternehmung zu, spricht man von Innenfinanzierung. Die Voraussetzungen der Innenfinanzierung sind:⁵⁰

- Erstens fließen dem Unternehmen in einer Periode liquide Mittel zu, die aus dem betriebsüblichen Umsatzprozess oder aus Vermögensumschichtungen stammen.
- Zweitens steht dem Zufluss an liquiden Mitteln in derselben Periode kein zahlungswirksamer Aufwand gegenüber.

Bei einer Umschichtung wird ein Darlehen durch ein neues ersetzt, wodurch aber neue Möglichkeiten von realwirtschaftlichen Investitionen dadurch nicht geschaffen werden.

⁴⁹ Vgl. Spremann, Klaus, Investition und Finanzierung, S. 184

⁵⁰ Vgl. Becker, Hans-Paul, Investition und Finanzierung, S.211

Realwirtschaftliche Maßnahmen mit Finanzierungscharakter kennzeichnet, dass Produktionsmittel, ein Distributionssystem oder Verwaltungsdienste nicht selbst beschafft werden, sondern diese Leistungen von Fremden bezogen und somit das Unternehmen seinen Kapitalbedarf senken und Investitionsmittel freisetzen kann.

Eine besondere Form der Finanzierung stellt die Projektfinanzierung dar, die aufgrund ihrer hohen Praxisrelevanz ebenfalls genannt werden muss. Konstitutive Merkmale der Projektfinanzierung sind Cashflow Related Lending und Risk Sharing, zusätzlich ist Off-Balance Sheet Financing als Zielsetzung der Sponsoren möglich.⁵¹

Cashflow Related Lending

- Der Schuldendienst des Projektes wird aus dem erwartenden Cashflow geleistet. Das Risikomanagement bei der Projektfinanzierung ist auf der Sicherstellung eines stabilen Cashflows und nicht auf Basis der Aktiva der Initiatoren ausgerichtet.

Risk-Sharing

- Die rechtlich, wirtschaftliche Eigenständigkeit des Projektes steht im Vordergrund. Damit ist keine Sicherstellung des Risikos über Aktiva der Projektbeteiligten gegeben, so dass die Risikoverteilung auf die Projektbeteiligten erfolgen muss.

Off-Balance Sheet Financing

- Die Projektkredite werden in der Bilanz der Projektgesellschaft ausgewiesen, so dass die Jahresabschlüsse der Sponsoren durch die Kreditaufnahme unberührt bleiben.

Auch bei der Betrachtung der Finanzierungsmodelle für Biogasanlagen im Speziellen stützen sich die folgenden Aussagen auf die Untersuchung von Degenhart, der diese neben einer theoretischen Betrachtung auch mittels empirischer Untersuchungen durch Experteninterviews evaluiert hat.⁵²

In der Landwirtschaft dominieren Innenfinanzierungen sowie Außenfinanzierungen mittels Kreditvergabe durch Banken weiterhin die Wahl der Finanzierungsform, wobei letzteres

⁵¹ Vgl. Böttcher, J.; Blattner, P.: Projektfinanzierung, S.14

⁵² Vgl. Degenhart, H.; Holstenkamp, L., Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft, S.28f

die größere Rolle einnimmt. Zunehmend gewinnt auch die Projektfinanzierung zur Umsetzung von Erneuerbaren-Energien-Vorhaben an Bedeutung.

Üblicherweise werden Projektfinanzierungen nur bei bewährter Technik verwendet, da diese sich charakteristisch nur über den zu erwartenden Cashflow refinanzieren. Bei Biogasanlagen ist im Gegensatz zur Meinung Degenhart's technologischer Fortschritt in hohem Maße in mittelbarer Zukunft nicht zu erwarten.⁵³ Vielmehr handelt es sich bei Biogasanlagen, wenn sie nicht mit Hilfe von Gasaufbereitungsanlagen in das Erdgasnetz einspeisen, um eine ausgereifte Technologie. Dem Argument, dass Projektfinanzierungen häufig erst ab einem Investitionsvolumen von über 10 Mio. Euro durchgeführt werden, steht in Deutschland die feste Einspeisevergütung ausgezahlt auf 20 Jahre durch das EEG entgegen. Dies gibt Sicherheit auf der Absatzseite. Neu zu bewerten gilt diese Aussage für Biogasanlagen, die ausschließlich auf eine Vergütung mittels Direktvermarktung abzielen und Preisunsicherheiten mit zusätzlichen Finanzmarktinstrumenten, z.B. Derivaten abdecken müssen.

Wenn Projektfinanzierungen im Bereich von Biogasanlagen durchgeführt werden, überwiegen Limited-Recourse-Finanzierungen⁵⁴, weniger zum Tragen kommen hingegen Non-Recourse-Finanzierungen⁵⁵. Gründe dafür sind in den genehmigungsrechtlichen Verfahren (privilegiertes Bauen im Außenbereich) und einem höheren Betreuungsaufwand als bei anderen EE-Projekten sowie im Rohstoffpreisrisiko der einzusetzenden Substrate zu suchen.

Wenn eine Projektfinanzierung bei Biogasanlagen zum Tragen kommt, liegt die Eigenkapitalquote zwischen 20 – 30 %. Der verbleibende Anteil wird durch Inanspruchnahme von Fördermitteln bzw. Fremdkapitalaufnahme gedeckt. Aufgrund der schwierigen Anfahrphase der Anlagen, sind die ersten ein bis zwei Jahre häufig tilgungsfrei.

⁵³ Vgl. Werner, Thomas: Ökologische Investments, Chancen und Risiken grüner Geldanlage, S.54

⁵⁴ In der Praxis häufig genutzte Form der Projektfinanzierung, bei der die Kreditgeber nur im begrenztem Umfang die Möglichkeit des Rückgriffes auf die Sponsoren zum Zwecke der Kredittilgung besitzen. Die Haftungsbeschränkung kann sowohl zeitlich als auch betragsmäßig festgelegt werden. Die Verteilung der verbliebenen Risiken erfolgt über das Risk-Sharing-Prinzip.; Vgl. Böttcher, J.; Blattner, P.: Projektfinanzierung, S.23

⁵⁵ Form der reinen Projektfinanzierung, die als rückgrifflose Finanzierungsform bezeichnet wird, da die am Projekt beteiligten Sponsoren aus jeglicher Haftung, die über den Eigenanteil hinausgeht entlassen werde. Die Haftung für Zins- und Tilgungsleistung liegt ausschließlich bei der Projektgesellschaft, so dass beim Kreditgeber ein Großteil des unternehmerischen Risikos verbleibt.; Vgl. Böttcher, J.; Blattner, P.: Projektfinanzierung, S.24

Die kreditvergebenden Institute erwarten zudem eine Reihe von weiteren Maßnahmen, die das Risiko vermindern sollen:

- Im Rahmen eines Bauvertrages werden von einem Generalübernehmer die Planungs- und Ingenieurleistungen sowie alle Ausführungs- und Bauzwischenfinanzierungsleistungen durchgeführt.
- Erwartet werden des Weiteren Voll- oder Teilwartungsverträge.
- Lieferverträge für Substrate müssen die gesamte Kreditlaufzeit abdecken, wobei es nicht unproblematisch ist, langfristige Lieferverträge zu bekommen. Die Begründung der Forderung liegt in der Nutzungskonkurrenz der Rohstoffe und dem damit verbundenen Ressourcen- und Preisrisiko. Dies führt, wie bereits oben erwähnt, auch zu einer Zunahme der Kooperationsbereitschaft der Landwirte, insbesondere bei Rohstoffbeschaffung und gemeinsamer Anlagennutzung.
- Zusätzlich zu den von Degenhart aufgeführten Anforderungen der Banken wird es durch die Novellierung des EEG 2012 und der neu eingeführten Wärmequote vermutlich zu Forderungen von vertraglich hinterlegten Wärmenutzungskonzepten als Grundlage der Kreditvergabe kommen.

Die Bedeutung alternativer Finanzierungsinstrumente wie Mezzaninekapital, Factoring, ABS, Risikokapital oder Wertpapieremissionen ist momentan gering, nimmt aber zu.

3.6.3 Investitionsrechnungsverfahren

Nachdem für Biogasanlagen mögliche Rechtsformen und Finanzierungsmethoden betrachtet wurden, soll abschließend ein kurzer Überblick über verschiedene Investitionsrechnungsverfahren und deren Anwendung in dieser Arbeit gegeben werden.

Die Investitionsrechnung hat die Aufgabe, den zukünftigen Investitionserfolg vorherzusagen und zu bewerten. Dazu bedient man sich in der Unternehmenspraxis verschiedener Verfahren der statischen und dynamischen Investitionsrechnung.

Bei den statischen Verfahren wird nach folgenden Methoden unterschieden:

- Kostenvergleichsrechnung
- Rentabilitätsvergleichsrechnung
- Gewinnvergleichsrechnung
- Amortisationsvergleichsrechnung

Zu den dynamischen Verfahren zählen:

- Kapitalwertmethode
- Annuitätenmethode
- Interne-Zinsfuß-Methode
- Vollständige Finanzpläne

Die statischen und dynamischen Investitionsrechnungsverfahren unterscheiden sich im Wesentlichen darin, dass bei den statischen Verfahren zeitlich unterschiedlich anfallende Zahlungen nicht berücksichtigt werden und bei den dynamischen eben dies geschieht. Bei beiden Verfahren soll eine Aussage über die Vorteilhaftigkeit einer anstehenden Investitionsentscheidung getroffen werden.⁵⁶ Im Gegensatz zu den einperiodischen-statischen Verfahren wollen die dynamischen, die auch als finanzmathematische Verfahren bezeichnet werden, die finanziellen Auswirkungen über den gesamten Investitionszeitraum erfassen und bewerten.

Die Bewertung des zeitlich unterschiedlichen Anfalls von Zahlungen mit Hilfe eines Zinsfaktors ist der Neigung des Investors geschuldet, dem ein Kapitalrückfluss zur Periode 1 lieber ist, als zu einem späteren Zeitpunkt, da er diese Geldmittel verzinslich anlegen kann.

Bei der der Arbeit zu Grunde liegenden Modellrechnung kommt die Methode der vollständigen Finanzplanung zum Tragen. Auch wenn die Erstellung eines Finanzplanes in dieser Arbeit nur ein Vehikel zum Vergleich der Vergütung nach Umlageverfahren und Direktvermarktung ist, bietet dieser doch den Vorteil, dass er die Saldenüberschüsse oder den Salden-Unterschuss einer jeden Investitionsperiode expliziert aufzeigt.

⁵⁶ Vgl. Wöhe, G, Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, S.616

3.6.4 Beschreibung der Parameter der Modellrechnung

Nun soll wie bei allen anderen vorherigen Abschnitten ein Überblick über die verwendeten Parameter der Finanzierung gegeben und diese beschrieben werden.

Die Finanzierung von Biogasanlagen setzt sich meistens aus **Krediten, Fördergeldern** und **Eigenkapital** zusammen.⁵⁷ Bei den zu vergleichenden Anlagen wurde mit einer Eigenkapitalquote von 12 % bis 42 % gerechnet. Fördergelder, sofern diese in Anspruch genommen wurden, sind als Direktsubvention nicht im Finanzplan verbucht worden. Für die Investitionskredite wurde bei allen Anlagen ein effektiver Zinssatz in Höhe von 3,5 % veranschlagt. Die in der Praxis unüblich lange Kreditlaufzeit von 15 Jahren ohne weitere Anschlussfinanzierung ist der Abstraktion der Investitionsrechnung in dieser Arbeit geschuldet. Diese Modellrechnung hat es sich nicht zur Aufgabe gemacht, zu untersuchen ob eine Finanzierung einer Biogasanlage vorteilhaft gegenüber einer anderen Investitionsentscheidung ist, sondern vielmehr, ob bei gegebenen Parametern eine Vermarktung des Stromes mittels Direktvermarktung günstiger als die durch das Umlageverfahren ist.

Da in den zur Verfügung stehenden Quelldaten für die Modellanlagen lediglich für das ausgewählte Betriebsjahr Angaben über die Höhe der **Abschreibung** gemacht werden und somit keine Rückschlüsse auf die Art und Weise der Abschreibung in der dynamischen Betrachtungsweise gezogen werden können, wird der Wertverlust des Anlagevermögens linear über 16 Jahre verbucht. Damit soll eine einfache und für alle Anlagen vergleichbare Methode genutzt werden, um den jährlichen Wertverzehr zum Ausdruck zu bringen.

⁵⁷ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, S.128

3.7 Finanzplan

Im Tableau Finanzplan werden alle Zahlungsflüsse über den gesamten Zeitraum von 20 Jahren, in dem die Vergütung nach EEG gezahlt wird, zusammengefasst dargestellt.

		2012	2013	2014	2028	2029	2030	2031
Einspeiserlöse Marktprämie	Euro	261.390	382.833	382.833	833	382.833	382.833	382.833
Einspeiserlöse Flexibilitätsprämie	Euro	15.384	21.978	21.978				
Verkauf Wärme	Euro	4.382	6.261	6.261	261	6.261	6.261	6.261
Sonstiges	Euro	21.000	30.000	30.000	000	30.000	30.000	30.000
Summe Umsatzerlöse	Euro	302.157	441.072	441.072	094	419.094	419.094	419.094
Kosten Inbetriebnahme								
feste Kosten	Euro	-102.979	-104.524	-120.493	416	-150.642	-152.902	-155.195
variable Kosten	Euro	-121.193	-123.011	-124.893	792	-156.099	-158.440	-160.817
Summe betriebliche Kosten	Euro	-224.172	-227.534	-245.346	208	-306.741	-311.342	-316.012
EBITDA	Euro	77.985	213.537	195.726	886	112.353	107.752	103.082
Afa	Euro	-70.185	-70.185	-70.185				
EBIT	Euro	7.800	143.352	125.541	886	112.353	107.752	103.082
Zinsen Fremdfinanzierung	Euro	-17.774	-16.589	-15.400	0	0	0	0
EBT	Euro	-9.974	126.763	110.141	886	112.353	107.752	103.082
Tilgung Fremdfinanzierung	Euro	-33.855	-33.855	-33.855	0	0	0	0
Einzahlung Eigenkapital	Euro	311.623						
Einzahlung Fördermittel	Euro	334.706						
durchschnittliche interne Verzinsung	Euro	507.830						
Investition	Euro	1.154.160						
Gewerbesteuer 15 %	Euro	0	19.014	16.521	533	16.853	16.163	15.462
Änderung der Liquidität	Euro	-43.830	73.893	59.793	353	95.500	91.589	117.619
Ausschüttungen (-)/Einlagen (+)	Euro	73.830	-73.893	-59.793	353	-95.500	-91.589	-117.619
Liquidität Ende der Periode	Euro	30.000	30.000	30.000	000	30.000	30.000	30.000
Ausschüttungen in %	%	-24 %	24 %	19 %	12 %	31 %	29 %	38 %
Ausschüttung kumuliert		957.313	Euro					
interne Verzinsung des Eigenkapitals		15 %						

Abbildung 16: Auszug Datenblatt Finanzplan

Bei der Berechnung ist eine jährliche Preissteigerungsrate von 1,5 % unterstellt. Da die Vergütungszahlungen des EEG bei gleichbleibender einzuspeisender Strommenge über den gesamten Zeitraum konstant sind, wirkt sich die Inflationsrate vor allem bei den steigenden Rohstoffkosten auf die Erlöse aus.

