

Ecobiogaz

Sonderbetrachtungen Saarland

Teilbericht II

Modellierung verschiedener Leistungsklassen im Saarland

Laufzeit des Projektes: 2012 – 2015

Berichtszeitraum 2014

Gefördert von



Ministerium für
Umwelt und
Verbraucherschutz
SAARLAND



Auftragnehmer:

IZES gGmbH Institut für
ZukunftsEnergieSysteme

Prof. Dipl.-Ing. Frank Baur

Altenkesseler Str. 17

66115 Saarbrücken

Tel.: +49-(0)681-9762-840

baur@izes.de

Autoren

Katharina Laub

Claudia Ziegler

Saarbrücken, den 10.09.2014

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Rechtliche Rahmenbedingungen Deutschlands	5
2.1	Rechtliche Anforderungen nach dem EEG 2009	5
2.2	Rechtliche Anforderungen nach dem EEG 2012	7
2.3	Ausblick EEG 2014	8
3.	Allgemeine Annahmen zu den einzelnen Kostenpositionen	10
3.1	Kapitalkosten	10
3.2	Instandhaltungskosten	12
3.3	Substratkosten	12
3.4	Personalkosten	16
3.5	Betriebskosten	16
4.	Angenommene Erlössituation	18
5.	Modellierung 250 kW _{el} Anlagen	19
5.1	Beschreibung der Anlage	19
5.2	Wirtschaftlichkeit	19
6.	Modellierung 500 kW _{el} Anlagen	22
6.1	Anlagenbeschreibung	22
6.2	Wirtschaftlichkeit	22
7.	Modellierung 750 kW _{el} Anlage	25
7.1	Anlagenbeschreibung	25
7.2	Wirtschaftlichkeit	25
8.	Modellierung 1 MW Anlage mit Gaseinspeisung	28
8.1	Anlagenbeschreibung	28
8.1	Vermarktungsoptionen für Biomethan	28
8.2	Wirtschaftlichkeit	29
9.	Fazit	31
	Anhang	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methanertrag und Preis der Inputsubstrate.....	13
Abbildung 2 Inputszenarien 250 kW _{el} BGA.....	14
Abbildung 3 Inputszenarien 500 kW _{el} BGA.....	14
Abbildung 4 Inputszenarien 750 kW _{el} BGA.....	15
Abbildung 5 Inputszenario 1 MW _{el} BGA	15
Abbildung 6 Kostenvergleich zwischen den Szenarien bei 250 kW _{el}	19
Abbildung 7 Kosten-Leistungen 250 kW _{el} Anlage	20
Abbildung 8 Kostenvergleich zwischen den Szenarien bei 500 kW	22
Abbildung 9 Kosten-Leistungen 500 kW _{el} Anlage.....	23
Abbildung 10 Kostenvergleich der Szenarien bei 750 kW	25
Abbildung 11 Kosten-Leistungen 750 kW _{el} Anlage.....	26
Abbildung 12 Kostenverteilung Bioenergieproduktion 1 MW Anlage.....	29
Abbildung 13 Wirtschaftlichkeit Biomethanherzeugung (inkl. Verstromung) 1 MW	30
Abbildung 14 Entwicklung Substratpreise 2012 -2014 in €/ t FM frei Silo.....	31
Abbildung 15 Wirtschaftlichkeit 250 kW _{el} Anlage.....	35
Abbildung 16 Wirtschaftlichkeit 500 kW _{el} Anlage.....	36
Abbildung 17 Wirtschaftlichkeit 750 kW _{el} Anlage.....	37
Abbildung 18 Wirtschaftlichkeit 1 MW Anlage Biomethanherzeugung	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergütung nach EEG 2009	5
Tabelle 2: Vergütung nach EEG 2012	8
Tabelle 3 Übersicht der Investitionskosten der einzelnen Anlagentypen.....	11

1. Einleitung

Das Interreg- Projekt Ecobiogaz, in der Nachfolge des Projektes Optibiogaz, befasst sich mit dem Ziel, die Rahmenbedingungen für Projektumsetzungen zu erfassen und Vorschläge für deren Optimierung zu erarbeiten. Hierfür werden die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen und deren Wechselwirkungen analysiert. In diesem Zusammenhang werden die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Leistungsklassen untersucht und die verschiedenen beeinflussenden Faktoren ermittelt.

Gegenstand dieser Modellierung sind vier Biogasanlagen unterschiedlicher Leistungsklassen 250 kW, 500 kW, 750 kW mit dezentraler Biogasnutzung im BHKW sowie eine Anlage mit Gasaufbereitung und –einspeisung entsprechend einem MW elektrisch. In der nachfolgenden wirtschaftlichen Betrachtung werden die Anlagen auf Basis aktueller rechtlicher Rahmenbedingungen, Literaturdaten und Herstellerangaben genauer analysiert. Änderungen an den getroffenen Annahmen haben immer auch einen Einfluss auf die Ökonomie der Anlage. Daher dient die folgende Betrachtung als eine Richtschnur die im konkreten Fall an den Anlagenstandort mit den vorhandenen Gegebenheiten, das gewählte Betreibermodell und die realisierbare Wärmenutzung angepasst werden muss.

Im Weiteren, werden die getroffenen Annahmen zu den jeweiligen Kostenpunkten wie Investitionskosten, Betriebskosten (Substratkosten, Personalkosten, Instandhaltung,...) Zinssätzen und Annuitäten, die dieser Berechnung zu Grunde liegen erläutert.

2. Rechtliche Rahmenbedingungen Deutschlands

Mit der Verabschiedung des EEG 2012 sind im Hinblick auf das vorherige EEG 2009 erhebliche Unterschiede entstanden. Die wesentlichsten sind der Wegfall der jeweiligen Boni, NaWaRo- Bonus, Gülle- Bonus und Wärmebonus. Während der ehemalige Wärmebonus durch zusätzliche Auflagen zum Erhalt der Grundvergütung ersetzt wurde, sind die anderen beiden Boni in den neu geschaffenen Einsatzstoffvergütungsklassen integriert worden. Zudem wurden die Auflagen für den Erhalt einer EEG- Vergütung verschärft. Besonders im Bereich der Gülle- Kleinanlagen hat es umfangreiche Änderungen gegeben. Im EEG 2009 waren diese in der kleinsten Vergütungsklasse mit bis zu einer Leistung von 150 kW enthalten, während im EEG 2012 Kleinanlagen einen gesonderten Vergütungsanspruch erhalten. Im nachfolgenden Abschnitt werden EEG 2009 und EEG 2012 kurz erläutert und ein Ausblick für das neue EEG 2014 gegeben.

2.1 Rechtliche Anforderungen nach dem EEG 2009

Die Vergütungsstruktur des EEG 2009 gliedert sich in die Grundvergütung und zahlreiche zusätzliche Boni. Die Höhe der Stromvergütung bestimmt sich anteilig nach der Anlagenleistung im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert. Die Leistungsschwelle entspricht nicht der Nennleistung einer Anlage, stattdessen ist sie als die Strommenge definiert, welche maximal mit 8.760 Stunden bzw. in einem Schaltjahr in 8784 Stunden pro Kalenderjahr erzeugt werden könnte. In Tabelle 1 sind die Vergütungen nach den verschiedenen Leistungsklassen gemäß EEG 2009 zusammengefasst. Alle hier aufgeführten Vergütungen unterliegen einer jährlichen Degression von einem Prozent.

Tabelle 1: Vergütung nach EEG 2009

Vergütungsstruktur im EEG 2009				
Anlagenleistung	≤ 150 kWel	≤ 500 kWel	≤ 5.000 kWel **	≤ 20.000 kWel
Grundvergütung	0,1167 €	0,0918 €	0,0825 €	0,0779 €
NaWaRo- Bonus	0,07 €	0,07 €	0,04 €	-
Gülle- Bonus	0,04 €	0,01 €	-	-
KWK- Bonus	0,03 €	0,03 €	0,03 €	0,03 €
Landschaftspflege- Bonus	0,02 €	0,02 €	-	-
Luftreinhaltungs- Bonus	0,01 €	0,01 €	-	-
Technologie- Bonus (innovative Anlagentechnik)	0,02 €	0,02 €	0,02 €	-
Technologie- Bonus *** (mit Gaseinspeisung)	0,01 € bzw. 0,02 €	0,01 € bzw. 0,02 €	0,01 € bzw. 0,02 €	-

1 % Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen, Vergütung 20 Jahre ohne Umsatzsteuer
*jeweils nur für 30% der anfallenden Wärmemenge
** Anteil von Gülle min 30 Masse%
*** Technologie- Bonus für Gasaufbereitung in Abhängigkeit der Kapazität der Aufbereitungsanlage

Zusätzlich zur Grundvergütung werden für Strom aus Biomasse mehrere Boni gewährt.

- **NaWaRo- Bonus:**
Der NaWaRo- Bonus von 7 ct/kWh_{el} bzw. 4 ct/kWh_{el} im Falle der Anlagen größer 500 kW_{el} wird entrichtet bei einem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle. Die Inputsubstrate müssen anhand eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachgewiesen werden. Der Anspruch besteht ausschließlich für den Anteil des Stroms der aus nachwachsenden Rohstoffen gemäß der Positivliste erzeugt wird.
- **Gülle- Bonus:**
Zusätzlich zum NaWaRo- Bonus besteht ein Anspruch auf den Gülle-Bonus in Höhe von 4 ct/kWh_{el} bzw ab 150 kW_{el} 1 ct/kWh_{el}, unter der Bedingung das ein Nachweis über den jederzeitigen Einsatz von mindestens 30 Masseprozent Gülle gegeben ist. Allerdings ist der Erhalt des Gülle- Boni eingeschränkt auf eine maximale Anlagenleistung von 500 kW_{el}. Anlagen mit einer höheren Leistung können Güllebonus entsprechend anteilig geltend machen.
- **KWK- Bonus:**
Bei einer zusätzlichen Nutzung der Abwärme neben der Fermenterheizung, gemäß der Positivliste im EEG und als Ersatz fossiler Energieträger wird bis 20 MW ein Kraft-Wärme-Kopplungs- Bonus von 3 ct/kWh_{el} gezahlt.
- **Landschaftspflege- Bonus:**
Der Landschaftspflegebonus in Höhe von 2 ct/kWh_{el} ist an die Forderung eines Einsatzes von mindestens 50 Masseprozent an Materialien, welche im Rahmen der Landschaftspflege anfallen gekoppelt und wird maximal bis zu einer Leistung von 500 kW_{el} gezahlt.
- **Technologie- Bonus:**
Der Anspruch in Höhe von 2 ct/kWh_{el} besteht für Strom, soweit er mit bestimmten Anlagen, Techniken oder Verfahren erzeugt worden ist. Hierunter fallen unter anderem die Gasaufbereitung und die Einspeisung auf Erdgasqualität. Voraussetzung hierfür ist eine Wärmenutzung und ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 %.