Als betriebswirtschaftliche Kennzahlen werden zum einen der **EBITDA** (earnings before interest, taxes, depreciation and amortization), also der Gewinn vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen, zum anderen der die Abschreibungen berücksichtigende Gewinn vor Steuern und Zinsen (**EBIT**) sowie das Vorsteuerbetriebsergebnis (**EBT**) verwendet.

In den Quelldaten ist für jede Modellanlage das statische Betriebszweigergebnis vor Steuern des betreffenden Jahres angegeben und wird mit dem errechneten EBT verglichen. Bei einem positiven Jahresergebnis wird eine Versteuerung des Gewinnes mit 15 % veranschlagt. Diese Pauschalisierung ist deshalb getroffen worden, da in den Quelldaten keine Angaben zur Rechtsform und somit zur Wirksamkeit weiterer Einkommens- oder Vermögenssteuern der jeweiligen Biogasanlage gemacht werden. Mit Hilfe der Annahme einer 15 % Gewerbesteuer wird ein anfallender Überschuss und somit eine Auszahlung an die Eigenkapitalgeber zumindest steuerlich gemindert.

Die jährlichen Ausschüttungen oder gegebenenfalls notwendigen Einlagen werden im Gesamtergebnis kumuliert angezeigt und damit die durchschnittliche **interne Verzinsung** des eingesetzten Eigenkapitals auf den Investitionszeitraum von 20 Jahren berechnet.

4 Modellanlagen – Berechnung und Ergebnisse der Investitionsrechnung

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse der Untersuchung vorgestellt werden. Mit Hilfe der in Abschnitt 3 beschriebenen Modellrechnung wurden insgesamt 5 verschiedene Anlagen bewertet. Dabei wurden die Biogasanlagen so ausgesucht, dass sich die zu Grunde liegenden Bemessungsleistungen an den Vergütungsstufen des EEG orientieren. So wurde mit der Biogasanlage (BGA) 11 eine Anlage mit bis zu 75 kW, mit der BGA 05 über 75 kW, der BGA 26 mit über 150 kW, der BGA 62 über 500 kW und der BGA 56 mit über 750 kW Bemessungsleistung untersucht. Die Datenblätter der betreffenden Anlage sind der Untersuchung des 2. Biogas-Messprogrammes entnommen⁵⁸. Die Anlagen sind neben ihrer jeweiligen Leistungsklasse auch aufgrund eines jeweils vorhandenen Wärmeabnahmekonzeptes ausgewählt worden.

In einem ersten Schritt wird die jeweilige Anlage vorgestellt und ihre spezifischen Eigenschaften erläutert. Neben den technischen Parametern sind dabei vor allem die wirtschaftlichen Kennzahlen von Bedeutung. Bei allen vorliegenden Angaben aus dem Messprogramm handelt es sich lediglich um eine statische Betrachtungsweise für ein Untersuchungszeitraum von einem Jahr. Das hat zur Folge, dass bestimmte, im jeweiligen Abschnitt näher zu erläuternde Angaben unter Zuhilfenahme von Annahmen von der statischen auf eine dynamische Betrachtung überführt werden. Die Erläuterung der jeweiligen Hypothesen sind dem zweiten Schritt der Untersuchung, dem Vorstellen der eigenen Berechnungen vorangestellt. So wird die theoretische Biogasausbeute anhand der Werte der Biomasseverordnung, die die Grundlage der Vergütungsberechnung stellt, ermittelt. Da aber nach EEG der tatsächlich produzierte und eingespeiste Strom vergütet wird, werden bei einer auftretenden Abweichung zwischen der eigenen Berechnung und den Angaben aus den Quelldaten die in der Praxis ermittelten Werte übernommen bzw. die Berechnung dahingehend angepasst.

Ein Anlagenbetreiber, der zur Direktvermarktung wechselt, wird die Anlage so auslegen, dass eine Maximierung seines Gewinnes erreicht wird. Dabei spielen eine Vielzahl von Faktoren eine entscheidende Rolle. So ist der zu erzielende Erlös unter anderem abhängig von der produzierten Strommenge, dem Einspeisezeitpunkt (Peak oder Baseload), der Höhe der Flexibilitätsprämie (abhängig von der gewählten Bemessungsleistung), der Rohstoffkosten und -menge, den notwendigen Investitionskosten etc..

⁵⁸ Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Biogas-Messprogramm II

Diese Vielzahl an Parametern ist wiederum untereinander abhängig, so dass eine Ermittlung des maximal möglichen Gewinnes unter vergleichenden Annahmen für die verschiedenen Modellanlagen in dieser Arbeit nicht möglich ist. Deshalb werden zur besseren Vergleichbarkeit bestimmte Parameter konstant gesetzt und für alle Anlagen folgende Annahmen getroffen:

- Zur Nutzung der Flexibilitätsprämie wird die Anlagenleistung verdoppelt und die Auslastung halbiert. Mit der zusätzlichen Investition in die Anlagenleistung sind auch die Ausgaben für Speicher, Steuerungstechnik und gegebenenfalls Wärmespeicher abgegolten.
- Die Preisspreizung an der Strombörse zwischen Peak und Off-Peak wird mit 6,5 Cent pro Kilowattstunde deutlich unter den vom Fraunhofer Institut angenommenen 19,43 Cent pro Kilowattstunde veranschlagt⁵⁹. Dies entspricht der Preisdifferenz an der EPEX im Monat November 2011. Sollten Mehreinnahmen durch höhere Peak-Preise erreicht werden, wäre für alle Modellanlagen eine Erlössteigerung die Folge.
- Bei der Berechnung für die Markterlöse bei alleiniger Inanspruchnahme der Marktprämie wird unterstellt, dass Zusatzerlöse durch Verschiebung der Stromeinspeisung in Peak-Zeiten nicht möglich sind, da die notwendige Speicherung des Biogases dafür nicht vorhanden ist.

Die im Folgenden präsentierten Ergebnisse sind eine Zusammenfassung der in den Anlagen zu dieser Arbeit befindlichen detaillierten Berechnungen und können an entsprechender Stelle explizit nachvollzogen werden.

4.1 Modellanlage 1 – BGA 11 mit 48 kW installierter elektrischer Leistung

4.1.1 Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2000

Die Biogasanlage 11 wurde von der Firma Rossow GmbH geplant und von der Lipp GmbH hergestellt.

⁵⁹ Auch in den Untersuchungen von Ritter et. al. wird von einem Preisunterschied zwischen Peak und Base-load von ca. 6,50 Euro/ MWh ausgegangen, was vor allem auf den niedrigeren durchschnittlichen Preisunterschied im Jahre 2010 an der Strombörse zurückzuführen ist und dem kaufmännischen Vorsichtsprinzip Rechnung trägt.

Sie gehört zu einem landwirtschaftlichen Betrieb in Mecklenburg-Vorpommern mit 190 Rindern und einer Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe von 15 Hektar. Die einstufige Nassfermentationsanlage wurde im Januar 2000 in Betrieb genommen. Sie besteht im Wesentlichen aus zwei Fermentern mit jeweils 205 m³ Arbeitsvolumen (AV), einem unbedeckten Gärückstandslager sowie zwei Vorgruben für die Rindergülle. Zur Verstromung wird ein Zündstrahl BHKW mit 48 Kilowatt elektrischer Nennleistung und 45 Kilowatt thermischer Nennleistung genutzt. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 32,3 % und einem Substratumsatz von 3 749 Tonnen wurde im Untersuchungszeitraum ein Nettoenergieertrag von 394.264 kWh in das öffentliche Netz eingespeist. Die anfallende Wärme wurde als Prozesswärme benutzt und zum Teil verkauft. Die Verfügbarkeit der Biogasanlage lag bei ca. 8 297 Stunden und somit bei sehr guten 94,7 %.

Die eingesetzten Substrate bestehen zu 81,4 % Frischmasseanteil aus Rindergülle (3 052 t), zu 15,9 % Maissilage (596 t) und zu 2,7 % Weizenkörner (101 t). Damit wird die im EEG 2012 geforderte Mindestgüllemenge von 60 % bereits heute erfüllt. Das gewonnene Biogas wird in den Fermentern mit einem Speichervolumen von jeweils 100 m³ aufbewahrt.

Stromerlöse wurden im Jahr 2006 durch die Verstromung von 394.264 kWh und einer Einspeisevergütung von 16,2 Cent pro Kilowattstunde in Höhe von 63.871,- Euro erreicht. Dazu kamen Wärmeerlöse von 2.500,- Euro und ein Düngewert von 12.711,- Euro. Damit belaufen sich die Gesamteinnahmen auf 79.082,- Euro.

Die Gesamtinvestition in die Biogasanlage beträgt 288.559,- Euro. Bei einer installierten Nennleistung von 48 kW entspricht dies 6.140,- Euro pro Kilowattstunde und liegt damit im Vergleich zu anderen Anlagen im oberen Bereich der spezifischen Investitionskosten von Biogasanlagen. Zur Finanzierung wurden 75.433,- Euro (26 %) an Fördermitteln in Anspruch genommen, 33.642,- Euro (12 %) an Eigenkapital eingesetzt und 179. 484,- Euro an Fremdkapital aufgenommen.

BGA 11	EEG 2000
Rahmendaten	
Inbetriebnahmejahr:	2002
Einspeisevergütung EEG 2000	16,2 Ct/kWh
Auslegungsdaten	
Installierte elektrische Leistung	48 kW
Installierte thermische Leistung	45 kW
Verfügbarkeit der Anlage	8297 h
jährliche Nettostromproduktion	394.264 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten	
Investitionsvolumen	288.559 €
Eigenkapital	33.642 €
Fördermittel	75.433 €
Fremdkapital	179.484 €
Einnahmen	79.082 €
Rohstoffkosten	26.778 €
Betriebskosten	41.676 €
Abschreibungen	24.034 €
Kapitaldienst	2.201 €
EBT 2006	-15.607 €

Tabelle 2: Basisdaten Biogasanlage 11 - EEG 2000

Die Ausgaben werden in der Tabelle 2: Basisdaten Biogasanlage 11 - EEG 2000 getrennt nach Rohstoffkosten, Betriebskosten, Abschreibungen und dem Kapitaldienst aufgeführt.

Die Direktkosten für die Substrate betragen 26.778,- Euro. Rindergülle, die mit rund 3 000 Tonnen pro Jahr höchster Massebestandteil an eingesetztem Rohstoff ist, wird vom eigenen Betrieb kostenlos bezogen. Nicht berücksichtigt sind mögliche kalkulatorische Erträge durch die Einbringung der Gülle in die Biogasanlage. Diese müsste ohne die Verwertung in der Anlage unter Umständen kostenpflichtig entsorgt werden. Die spezifischen Substratkosten für die NaWaRo sind mit 26 €/t für die Maissilage und 112 €/t für den Weizenschrot angegeben.

Die Betriebskosten, mit 41.676,- Euro pro Jahr größter Kostenblock, beinhalten neben Wartungs-, Versicherungs- und Personalkosten auch Zündölkosten in Höhe von 6.677,- Euro.

Wie bereits in der allgemeinen Beschreibung der Parameter im Abschnitt 3 erläutert, werden die durch das Zündöl entstandenen Kosten und Erträge in folgenden Analysen zwar mit aufgeführt, aber nicht explizit betrachtet. Zusätzlich wurden die in den Quelldaten unter dem Kostenblock „Direktkosten“ aufgeführten Ausgaben für die Ausbringung der Gärreste den allgemeinen Betriebskosten unter der Kategorie „Sonstiges“ zugerechnet.

Des Weiteren wurden die für Anlagen und Gebäude in den Quelldaten getrennt erfassten Abschreibungen in Höhe von 24.034,- Euro zusammengefasst und bei den weiteren Berechnungen einheitlich abgeschrieben.

Auch wurden die ausgewiesenen Beträge zu Zinsen für Gebäude- und Anlagenkapital in einer Gesamthöhe von 2.201,- Euro zusammengefasst und unter dem Posten Kapitaldienst aufgeführt.⁶⁰

Das kalkulatorische Betriebszweigergebnis für das Jahr 2006 ist negativ und beläuft sich auf 15.607,- Euro.

4.1.2 Betriebsergebnis EEG 2012

Im nächsten Abschnitt sollen die Ergebnisse der Modellberechnung für die Biogasanlage 11 unter Berücksichtigung der Vergütung nach EEG 2012 erfolgen. Dabei werden die Auswirkungen des Umlageverfahrens auf das Betriebszweigergebnis, der Nutzung der Marktprämie sowie die der Flexibilitätsprämie in Verbindung mit der Marktprämie betrachtet. Die wichtigsten Ergebnisse sind in der Tabelle 3: Basisdaten Biogasanlage 11 - EEG 2012. aufgeführt. Wie bei allen anderen Modellanlagen sind die ausführlichen Berechnungen in den Anlagen zu dieser Arbeit nachzulesen.

⁶⁰ vgl. Anlagen zur Master Thesis, S.3

BGA 11	EEG 2012	EEG 2012	EEG 2012
	Umlageverfahren	Marktprämie	Markt- und Flexibilitätsprämie
Rahmendaten			
Inbetriebnahmejahr:	2012	2012	2012
Einspeisevergütung	18,6 Ct/kWh	15,8 Ct/kWh	17,3 Ct/kWh
Auslegungsdaten			
Installierte elektrische Leistung	48 kW	48 kW	96 kW
Installierte thermische Leistung	45 kW	45 kW	90 kW
Verfügbarkeit der Anlage	8296 h	8296 h	4148 h
jährliche Nettostromproduktion	398.195 kWh	398.195 kWh	398.195 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten			
Investitionsvolumen	288.559 €	288.559 €	589.440 €
Eigenkapital	33.642 €	33.642 €	70.733 €
Fördermittel	75.433 €	75.433 €	153.254 €
Fremdkapital	179.484 €	179.484 €	365.453 €
Einnahmen	98.909 €	103.075 €	138.411 €
Rohstoffkosten	27.618 €	27.618 €	27.618 €
Betriebskosten	43.639 €	43.639 €	46.676 €
Abschreibungen	17.922 €	17.922 €	35.844 €
Kapitaldienst	5.543 €	5.543 €	11.085 €
EBT 2014	4.186 €	8.352 €	17.188 €
Ausschüttung 2014	-8.624 €	-5.082 €	-9.754 €
Cash-Flow nach 20 Jahren	-180.038 €	-106.926 €	-94.307 €
durchschnittliche Interne Verzinsung	-25 %	-15 %	-7 %

Tabelle 3: Basisdaten Biogasanlage 11 - EEG 2012

EEG 2012 – Umlageverfahren

Der Anlagenbetreiber hat aufgrund der Bemessungsleistung der Biogasanlage von 45 kW und dem Eintrag an Rindergülle von über 80 Masseprozent neben der Vergütung nach § 27 EEG auch einen Vergütungsanspruch für seinen eingespeisten Strom nach § 27 b EEG. Die Vergütungen können aber nicht miteinander kombiniert werden.

Der Energieertrag für die Rindergülle mit einem FM-Anteil am Gesamtsubstratumsatz von 81,41 % beträgt jährlich rund 142.000 kWh. Am Gesamtenergieertrag der Anlage von ca. 400.000 kWh ist dies lediglich ein Anteil von 35,5 %. Daraus folgt, dass die Vergütung nach § 27 b EEG trotz eines Vergütungssatzes von 25 Cent pro eingespeister Kilowattstunde Strom lediglich einen Stromerlös von rund 35.000,- Euro jährlich erbringt.

Die Vergütung nach § 27 EEG mit einem durchschnittlichen Vergütungssatz von 18,6 Cent pro Kilowattstunde ermöglicht hingegen jährliche Stromerlöse in Höhe von rund 83.600,- Euro, da hierbei nach Grundvergütung und Einsatzstoffvergütungsklassen I und II gestaffelt die gesamte Strommenge von rund 400.000 kWh vergütet wird.

Ein Stromerlös - mit einem Vergütungssatz von 18,6 Cent - von 83.600,- Euro entspricht gegenüber einer Vergütung nach EEG 2000 mit einem Vergütungssatz von 16,2 Cent und einem Stromerlös von rund 63.800,- Euro einer Ertragssteigerung von ca. 31 %.

In der Modellrechnung wurden die Erlöse für den Wärmeverkauf und den Gärrestwert als konstant angenommen und tragen somit unverändert in Höhe von 15.000,- Euro zum Gesamtertrag bei.

Beim Vergleich der Ausgaben gibt es bei der statischen Betrachtung des Betriebsergebnisses geringfügige Unterschiede zu den in den Quelldaten gemachten Angaben, die unter anderem auf die Annahme einer allgemeinen jährlichen Preissteigerung von 1,5 % ab dem Inbetriebnahmejahr zurückzuführen sind. Ein signifikanter Unterschied ist beim Kapitaldienst zu sehen, da der Zinsdienst in den eigenen Modellbetrachtungen unter den bereits im Abschnitt 3.7 beschriebenen Annahmen in die Investitionsrechnung einfließt. Die Differenz wird zum großen Teil über die Abschreibungen kompensiert, da diese unter den zu Hilfe genommenen Annahmen der Modellrechnung um ca. 6.000,- Euro geringer angesetzt sind.

Damit ergibt sich für das 3. Jahr nach Inbetriebnahme ein Betriebsergebnis in Höhe von ca. 4.200,- Euro. Die Ausschüttung für dieses Jahr ist mit 8.600,- Euro negativ, was vor allem auf die zu leistenden Tilgungszahlungen des Darlehens zurückzuführen ist und somit durch Einlagen in den Betrieb kompensiert werden müsste. In der dynamischen Betrachtung des Gesamtzeitraumes von 20 Jahren wird ein negativer Cashflow von 180.000,- Euro ausgewiesen, der einer durchschnittlichen negativen Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals von 25 % entspricht.

EEG 2012 – Marktprämie

Wenn die Biogasanlage 11 ihren erzeugten und ins öffentliche Netz eingespeisten Strom mittels Direktvermarktung verkauft, würde dafür eine Marktprämie von 15,8 Cent pro Kilowattstunde berechnet werden. Bei einem Energieertrag von ca. 400.000 Kilowattstunden ergibt sich ein Erlös von rund 62.700,- Euro. Unterstellt man, wie in den Annahmen getroffen, einen monatlichen Durchschnittspreis am EPEX Spotmarkt von 5,6 Cent pro Kilowattstunde ergeben sich zusätzliche Verkaufserlöse von rund 25.100,- Euro. Der jährliche Mehrerlös im Vergleich zu den Einspeiseerlösen des Umlageverfahren EEG 2012 in Höhe von ca. 3.000,- Euro spiegelt die Zusatzeinnahmen der Managementprämie wieder.

Die Ausgaben im laufenden Geschäftsjahr sind unverändert zur Vergütung nach § 27 EEG. Damit ergibt sich für das Geschäftsjahr ein Gewinn vor Steuern und Abgaben in Höhe von rund 6.700,- Euro. Durch zu zahlende Steuern und der Tilgung des Darlehens wäre unter Inanspruchnahme der Marktprämie eine Einlage von rund 8.350,- Euro notwendig, um eine ausgeglichene Bilanz auszuweisen. Durch einen summierten negativen Cashflow von 100.700,- Euro ergibt sich eine interne Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals in Höhe von -15 %.

EEG 2012 – Markt- und Flexibilitätsprämie

Wie in den Annahmen zur Modellrechnung beschrieben wird bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die Anlagenleistung verdoppelt und die Auslastung halbiert, so dass mit derselben Bemessungsleistung von 45 kW im Vergleich zur Direktvermarktung mittels Marktprämie gerechnet wird. Damit ergibt sich wie schon bei der Marktprämie ein Stromerlös von 62.700,- Euro. Die Erlöse durch Verkauf des Stromes am Markt sind hingegen gestiegen, da unterstellt wurde, dass bei einer Volllaststundenzahl von 4.148 sämtlicher Strom zu Peak-Zeiten verkauft werden kann. Somit hat sich bei einem unterstellten Preis von 12,1 Cent pro Kilowattstunde der Erlös am Markt mit rund 54.500,- Euro mehr als verdoppelt. Bei gegebenen Parametern ergeben sich jährliche Zusatzerlöse durch die Flexibilitätsprämie von 1,5 Cent pro Kilowattstunde in Höhe von ca. 6.000,- Euro. Durch in der Höhe des Verkaufes unveränderte Wärme- und Düngewerterlöse werden Gesamteinnahmen von 138.411,- Euro erzielt.

Da der Rohstoffeintrag unverändert geblieben ist, hat sich an den Inputkosten im Vergleich zu den anderen Vergütungsmöglichkeiten nichts verändert. Gestiegen sind die Abschreibungskosten bedingt durch den höheren Anschaffungswert für Maschinen und Gebäude. Auch der variable Anteil der Betriebskosten hat sich durch gestiegene Versicherungs- und Wartungskosten erhöht. Die Zahlungen für den Kapitaldienst haben sich verdoppelt, was ebenfalls auf die gestiegenen Investitionskosten zurückzuführen ist.

Damit ergibt sich ein positives Betriebszweigergebnis für das Jahr 2014 in Höhe von rund 17.000,- Euro. Durch die gestiegenen Tilgungsleistungen und Ertragssteuerzahlungen wird eine im Vergleich zur Marktprämie um ca. 4.000,- Euro höhere Einlage mit insgesamt 9.700,- Euro notwendig.

In der dynamischen Betrachtungsweise würde unter den Modellannahmen ein negativer Cashflow von ca. 94.300,- Euro ausgewiesen werden. Wegen der den Annahmen zu Grunde liegenden höheren Eigenkapitalsumme beträgt die interne Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals -7 %.

Ergebnis

Damit ist für diese Biogasanlage 11 mit den spezifischen Parametern für Anlagenleistung, Rohstoffeintrag, Finanzierung etc. auch unter den veränderten Bedingungen des EEG 2012 eine Wirtschaftlichkeit nicht zu bescheinigen. Zwar werden im Gegensatz zu den in den Quelldaten genannten Angaben unter der Inanspruchnahme einer Vergütung nach EEG 2012 für alle 3 Modellfälle in der statischen Betrachtungsweise positive Vorsteuerüberschüsse ausgewiesen. Unter der Berücksichtigung von Ertragssteuern, Schuldendienst des Darlehens und vor allem der Annahme einer allgemeinen Preissteigerung bei den Rohstoffkosten ist eine Vorteilhaftigkeit der Investition in diese Biogasanlage nicht gegeben. Auch eine mögliche Anpassung verschiedener Anlageparameter ist nicht erfolgsversprechend, da die Auslastung der Anlage mit 8 297 Stunden bereits sehr hoch ist und die Bezugskosten für die Rohstoffe im Vergleich zu anderen Anlagen niedrig sind. Die Ursache ist vor allem in den hohen Investitionskosten pro eingesetzter Leistung (6140 €/kW) zu suchen.

4.2 Modellanlage 2 – BGA 05 mit 180 kW installierter elektrischer Leistung

4.2.1 Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004

Die Biogasanlage gehört zu einem Schweinemastbetrieb mit 2.750 Mastschweinen und einer Anbaufläche für die Substrate mit 110 ha. Bei der im Dezember 2004 in Betrieb genommenen Anlage handelt es sich um eine von WELtec Bio Power GmbH hergestellte einstufige Biogasanlage, bestehend aus einem stehenden Edelstahlbehälter mit 903 m³ Arbeitsvolumen. Der jährliche Umsatz der Substratmischung von 7 358 t besteht zu 73 % aus Schweinegülle, 11,8 % Mais- und 9,1 % Lieschkolbensilage sowie 6,1 % Roggenschrot. Damit erfüllt der Substrateinsatz bereits jetzt die im EEG 2012 geforderte Mindestgüllezufuhr von 60 %. Das gewonnene Biogas wird unter einer Tragluftdoppelfolie mit einem Speichervolumen von ca. 290 m³ im Fermenter zwischengespeichert.

BGA 05	EEG 2004
Rahmendaten	
Inbetriebnahmejahr:	2004
Einspeisevergütung EEG 2004	17,4 Ct/kWh
Auslegungsdaten	
Installierte elektrische Leistung	180 kW
Installierte thermische Leistung	185 kW
Verfügbarkeit der Anlage	7440 h
jährliche Nettostromproduktion	1.355.624 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten	
Investitionsvolumen	577.108 €
Eigenkapital	155.700 €
Fördermittel	169.636 €
Fremdkapital	251.772 €
Einnahmen	266.207 €
Rohstoffkosten	101.748 €
Betriebskosten	108.337 €
Abschreibungen	41.963 €
Kapitaldienst	14.443 €
Betriebsergebnis 2006	-284 €

Tabelle 4: Basisdaten Biogasanlage 05 – EEG 2004

Verstromt wird das Biogas über ein 180 kW_{el} Zündstrahl-BHKW. Der Strom wird nach dem EEG 2004 vergütet und ins öffentliche Netz eingespeist. Die beim Verstromen produzierte Wärme wird zur Bereitstellung der Prozesswärme im Fermenter genutzt sowie in Teilen in ein Fernwärmenetz eingespeist. Über die benötigte elektrische Prozessenergie gibt es keine Angaben. Die in der Quelle angeführten Werte wurden im Jahr 2006 ermittelt. Im genannten Untersuchungszeitraum traten einige Störfälle auf, die die angestrebte Auslastung von 96 % auf ca. 85 % absinken ließen.

Die Investitionskosten belaufen sich auf 577.108,- Euro. Diese wurden zu 27 % durch Eigenkapital, zu 29 % mit Fördermitteln sowie zu 44 % fremdfinanziert. Dies entspricht einem Investitionskosten-Leistungs-Verhältnis von 3.206,- Euro pro Kilowatt installierter elektrischer Leistung.

Mit 7 440 theoretischen Jahresvollaststunden wurde im Jahr 2006 ein Nettoenergieertrag in Höhe von 1.355.623 kWh Stunden erzeugt. Mit einem durchschnittlichen Vergütungssatz von 17,4 Cent pro kWh wurden Einspeiseerlöse in Höhe von 230.456,- Euro erreicht. Hinzu kamen 6.000,- Euro Wärmeerlöse. Des Weiteren wurde ein Erlös über dem Düngewert der Gärreste von 29.752,- Euro veranschlagt. Damit erreichten die Anlagenbetreiber im Jahr 2006 ein Gesamterlös von 266.207,- Euro.