- Luftreinhaltungs- Bonus
Für nach BImSchG genehmigungsbedürftige Biogasanlagen mit behördlich nachgewiesener Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten gemäß dem Emissionsminimierungsgebot der TA-Luft wird zusätzlich eine Vergütung von 1 Cent pro kWh_{el} gezahlt.

Aus den aufgeführten Vergütungsleistungen -Grundvergütung und Boni- ergibt sich der letztendliche Vergütungssatz pro produzierte Kilowattstunde Strom.

2.2 Rechtliche Anforderungen nach dem EEG 2012

Mit dem in Kraft treten des aktuellen EEG zum 1. Januar 2012 wurde ein Vergütungssystem mit vier leistungsbezogenen Anlagenkategorien geschaffen. Die Vergütung wird hierbei in Grundvergütung, Vergütung für den Einsatz von Substraten gemäß Einsatzstoffklasse I und Einsatzstoffklasse II unterteilt. Die Höhe der einzelnen Vergütungssätze der Grundvergütung ist in Tabelle 2 aufgeführt, diese unterliegen einer Degression von zwei Prozent¹. Davon unberührt bleiben die Einsatzstoffvergütungsklassen I und II. In diesen Klassen wurden die ehemaligen Boni eingefasst. In Einsatzstoffvergütungsklasse I finden sich hauptsächlich Energiepflanzen, welche bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW elektrischer Leistung mit 6 ct/kWh vergütet werden. Bis 750 kW_{el} werden 5 Cent bzw. bis 5 MW_{el} 4 Cent pro erzeugte Kilowattstunde elektrischer Energie ausbezahlt. Eine Einschränkung bildet die sogenannte Maisdeckelung; die Anteile an Maissilage, Corn-Cob-Mix, Lieschkolbenschrot und Körnermais sowie Getreidekorn werden auf 60 Masseprozent beschränkt um einen Anspruch auf die EEG Vergütung zu erhalten. Der Einsatzstoffklasse II gehören neben Gülle und Festmist auch pflanzliche Stoffe an. Vor allem sollen hier bestimmte ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe mit geringen Nutzungskonkurrenzen wie z.B. Landschaftspflegematerial, Leguminosen, Stroh und Klee gras gefördert werden. Für den erzeugten Strom aus diesen Stoffen werden 8 ct/kWh_{el} gezahlt. Ab einer elektrischen Nennleistung von 500 kW bis 5 MW wird für tierische Reststoffe eine gesonderte Vergütung von 6 Cent pro erzeugte Kilowattstunde gewährleistet. Einsatzstoffe, die keiner der Einsatzstoffklassen angehören fallen in die sogenannte Orientierungsklasse EK 0. Diese Einsatzstoffe erhalten keine gesonderte Vergütung. Hierunter zählen diverse Rest und Abfallstoffe unter anderem auch aus der Lebensmittelproduktion wie z.B. Obsttrester, Getreideausputz oder Speisereste.

Eine Besonderheit ist die Koppelung der EEG- Vergütung an die Bedingung entweder 60 % des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzeugen, wobei 25 % der erzeugten Wärme für die Fermenterbeheizung angerechnet werden dürfen, oder alternativ im

¹ (Clearingstelle EEG, 2012)

Jahresdurchschnitt 60 Masseprozent Gülle einzusetzen. Dem Anlagenbetreiber steht es frei an der Direktvermarktung teilzunehmen.

Tabelle 2: Vergütung nach EEG 2012

Vergütungsstruktur im EEG 2012						
Anlagenleistung	Grundvergütung	EK 1	EK 2	Gasaufbereitung	Gülle Kleinanlage	Bioabfall- vergärung
kWel						
≤ 75 kWel					0,25 €	
≤ 150 kWel	0,143 €		0,080 €			0,160 €
≤ 500 kWel	0,123 €	0,060 €	0,08 bzw. 0,06 €	≤ 700 Nm ³ /h 3 ct ≤ 1.000 Nm ³ /h 2 ct ≤ 1.400 Nm ³ /h 1 ct		
≤ 750 kWel	0,110 €	0,050 €				
≤ 5.000 kWel	0,110 €	0,040 €				
≤ 20.000 kWel	0,060 €					0,140 €

2.3 Ausblick EEG 2014

Zum 1. August 2014 steht eine Novellierung des EEG's an. Mit dieser Novellierung liegt die Konzentration zukünftiger Ausbauinstrumente auf einer Förderung kostengünstiger Technologien. Die vorherige Grundvergütung für Biomasse wird reduziert und die Einsatzstoffklassen zur Förderung einzelner Biomasseanteile werden gänzlich aufgehoben. Bis spätestens 2017 soll die Förderhöhe durch öffentliche Ausschreibungen ermittelt werden. Für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien wird eine verbindliche Direktvermarktung eingeführt, welche sich durch eine gleitende Marktprämie und einer Ausfallvermarktung auszeichnet. Die Pflicht der Direktvermarktung wird in Stufen eingeführt, ab August 2014 gilt diese für alle Neuanlagen mit einer Leistung oberhalb 500 kW_{el}. Grundsätzlich ist der Eigenverbrauch fortan EEG umlagepflichtig.

Des Weiteren ist zukünftig eine jährliche Zubaubegrenzung von maximal 100 MW_{el} im Jahr für die Bioenergie geplant. Bei einer Überschreitung dieser Ausbaugrenze im Biogasbereich erfolgt eine stärkere Absenkung der Vergütung. Entsprechend dem hoch entwickelten Fördersystem für Biomasse ist ab dem Jahr 2015 eine stark reduzierte Vergütung mit einer durchschnittlichen Einspeisevergütung für Biomasse von 12 ct/kWh_{el} festgesetzt. Der Förderschwerpunkt liegt mit gesonderten Tarifen im Bereich der Vergärung von organischen Reststoffen und Gülle. Darüber hinaus ist im EEG 2014 keine explizite Aufführung von Landschaftspflegematerialien als Sonderfördertatbestand enthalten. Ein Bonus für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist ebenfalls nicht vorgesehen. Die jährliche Degression beträgt 2 %, welche aber in eine quartalsmäßige Erhöhung von 0,5 % aufgeteilt werden soll. Im Falle der Erweiterung einer bestehenden Anlage nach dem Jahr 2014, fällt die Anlage unter die Vergütung des EEG 2014.

Der Erhalt einer erhöhten Bioabfallvergütung ist auch weiterhin nur möglich für organische Abfälle, welche unter die Abfallschlüssel 200201, 200301 und 200302 der Bioabfallverordnung fallen. Zudem muss nachgewiesen werden, dass diese Abfälle im Jahresdurchschnitt mindestens 90 % der eingesetzten Substratmasse betragen. Zusätzlich sind eine Einrichtung zur Nachrotte fester Gärreste und eine stoffliche Nutzung dieser gesetzlich vorgeschrieben. Bei Einhalten dieser Kriterien und einer Einstufung als Abfallanlage entfällt die Wärmenutzungspflicht. Andernfalls wird die aus den einzelnen Inputsubstraten erzeugte Energie laut Grundvergütung eingestuft und die entsprechenden Vorgaben werden verpflichtend.

Auch nach der Novellierung 2014 ist eine Sonderregelung für Kleinanlagen vorgesehen. Weiterhin gilt, dass aus einer anaeroben Vergärung von Gülle und Biomasse gemäß der Biomasseverordnung für den gewonnenen Strom eine Sondervergütung von 23,73 ct/kWh_{el} bezogen werden kann. Die Kriterien hierfür sind gleichbleibend zu dem vorherigen EEG 2012; der Strom muss am Standort der BGA erzeugt werden, die installierte Leistung darf maximal 75 kW betragen und der Mindesteinsatz an Gülle bzw. Festmist muss zwingend 80 Prozent betragen. Allerdings sind hiervon auch weiterhin Geflügelmist und Geflügeltrockenkot ausgeschlossen.

3. Allgemeine Annahmen zu den einzelnen Kostenpositionen

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus den investitionsabhängigen Kosten, den betriebsmittelabhängigen Kosten, Personalkosten, sonstigen Kosten sowie den Kosten für die etwaige Produktion/ Vermarktung eines Koppelproduktes. Zu den investitionsabhängigen Kosten gehören die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen. Auch Kosten für die Instandhaltung und Wartung sowie die Versicherungskosten, können proportional zur Investitionssumme abgeleitet werden.

3.1 Kapitalkosten

Die **Investitionskosten** basieren auf Literaturangaben und stellen Durchschnittspreise in Deutschland dar. Diese umfassen alle entstehenden Kosten zur Errichtung der Anlage, von der Planung bis zur Inbetriebnahme. Die Investitionssumme setzt sich dabei aus mehreren Positionen zusammen, Hauptbestandteil bilden die baulichen und technischen Anlagenkomponenten. Die baulichen Anlagenkomponenten umfassen Fermenter, Gärrestlagerung und die Substratlagerung mit Einbringung. Die geplanten Fermentervolumen entsprechen dem notwendigen Behältervolumen bei einer Faulraumbelastung von 3 kg oTM (m³/d) bzw. ab 500 kW_{el} 2,5 kg oTM (m³/d) basierend auf KTBL –Daten¹. Ebenfalls mitberücksichtigt wurden die Kosten der Installierung einer Wärmenutzung. Die Investitionskosten (siehe Tabelle 3) sind Nettobeträge.

Die Investitionskosten werden linear über einen Zeitraum von 16 Jahren abgeschrieben. Das gebundene Kapital wird mit einem Zinssatz von 4 % betrachtet. Es erfolgt keine Unterscheidung zwischen Eigen- und Fremdkapital. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben die Flächenkosten, es wird unterstellt, dass das Grundstück in diesem Zeitraum keinen Wertverlust erfährt.

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 278)

Tabelle 3 Übersicht der Investitionskosten der einzelnen Anlagentypen

		Investitionssumme	Jährliche Kosten
250 kW Anlagen	Baulichen Anlagekomponenten	878.268 €	75.373 €
	Technische Anlagekomponenten	169.029 €	14.506 €
	BHKW	145.854 €	12.517 €
	Sonstiges	59.658 €	5.120 €
	Planung/Genehmigung	125.281 €	10.752 €
	Unvorhergesehenes	124.028 €	10.644 €
	Total	1.502.117 €	128.912 €
	pro kW inst. el. Leistung	6.008 €	1.719 €
500 kW Anlage	Baulichen Anlagekomponenten	1.303.806 €	111.893 €
	Technische Anlagekomponenten	276.711 €	23.747 €
	BHKW	238.771 €	20.491 €
	Sonstiges	90.964 €	7.807 €
	Planung/Genehmigung	191.025 €	16.394 €
	Unvorhergesehenes	189.115 €	16.230 €
	Total	2.290.393 €	196.561 €
	pro kW inst. el. Leistung	4.581 €	2.621 €
750 kW Anlagen	Baulichen Anlagekomponenten	1.725.854 €	148.113 €
	Technische Anlagekomponenten	365.015 €	31.326 €
	BHKW	314.968 €	27.031 €
	Sonstiges	120.292 €	10.323 €
	Planung/Genehmigung	252.613 €	21.679 €
	Unvorhergesehenes	250.087 €	21.462 €
	Total	3.028.828 €	259.934 €
	pro kW inst. el. Leistung	4.038 €	5.199 €
1 MW mit Gaseinspeisung	Baulichen Anlagekomponenten	2.020.057 €	173.361 €
	Technische Anlagekomponenten	1.859.337 €	159.568 €
	Sonstiges	193.970 €	16.646 €
	Planung/Genehmigung	203.668 €	17.479 €
	Unvorhergesehenes	384.933 €	33.035 €
	Total	4.661.965 €	400.090 €
	pro kW inst. el. Leistung	9.712 €	13.336 €

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

3.2 Instandhaltungskosten

Die Instandhaltungskosten werden mit Hilfe spezifischer Prozentsätze für die jeweilige Investitionssumme der Gebäude und Anlagentechnik erfasst. Hierbei werden bei den baulichen Anlagenkomponenten jeweils 1 % und bei den technischen Anlagenkomponenten 3 % der Investitionssumme angesetzt. Die anfallenden Kosten für die Wartung und Reparaturen eines BHKWs werden mit 0,0155 €/kWh_{el} berechnet. Für den Prozess Biomethanherstellung werden Instandhaltungskosten von 1,3 ct/Nm³ Rohgas angesetzt¹.

3.3 Substratkosten

Für den Preis von Gülle existieren keine offiziellen Marktnotierungen, es wird angenommen, dass ab einer gewissen Anlagengröße die benötigten Güllemengen zugekauft werden müssen. Aufgrund der Struktur der landwirtschaftlichen Betriebe im Saarland ist es nur an wenigen Standorten möglich ein Güllevolumen größer 6000 m³ in einem Einzelbetrieb aufzubringen. Umgerechnet entspricht dies einem ungefähren Tierplatzbestand für 300 Kühe oder 4000 Mastschweine². In den aufgeführten Beispielen werden die Szenarien oberhalb dieser Grenze mit einem Güllezukaufspreis von 4 €/m³ kalkuliert. Aufgrund des identischen Nährstoffgehalts von Gülleinput und Gärrestoutput werden die Ausbringkosten für die bereits vorhandene Gülle dem Verfahren der Tierhaltung zugeordnet. Die zugekauften Gülleanteile werden mit Ausbringungskosten von 2,17 €/m³ Gärrest angesetzt³.

Zusätzlich zu der Gülle bzw. Festmist fallen auch noch geringe Mengen an Futterresten im landwirtschaftlichen Betrieb an, da diese jedoch rechnerisch schwer zu erfassen sind, bleiben diese Mengen in der Berechnung unberücksichtigt. Die genauen Methanerträge⁴ der eingesetzten Substrate sind in Abbildung 1 detailliert dargestellt.

Da keine differenzierte Standortbetrachtung beabsichtigt wird, ist auch eine Preisermittlung auf Basis des Opportunitätskostenprinzips hinfällig. Die betrachteten Substratpreise basieren auf literarischen Durchschnittswerten unter Berücksichtigung der Lagerverluste der angelieferten Mengen. Die um die Lagerverluste bereinigten Rohstoffkosten belaufen sich für Maissilage mit 36 €/t FM, Grassilage mit 32 €/t FM und Getreide GPS mit 35 €/t FM⁵.

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 281)

² (Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen)

³ (Fachverband Biogas e.V., 2014)

⁴ (BiomasseV, 2012)

⁵ (Fachverband Biogas e.V., 2014)

	Methanertrag Nm³/t FM	Preis €/ t FM
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	17	0- 4
Rinderfestmist	53	0
Schweinegülle	12	0
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	106	36
GPS Getreide	103	35
Grassilage	100	32
Getreidekorn	320	141

Abbildung 1: Methanertrag und Preis der Inputsubstrate

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Innerhalb des wirtschaftlichen Vergleichs werden für die Leistungsklassen 250 - 750 kW_{el} in den vier Szenarien unterschiedliche Einsatzstoffe gegenübergestellt. Die folgenden Abbildungen zeigen die verschiedenen Inputsznarien zu den jeweiligen Leistungsklassen, basierend auf einer Berechnung von 8000 Vollaststunden im Jahr. Im ersten Szenario werden für alle drei Leistungsklassen als Inputsubstratmix Rindergülle, Festmist, Maissilage und eine Getreide- Ganzpflanzensilage betrachtet, während in Szenario zwei eine Fütterung bestehend aus Rindergülle, Maissilage und Grassilage angesetzt wird. In Szenario drei und vier wird eine Schweinegülle mit einer Rindergülle verglichen, mit einem jeweiligen gleichen Masseanteil an Maissilage. In den folgenden Abbildungen 2 - 5 sind die genauen Substratzusammensetzungen der verschiedenen Szenarien inklusive des jeweils produzierten Stromertrags, der Gärrestmenge sowie den detaillierten Substratkosten aufgeführt. Grundsätzlich wurde die Substratauswahl für die Modellanlagen so getroffen, dass die jeweilige Anlage den Ansprüchen einer landwirtschaftlichen Biogasanlage nach EEG 2012 unterliegt.

250 kW Anlage					
		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Substrate (to)	Rindergülle	5120	3025		6006
	Rinderfestmist	660			
	Schweinegülle			6371	
	Mais	2648	3400	4244	4002
	Getreide GPS	1200			
	Grassilage		1145		
Gesamtkosten		133.480 €/a	154.495 €/a	150.024 €/a	140.070 €/a
Strommenge		1.999.970 kWh/a	2.000.035 kWh/a	2.000.001 kWh/a	1.999.993 kWh/a
Gärrestmenge		8.441 m ³ /a	6.347 m ³ /a	9.437 m ³ /a	8.807 m ³ /a

Abbildung 2 Inputszenarien 250 kW_{el} BGA

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Im Leistungsbereich von 250 kW_{el} (siehe Abbildung 2) wurde in Szenario 1, 3 und 4 ein Güllemasseanteil oberhalb der 60 % angesetzt, wobei nur in Szenario 3 ein externer Güllezusatz in Höhe von 6 % mit den entsprechenden zusätzlichen Ausbringungskosten innerhalb der späteren Wirtschaftlichkeitsmodellierung berücksichtigt wird. In Szenario 2 liegt der Güllemasseanteil unterhalb der 60 %, sodass zur weiteren Vergütung nach EEG 2012 eine Mindestwärmenutzung von 60 % verpflichtend wird.

500 kW Anlage					
		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Substrate (to)	Rindergülle	10804	4879		6540
	Rinderfestmist	800			
	Schweinegülle			6766	
	Mais	5217	6010	8668	8385
	Getreide GPS	2145			
	Grassilage		2800		
Gesamtkosten		274.741 €/a	297.150 €/a	306.444 €/a	295.635 €/a
Strommenge		4.000.020 kWh/a	4.000.012 kWh/a	4.000.000 kWh/a	3.999.960 kWh/a
Gärrestmenge		16.690 m ³ /a	11.351 m ³ /a	13.185 m ³ /a	12.651 m ³ /a

Abbildung 3 Inputszenarien 500 kW_{el} BGA

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

In dem in Abbildung 3 dargestellten Substratmix einer Anlage mit 500 kW_{el} schwanken die Gülleanteile in den Szenarien 2- 4 zwischen 35- 45%. Aufgrund dessen ist in diesen Szenarien eine entsprechende Wärmenutzung verpflichtend vorzuweisen. Bis auf Szenario 2 wird in den anderen drei Szenarien ein Güllezukauf, fluktuierend zwischen 9 % in Szenario 4 und 45 % in Szenario 1, mit den entsprechenden Substratkosten sowie den später anfallenden Ausbringungskosten für den Gärrest einkalkuliert.

Grundsätzlich ist eine Steigerung des Maisanteils in den Szenarien 3 und 4 aufgrund der Maisdeckelung nach EEG 2012 nur noch geringfügig möglich.

750 kW Anlage					
		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Substrate (to)	Rindergülle	10976	7172	3000	8953
	Rinderfestmist	900			
	Schweinegülle			6313	
	Mais	7080	8300	12610	12370
	Getreide GPS	4647			
	Grassilage		4617		
Gesamtkosten		425.702 €/a	452.166 €/a	454.602 €/a	444.762 €/a
Strommenge		5.999.993 kWh/a	6.000.038 kWh/a	6.000.006 kWh/a	6.000.026 kWh/a
Gärrestmenge		20.240 m ³ /a	13.193 m ³ /a	18.619 m ³ /a	17.996 m ³ /a

Abbildung 4 Inputszenarien 750 kW_{el} BGA

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

In Abbildung 4 sind die betrachteten Inputszenarien einer 750 kW_{el} Anlage beschrieben. Ein 60 prozentiger Gülleanteil ist in keinem dieser Szenarien gegeben, sodass eine Wärmenutzung in allen Fällen verpflichtend ist. Der zusätzliche Gülleimport bewegt sich innerhalb der Szenarien zwischen 16 % in Szenario 3 bis zu fast 50 % in Szenario 1. Ein Sonderfall stellt Szenario 3 mit der Kombination einer Schweine und Rindergülle da. Dies ist in den landwirtschaftlichen Strukturen im Saarland begründet, unter welchen es nicht möglich ist eine 750 kW Anlage mit einem 40 prozentigen Masseanteil Schweinegülle an einem Standort zu betreiben, ohne hierfür längere Transportwege in Kauf zu nehmen.

1 MW Anlage		
	Substrate (to)	Masseanteil %
Rindergülle	0	0%
Schweinegülle	0	0%
Rinderfestmist	3000	13%
Mais	8000	36%
Getreide GPS	7000	31%
Grassilage	4000	18%
Getreidekorn	240	1%
Gesamtkosten	643.840,00 €	
Erzeugte Gasmenge	3.999.896 Nm ³ /a	
Erzeugte Strommenge	7.992.913 kWh/a	
Gärrestmenge	17.660 m ³ /a	

Abbildung 5 Inputszenario 1 MW_{el} BGA

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Für die 1 MW Anlage ist nur ein Inputscenario abgebildet. Als Besonderheit wird hier eine Biomethaneinspeisung betrachtet. Zudem ist dies die einzige Modellanlage, welche hauptsächlich auf einer Basis von nachwachsenden Rohstoffen und mit nur einem geringen Anteil an Wirtschaftsdüngern (Rinderfestmist) betrieben wird.