Für die Erfassung der jährlichen Kosten wurden in der Tabelle 6: Basisdaten Biogasanlage 05 - EEG 2012“ die in den Quelldaten getrennt für Anlage und Gebäude veranschlagten Abschreibungen summiert und mit rund 42.000,- Euro verbucht. Die Betriebskosten in Höhe von ca. 108.300,- Euro beinhalten neben Reparatur und Wartungskosten, Versicherung und Personalkosten auch Zündölkosten in Höhe von 18.900,- Euro. Weitere angefallene betriebswirtschaftliche Ausgaben sind in den eigenen Aufstellungen in dem Posten „Sonstiges“ zusammengefasst und beinhalten neben Ausbringungskosten für die anfallenden Gärreste (20.646,- Euro), Beiträgen und Gebühren (700,- Euro) den nicht näher in den Quelldaten beschriebenen Anteil an Sonstigen Aufwendungen.

Ebenfalls zu einem Posten „Kapitaldienst“ zusammengefasst sind die in der Anlage zur Master Thesis getrennt aufgeführten Beträge zu Zinsen von Gebäude- und Anlagenkapital in einer Gesamthöhe von 14.443,- Euro.⁶¹

⁶¹ Vgl. Anlagen zur Master Thesis, S.17

Die Direktkosten für den Bezug der Kofermente sind mit rund 100.000,- Euro veranschlagt. Schweinegülle mit rund 5 370 Tonnen pro Jahr höchster Massenbestandteil bei den Substraten wird vom eigenen Betrieb kostenlos bezogen. Wiederum nichtberücksichtigt sind mögliche monetäre Einsparungen durch die Einbringung der Gülle in die Biogasanlage. Diese müsste ohne die Verwertung in der Anlage unter Umständen, wie bereits bei der BGA 11 erwähnt, kostenpflichtig vom Schweinemastbetrieb entsorgt werden. Die spezifischen Substratkosten für die NaWaRo sind mit 102 €/t für Roggenschrot, 36 €/t für Maissilage sowie ebenfalls 36 €/t für die Lieschkobensilage vermutlich frei ab Silo angegeben und verhältnismäßig hoch.⁶²

Das kalkulatorische Betriebszweigergebnis für das Jahr 2006 weist einen negativen Betrag von 284,- Euro aus. Dieses ist aber auf die im Jahresdurchschnitt geringe Auslastung von 84 %, begründet durch die oben genannten Störfälle, zurückzuführen. Sollte die angestrebte Auslastung von 95 % erreicht werden, ist nach Meinung der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe mit einem positiven Betriebsergebnis zu rechnen und damit die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage 05 zu bescheinigen.

4.2.2 Betriebsergebnis EEG 2012

Bei den Berechnungen zur Biogasanlage 05 weist der ermittelte Wert des Bruttoenergieertrages mit 3.921.082 Kilowattstunden einen Unterschied von 11,3 % zu dem in den Quelldaten gemessenen Bruttoenergieertrag in Höhe von 4.372.980 Kilowattstunden aus. Bei gleichen Parametern zur Auslastung und elektrischem Wirkungsgrad der Anlage ergibt sich damit ein zu vergütender Nettoenergieertrag in Höhe von 1.223.378 Kilowattstunden statt den im Biogasmessprogramm zu Grunde liegenden 1.355.624 Kilowattstunden. Wie in der Einführung zur Modellrechnung bereits beschrieben können solche Unterschiede auf die spezifischen Eigenschaften der Substrate und den allgemeinen Ertragswerten zum Methangehalt in der Biomasseverordnung zurückzuführen sein. Da nach dem EEG der tatsächlich eingespeiste Strom vergütet wird, wird zur weiteren Berechnung der Biogasanlage 05 für die eingesetzten Substrate der Methanertrag pro Tonne Frischmasse um den ermittelten Unterschiedsbetrag von 11,3 % angehoben.

⁶² Vgl. Rohstoffangaben in eigener Betreiberbefragung, Anlage zur Master Thesis, S.76ff

Somit ergeben sich folgende Änderungen:

Substrat	Methanertrag pro FM nach BiomasseV	Unterschied in Prozent	Methanertrag pro FM errechnet	Methanertrag pro FM für BGA 05
Schweinegülle	12 m ³	11,3	13,35 m ³	13 m ³
Mais (Ganzpflanze)	106 m ³	11,3	117,98 m ³	118 m ³
Lieschkolbenschrot	148 m ³	11,3	164,72 m ³	165 m ³
Getreidekorn	320 m ³	11,3	356,16 m ³	356 m ³

Tabelle 5: Variation Methanertrag Substrate BGA 05

Die Berechnung mit den angepassten Werten ergibt einen Bruttoenergieertrag von 4.346.396 Kilowattstunden und weicht damit nur noch um 0,6 % von dem in den Quelldaten angegebenen gemessenen Energieertrag ab.

Mit einer Auslastung von 85 % und den Vergütungssätzen des EEG 2012 erreicht die Biogasanlage im Jahr 2014 einen Vorsteuergewinn von 24.548,- Euro.

Da, wie unter Abschnitt 4.2.1 beschrieben, eine Auslastung von 96 % angestrebt wird und diese nur aufgrund der Tatsache von einmaligen Störfällen nicht erreicht wurde, soll für die folgenden Berechnungen mit der angestrebten Auslastung von 95 % gerechnet werden. Um diese zu erreichen, benötigt die Biogasanlage eine Steigerung des Substratmengenumsatzes von 11 %, d.h. im Detail eine Steigerung für Schweinegülle von 5370 t auf 5961 t, für Maispflanzen von 870 t auf 966 t, für Lieschkolbenschrot von 670 t auf 744 t sowie für Getreidekorn von 450 t auf 500 Tonnen.

Damit ergeben sich für die weiteren Berechnungen ein Bruttoenergieertrag von 4.827.129 Kilowattstunden sowie ein Nettoenergieertrag von 1.497.960 Kilowattstunden.

In der Tabelle 6: Basisdaten Biogasanlage 05 - EEG 2012“ sind die zusammengefassten Ergebnisse der Modellrechnung für die Anlage 05 aufgeführt und werden nachfolgend zu den einzelnen Gliederungspunkten Umlageverfahren, Marktprämie sowie Flexibilitätsprämie beschrieben.

BGA 05	EEG 2012	EEG 2012	EEG 2012
	Umlageverfahren	Marktprämie	Markt- und Flexibilitätsprämie
Rahmendaten			
Inbetriebnahmejahr:	2012	2012	2012
Einspeisevergütung	18,6 Ct/kWh	13,4 Ct/kWh	14,8 Ct/kWh
Auslegungsdaten			
Installierte elektrische Leistung	180 kW	180 kW	360 kW
Installierte thermische Leistung	185 kW	185 kW	370 kW
Verfügbarkeit der Anlage	8410 h	8410 h	4205 h
jährliche Nettostromproduktion	1.506.064 kWh	1.506.064 kWh	1.506.064 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten			
Investitionsvolumen	577.108 €	577.108 €	1.154.160 €
Eigenkapital	155.700 €	155.700 €	311.623 €
Fördermittel	169.636 €	169.636 €	334.706 €
Fremdkapital	251.772 €	251.772 €	507.830 €
Einnahmen	316.682 €	321.200 €	441.072 €
Rohstoffkosten	115.962 €	115.962 €	115.962 €
Betriebskosten	116.240 €	116.240 €	129.385 €
Abschreibungen	35.093 €	35.093 €	70.185 €
Kapitaldienst	7.702 €	7.702 €	15.404 €
EBT 2014	41.685 €	46.203 €	110.135 €
Ausschüttung 2014	18.504 €	22.345 €	59.759 €
Cash-Flow nach 20 Jahren	87.000 €	163.162 €	957.313 €
durchschnittliche Interne Verzinsung	3 %	5 %	15 %

Tabelle 6: Basisdaten Biogasanlage 05 - EEG 2012

EEG 2012 – Umlageverfahren

Der durchschnittliche Vergütungssatz nach EEG 2012 für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom beträgt 18,6 Cent pro Kilowattstunde und ist somit um 1,2 Cent höher als der nach EEG 2004. Dabei wird die Gesamtmenge von 1.506.064 Kilowattstunden mit 12,3 Cent grundvergütet. Da Mais, Lieschkolbenschrot und Getreidekorn der Einsatzstoffvergütungsklasse I zugehören, wird die daraus gewonnene Energiemenge in Höhe von 1.265.495 Kilowattstunden mit 6,0 Cent je Kilowattstunde vergütet. Aus Schweinegülle, der mit 72,95 % größte Masseanteil am Gesamtsubstratumsatz, werden 240.569 Kilowattstunden an Nettoenergie gewonnen und nach Einsatzstoffvergütungsklasse II zu 8 Cent pro Kilowattstunde vergütet. Damit ergibt sich ein jährlicher Stromerlös in Höhe von 280.421,12,- Euro. Zusätzlich werden Wärmerlöse von 6.260,52 Euro und ein Düngewert von 30.000,- Euro erwirtschaftet.

Damit betragen die Gesamteinnahmen 316.682,- Euro und sind im Vergleich zur Vergütung der Biogasanlage 05 mit 266.207,- Euro um rund 16 % höher.⁶³

Die Ausgaben im laufenden Geschäftsjahr sind mit 274.997,- Euro um ca. 3,2 % im Vergleich zur Berechnung der Quelldaten angestiegen. Dies ist vor allem auf den erhöhten Rohstoffeintrag und den damit gestiegenen Bezugskosten zurückzuführen. Wie schon in der vorhergehenden Modellrechnung zur BGA 11 sind die Ausgaben für Kapitaldienst und Abschreibungen wegen den zugrunde liegenden Annahmen nicht deckungsgleich zu den Angaben in den Quelldaten. Der Differenzbetrag wird zum Teil durch die höheren Betriebskosten wieder ausgeglichen.

Vergleicht man die Betriebszweigergebnisse vor Steuern ergibt sich sowohl für die Auslastung von 85 % (24.548,- Euro), als auch bei den angestrebten 96 % (41.685,- Euro) im Gegensatz zur Berechnung nach EEG 2004 ein positiver Ertrag. Ertragsteuern und Tilgung des Darlehens führen zu einer Ausschüttung an die Anteilseigner in Höhe von rund 18.500,- Euro.

Die angenommene Preissteigerung von 1,5 % lässt - vor allem bei den Rohstoffpreisen - in der dynamischen Betrachtung einen Cashflow von 87.000,- Euro erwarten. Damit beträgt die Verzinsung des Eigenkapitals nach 20 Jahren ca. 3 %.

EEG 2012 – Marktprämie

Bei der Berechnung zur Marktprämie wurden im Vergleich zur Berechnung des Umlageverfahrens alle Parameter konstant gehalten. Die jährlichen Erlöse von 321.200,- Euro der Biogasanlage setzen sich aus dem Verkauf des Stromes mittels Marktprämie in Höhe von 284.939,32 Euro, Wärmeerlösen in Höhe von 6.260,52 Euro sowie den unter „Sonstiges“ aufgeführten Düngewerten in Höhe von 30.000,- Euro zusammen. Es wird elektrischer Strom in Höhe von 1.506.064 kWh mittels einer Marktprämie von 13,4 Cent pro Kilowattstunde vergütet sowie die Annahme getroffen, dass dieselbe Strommenge an der EPEX zu einem durchschnittlichen Spotmarktpreis in Höhe von 5,56 Cent pro Kilowattstunde verkauft wird.

⁶³ Zu beachten ist allerdings, dass dabei eine Auslastung von 96 % berücksichtigt ist. Bei einer Auslastung wie im Bezugsjahr von 85 % betragen die Gesamterlöse 284.968 Euro und sind damit um 6,5 % gestiegen.

Die Ausgaben sind im Vergleich zur Berechnung nach Umlageverfahren 2012 unverändert.

Damit ließe sich im dritten Inbetriebnahmejahr ein Betriebsgewinn vor Steuern von rund 46.200,- Euro erzielen. Mit einer Tilgung des Fremdkapitals in Höhe von rund 17.000,- Euro sowie einer Ertragsteuer von 6.930,- Euro könnten ca. 22.300,- Euro ausgeschüttet werden. Der kumulierte Cashflow beträgt annähernd 163.000,- Euro, was einer internen Verzinsung des Eigenkapitals von 5 % entspricht.

EEG 2012 – Markt- und Flexibilitätsprämie

Für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie wurde die installierte elektrische Leistung von 180 auf 360 kW angehoben. Einhergehend verdoppelten sich damit auch die Investitionskosten. Der erhöhte Wartungs- und Versicherungsumfang schlägt sich in den gestiegenen Betriebskosten nieder. Des Weiteren haben sich mit den gestiegenen Investitionskosten auch die Ausgaben für Abschreibungen und Kapitaldienst erhöht. (Gesamtausgaben: 330.936,- Euro)

Die Volllaststundenzahl wurde im Vergleich zu den vorherigen Modellannahmen auf 4.205 Stunden halbiert, so dass der zu verstromende Energieertrag mit 1.506.064 kWh aufgrund der erhöhten Anlagenleistung gleich geblieben ist.

Mit Einnahmen in Höhe von 404.811,25 Euro aus dem Verkauf des Stromes, Wärmeerlösen von 6.260,52 Euro sowie den unter „Sonstigen“ aufgeführten Düngewerten in Höhe von 30.000,- Euro ergibt sich ein jährlicher Gesamterlös in Höhe von 441.072,- Euro. Die Höhe der Marktprämie von 13,4 Cent pro Kilowattstunde und die daraus resultierenden Erlöse (201.202,15 Euro) haben sich nicht verändert. Des Weiteren wurde die gesamte erzeugte Strommenge zusätzlich mit der Flexibilitätsprämie von 1,46 Cent vergütet (21.977,76 Euro). Da sich die Auslastung der Anlage unterhalb von 50 % befindet, wird davon ausgegangen, dass sämtlicher an der Strombörse zu verkaufender Strom in Peak-Load-Zeiten verschoben werden kann und dieser sich zu durchschnittlichen Preisen von 12,1 Cent pro Kilowattstunde verkaufen lässt (181.631,34 Euro).

Somit wird im dritten Inbetriebnahmejahr ein Betriebsgewinn von rund 110.135,- Euro erzielt. Der kumulierte Cashflow beträgt rund 957.000,- Euro, was einer internen Verzinsung des Eigenkapitals von 15 % entspricht.