3.4 Personalkosten

Der benötigte Arbeitsaufwand basiert auf Durchschnittswerten für bestehende Biogasanlagen und beläuft sich auf knapp 2,6 Stunden Arbeitsaufwand pro Tag für die 250 kW_{el} Anlage und bis zu 4,7 Stunden für die 1 Megawatt Anlage mit Gaseinspeisung. Die Personalkosten werden mit 15 € pro Arbeitsstunde angesetzt.¹

3.5 Betriebskosten

Die angenommene **Versicherungssumme** wird relativ zur Investitionssumme ermittelt und beträgt 0,5 % der Gesamtinvestitionssumme².

Der **Prozessstrombedarf** der Anlage beträgt 8 % von den gesamtproduzierten Kilowattstunden elektrisch und wird mit einem Preis von 0,19 €/kWh_{el} angesetzt. Ausnahme bildet die Anlage mit Gaseinspeisung, hier werden für den Strombedarf der Rohgaserzeugung 0,1 kWh/Nm³ und für die Rohgasaufbereitung zu Biomethan 0,08 kWh/Nm³ benötigt.³

Bei den eingesetzten Gas-Otto BHKW's entsteht ein **Schmierölverbrauch** in Höhe von 0,3 g pro erzeugte Kilowattstunde Strom⁴, welche mit 2,08 €/l abgerechnet werden⁵.

Zur Ermittlung des **Dieselbedarfs** der BGA kann angenommen werden, dass 31 % der Arbeitszeit⁶ für die Beschickung der Anlage benötigt werden. Angesetzt wird hierbei ein Teleskopladers⁷ mit 80 kW Motornennleistung und 40 % Motorauslastung mit einem durchschnittlichen Dieserverbrauch von 9,3 l/h und einem Dieselpreis von 0,9 €/l⁸.

Die **Ausbringungskosten** für den Gärrest werden in dieser Modellierung nur für den Teil der extern eingesetzten Gülle mit 2,17 €/m³ berücksichtigt, da die Anlage dezentral in einen landwirtschaftlichen Betrieb eingegliedert ist und diese Kosten für die interne verwendete Gülle in einer ökonomischen Betrachtung bereits dem Verfahren der

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 S. 282)

² (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 282)

³ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 pp. 279-281)

⁴ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009 p. 1016)

⁵ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 281)

⁶ (Arbeitszeitbedarf auf Biogasanlagen im internationalen Vergleich, 2012 S. 12)

⁷ (KTBL-Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2008 S. 48)

⁸ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 281)

Tierhaltung zugeteilt werden. Die verbleibenden Kosten für die Ausbringung des Gärrestanteils bestehend aus den NaWaRo- Substraten werden mit dem Düngewert ausgeglichen. Ausnahme bildet die 1 MW Anlage hier werden für den gesamten Gärrest Ausbringungskosten einberechnet.

Hinzu kommen die zwei **Laboranalysen** pro Jahr mit jeweils 150 Euro pro Analyse¹.

Unter dem Punkt **Sonstiges** werden alle anderen Kostenpunkte die im laufenden Betrieb entstehen wie zum Beispiel Beratung oder die Inanspruchnahme eines Buchführungsdienstes aufgefangen, hierfür werden 2000 €/a angenommen.

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 281)

4. Angenommene Erlössituation

Im wirtschaftlichen Vergleich werden Anlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2012 (EEG 2012) betrachtet. Auf der Erlösseite werden die erzielenden Einnahmen aus dem Stromverkauf auf Grundlage der EEG-Vergütung wie auch die Einnahmen aus der Wärmenutzung mit einbezogen.

Strom

Die jährliche Stromvergütung ist abhängig von der jeweiligen Leistungsklasse und setzt sich zusammen aus der Grundvergütung und den beiden Einsatzstoffvergütungsklassen. Diese beiden Boni errechnen sich in Abhängigkeit der Leistungsklassen und den erzeugten Strommengen aus den jeweilig eingesetzten Substraten. Die Höhe der Stromvergütung in den unterschiedlichen Leistungsklassen ist in den folgenden Kapiteln detaillierter erläutert.

Wärme

Das Einkommen für die genutzte Wärme ergibt sich aus der eigengenutzten Wärme, nach Abzug der für die Fermenterbeheizung anfallenden Wärme, welche bei Anlagen größer 75 kW mit 25 % der gesamt erzeugten Wärme angegeben wird¹. Hier wird die eingesetzte Wärmemenge als Substitut von Heizöl (Brennwert von 10 kWh/l) betrachtet. Diese Substitution wird mit dem Jahresdurchschnittswert des Heizölpreises 2012/2013 von 0,855 Euro pro Liter Heizöl² verrechnet. Bei der Ermittlung des Eigenwärmebedarfs wird die Beheizung zweier Wohnhäuser mit einer Substitution von 5750 l Heizöl angesetzt.

Laut EEG 2012 ist ab einer Größenordnung von >75kW eine 60 % Wärmenutzung vorgeschrieben, sofern kein 60 % Gülle- Masseanteil im Jahr garantiert ist. Diese gesetzliche Anforderung ist in die Auswahl der Szenarien miteingeflossen und wird gelöst in dem die überschüssige Wärme extern mit angesetzten 3 ct/kWh_{th} verkauft wird.

Im Sonderfall der ein Megawatt- Anlage mit Biomethanverstromung, welche ebenfalls eine 100 % Wärmenutzung unabhängig von dem Gülleanteil voraussetzt, besteht die Möglichkeit dies mit Hilfe eines BHKWs an einem anderen Ort mit einem höheren Wärmebedarf umzusetzen. Hierdurch ergibt sich die Möglichkeit die Wärme zu einem höheren Preis zu vermarkten.

¹ Herstellerangaben 2013

² (Statista GmbH, 2013 S. Heizöl Durchschnittswert August 2012 -August 2013)

5. Modellierung 250 kW_{el} Anlagen

5.1 Beschreibung der Anlage

Die Modellierung der 250 kW_{el} Anlage basiert auf der Annahme der Nutzung eines Gas-Otto-Motors mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 % sowie einem thermischen Wirkungsgrad von 47 %. Es wird von einer Auslastung von 8000 Volllaststunden im Jahr ausgegangen. Innerhalb der Anlagenkosten ist ein Bruttofermentervolumen von 1.800 m³ bei einer Faulraumbelastung von 2,5 kg oTM/(m³ d) und ein Gärrestendlager mit einem Volumen von 4.600 m³ angesetzt. Das Gärrestlager ist ausgelegt auf eine Lagerdauer von 6 Monaten. Die Kosten der zusätzlichen Substratlagerung sind ebenfalls mit berücksichtigt. Es werden vier Szenarien verglichen wobei in den Szenario 1, 3 und 4 jeweils ein Gülleanteil von > 60 % angesetzt wurde. In Szenario 2 wurde mit einen Gülleanteil von nur 40 % gerechnet, sodass hier für eine Vergütung nach EEG 2012 die geforderte externe Wärmenutzung benötigt wird.

5.2 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen des wirtschaftlichen Vergleichs der vier Szenarien werden die Kosten der Stromerzeugung den entsprechenden Erlösen gegenübergestellt und die relevanten Einflussparameter bestimmt. Abbildung 6 vergleicht die Szenarien spezifischen jährlichen Kosten miteinander.

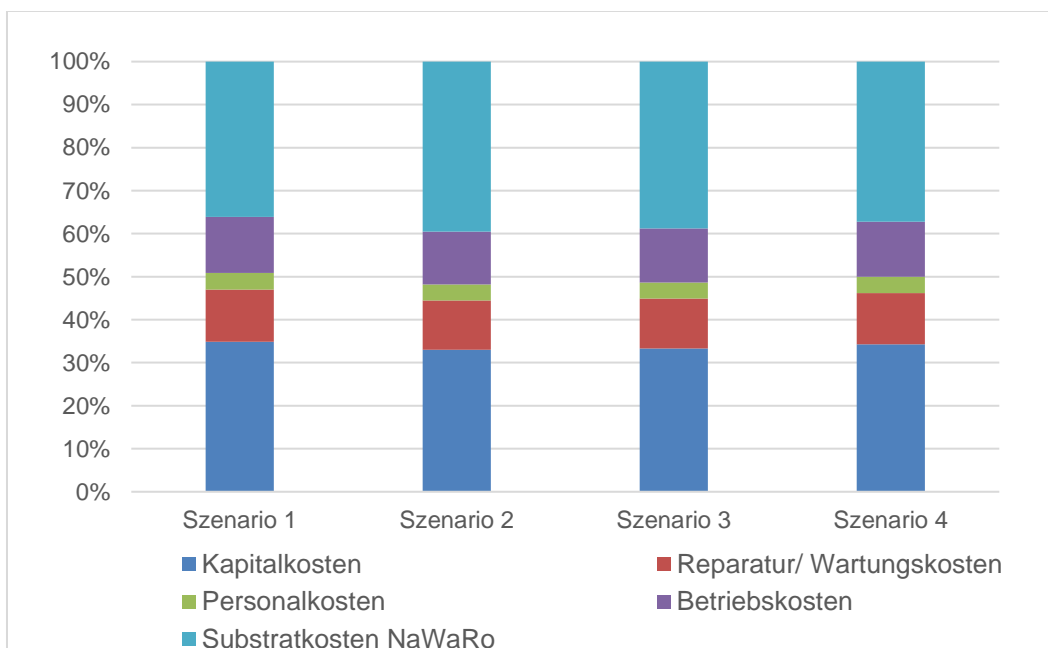


Abbildung 6 Kostenvergleich zwischen den Szenarien bei 250 kW_{el}

Große Unterschiede bestehen nur in Bezug auf die Substratkosten. Dies ist auf die unterschiedlichen Gülleanteile im Inputmix zurückzuführen. Anteilig an den jährlichen Gesamtkosten schwanken die Substratkosten zwischen 36- 40 %.

Die folgende Grafik zeigt die Strom und Wärmeerlöse im direkten Vergleich zu den Kosten der vier Inputskenarios. Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung war eine Inbetriebnahme im Jahr 2012.