Ergebnis

Würde die Biogasanlage 05 unter den gegebenen Parametern im Jahr 2012 in Betrieb genommen werden, würde sich sowohl eine Vergütung nach Umlageverfahren, als auch eine mit höherem Risiko verbundene Vermarktung mittels Markt bzw. Flexibilitätsprämie unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als vorteilhaft erweisen. Unter der Voraussetzung, dass es gelingt, den erzeugten Strom zu Peak-Load- Zeiten zu verkaufen, zeigt insbesondere die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie mit einer Verzinsung von 15 % eine ausgesprochen positive Rendite auf.

4.3 Modellanlage 3 – BGA 26 mit 290 kW installierter elektrischer Leistung

4.3.1 Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004

Die von der Firma NQ-Anlagentechnik GmbH geplante und errichtete zweistufige Biogasanlage wurde im Mai 2005 in Betrieb genommen. Sie gehört zu einem Schweinemastbetrieb mit ca. 800 Mastschweinen und einer Anbaufläche für NaWaRo von 55 ha. Zusätzlich wird Substrat von 60 ha betriebsfremden Flächen zugekauft. Als Basissubstrat für die Biogasanlage wird der Wirtschaftsdünger Schweinegülle aus dem betriebseigenen Schweinemastbetrieb eingesetzt.

Die Anlage selbst besteht aus einem Fermenter mit 950 m³ und einem Nachgärer mit 1.400 m³ Arbeitsvolumen. Das gewonnene Biogas wird unter einer Tragluftdoppelfolie mit einem Speichervolumen von ca. 500 m³ im Fermenter zwischengespeichert. Zur Verstromung werden 2 Gas- BHKW mit 100 und 190 kW elektrischer Leistung genutzt. Diese haben einen elektrischen Wirkungsgrad von 35 bzw. 33,7 %. Im Jahr 2007 wurde eine Volllaststundenzahl von 8 367 - was einer sehr guten Auslastung von 96 % entspricht - erreicht.

Der Strom wird nach EEG vergütet und ins öffentliche Netz eingespeist. Es besteht ein Eigenstrombedarf von ca. 6,5 % der produzierten Energiemenge, der aber zu einem Preis von 14,0 Cent pro Kilowattstunde zugekauft wird. Die anfallende Wärme wird als Prozesswärme im Fermenter, für die Stallheizung sowie zur Warmwasseraufbereitung für die Flüssigfütterung im Mastbetrieb genutzt.

BGA 26	EEG 2004
Rahmendaten	
Inbetriebnahmejahr:	2005
Einspeisevergütung EEG 2004	17,2 Ct/kWh
Auslegungsdaten	
Installierte elektrische Leistung	290 kW
Installierte thermische Leistung	350 kW
Verfügbarkeit der Anlage	8367 h
jährliche Nettostromproduktion	2.402.157 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten	
Investitionsvolumen	979.319 €
Eigenkapital	412.672 €
Fördermittel	80.000 €
Fremdkapital	486.647 €
Einnahmen	444.817 €
Rohstoffkosten	189.368 €
Betriebskosten	72.969 €
Abschreibungen	77.172 €
Kapitaldienst	10.250 €
EBT 2007	95.058 €

Tabelle 7: Basisdaten Biogasanlage 26 - EEG 2004

Die Summe der Gesamtinvestition beträgt 979.319,- Euro. Dies entspricht 3.377,- Euro pro installierter elektrischer Leistung. Finanziert wurde die Investition zu 8 % aus Fördermitteln (80.000,- Euro), 42 % Eigenkapital (412.672,- Euro) sowie mit 50 % Fremdkapital (486.647,- Euro).

Der Energieertrag belief sich auf 2.402.157 kWh, die mit je 17,2 Cent pro Kilowattstunde vergütet worden sind und somit Stromerlöse in Höhe von 413.171,- Euro generierten. Des Weiteren wurden durch Heizmitteleinsparung Wärmeerlöse von 8.000,- Euro sowie ein Düngewert von 23.646,- Euro erwirtschaftet. Damit belaufen sich die Gesamterlöse für das Jahr 2007 auf 444.817,- Euro.

Der jährliche Substratumsatz von 8614 Tonnen verteilt sich zu 42,2 % auf Schweinegülle (3.635 t), zu 52,6 % Maissilage (4.531 t), zu 4,2 % Grassilage (362 t) sowie zu 1,0 % auf Weizenschrot (86 t). Die Schweinegülle wird ohne weitere Kosten vom eigenen Mastbetrieb bezogen.

Die spezifischen Kosten für die weiteren Substrate betragen für Maissilage 36,- Euro pro Tonne, Weizenschrot 200,- Euro pro Tonne und Grassilage 20,- Euro pro Tonne. Damit belaufen sich die jährlichen Substratkosten auf 189.368,- Euro.

Für Abschreibungen auf Anlagen und Gebäudekapital sind 77.172,- Euro veranschlagt. Die Betriebskosten in Höhe von ca. 72.969,- Euro beinhalten Reparatur und Wartungskosten sowie Analyse- und Personalkosten. Kosten für Versicherungen sind nicht angegeben. Ferner sind Ausbringungsausgaben für die anfallenden Gärreste (22.244,- Euro), Beiträge und Gebühren (70,- Euro) sowie der nicht näher in den Quelldaten beschriebene Anteil „Sons-tiges“ bei den Betriebskosten mit aufgeführt.

Wiederum sind die getrennt aufgeführten Beträge für die Zinsen des Gebäude- und Anla-genkapitals in einer Gesamthöhe von 10.250,- Euro zu dem Posten „Kapitaldienst“ zu-sammengefasst.

Das kalkulatorische Betriebszweigergebnis für die Biogasanlage im Jahr 2007 beträgt so-mit 95.058,- Euro.

4.3.2 Betriebsergebnis EEG 2012

Wie schon bei der Berechnung für die Biogasanlage 05 ergibt sich zwischen gemessenem und errechnetem Bruttoenergieertrag ein signifikanter Differenzbetrag. Für die Anlage 26 wurde ein Bruttoenergieertrag von 7.699.221 Kilowattstunden gemessen und 5.692.708 Kilowattstunden berechnet. Der Unterschied von 26,1 % soll wieder mit Hilfe des spezifi-schen Methanertrages der Substrate ausgeglichen werden. Dazu wurden die Werte anhand folgender Aufstellung verändert.

Substrat	Methanertrag pro FM nach BiomasseV	Unterschied in Prozent	Methanertrag pro FM errechnet	Methanertrag pro FM für BGA 05
Schweinegülle	12 m ³	26,1	15,1 m ³	15 m ³
Mais (Ganzpflanze)	106 m ³	26,1	133,6 m ³	134 m ³
Gras	100 m ³	26,1	126,1 m ³	126 m ³
Getreidekorn	320 m ³	26,1	403,5 m ³	404 m ³

Tabelle 8: Variation Methanertrag Substrate BGA 26

Damit ist der ermittelte Bruttoenergieertrag mit 7.188.398 Kilowattstunden zwar noch immer geringer als der in den Quelldaten angegebene. Da aber bei gegebener Auslastung der Anlage und den ermittelten Parametern zur Wärmenutzung der maximal mögliche Energieertrag zur Verstromung genutzt wird, weicht der nunmehr errechnete Nettoenergieertrag der Anlage mit 2.438.784 Kilowattstunden nur geringfügig vom gemessenen Ertrag in Höhe von 2.402.157 Kilowattstunden ab.

BGA 26	EEG 2012	EEG 2012	EEG 2012
	Umlageverfahren	Marktprämie	Markt- und Flexibilitätsprämie
Rahmendaten			
Inbetriebnahmejahr:	2012	2012	2012
Einspeisevergütung	18,6 Ct/kWh	13,2 Ct/kWh	14,7 Ct/kWh
Auslegungsdaten			
Installierte elektrische Leistung	290 kW	290 kW	580 kW
Installierte thermische Leistung	350 kW	350 kW	700 kW
Verfügbarkeit der Anlage	8410 h	8410 h	4205 h
jährliche Nettostromproduktion	2.438.784 kWh	2.438.784 kWh	2.438.784 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten			
Investitionsvolumen	979.319 €	979.319 €	1.958.660 €
Eigenkapital	412.672 €	412.672 €	822.637 €
Fördermittel	80.000 €	80.000 €	156.693 €
Fremdkapital	486.647 €	486.647 €	979.330 €
Einnahmen	483.862 €	491.871 €	686.791 €
Rohstoffkosten	193.225 €	193.225 €	193.225 €
Betriebskosten	80.605 €	80.605 €	80.605 €
Abschreibungen	59.554 €	59.554 €	119.108 €
Kapitaldienst	14.853 €	14.853 €	29.706 €
EBT 2014	135.625 €	143.634 €	264.147 €
Ausschüttung 2014	82.637 €	89.445 €	159.236 €
Cash-Flow nach 20 Jahren	1.461.305 €	1.595.985 €	3.141.272 €
durchschnittliche Interne Verzinsung	18 %	19 %	19 %

Tabelle 9: Basisdaten Biogasanlage 26 - EEG 2012

EEG 2012 – Umlageverfahren

Die Vergütung des Stromes nach EEG Umlageverfahren würde nach der novellierten Fassung 18,6 Cent pro Kilowattstunde betragen. Aufgrund der Bemessungsleistung von 278 kW wird der gesamte Nettoenergieertrag von 2.438.784 Kilowattstunden mit 12,3 Cent pro Kilowattstunde grundvergütet.

Die Substrate Mais, Getreide sowie Gras, alle der Rohstoffeinsatzklasse I zugehörig, weisen lediglich 57,8 % Festmasseanteil am Gesamtsubstratumsatz auf. Dabei tragen diese mit 92,5 Prozent (2.254.724 kWh) vom Nettoenergieertrage den Hauptteil des Gesamtenergieertrages und werden zusätzlich mit 6,0 Cent pro Kilowattstunde vergütet. Der Schweinegülleeintrag von 42,2 % Gesamtsubstratumsatz liefert hingegen nur 184.060 Kilowattstunden wird aber aufgrund der Zugehörigkeit zur Rohstoffvergütungsklasse II mit 8,0 Cent pro Kilowattstunde vergütet. Somit werden jährliche Stromerlöse von rund 450.000,- Euro erwirtschaftet. Dies entspricht einem Mehrerlös im Vergleich zum EEG 2004 in Höhe von ca. 36.800,- Euro bzw. rund 9 %. Die Einnahmen aus Wärmeerlösen und dem angesetzten Düngewert der Gärreste bleiben hingegen zu den Angaben in den Quelldaten unverändert. Damit ergibt sich ein Gesamterlös von 483.862,- Euro.

Die Ausgaben variieren aufgrund den in der Modellrechnung zugrunde liegenden Annahmen in den einzelnen Posten im Vergleich zu den Ausgaben der Quelldaten. Der Unterschiedsbetrag der Gesamtausgaben für das Vergleichsjahr 2014 ist mit 277,- Euro (0,08 %) gering, so dass eine valide Aussage zur Wirtschaftlichkeit getroffen werden kann.

Die höheren Stromerlöse spiegeln sich auch im Betriebsergebnis vor Steuern wieder. Mit 135.625,- Euro wird der kalkulatorische Gewinn um nahezu 30 % im Vergleich zu 2007 gesteigert. Die Ausschüttung würde unter den gegebenen Parametern ca. 82.600,- Euro betragen. Damit ließen sich in der dynamischen Betrachtungsweise ein Cash-Flow von 1.461.305,- Euro und eine interne Verzinsung von rund 18 % erwirtschaften.

EEG 2012 – Marktprämie

Die Einnahmen durch den Verkauf des Stromes mittels Inanspruchnahme der Marktprämie erhöhen sich im Vergleich zum Umlageverfahren von 449.978,- auf 457.987,- Euro. Mit einer Marktprämie von 13,2 Cent werden Stromerlöse in Höhe von 321.698,- Euro erzielt. Mit einem unterstellten monatlichen Durchschnittspotmarktpreis an der EPEX von 5,6 Cent kommen Verkaufserlöse von 136.289,- Euro dazu.

Da alle weiteren Parameter unverändert bleiben, beträgt das Vorsteuerergebnis 143.634,- Euro. In der Betrachtung des gesamten Investitionszeitraumes von 20 Jahren würde eine Inanspruchnahme der Marktprämie einen Cashflow von 1.595.985,- Euro und damit eine Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals von 19 % bedeuten.

EEG 2012 – Markt- und Flexibilitätsprämie

Um die Marktprämie in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie zu nutzen, wird wie in den obigen Annahmen beschrieben, die installierte elektrische Leistung auf 580 Kilowattstunden verdoppelt und die Volllaststundenzahl auf 4 205 Stunden halbiert. Die somit unveränderte Bemessungsleistung von 278 Kilowattstunden hat keinerlei Auswirkungen auf die Höhe der Vergütungssätze für Grundvergütung und der Rohstoffeinsatzklassen, d.h. dass die Erlöse der Marktprämie mit 13,2 Cent weiterhin 321.698,- Euro betragen. Eine Volllaststundenzahl von unter 4 380 Stunden im Jahr impliziert des Weiteren, dass der gesamte erzeugte Strom zu Peak-Load-Zeiten verkauft werden könnte und den Annahmen zu Folge zu 12,1 Cent pro Kilowattsunde verkauft werden kann. Der Erlös am Strommarkt mit 295.620,- Euro kann somit um 117 % gegenüber dem Verkauf zum Marktdurchschnittspreis von 5,6 Cent (136.289 Euro) gesteigert werden. Zusätzlich kann für 10 Jahre eine Flexibilitätsprämie von 1,46 Cent pro Kilowattstunde in Anspruch genommen werden, was bei 2.438.784 Kilowattsunden jährlichen Zusatzerlösen in Höhe von 35.588,- Euro entspricht.

Mit der Verdopplung der Investitionskosten hat sich auch der Eigenkapitalanteil auf 822.637,- Euro erhöht. Bei den Ausgaben schlägt sich dies auf die Kosten für Abschreibungen und den Kapitaldienst nieder. In der Summe wird für das Jahr 2014 ein Betriebsergebnis von 264.147,- Euro erzielt. Der Cashflow verdoppelt sich nahezu im Vergleich zur alleinigen Inanspruchnahme der Marktprämie auf 159.236,- Euro. Aufgrund des benötigten erhöhten Eigenkapitalanteils bleibt die interne Verzinsung von 19 % fast unverändert.