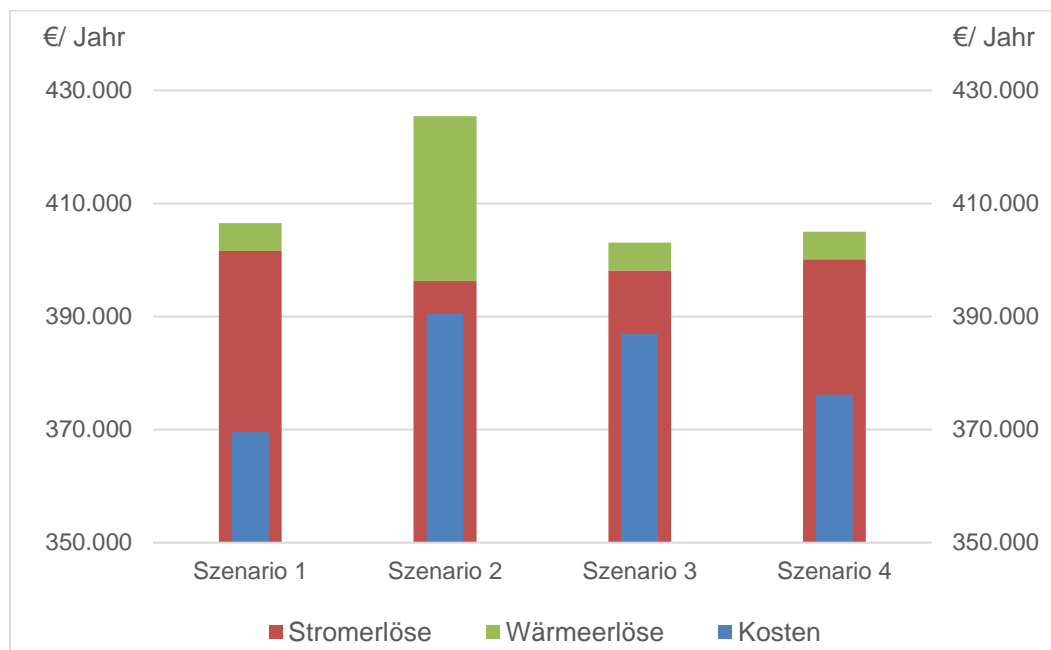


Abbildung 7 Kosten-Leistungen 250 kW_{el} Anlage¹

Je nach Zusammenstellung der Substrate schwanken die Stromerzeugungserlöse geringfügig zwischen 19,8 ct/kWh_{el} und maximal 20 ct/kWh_{el}. Die geringsten Erlöse entstehen in Szenario 2, was auf den höheren Einsatz an geringer vergüteten Substraten aus der Einsatzstoffklasse I zurück zu führen ist. Zur Einhaltung der Pflichtwärmenutzung von 60 %; wobei der Fermenter bereits anteilig mit 25 % und die Beheizung zweier Wohnhäuser miteinbezogen ist; wird für die zusätzliche Wärme ein Verkaufspreis von 3 ct/kWh_{th} angenommen. Hierdurch ergeben sich für in Szenario 2 die höchsten Erlöse innerhalb der Betrachtung.

In der Gegenüberstellung der Kosten und Einnahmen innerhalb der einzelnen Szenarien spiegelt sich der geringere Gülle bzw. Festmistanteil in den Substratkosten wieder, sodass im Durchschnitt der Szenarien mit mindesten 60 % Gülleanteil, Stromerzeugungskosten von 19 Cent entstehen. In Szenario 2 liegen diese bei 19,5 ct/kWh_{el}. Die Spannweite des Gewinns schwankt zwischen 0,8 ct/kWh_{el} in Szenario 3 bis hin zu ca. 2 ct/kWh_{el} in Szenario 1.

In der Gesamtbetrachtung spielt die Substratzusammensetzung bei den 250 kW_{el} Anlagen eine wesentliche Rolle für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage. In allen vier

¹ Abbildung 15 Wirtschaftlichkeit 250 kW_{el} Anlage

Szenarien ist die Wirtschaftlichkeit innerhalb der reinen Stromvergütung gegeben. Festzuhalten gilt, dass mit einer Erhöhung der Anteile höher vergütete Substrate aus Einsatzstoffklasse II sowie ein externer Wärmeverkauf, die Rentabilität entscheidend verändert werden kann, diese Faktoren aber nicht zwingend notwendig sind für eine Kostendeckung im laufenden Betrieb.

6. Modellierung 500 kW_{el} Anlagen

6.1 Anlagenbeschreibung

Die Investitionskosten der 500 kW_{el} Anlage umfassen Baukosten für einen Fermenter auf einer Basis von 3,0 kg oTM/ (m³ d) mit einem Bruttofermentervolumen von 3.800 m³. Um die vorgeschriebene Lagerdauer von 6 Monaten gewährleisten zu können wird ein abgedecktes Gärrestendlager mit einem Volumen von 5200 m³ benötigt. Zum Einsatz kommt ein Gas-Otto-Motor mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 43 %¹. Es wird mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr kalkuliert. Von den vier gegenübergestellten Input Szenarien wird nur in Szenario 1 mit dem zusätzlichen Input von Rindermist ein Gülleanteil oberhalb 60 % angenommen. In den Szenarien 1, 3 und 4 bewegen sich die Gülleanteile zwischen 35 % und 45 %, sodass die nach EEG 2012 geforderte Wärmenutzungspflicht greift.

6.2 Wirtschaftlichkeit

Innerhalb der wirtschaftlichen Betrachtung werden die Kosten und Erlöse der Biogasproduktion aus den einzelnen Szenarien gegenübergestellt. In Abbildung 8 werden die einzelnen Kostenpositionen prozentual zu den Gesamtkosten dargestellt.

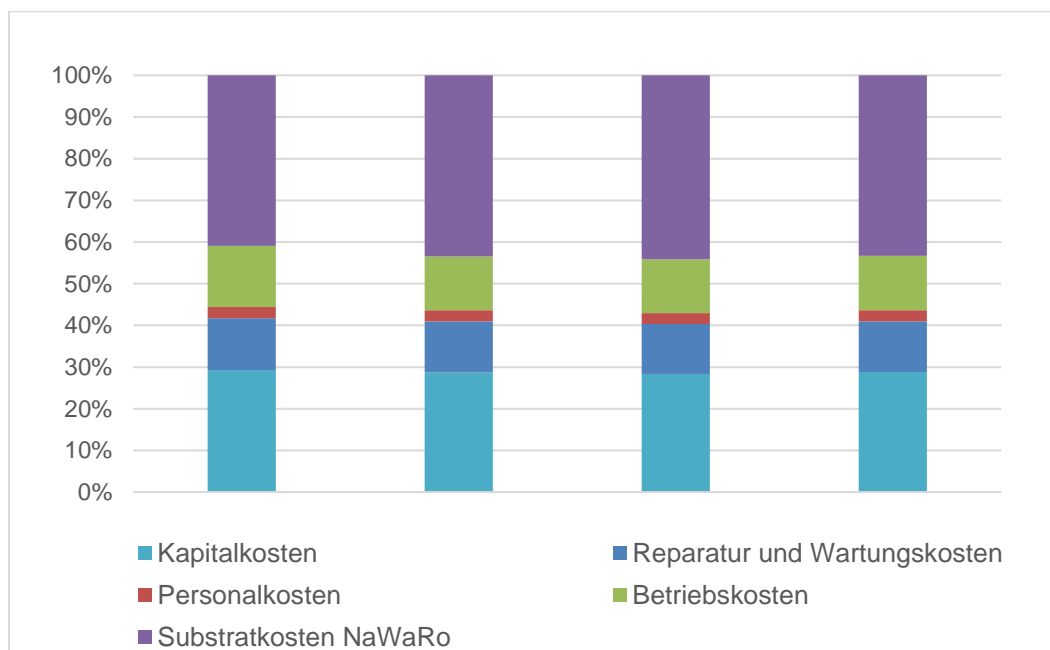


Abbildung 8 Kostenvergleich zwischen den Szenarien bei 500 kW

¹ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 287)

In der Gegenüberstellung der Kosten und Leistungen (vgl. Abbildung 9) innerhalb der einzelnen Szenarien spiegelt sich der geringere Gülle bzw. Festmistanteil in den Substratkosten wieder. Hier liegen die Stromerzeugungskosten im Durchschnitt der Szenarien bei 17 Cent pro Kilowattstunde. Die Substratkosten haben einen Anteil von ca. 40 % an den Gesamtkosten (vgl. Abbildung 16) bzw. ca. 7 Cent pro erzeugte Kilowattstunden Strom.



Abbildung 9 Kosten-Leistungen 500 kW_{el} Anlage¹

Im Gegensatz zur 250 kW Anlage ist Szenario 3 bei den 500 kW Anlagen die kostenintensivste Variante, hervorgerufen durch die deutlich höheren Substratkosten. Allerdings erreichen gleichzeitig die erzielbaren Stromerlöse mit 19,4 Cent pro erzeugte Kilowattstunde die Spitzenposition innerhalb der Modellierung in dieser Leistungsklasse.

Als das wirtschaftlich ungünstigste Szenario (siehe Abbildung 9) stellt sich Szenario 1 mit einem 60 prozentigen Gülleanteil und einem Gesamtsubstrateinsatz bestehend aus Rindergülle, Rindermist, Getreide GPS und Mais und ohne einer zusätzlichen externen Wärmesenke dar.

Je nach Zusammenstellung der Substrate schwanken die Stromerlöse zwischen 19,1 ct/kWh_{el} und 19,4 ct/kWh_{el}. Die geringsten Stromerlöse können in Szenario 2 generiert werden. Dies ist auf den höheren Einsatz an geringer vergüteten Substraten aus der Einsatzstoffklasse I zurück zu führen. In den Szenarien mit Pflicht- Wärmenutzung von 60 %² wird die extern verkaufte Wärme mit 3 ct/kWh_{th} vergütet. Aufsummiert ergeben sich in Szenario 2 die höchsten Erlöse innerhalb der Betrachtung. Der Gewinn pro

¹ Abbildung 16 Wirtschaftlichkeit 500 kW_{el} Anlage

² wobei der Fermenter bereits anteilig mit 25 % und die Beheizung zweier Wohnhäuser miteinbezogen sind

produzierte Kilowattstunde Strom schwankt zwischen 2,7 Cent in Szenario 1 bis 3,3 Cent in Szenario 4 inklusive der Wärmeerlöse.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Unterschiede in den Szenarien zwischen den reinen Stromerlösen in der Leistungsklasse 500 kW relativ gering sind. Ausschlaggebend für die Unterschiede in der Gewinnbetrachtung sind die Kostenschwankungen im Bereich der verwendeten Inputsubstrate. Trotz eines hohen Gülleanteils mit verbesserten Vergütungskonditionen, stellt Mais in diesen Berechnungen die zu bevorzugende Variante dar. Voraussetzung ist eine sinnvolle Wärmenutzung. Bei einer geringeren Wärmenutzung in den Szenarien 2 - 4 revidiert sich diese Aussage. Auch der Anteil der Kapitalkosten innerhalb der Kostenaufstellung ist durch die Verdoppelung der Leistung im Vergleich zur 250 kW Anlage um 5 % gesunken und beträgt durchschnittlich nur noch einen Anteil von ca. 29 % an den Gesamtkosten (vgl. Abbildung 16).

7. Modellierung 750 kW_{el} Anlage

7.1 Anlagenbeschreibung

Die Investitionskosten der 750 kW_{el} Anlage umfassen Baukosten für einen Fermenter auf einer Basis von 3,0 kg oTM/ (m³ d) mit einem Bruttofermentervolumen von 5.400 m³. Um die derzeit vorgeschriebene Lagerdauer von 6 Monaten gewährleisten zu können wird ein abgedecktes Gärrestendlager mit einem Volumen von 6600 m³ benötigt. Als BHKW wird ein Gas-Otto-Motor mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 41 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 43 % eingesetzt. Es wird mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr kalkuliert. Betrachtet wurden vier Szenarien, die Gülleanteile schwanken in den Szenarien 2 bis 4 von 35 % bis 42 %. In Szenario 1 liegt der Gülle/ Festmistanteil bei 50 %.

Innerhalb der im Bericht betrachteten Leistungsklassen wurde aufgrund regionaler Standortbedingungen und der damit verbundenen begrenzten Gülleverfügbarkeit, ein abnehmender Gülleanteil bei einer ansteigenden Anlagenleistung angenommen. In Szenario 3 wird von einer Kombination aus Rindergülle und Schweinegülle ausgegangen, da die benötigte Schweinegüllemenge standortbezogen im Saarland nicht ohne größere Transportwege vorhanden ist.

7.2 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der ökonomischen Analyse werden die Kosten und Erlöse der 750kW Anlage für die einzelnen Szenarien gegenüber gestellt.

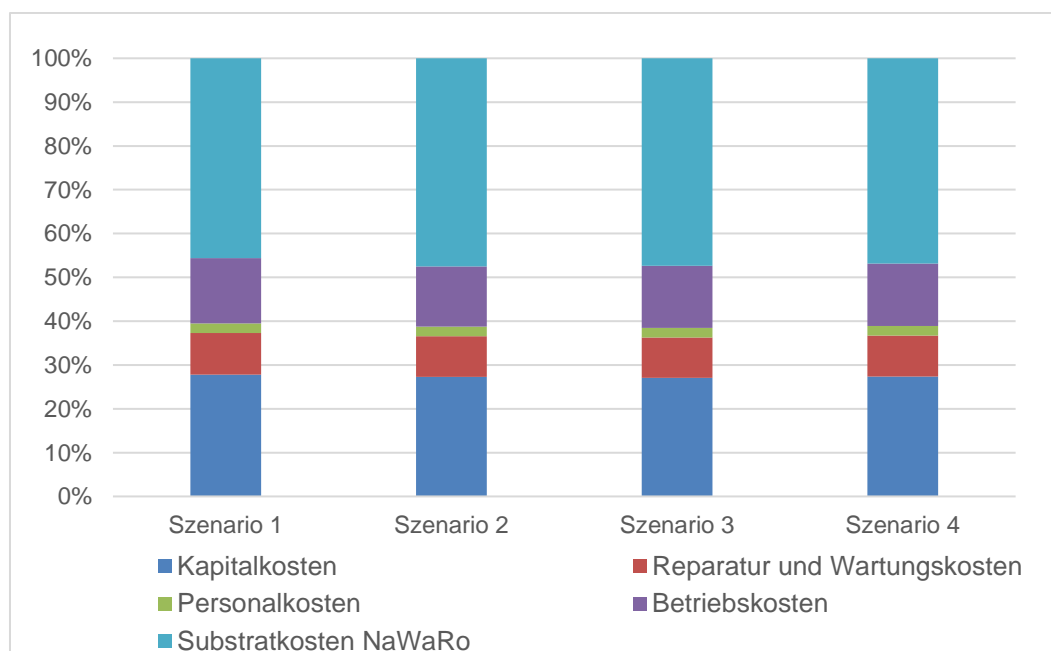


Abbildung 10 Kostenvergleich der Szenarien bei 750 kW

Im Falle der 750 kW_{el} Anlage betragen die Kapitalkosten noch knapp 30 % der Gesamtkosten, was nur eine geringfügige Änderung im Vergleich zur 500 kW_{el} Anlage bedeutet.

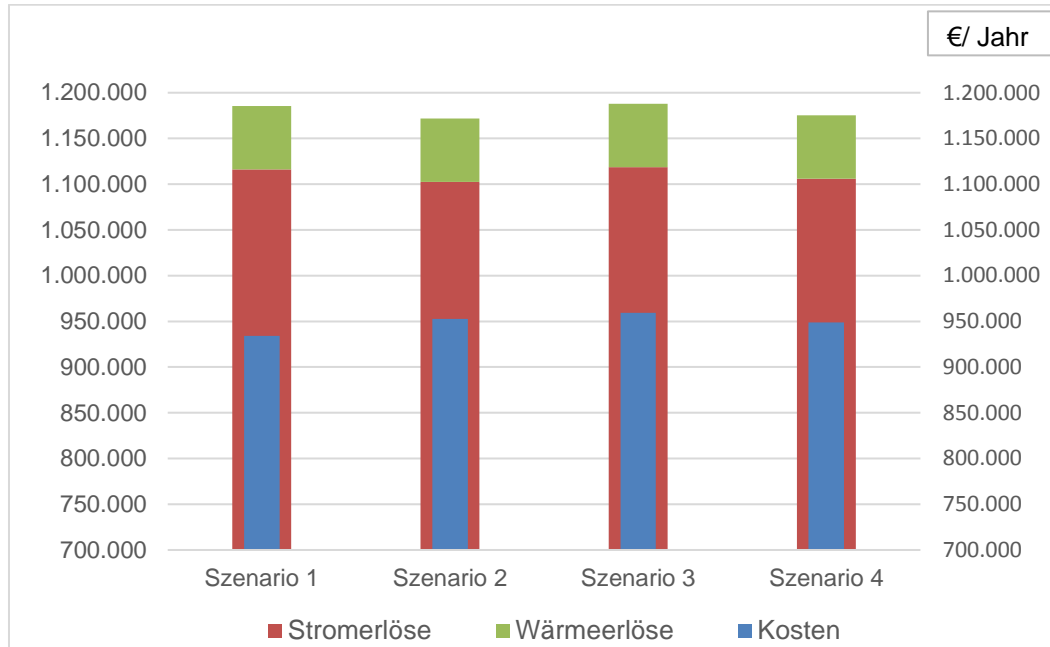


Abbildung 11 Kosten-Leistungen 750 kW_{el} Anlage¹

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse der detaillierten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Annahme einer Inbetriebnahme im Jahr 2012 dargestellt.

Aufgrund der Zusammenstellung der Substrate sind keine erheblichen Schwankungen der Gesamtkosten zwischen den Szenarien feststellbar. Ein ähnliches Bild zeigt sich auf der Erlösseite. Die geringen Unterschiede sind auf den unterschiedlichen Einsatz an höher vergüteten Substraten aus der Einsatzstoffklasse II zurück zu führen. Auch hier ist die Einhaltung der Pflicht- Wärmenutzung von 60 %² mit einem Wärmeverkaufspreis von 3 ct/kWh_{th} einkalkuliert. Aufsummiert ergeben sich in Szenario 1 und 3 die höchsten Erlöse innerhalb der Betrachtung.

In der Gegenüberstellung der Kosten und Leistungen innerhalb der einzelnen Szenarien spiegelt sich der geringere Gülle bzw. Festmistanteil in den Substratkosten wieder sodass im Durchschnitt der Szenarien die Stromerzeugungskosten bei insgesamt knapp 16 Cent pro Kilowattstunde liegen, wobei die Substratkosten anteilig mit fast 50 % einfließen.

Mit zunehmender Anlagenleistung werden die Schwankungen der reinen Stromerlöse zwischen den einzelnen Szenarien geringer und die zusätzliche Wärmevergütung gewinnt an Bedeutung, was am Ende in der Erlösbetrachtung zu einer größeren

¹ Abbildung 4 Inputszenarien 750 kW_{el} BGA

² wobei der Fermenter bereits anteilig mit 25 % und die Beheizung zweier Wohnhäuser miteinbezogen sind

Spanne für die Vergütung pro Kilowattstunde führt. Des Weiteren gilt die Wärmenutzungspflicht hier Szenarien übergreifend, hierauf basierend präsentiert sich die Kombination aus einem Einsatz von Festmist, Gülle und NaWaRo als die wirtschaftlichste Option.

8. Modellierung 1 MW Anlage mit Gaseinspeisung

8.1 Anlagenbeschreibung

Zum Abschluss wird eine 1 Megawattanlage mit Biomethaneinspeisung auf der Basis von Inputstoffen landwirtschaftlicher Herkunft modelliert. In dieser Variante besteht die Substratzusammensetzung aus Silomais, Getreide (GPS), Grassilage und Getreidekorn (siehe Abbildung 5).

Die Investitionskosten der Anlage umfassen die Baukosten für einen Fermenter auf einer Basis von 3,0 kg oTM/ (m³ d) mit einem Bruttofermentervolumen von 7200 m³. Um die vorgeschriebene Lagerdauer von 6 Monaten gewährleisten zu können wird ein abgedecktes Gärrestendlager mit einem Volumen von 7000 m³ benötigt. Als Verfahren zur Rohgasaufbereitung und CO₂- Abtrennung ist die Aminwäsche mit einer Leistung von 400 mN³/h Rohgas betrachtet. Die Besonderheiten dieses Verfahrens bestehen in hohen Produktgasreinheiten und geringen Methanverlusten¹. Die jährliche Auslastung der Anlage beträgt 8000 Volllaststunden.

Zur Wärmebereitstellung für die Biogasanlage und die Aufbereitungsanlage wurde ein mit Biogas betriebener Thermalheizölkessel mit 400 kW_{th} berücksichtigt. Zusätzliche Kosten fallen zudem für die Fällungsmittel an, welche der Grobentschwefelung dienen. Während der Rohgasaufbereitung wird der Methangehalt von 65 % auf 98 % erhöht.

8.1 Vermarktungsoptionen für Biomethan

Für die Vermarktung von Biomethan gibt es unterschiedliche Anwendungspfade. Biomethan kann in KWK- Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt werden, wobei hier wiederum unterschiedliche Möglichkeiten bestehen. Es gilt zu unterscheiden zwischen einer Verwertung im Erdgas- BHKW oder in einem Biomethan- BHKW. Für die Verwertung im BHKW erhält der Betreiber die EEG-Vergütung (EEG 2012) inklusive Gaseinspeisebonus. Der Vergütungsanspruch ist unabhängig davon ob das BHKW von dem Biogasanlagenbetreiber direkt betrieben wird oder die Verstromung durch einen Drittanbieter durchgeführt wird.