Ergebnis

Würde die Biogasanlage 26 unverändert im Jahr 2012 in Betrieb genommen werden, könnte wie schon unter Inanspruchnahme des EEG 2004 in der statischen Betrachtung im dritten Betriebsjahr ein positives Betriebsergebnis zu erzielen sein. Vergleicht man die drei möglichen Vergütungsformen nach EEG 2012 in der dynamischen Investitionsberechnung miteinander, sind keine signifikanten Unterschiede in der Höhe der Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals zu verzeichnen. Da die Direktvermarktung des Stromes mit Risiken verbunden ist und diese sich in Form von Zinsaufschlägen bei der Investitionsentscheidung niederschlagen sollten, erweist sich das Umlageverfahren unter den gegebenen Prämissen für die Anlage 26 als vorteilhaft.

4.4 Modellanlage 4 – BGA 62 mit 536 kW installierter elektrischer Leistung

4.4.1 Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004

Der landwirtschaftliche Betrieb zur Biogasanlage 62 liegt in Niedersachsen. Für den Anbau von NaWaRo werden 95 Hektar Landwirtschaftsfläche eingesetzt. Geplant von der Firma SBI Bau und hergestellt von der BioFerm GmbH besteht die diskontinuierlich arbeitende Trockenfermentationsanlage aus 7 Garagenfermentern mit jeweils 550 m³ AV. Zusätzlich wird noch ein gasdichter Perkolatank⁶⁴ mit 100 m³ Volumen genutzt. In Betrieb genommen wurde die Anlage im September 2006. Die Biogasspeicherung erfolgt in zwei Gassäcken aus Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk (EPDM) mit einem Gesamtvolumen von ca. 570 m³. Das produzierte Biogas wird von einem Gasmotor mit 536 Kilowatt elektrischer und thermischer Leistung verstromt und nach EEG ins öffentliche Netz eingespeist. Die anfallende Wärme wird zur Bereitstellung der benötigten Prozesswärme und zur Wärmeversorgung des benachbarten Dorfes genutzt.

Bei einem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW mit 43,3 %, einer Auslastung von 6.361 Jahresvolllaststunden (72,6 %) sowie einem Substratumsatz von 11.017 Tonnen wird ein elektrischer Nettoenergieertrag von 3.404.253 Kilowattstunden erreicht.

Die Gesamtinvestition der Anlage beträgt 1.800.000,- Euro und somit 3.358,- Euro pro installierter elektrischer Leistung. 500.000,- Euro wurden durch Eigenkapital (28 %) und 1.300.000,- Euro durch Fremdkapital (72 %) finanziert.

⁶⁴ Zunächst wird das Substrat in die Garagen gefüllt. In der ersten Stufe, der Hydrolyse, werden diese dann mit Wasser beregnet, woraufhin die organischen Bestandteile der Substratmatrix herausgelöst und in organische Säuren und andere wasserlösliche Produkte überführt werden. Die dadurch entstandene wässrige, organisch beladene Lösung kann nun in die zweite Stufe, die Methanisierung im Festbettreaktor, übergeführt werden.

BGA 62	EEG 2004
Rahmendaten	
Inbetriebnahmejahr:	2006
Einspeisevergütung EEG 2004	21,2 Ct/kWh
Auslegungsdaten	
Installierte elektrische Leistung	536 kW
Installierte thermische Leistung	536 kW
Verfügbarkeit der Anlage	6361 h
jährliche Nettostromproduktion	3.404.253 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten	
Investitionsvolumen	1.800.000 €
Eigenkapital	500.000 €
Fördermittel	0 €
Fremdkapital	1.300.000 €
Einnahmen	815.365 €
Rohstoffkosten	199.556 €
Betriebskosten	249.852 €
Abschreibungen	122.074 €
Kapitaldienst	28.769 €
EBT 2008	215.114 €

Tabelle 10: Basisdaten Biogasanlage 62 - EEG 2004

In den Quelldaten wurden Stromerlöse durch die Einspeisung ins öffentliche Netz in Höhe von 720.000,- Euro ausgewiesen. Bei einem Nettoenergieertrag von 3.404.253 kWh entspricht dies einem Vergütungssatz von 21,2 Cent pro Kilowattstunde. Mit einem Verkaufspreis von 3,8 Cent pro Kilowattstunde thermischer Energie werden Wärmeerlöse in Höhe von 70.000,- Euro erzielt. Der Düngewert beträgt 25.365,- Euro. Somit wurde im Jahr 2006 ein Gesamterlös von 815.365,- Euro erzielt.

Insgesamt werden 8 verschiedene Substrate eingesetzt. Aufgeführt werden im Folgenden das Substrat, die zugeführte Menge, der prozentuale Anteil am Gesamtumsatz sowie die spezifischen Substratkosten.

Substrat	Menge	Anteil Gesamtumsatz	Spezifischen Substratkosten
Rindermist	2248 t	20,4 %	0 €/t
Schweinemist	110 t	1,0 %	0 €/t
Maissilage	4705 t	42,7 %	26 €/t
Grassilage	1498 t	13,6 %	24 €/t
Grünroggensilage	958 t	8,7 %	26 €/t
Stroh	188 t	1,7 %	0 €/t
Zuckerrüben	628 t	5,7 %	0 €/t
Gras [frisch]	683 t	6,2 %	24 €/t

Tabelle 11: Substratdaten Biogasanlage 62

In der Summe wurden für das Jahr 2006 Rohstoffkosten von 199.556,- Euro berechnet.

Die Abschreibungen auf Anlagen und Gebäudekapital betragen 122.074,- Euro. Die Betriebskosten beinhalteten neben Reparatur- und Wartungskosten (45.000,- €), Versicherungskosten (18.000,- €), Eigenstrombedarf (30.000,- €), Personalkosten (85.000,- €), Ausbringungskosten (29.352,- €), Analysekosten (1.500,- €) auch Sonstige Kosten (41.000,- €).

Die Beträge zu den Zinsen für Gebäude- und Anlagenkapital wurden in einer Gesamthöhe von 28.769,- Euro verbucht.

Das kalkulatorische Betriebszweigergebnis für die Biogasanlage im Jahr 2006 beträgt damit 215.114,- Euro.

4.4.2 Betriebsergebnis EEG 2012

Die in den Quelldaten angegebenen und in der Praxis ermittelten Energieerträge decken sich mit den in der Modellberechnung ermittelten Werten und können daher ohne weitere Anpassung übernommen werden. Im Folgenden werden wieder die Ergebnisse des Umlageverfahrens sowie der Direktvermarktung beschrieben und miteinander verglichen. Als Übersicht dient Tabelle 12 „Basisdaten Biogasanlage 62 - EEG 2012“.

BGA 62	EEG 2012	EEG 2012	EEG 2012
	Umlageverfahren	Marktprämie	Markt- und Flexibilitätsprämie
Rahmendaten			
Inbetriebnahmejahr:	2012	2012	2012
Einspeisevergütung	18,4 Ct/kWh	13,2 Ct/kWh	15,2 Ct/kWh
Auslegungsdaten			
Installierte elektrische Leistung	536 kW	536 kW	1072 kW
Installierte thermische Leistung	536 kW	536 kW	1072 kW
Verfügbarkeit der Anlage	6360 h	6360 h	3180 h
jährliche Nettostromproduktion	3.408.831 kWh	3.408.831 kWh	3.408.831 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten			
Investitionsvolumen	1.800.000 €	1.800.000 €	3.599.776 €
Eigenkapital	500.000 €	500.000 €	1.007.937 €
Fördermittel	0 €	0 €	0 €
Fremdkapital	1.300.000 €	1.300.000 €	2.591.839 €
Einnahmen	724.196 €	767.417 €	1.097.243 €
Rohstoffkosten	199.985 €	199.985 €	199.985 €
Betriebskosten	246.589 €	246.589 €	265.132 €
Abschreibungen	109.453 €	109.453 €	218.905 €
Kapitaldienst	39.310 €	39.310 €	78.619 €
EBT 2014	128.860 €	172.081 €	334.602 €
Ausschüttung 2014	23.137 €	59.874 €	111.623 €
Cash-Flow nach 20 Jahren	501.616 €	1.229.884 €	2.719.446 €
durchschnittliche Interne Verzinsung	5 %	12 %	13 %

Tabelle 13: Basisdaten Biogasanlage 62 - EEG 2012

EEG 2012 – Umlageverfahren

Der durchschnittliche Vergütungssatz nach Umlageverfahren für die eingespeisten 3.408.831 Kilowattstunden beträgt 18,4 Cent pro Kilowattstunde. Dabei wird neben der Grundvergütung von 12,3 Cent auch die Prämie der Einsatzstoffvergütungsklasse I von 6,0 Cent, die der Einsatzstoffvergütungsklasse II nach § 27 Abs. 2a EEG mit 8,0 Cent sowie die Vergütung nach § 27 Abs. 2b EEG mit ebenfalls 8,0 Cent pro Kilowattstunde in Anspruch genommen.⁶⁵ Der Stromerlös in Höhe von 628.690,- Euro ist damit rund 90.000,- Euro geringer als im Vergleich zur Vergütung in den Quelldaten. Die Erlöse aus dem Wärmeverkauf und dem Düngewert wurden unverändert gelassen.

⁶⁵ Vgl. Anlagen zur Master Thesis, Umlageverfahren, S. 50

Die Gesamtausgaben sind in der Modellrechnung um rund 900,- Euro niedriger angesetzt als in den Quelldaten. Als Gründe sind wiederum die Annahmen zum Kapitaldienst und den Abschreibungen zu nennen. Bei Gesamtausgaben in Höhe von rund 600.000,- Euro im Betrachtungszeitraum 2007 entspricht dies für die Biogasanlage einer Abweichung von 0,15 % und ist damit für die weitere Betrachtung als hinnehmbar anzusehen.

Das Betriebsergebnis für das dritte Inbetriebnahmejahr ist mit 128.860,- Euro um rund die Hälfte geringer als im Vergleich zur Vergütung nach EEG 2004. In der Betrachtung des gesamten Investitionszeitraumes wird ein Cashflow von 501.616,- Euro erwirtschaftet, was einer Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals von ca. 5 % entspricht.

EEG 2012 – Marktprämie

Sollte bei der Biogasanlage 62 die Direktvermarktung in Form der Marktprämie genutzt werden, werden wie bei den vorherigen zu beurteilenden Anlagen alle technischen und wirtschaftlichen Parameter konstant gehalten und lediglich die zu erwartenden Stromerlöse betrachtet.

Aufgrund des angenommenen Monatsdurchschnittspreis am Spotmarkt der EPEX von 5,6 Cent sowie der durchschnittlichen Umlagevergütung nach § 27 EEG in Höhe von 18,4 Cent pro Kilowattstunde ergibt sich unter Berücksichtigung der Managementprämie eine Marktprämie von 13,2 Cent pro Kilowattstunde einzuspeisenden Strom. Damit werden mittels Vergütung Marktprämie und dem Verkauf am Markt Stromerlöse von insgesamt jährlich 671.910,- Euro erzielt. Dies entspricht einer Mehreinnahme von ca. 43.000,- Euro bzw. 6,5 % gegenüber der Vergütung nach Umlageverfahren.

Für das Betriebszweigergebnis bedeutet dies einen Vorsteuergewinn in Höhe von 172.081,- Euro und einen Cashflow über 20 Jahre von 1.229.884,- Euro. Damit wird die Verzinsung des Eigenkapitals auf 12 % gesteigert.

EEG 2012 – Markt- und Flexibilitätsprämie

Zur Nutzung der Flexibilitätsprämie wurden zusätzliche 536 Kilowattstunden elektrische Leistung installiert. Die Volllaststundenzahl wurde um die Hälfte auf 3 180 Stunden reduziert, so dass mit einer unveränderten Bemessungsleistung von 389 Kilowattstunden gerechnet werden kann. Aufgrund der geringen Volllaststundenzahl wird im Vergleich zu den vorherigen Biogasanlagen eine höhere Flexibilitätsprämie von 2,04 Cent pro Kilowattstunde gezahlt. Der Stromerlös von 1.001.736,88 Euro setzt sich aus der Vergütung mittels Marktprämie von 449.385,35 Euro, dem Verkauf des Stromes zu Peak-Load-Zeiten an der Börse in Höhe von 482.671,53 Euro sowie der Vergütung durch die Flexibilitätsprämie von 69.680,00 Euro zusammen. Zusätzliche Einnahmen durch den Verkauf der Wärme sowie dem Düngewert der Gärreste bleiben unverändert bei insgesamt 95.500,- Euro.

Den gestiegenen Gesamteinnahmen von 1.097.243 Euro stehen höhere Ausgaben für die zusätzlich installierte Anlagenleistung, höhere Betriebskosten, ein größerer Abschreibungsbedarf sowie ein gestiegener Kapitaldienst gegenüber.

Damit wird für das dritte Betriebsjahr ein gesteigertes Betriebsergebnis von 334.602,- Euro erreicht. Auch der summierte Cashflow hat sich mit insgesamt 2.719.446,- Euro mehr als verdoppelt. Da aber auch ein erhöhter Eigenkapitalbedarf zur Finanzierung unterstellt wird, wird die interne Verzinsung auf lediglich ca. 13 % erhöht.

Ergebnis

Biogasanlage 62 ist die erste Anlage in dieser Untersuchung, die aufgrund der Novellierung des EEG schlechter gestellt werden würde. Sollte sie unter gleichen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Jahr 2012 in Betrieb genommen werden, würde sich eine Direktvermarktung des erzeugten Stromes als deutlich vorteilhafter gegenüber dem nach Umlageverfahren erweisen. Ein Ausbau der Anlage zur Nutzung der Flexibilitätsprämie unter den in dieser Arbeit gegebenen Annahmen wäre aufgrund des erhöhten Risikos und dem Mehraufwand zur Vermarktung und der Einspeisekoordinierung nicht zu empfehlen.