Weitere Anwendungspfade von Biomethan bestehen im Bereich des Kraftstoffsektors oder als Beimischprodukt im Wärmemarkt². Nachfolgend wird eine Erlössituation unter Annahme des Einsatzes eines Biomethan- BHKWs dargestellt. Weitere Informationen zu den unterschiedlichen Anwendungspfaden finden Sie auch im Projektbericht „Alternative Biogasverwertungswege“³.

¹ (DWA - Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, 2011)

² (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014)

³ (Projekt Ecobiogaz, 2015)

8.2 Wirtschaftlichkeit

Die im Folgenden modellierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basiert auf einer Inbetriebnahme im Jahr 2012. Die spezifischen Stromerzeugungskosten sind nach den verschiedenen Prozessstufen Rohgaserzeugung, Rohgasaufbereitung und Biomethanverstromung aufgesplittet. Für die Einspeisung von Biomethan frei Erdgasnetz betragen die spezifischen Kosten inklusive der Rohgaserzeugung 8,8 ct/kWh_{el} (H_{s,n})¹.

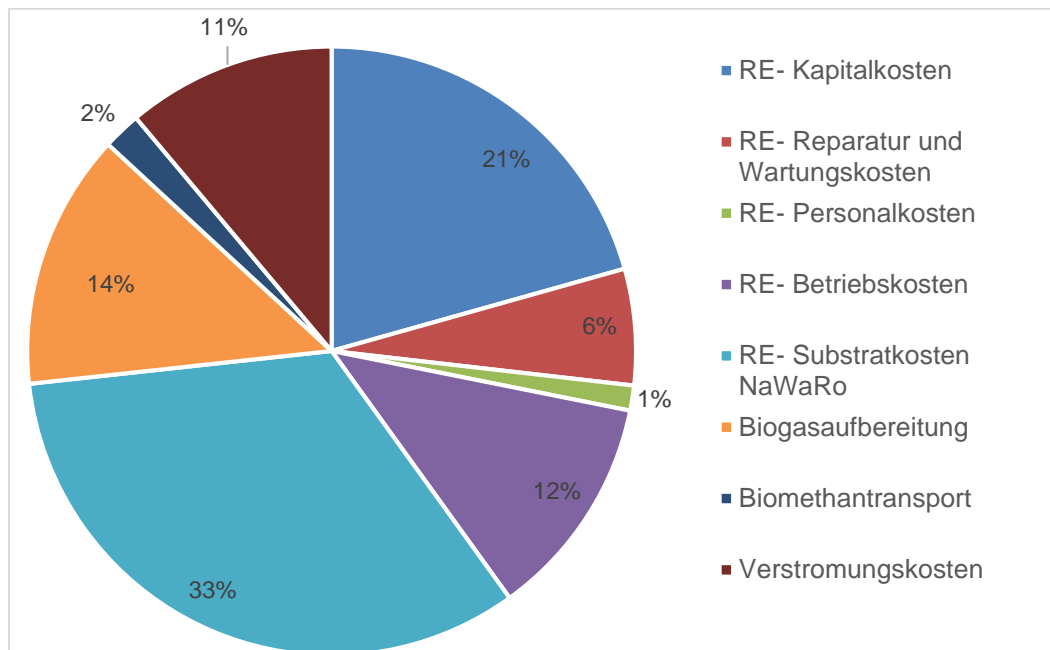


Abbildung 12 Kostenverteilung Bioenergieproduktion 1 MW Anlage²

Wie in Abbildung 12 ersichtlich, stellen die Rohgaserzeugungskosten mit 73 % (6,6 ct/kWh_{el} pro erzeugte Rohgasmenge) den größten Anteil dar. Der Hauptkostenpunkt sind, bei einem ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen bestehenden Substratmix, die Inputkosten für die Rohgaserzeugung mit einem Anteil von fast 50 % der Rohgaserzeugung bzw. 33 % der totalen Kosten für die Bioenergieerzeugung. Die angenommenen Aufbereitungskosten für die Aminwäsche sowie für die Biomethanvermarktung betragen 1,6 ct/kWh (H_{s,n})³.

Unter Annahme zweier BHKWs mit einer Leistung von 500 kW_{el}, ergeben sich unter Berücksichtigung der Investitions-, Instandhaltungs- und Betriebskosten, Verstromungskosten in Summe von 2,7 ct/kWh bezogen auf die jährlich erzeugte Strommenge.

¹ (H_{s,n}) = Brennwert eines Stoffes; oberer Heizwert

² RE - Rohgaserzeugung

³ (KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2013 p. 296)

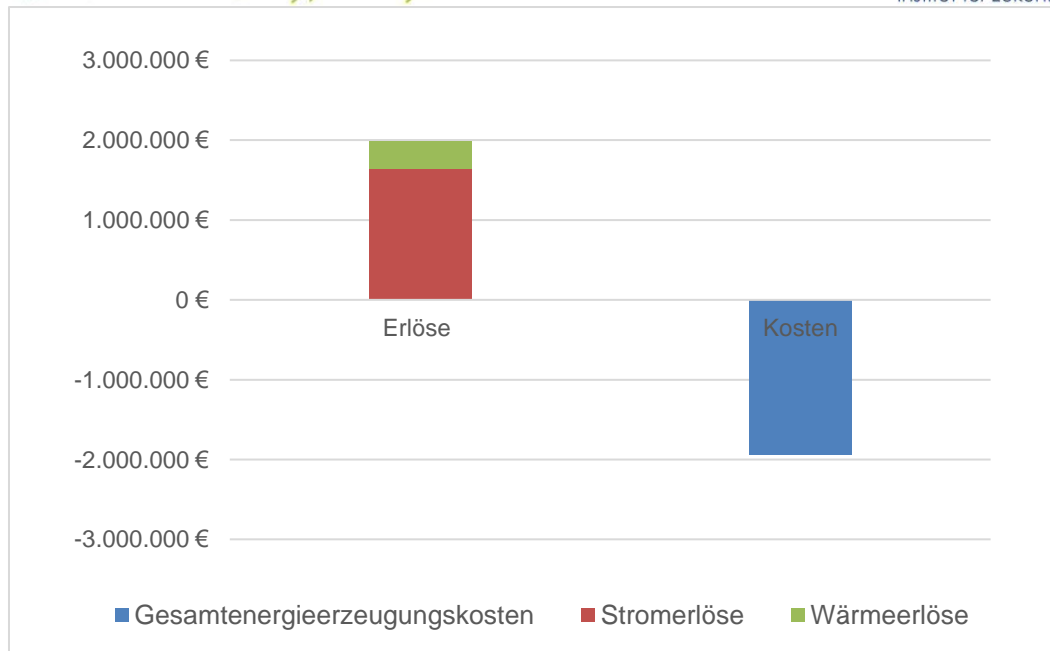


Abbildung 13 Wirtschaftlichkeit Biomethanerzeugung (inkl. Verstromung) 1 MW¹

Unter Berücksichtigung der Stromvergütung (EEG 2012) und einer gesamten Wärmevermarktung, abzüglich eines einprozentigen Wärmeverlustes, zu einem Preis von 4 ct/kWh_{th} ergeben sich Gesamterlöse von 24,9 ct/kWh_{el}. Hieraus ergibt sich ein Gewinn von ca. 50.000€. Der Wärmeeigenbedarf ist bereits durch den biogasbetriebenen Thermalheizölkessel abgedeckt.

Abbildung 13 zeigt unter anderem deutlich den Zusammenhang zwischen Rentabilität der Biomethanverwertung und einer funktionierenden Wärmevermarktung. Des Weiteren, demonstriert dieses Modell anschaulich, dass der Standort für die Verstromung ein signifikantes Wirtschaftlichkeitskriterium sein kann. Ein weiterer wichtiger Faktor sind die Substratkosten, eine Veränderung dieser kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage gefährden bzw. entscheidend verbessern. Zur Gewährleistung einer besseren Planungssicherheit in Zeiten von fluktuierenden Preisen, gilt es die Substratkosten durch Lieferverträge zu sichern. Eine weitere Empfehlung ist der Einsatz kostengünstiger alternativer Substrate (z.B. Festmist) oder eine Erhöhung des Anteils an preiswerteren Substraten wie z.B. eine Erhöhung des Grasanteils unter Berücksichtigung der technischen Voraussetzungen.

¹ Basierend auf eigenen Berechnungen Projekt Ecobiogaz 2014

9. Fazit

Grundsätzlich gilt, dass mit einer steigenden Anlagenleistung die spezifischen Investitionskosten sinken. Eine Ausnahme bildet die Biomethaneinspeisung, da die zusätzlichen Investitionen für die Biogasaufbereitung die Gesamtinvestitionssumme erheblich steigern. Die Biomethanaufbereitung bzw. die Verstromung von Biomethan bildet nur dann eine wirtschaftliche Alternative wenn der Standort des BHKWs einen bedeutsamen Wärmebedarf darstellt. Die Modellierung der verschiedenen Anlagenleistungen basiert auf einer Darstellung der Vollkosten unter Annahme, dass alle relevanten Bauleistungen in Fremdleistung erfolgen und keine Güllelager vorhanden sind. Anhand einer Verwendung bereits vorhandener Bausubstanzen oder einer Eigenleistung beim Bau der Anlage können die Kapitalkosten weiter gesenkt werden.