4.5 Modellanlage 5 – BGA 56 mit 1300 kW installierter elektrischer Leistung

4.5.1 Anlagenbeschreibung und Betriebsergebnis EEG 2004

Als fünfte und letzte Biogasanlage wird die im Oktober 2006 in Betrieb genommene Biogasanlage 56 untersucht. Geplant und hergestellt von der Kompogas AG besitzt die einstufige Nassfermentationsanlage, bestehend aus zwei parallel arbeitenden Fermentern, ein gesamtes Arbeitsvolumen von 3.000 m³. Zusätzlich wird aus dem gasdicht abgedeckten Gärrestlager mit einer Lagerkapazität von 5000 m³ Biogas gewonnen und mittels eines Speichervolumens von 2500 m³ gesammelt. Die Biogasanlage wird von vier Betrieben gemeinsam genutzt, die ca. 350 ha für den Anbau an NaWaRo bereitstellen und des Weiteren 1000 Mastschweine unterhalten. Zum Verstromen des Gases werden zwei BHKW, die mit jeweils einer Nennleistung von 1056 kW elektrischer Leistung ausgelegt sind, genutzt. Beide Gasmotoren werden, ohne dass in den Quelldaten Gründe dafür angeführt sind, mit einer reduzierten elektrischen Nennleistung von jeweils 650 kW betrieben. Der erzeugte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet. An thermischer Leistung stehen jeweils 677 kW zur Verfügung. Die anfallende Wärme wird zur Prozesswärme, einer Scheitholztrocknungsanlage sowie zur Wärmebereitstellung für ein Wohnheim genutzt.

Die BHKW arbeiten mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 %. Bei einem Substratumsatz von 16.126 t und einer Jahresvolllaststundenzahl von 5 394 (61,1 %) werden damit 6.942.335 kWh an Energie erzeugt. Bei einem Vergütungssatz von 17,3 Cent pro Kilowattstunde wird ein jährlicher Stromerlös von 1.201.024,- Euro generiert. Dazu kommen Einnahmen durch den Verkauf der Wärme in Höhe von 80.000,- Euro. Der Düngewert des Gärrestes beträgt 42.029,- Euro. Somit werden Gesamteinnahmen von 1.323.053,- Euro erzielt.

Die Gesamtinvestition von 5.000.000,- Euro wird durch einen Eigenkapitalanteil von 30 % (1.500.000 €) und einem Fremdkapitalanteil von 70 % (3.500.000,- €) finanziert. Fördermittel wurden nicht in Anspruch genommen. Das Verhältnis von Investitionskosten zu installierter Leistung von 2112 Kilowattstunden beträgt sehr gute 2.367 €/ kW, wobei das Verhältnis mit reduzierter Nennleistung gerechnet auf 3.846 €/ kW ansteigt.

BGA 56	EEG 2004
Rahmendaten	
Inbetriebnahmejahr:	2006
Einspeisevergütung EEG 2004	17,3 Ct/kWh
Auslegungsdaten	
Installierte elektrische Leistung	1300 kW
Installierte thermische Leistung	1354 kW
Verfügbarkeit der Anlage	5394 h
jährliche Nettostromproduktion	6.942.335 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten	
Investitionsvolumen	5.000.000 €
Eigenkapital	1.500.000 €
Fördermittel	0 €
Fremdkapital	3.500.000 €
Einnahmen	1.323.053 €
Rohstoffkosten	512.320 €
Betriebskosten	254.702 €
Abschreibungen	351.857 €
Kapitaldienst	91.798 €
Betriebsergebnis 2008	112.375 €

Tabelle 14: Basisdaten Biogasanlage 56 - EEG 2004

Die 16.126 Tonnen Frischmasse an eingesetzter Substratmenge setzen sich zu 81,1 % aus Maissilage (13.078 t), zu 4,8 % Grassilage (774 t), zu 12,7 % aus Roggen-Ganzpflanzensilage (2048 t), 0,7 % Weizenschrot (113 %) sowie zu 0,7 % aus Rindermist (113 %) zusammen. Für die Mais-, Gras- und Roggen-Ganzpflanzensilage sowie den Weizenschrot fallen spezifische Kosten von jeweils 32,- Euro pro Tonne an. Damit belaufen sich die jährlichen Direktkosten für die Inputstoffe auf 512.320,- Euro.

Bei den Betriebskosten in Höhe von 254.702,- Euro fallen vor allem der Eigenstrombedarf (78.293,- €), die Personalkosten (75.000,- €), Ausbringungskosten (35.410,- €) sowie die Ausgaben für Versicherungsleistungen (25.000,- €) ins Gewicht.

Die Anlage wird jährlich mit 206.857,- Euro abgeschrieben. Für die Gebäude sind Abschreibungskosten von 145.000,- Euro veranschlagt. Wie auch bei den vorherigen Modellanlagen werden diese in der weiteren Betrachtung zur Vereinfachung zusammengefasst und in der eigenen Berechnung einheitlich abgeschrieben.

Der jährliche Kapitaldienst ohne Tilgungskosten beträgt 91.798,- Euro. Damit wird im Untersuchungsjahr ein kalkulatorisches Betriebszweigergebnis von 112.375,- Euro erreicht.

4.5.2 Betriebsergebnis EEG 2012

Würde die Biogasanlage 56 im Jahr 2012 mit unverändertem Rohstoffeintrag in Betrieb genommen werden, würde sie geförderte Einspeiseerlöse weder nach Umlageverfahren noch mittels Marktprämie erzielen. Mit einem Eintrag an Mais und Getreidekorn von insgesamt 81,8 % wird die in §27 Abs. 5 Nr. 1 vorgegebene Höchstmenge von 60 Masseprozent überschritten. Um eine Aussage über die Vorteilhaftigkeit der Investition bei einer Biogasanlage mit einer installierten Anlagenleistung von über einem Megawatt treffen zu können, werden für die folgenden Berechnungen die Rohstoffeinträge soweit verändert, dass eine Vergütung nach EEG 2012 möglich ist.

Um den Mais durch andere Rohstoffe zu ersetzen, muss neben dem für die Wirtschaftlichkeit wichtigen Faktor des Einkaufspreises auch der Energiegehalt des Substrates substituiert werden. Des Weiteren soll mit dem Austausch der Inputstoffe keine Änderung auf die Struktur der Vergütung nach ihren spezifischen Einsatzstoffvergütungsklassen vorgenommen werden. In der folgenden Übersicht sind die Masseanteilverschiebungen der eingesetzten Rohstoffe aufgeführt.

Substrat	Einsatzstoffvergütungs-kategorie	Methan-ertrag in m ³ pro Tonne FM	Preis in Euro pro Tonne Festmasse	Menge in Tonnen Quelldaten	Prozent am Gesamt-Substratumsatz	Menge in Tonnen abgewandelt	Prozent am Gesamt-Substratumsatz
Mais	I	106	32	13.078	81,1	7418	46
Grünroggen	I	72	32	2.048	12,7	6079	37,7
Getreidekorn	I	320	32	113	0,7	1743	10,8

Tabelle 15: Variation Substrateintrag Biogasanlage 56

Mit dem veränderten Rohstoffeintrag sind unter realen Bedingungen verschiedenste Wechselwirkungen zu erwarten, die hier nicht betrachtet werden. Zu nennen wären neben der veränderten Zusammensetzung des Nährstoffgehaltes im Fermenter und der möglichen Auswirkung auf die Produktivität der darin befindlichen Mikroorganismen auch auftretende Substitutionseffekte bei den Rohstoffpreisen.

Die

Tabelle 16: Basisdaten Biogasanlage 56 - EEG 2012 liefert einen Überblick der Modellergebnisse und soll im Folgenden näher erläutert werden.

BGA 56	EEG 2012	EEG 2012	EEG 2012
	Umlageverfahren	Marktprämie	Markt- und Flexibilitätsprämie
Rahmendaten			
Inbetriebnahmejahr:	2012	2012	2012
Einspeisevergütung	15,0 Ct/kWh	9,8 Ct/kWh	12,2 Ct/kWh
Auslegungsdaten			
Installierte elektrische Leistung	1300 kW	1300 kW	2600 kW
Installierte thermische Leistung	1354 kW	1354 kW	2700 kW
Verfügbarkeit der Anlage	5396 h	5396 h	2698 h
jährliche Nettostromproduktion	6.904.496 kWh	6.904.496 kWh	6.904.496 kWh
Betriebswirtschaftliche Eckdaten			
Investitionsvolumen	5.000.000 €	5.000.000 €	9.999.600 €
Eigenkapital	1.500.000 €	1.500.000 €	2.999.880 €
Fördermittel	0 €	0 €	0 €
Fremdkapital	3.500.000 €	3.500.000 €	6.999.720 €
Einnahmen	1.158.655 €	1.179.822 €	1.606.347 €
Rohstoffkosten	527.937 €	527.937 €	527.937 €
Betriebskosten	252.543 €	252.543 €	278.298 €
Abschreibungen	304.042 €	304.042 €	608.084 €
Kapitaldienst	66.731 €	66.731 €	212.325 €
EBT 2014	7.403 €	28.569 €	-20.296 €
Ausschüttung 2014	-140.368 €	-122.377 €	-486.944 €
Cash-Flow nach 20 Jahren	-2.481.695 €	-2.090.658 €	-7.059.253 €
durchschnittliche Interne Verzinsung	-9 %	-8 %	-12 %

Tabelle 16: Basisdaten Biogasanlage 56 - EEG 2012

EEG 2012 – Umlageverfahren

Die durchschnittliche Vergütung nach Umlageverfahren beträgt 15,0 Cent pro Kilowattstunde. Dabei werden die 6.904.496 Kilowattstunden mit 11 Cent grundvergütet. 6 Cent pro Kilowattstunde werden für die 22.644 Kilowattstunden aus der Verstromung des Rinderfestmistes nach Einsatzstoffvergütungsklasse II gezahlt. Mit 4 Cent werden 6.881.851 Kilowattstunden nach Einsatzstoffvergütungsklasse I vergütet, so dass ein Stromerlös von insgesamt 1.036.127,- Euro erwirtschaftet wird. Dies sind rund 165.000,- Euro weniger, als in den Quelldaten nach EEG 2004 ausgewiesen sind. Die Erlöse aus Wärmeverkauf und Düngewert sind mit rund 122.000,- Euro unverändert.

Die Ausgaben für Rohstoffe und Betriebskosten sind gegenüber den ursprünglichen Daten nahezu unverändert. Erhöhte Ausgaben für die Rohstoffe fallen an, weil im dritten und hier zu vergleichenden Betriebsjahr die unterstellte Preissteigerung bei den Bezugskosten mit eingerechnet wurde. Abschreibungen und Ausgaben für den Kapitaldienst sind mit insgesamt 72.000,- Euro niedriger ausgewiesen, als in den Quelldaten, die keine Angaben über die zugrunde liegenden Parameter beinhalten. Da sich dies nur im statischen Betriebszweigergebnis auswirkt, wird aus diesem Grund, wie schon bei allen vorherigen Anlagen, mit in den Annahmen beschriebenen Werten zu Zinssatz und Abschreibungsverlauf weitergerechnet.

Für 2014 wird ein positives Ergebnis vor Steuern in Höhe von 7.403,- Euro ausgewiesen. Über den gesamten Investitionszeitraum, wo vor allem die Preissteigerung der Inputstoffe zum Tragen kommt, wird ein negativer Cashflow von 2.481.695,- Euro erwirtschaftet und somit eine Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals von - 9 % erzielt.

EEG 2012 – Marktprämie

Die Stromerlöse aus der Direktvermarktung mittels Marktprämie betragen 1.057.293,65 Euro und damit rund 20.000,- Euro bzw. 1,9 % mehr als im Vergleich zum Umlageverfahren. Da wie bei allen anderen Anlagen sämtliche weiteren Parameter unverändert bleiben, wird ein Betriebsergebnis vor Steuern in Höhe von 28.569,- Euro erreicht. Die Mehreinnahmen durch die Managementprämie reichen aber nicht aus, um den Cashflow wesentlich zu verbessern. Dieser wird mit -2.090.658,- Euro bzw. - 8 % in der Modellrechnung ausgewiesen.

EEG 2012 – Markt- und Flexibilitätsprämie

Die mit 5.396 Volllaststunden Auslastung bereits in den Quelldaten nur unzureichend beanspruchte Anlage wird gemäß obigen Annahmen um 50 % auf 2 698 Stunden reduziert. Die Verdoppelung der Anlagenleistung bezieht sich auf die in der Praxis reduzierten 1.300 Kilowatt elektrische Leistung. Somit wird, um die Bemessungsleistung von 801 Kilowatt beizubehalten, mit insgesamt 2.600 kW Leistung gerechnet.

Die Flexibilitätsprämie beträgt 2,41 Cent und führt zu Einspeiseerlösen in Höhe von 166.300,- Euro. Die Vergütung mittels Marktprämie und der Verkauf des Stromes am Spotmarkt zu Peak-Load-Preisen lässt einen Erlös von insgesamt 1.307.276,- Euro erwarten. Den Einnahmen von insgesamt 1.606.347,- Euro stehen im Modelljahr 2014 Ausgaben in Höhe von 1.626.643,- Euro gegenüber. Dies ist vor allem auf die gestiegenen Tilgungskosten und Abschreibungsausgaben aufgrund der Investitionskosten von nunmehr 10.000.000,- Euro zurückzuführen. Damit wird neben einem negativen Betriebsergebnis von 20.296,- Euro auch ein Cashflow in Höhe von - 7 Mio. Euro erzielt. Die Verzinsung des Eigenkapitals verschlechtert sich nochmals auf nun - 12 %.

Ergebnis

Die Biogasanlage 56 ist mit den aus den Quelldaten hervorgehenden technischen und wirtschaftlichen Konfigurationen unter Nutzung der novellierten EEG-Fassung wirtschaftlich nicht tragfähig. Neben der Substratzusammensetzung, die gegen die maximale Eintragsmenge an Mais verstößt, ist vor allem die reduzierte Auslastung der Anlage mit den für die maximale Leistung zugrunde liegenden Investitionskosten verantwortlich. Damit wurde auch mit veränderter Rohstoffzusammensetzung kein positiver Cashflow erzielt. Im Vergleich zu den anderen Biogasanlagen wird bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erstmals keine Steigerung des Betriebsergebnisses erreicht. Ausschlaggebend dafür ist vor allem die für die Flexibilitätsprämie getroffene Annahme, dass die Anlagenleistung bei gegebenen spezifischen Investitionskosten verdoppelt wird.

5 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und ein Ausblick

Durch die Novellierung des EEG wurden mit der Markt- und Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen neue Instrumente zur verbesserten Markt- und Netzintegration von Strom aus regenerativen Energiequellen eingeführt. Damit sollen Anlagenbetreiber einen Anreiz erhalten, ihren Strom marktpreis- und zeitgerecht einzuspeisen. **Ziel dieser Arbeit war es zu überprüfen, ob das in dieser Form ausgestaltete Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien eine Wirtschaftlichkeit von neu zu bauenden Biogasanlagen auch unter den veränderten Rahmenbedingungen sicherstellt.** Da dabei die mit dem Gesetz neu eingeführten Auflagen zur Wärmenutzung- und zum Gülleeinsatz ebenfalls mit betrachtet wurden, konnte gleichzeitig überprüft werden, ob die Zielsetzung einer umweltverträglicheren Förderung der Verstromung von Biomasse erreicht wird und ein rentables Betreiben von Biogasanlagen unter den erwähnten Restriktionen auch zukünftig möglich ist.

Um zu beleuchten, wie sich die Vergütung mittels Markt- und Flexibilitätsprämie auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen auswirkt, wurden in dieser Arbeit fünf verschiedene Anlagen untersucht. Ausgangspunkt waren dafür Biogasanlagen mit jeweils unterschiedlicher elektrischer Leistung, die bereits am Markt etabliert sind, ihren Strom ins öffentliche Netz einspeisen und diesen nach altem EEG vergütet bekommen.

Mit der Annahme, dass diese Anlagen in unveränderter Konfiguration nach dem neuen EEG vergütet werden, sollten zum einen dessen Auswirkungen auf das Betriebszweigergebnis der einzelnen Anlagen aufgezeigt und zum anderen die Wirksamkeit der Instrumente zur Direktvermarktung für die unterschiedlichen Leistungsklassen betrachtet werden.

Die Tabelle 17 zeigt in zusammengefasster Form die wesentlichen Ergebnisse der Arbeit. Einerseits wurden die durch das Biogas Messprogramm bereitgestellten Daten in einer statischen Analyse auf Grundlage der Vergütung nach alter und neuer EEG-Fassung verglichen. Andererseits wurden die Betriebszweigergebnisse und die interne Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals der Biogasanlagen für den gesamten Amortisationszeitraum in einer dynamischen Betrachtungsweise sowohl nach Umlageverfahren, als auch nach einer möglichen Vergütung mittels Direktvermarktung berechnet.

Anlage	Leistung in kW	Wirtschaftlichkeit statisch/ dynamisch				Unterschied interne Verzinsung zum Umlageverfahren		Anpassung notwendig
		EEG 2004	Umlageverfahren 2012	Marktprämie	Flexibilitätsprämie	Marktprämie	Flexibilitätsprämie	
BGA 11	48	nein	ja/ nein	ja/ nein	ja/ nein	10%	18%	nein
BGA 05	180	nein	ja/ ja	ja/ ja	ja/ ja	2%	12%	ja, Energiegehalt
BGA 26	290	ja	ja/ ja	ja/ ja	ja/ ja	1%	1%	ja, Energiegehalt
BGA 62	536	ja	ja/ ja	ja/ ja	ja/ ja	7%	8%	nein
BGA 56	1300	ja	ja/ nein	ja/ nein	nein/ nein	1%	-3%	ja, Substrateintrag

Tabelle 17: Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeit

Dabei zeigte sich, dass sich die bereits vom Fraunhofer Institut getroffene Annahme, wonach die Mehrheit der Anlagen nach EEG 2012 voraussichtlich mit einer installierten Leistung zwischen 150 und 500 kW ausgelegt werden, bei den eigenen Berechnungen bestätigt hat.⁶⁶ Für diese Anlagengrößen ist sowohl eine Vergütung nach dem Umlageverfahren, als auch mittels der Direktvermarktung wirtschaftlich.

Eine allgemein gültige Aussage über die Vorteilhaftigkeit einer Investition in eine bestimmte Leistungsklasse lässt sich aus den Ergebnissen dieser Arbeit allerdings nicht ableiten. Die Vielzahl der verschiedenen Einflussfaktoren und deren unterschiedlichen Auslegungen bestimmen das jeweilige Betriebszweigergebnis einer Biogasanlage. Neben den unterschiedlichen Zusammensetzungen der eingesetzten Rohstoffe, regional unterschiedlichen Preisen für deren Beschaffung sind auch auf der Outputseite keine einheitlichen Standards ableitbar. Die Qualität und Quantität des erzeugten Biogases und dessen anschließende Verwendung war für jede untersuchte Anlage unterschiedlich. Dieselbe Schlussfolgerung kann auch für die Art und Weise der Finanzierung der unterschiedlichen Anlagen getroffen werden.

Wesentliche Erkenntnis dieser Arbeit ist es, dass es sich bei einem funktionierenden Biogasanlagengesamtkonzept für den Betreiber lohnt, von einer Vergütung des Stromes mittels Umlageverfahren zur Direktvermarktung zu wechseln. Damit konnte gezeigt werden, dass die grundsätzliche Zielstellung des Gesetzgebers, Anlagenbetreiber von EE-Strom mittels Marktpreissignalen vom passiven hin zum aktiven Marktteilnehmer zu bewegen, erreicht wird.

Des Weiteren zeigte sich, dass der Anreiz zur flexiblen Stromproduktion in den oben genannten Leistungsklassen zwar gegeben, dies aber neben den verschiedensten biogastech-

⁶⁶ Vgl. Rohrig et al., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S.13

nologischen Einflussfaktoren gerade bei der Direktvermarktung mittels Flexibilitätsprämie mit weiteren Unsicherheitsfaktoren verbunden ist. Dies betrifft neben dem allgemeinen Preissteigerungsindiz vor allem die Höhe der Preisspreizung zwischen Peak- und Off-Peak-Zeiten an der Strombörse.

So bleibt als Ergebnis abschließend festzustellen, dass die Arbeit unter anderem gezeigt hat, dass zum Erreichen der Zielvorgaben beim Ausbau der Erneuerbaren Energien die Verstromung von Biomasse ein wichtiger Baustein zur verbesserten Markt- und Netzintegration sein kann. Für den einzelnen Investor werden die spezifischen Gegebenheiten vor Ort darüber entscheiden, ob er die Vergütung nach Umlageverfahren oder die mit höherem Risiko verbundene Direktvermarktung in Anspruch nimmt.

In der jetzigen Ausgestaltung des EEG ist mit der Flexibilitätsprämie dem Energieträger Biogas die Vorreiterrolle zum angebotsseitigen Lastausgleich für die Erneuerbaren Energien zugeteilt worden. Bereits bestehende Rohstoffkonkurrenzen zwischen Nahrungsmitteln und nachwachsenden Rohstoffen als Energieträger auf der einen Seite aber auch für Biomasse als Inputstoff für einzelne Anlagen untereinander zeigen unter anderem das beschränkte Potenzial der Biomasse, um als Schlüsseltechnologie die vermehrte Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom alleinig ausgleichen zu können. **Weitere Untersuchungen** sollten daher mögliche Potentiale genauer betrachten und damit eine etwaige Überforderung von flexibler Stromproduktion durch Biomasse einschränken und somit die Möglichkeiten und Grenzen der Markt- und Netzintegration von Biogasanlagen aufzeigen. Dabei könnte neben einer makroökonomischen Betrachtungsweise der Biogasproduktion im gesamtwirtschaftlichen Rahmen auch eine Untersuchung auf die bestmögliche Auslegung einer Biogasanlage in der oben ermittelten erfolversprechenden Leistungsklasse von 150 bis 500 kW durchgeführt werden.

Literaturverzeichnis

Becker, Hans-Paul: Investition und Finanzierung, Betriebswirtschaftlicher Verlag, 2007

Biogas Forum Bayern: Substratlieferungs- und Gärrestabnahmeverträge,
http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Substratlieferungs-_und_Garrestabnahmevertrage.pdf, abgerufen am 13.11.2011

Böttcher, Jörg; Blattner, Peter: Projektfinanzierung, R. Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München, 2006

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, 2009

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Konferenzbericht Klimawandel,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/konferenzbericht_bf.pdf, abgerufen am: 26.07.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Energiekonzept der Bundesregierung,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf, abgerufen am: 26.07.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Biomasse Erfahrungsbericht 2011,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_biomasse.pdf, abgerufen am: 11.07.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Langfristszenarien EE,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf,
abgerufen am: 23.07.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Merit-Order-Effekt,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/meritorder_bf.pdf,
abgerufen am: 24.03.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Eckpunkte der EEG-Novelle sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien,
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/47469.php, abgerufen am: 20.07.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Erfahrungsbericht EEG 2011,
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_bf.pdf, abgerufen am: 14.06.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Erneuerbare Energien in Zahlen,
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf, abgerufen am: 16.08.2011

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), (Hrsg.):
Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte,
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/arbeitsmarkt_ee_lang.pdf, abgerufen am: 29.01.2012

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), (Hrsg.): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung
<http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am: 29.01.2012

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Thema: Rechtsformenfestes Fundament

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Gruenderzeiten/infoletter-gruenderzeiten-nr-33-rechtsformen,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>,
abgerufen am: 15.10.2011

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), (Hrsg.): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Endbericht; 2010

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), (Hrsg.): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem (Endbericht), Juni 2010

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Stellungnahme Neuparametrisierung des Marktprämienmodells,

[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/12D8D035F51DD879C125789A00358D9B/\\$file/Stellungnahme_weiterentwickelte_Foerdersysteme_Vermarktung_erneuerbarer_Stromerzeugung-FraunhoferISI_final%20\(1\).pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/12D8D035F51DD879C125789A00358D9B/$file/Stellungnahme_weiterentwickelte_Foerdersysteme_Vermarktung_erneuerbarer_Stromerzeugung-FraunhoferISI_final%20(1).pdf), abgerufen am: 16.08.2011

Degenhart, Heinrich; Holstenkamp, Lars: Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft, Gabler Verlag, 2011

Deutsches Biomasseforschungszentrum: Biomasse Monitoring 2011,

http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Userupload_Neu/Stromerzeugung_aus_Biomasse_Zwischenbericht_Maerz_2011.pdf, abgerufen am: 20.07.2011

Deutsches Biomasseforschungszentrum: Positionspapier EEG,

http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Userupload_Neu/EEG_Positionspapier_Mai_2011_final_.pdf, abgerufen am: 11.07.2011

Deutscher Bundestag, Kleine Anfrage Primärregelleistung in Deutschland,

<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/003/1700346.pdf>, abgerufen am: 16.08.2011

Deutscher Bundestag, Antwort Primärregelleistung in Deutschland,
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/032/1703284.pdf>, abgerufen am: 16.08.2011

Drukarczyk, Jochen: Finanzierung: eine Einführung, Gustav Fischer Verlag, 1989,
4.überarb. Auflage

Entwurf zum Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien mit Begründung
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_novelle_entwurf_2011.pdf, abgerufen am 20.07.2011

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie, 4.Aufl., 2007

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., (Hrsg.): Handreichung Biogasgewinnung und
-nutzung, 4.Aufl., 2009

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., (Hrsg.): Ergebnisse des Biogas-
Messprogrammes, 2005

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., (Hrsg.): Biogas-Messprogramm II, 2010

Fachverband Biogas e.V.: Stellungnahme EEG 2012,
[http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Homepage/\\$file/11-06-15_Lang-StN%20vers%2020_END.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Homepage/$file/11-06-15_Lang-StN%20vers%2020_END.pdf), abgerufen am: 21.07.2011

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz -
EEG); 2009

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Konsolidierte Fassung, 2011

IPCC: Klimaänderung 2007 Synthesebericht,
http://www.de-ipcc.de/_media/IPCC-SynRepComplete_final.pdf, abgerufen am:
26.07.2011

Kaltschmitt, Martin: Erneuerbare Energien, Springer Verlag, 2006, 4.Auflage

Rohrig et al.: Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Becker Büttner Held (BBH), Deutsche Windguard, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Leibniz Universität Hannover: Zwischenbericht zum Projekt "Weiterentwicklung und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des Integrations-Bonus nach § 64 Abs. 1.6 EEG", 2011

Riessen, Christian: Modellgestützte Risikoanalysen einer Biogasanlageninvestition als Grundlage einer ganzheitlichen Risikobetrachtung und des strategischen Risikomanagements, Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades Doktor der Agrarwissenschaften (doctor agriculturæ) an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock, 2010

Ritter et. al.: Direktvermarktung gemäß EEG Novelle 2012,
http://www.cube-engineering.com/uploads/media/2011-Okt_Solarzeitalter_CUBE-DES_EEG2012.pdf, abgerufen am 30.11.2011

Sensfuss, Frank; Ragwitz, Mario: Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung,
<http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1582181.pdf>, abgerufen am:16.08.2011

Spremann, Klaus: Investition und Finanzierung, R. Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München, 4.verb. Auflage, 1991

Steiner, Perridon: Finanzwirtschaft der Unternehmung, Verlag Franz Vahlen München, 14. Überarbeitete und erweiterte Aufl., 2007

Theuvsen, Ludwig: Kooperationen in der Landwirtschaft, Institut für Agrarökonomie der Universität Göttingen, 2003

Werner, Thomas: Ökologische Investments: Chancen und Risiken grüner Geldanlage,
Gabler Verlag, Wiesbaden 2009

Wöhe, Günter: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftlehre,
Verlag Franz Vahlen München, 21. Auflage



**AKADEMIE
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN**



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences
Department Maschinenbau und Produktion

Erklärung

Hiermit versichere ich,

Jens Schetelich

dass ich die vorliegende Masterthesis – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema

**EEG 2012:
Markt- und Netzintegration der Stromerzeugung aus Biogasanlagen**

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der Masterthesis ist erfolgt durch

Ort

Datum

Unterschrift im Original