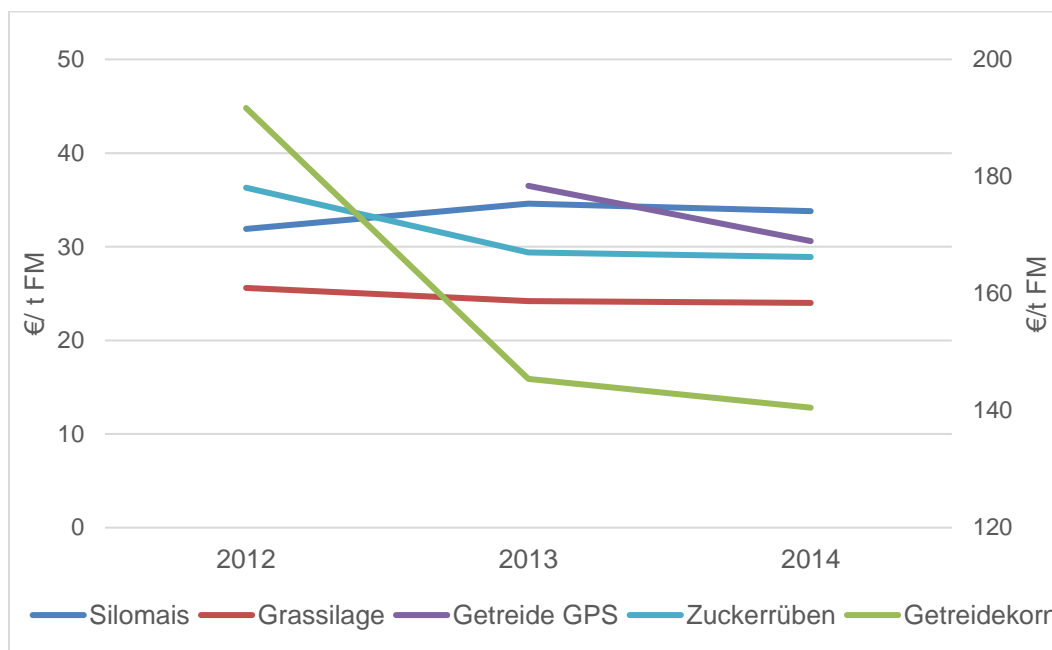


Abbildung 14 Entwicklung Substratpreise 2012 -2014 in €/ t FM frei Silo¹²³

Abbildung 14 zeigt die Preisentwicklung für Silomais, Grassilage, Getreide GPS und Zuckerrüben (Primärachse) sowie Getreidekorn (Sekundärachse) in €/t FM frei Silo. Die Modellierungen zeigen leistungsklassenübergreifend dass unabhängig von der Anlagengröße, die Substratkosten in engem Zusammenhang mit dem Anteil nachwachsender Rohstoffe stehen. Steigende Substratpreise können die Rentabilität der Anlagen gefährden.

Festzustellen gilt auch, dass mit einer steigenden Anlagenleistung, gleichzeitig sich die Dominanz der Substratkosten erhöht. Begründet liegt dies, zum einen in dem

¹ (Fachverband Biogas e.V., 2013)

² (Fachverband Biogas e.V., 2014)

³ (Fachverband Biogas e.V., 2015)

abnehmenden Anteil der betriebs- und kapitalgebundenen Kosten mit einem Anstieg der Anlagengröße. Des Weiteren zeigt die Betrachtung der verschiedenen Leistungsklassen, dass aufgrund regional begrenzter Betriebsgrößen der Gülleanteil bei einer ansteigenden Leistung abnimmt, sodass ein höherer Einsatz anderweitiger kostenintensiver Substrate notwendig ist. Eine Abnahme größerer Mengen an nachwachsender Rohstoffe ist meistens auch mit weiteren Transportkosten verbunden, sodass sich auch durch eine Chargenerhöhung häufig keine Möglichkeiten für eine Kostensenkung bieten. Substratvariationen mit einem höheren Festmistanteil oder einer guten Rindergülle mit einem hohen Methanbildungspotenzial von mindestens 17 Nm³/t FM bieten eine Chance zur Kostenminderung. Schlussfolgernd betrachtet geschieht eine Degression der Substratpreise nicht über die Erhöhung der Anlagenleistung, sondern nur über eine Änderung der Substratzusammensetzung durch einen Einsatz preiswerter Reststoffe.

Literaturverzeichnis

Arbeitszeitbedarf auf Biogananlagen im internationalen Vergleich. **Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tanikon ART; Wagner Andrea. 2012.** 2012. 35.

Informationstagung Agrarökonomie.

BiomasseV, Biomasseverordnung-. 2012. Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse. s.l. : Bundesministerium der Justiz, 2012. Zuletzt geändert durch Art.5 Abs. 10 G v. 24.2.2012| 212.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2008. *Biogas und Umwelt- Ein Überblick.* Berlin : s.n., 2008.

Clearingstelle EEG. 2012. *Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).* 2012.

DWA - Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser, Abfall e. V. 2011. *Merkblatt DWA-M 361: Aufbereitung von Biogas.* Hennef : s.n., 2011.

Energy comment. 2013. [Online] 2013 йил August. [Cited: 2013 йил 31-08.]

Eurostat. 2013. KWH-Preis. [Online] 2013 йил Juni. <http://www.kwh-preis.de/strompreis-dossier-teil-5-strompreise-im-europaeischen-vergleich>.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2013. *Leitfaden Biogas.* Gülzow-Prüzen : s.n., 2013. Bd. 6.

—, **2014.** *Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung.* Gülzow-Prüzen : s.n., 2014. Bd. 5.

Fachverband Biogas e.V. 2014. Biomassepreise steigen kontinuierlich. *Biogas Journal.* 2014, 2014/ 03, S. 55.

—, **2015.** Erstmals sinkende Substratpreise. *Biogas Journal.* 2015, 2015/ 02, S. 78.

—, **2013.** Substratpreise steigen weiter. *Biogas Journal.* 2013, 2013/ 02, S. 58.

Herstellerangaben. 2011. *BHKW-Kenndaten 2011.* s.l. : Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2011.

Klewar, Micha. 2013. Der Vergütungsanspruch bei der Vergärung von Gülle, §27b EEG 2012. [book auth.] Maslaton, von Bredow, Walter Loibl. *Biogasanlagen im EEG.* Berlin : Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.KG, 2013.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2009. *Faustzahlen für die Landwirtschaft.* Darmstadt : s.n., 2009. Vol. 14.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2013. *Faustzahlen Biogas.* Darmstadt : s.n., 2013. Vol. 3.

KTBL-Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2008.

Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09. Darmstadt : s.n., 2008. Vol. 21.

Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen. Gülleanfall in der Tierhaltung.

[Online] [Zitat vom: 04. 07 2014.]

<http://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/technik/pdf/tabellen-guellelagerraumbedarf.pdf>.

Loibl, Helmut. 2013. §11 Die Wärmenutzungspflicht. [book auth.] Loibl, et al.

Biogasanlagen im EEG. Berlin : Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.KG, 2013, Vol. 3.

Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg. 2006. *Biogas in der Landwirtschaft - Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg.* Potsdam : s.n., 2006. Vol. 3.

Projekt Ecobiogaz. 2015. *Alternative Biogasverwertungswege.* Saarbrücken : IZES gGmbH, 2015.

Statista GmbH. 2013. Statista. *Durchschnittswerte Heizöl August 2012- August 2013.*

[Online] 2013 йил August. www.statista.com.

Anhang

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Kapitalkosten	128.912 €	128.912 €	128.912 €	128.912 €
Reparatur/ Wartungskosten	44.853 €	44.854 €	44.854 €	44.853 €
Personalkosten	14.370 €	14.370 €	14.370 €	14.370 €
Betriebskosten	47.944 €	47.945 €	48.729 €	47.944 €
Substratkosten NaWaRo	133.480 €	154.495 €	150.024 €	140.070 €
Gesamtkosten pro Jahr	369.559 €	390.576 €	386.889 €	376.149 €
Stromerzeugungskosten €/kWh _{el}	0,185 €	0,195 €	0,193 €	0,188 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	401.620 €	396.267 €	398.162 €	400.111 €
eigengenutzte Wärme	4.916 €	4.916 €	4.916 €	4.916 €
Wärmeverkauf		24.249 €		
Gesamterlöse pro Jahr	406.536 €	425.432 €	403.079 €	405.027 €
Erlöse €/kWh _{el}	0,203 €	0,213 €	0,202 €	0,203 €
Gewinn	36.978 €	34.856 €	16.190 €	28.877 €

Abbildung 15 Wirtschaftlichkeit 250 kW_{el} Anlage

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Kapitalkosten	196.561 €	196.561 €	196.561 €	196.561 €
Reparatur und Wartungskosten	83.340 €	83.340 €	83.339 €	83.339 €
Personalkosten	18.120 €	18.120 €	18.120 €	18.120 €
Betriebskosten	98.190 €	88.183 €	89.803 €	89.307 €
Substratkosten NaWaRo	274.741 €	297.150 €	306.444 €	295.635 €
Gesamtkosten pro Jahr	670.953 €	683.354 €	694.268 €	682.962 €
Stromerzeugungskosten €/kWh _{el}	0,168 €	0,171 €	0,174 €	0,171 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	776.441 €	764.990 €	764.847 €	767.239 €
eigengenutzte Wärme	4.916 €	4.916 €	4.916 €	4.916 €
Wärmeverkauf		43.425 €	43.425 €	43.425 €
Gesamterlöse pro Jahr	781.357 €	813.331 €	813.189 €	815.580 €
Erlöse €/kWh _{el}	0,195 €	0,203 €	0,203 €	0,204 €
Gewinn	110.405 €	129.977 €	118.921 €	132.618 €

Abbildung 16 Wirtschaftlichkeit 500 kW_{el} Anlage

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Jährliche Kosten				
Kapitalkosten	259.934 €	259.934 €	259.934 €	259.934 €
Reparatur und Wartungskosten	88.209 €	88.209 €	88.209 €	88.208 €
Personalkosten	20.790 €	20.790 €	20.790 €	20.790 €
Betriebskosten	139.350 €	131.426 €	135.896 €	135.136 €
Substratkosten NaWaRo	425.702 €	452.166 €	454.602 €	444.762 €
Gesamtkosten pro Jahr	933.986 €	952.526 €	959.431 €	948.831 €
Stromerzeugungskosten €/kWh _{el}	0,156 €	0,159 €	0,160 €	0,158 €
Jährliche Erlöse				
Stromverkauf	1.116.190 €	1.102.366 €	1.118.490 €	1.106.093 €
eigengenutzte Wärme	4.916 €	4.916 €	4.916 €	4.916 €
Wärmeverkauf	64.348 €	64.349 €	64.348 €	64.348 €
Gesamterlöse pro Jahr	1.185.454 €	1.171.631 €	1.187.754 €	1.175.358 €
Erlöse €/kWh _{el}	0,198 €	0,195 €	0,198 €	0,196 €
Gewinn	251.469 €	219.105 €	228.323 €	226.527 €

Abbildung 17 Wirtschaftlichkeit 750 kW_{el} Anlage

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014

Investitionskosten	4.661.965 €
Förderung	
Zinssatz	4%
Rohgaserzeugungskosten	
Kapitalkosten	400.090 €
Reparatur und Wartungskosten	119.659 €
Personalkosten	25.725 €
Betriebskosten	230.985 €
Substratkosten NaWaRo	643.840 €
Gesamtkosten Rohgaserzeugung	1.420.299 €
Spezifische Bereitstellungskosten Biomethan	
Rohgasbereitstellung €/kWh	0,066 €/kWh
Biogasaufbereitung €/kWh	0,014 €/kWh
Biomethantransport und Vertrieb €/kWh	0,002 €/kWh
Gesamt-Biomethanbereitstellung frei Erdgasnetz €/kWh	0,088 €/kWh
Gesamt-Biomethanbereitstellung frei Erdgasnetz	1.722.839,42 €
Verstromungskosten	215.409,685 €
Gesamtkosten	1.938.249,102 €
Jährliche Erlöse	2012
Stromerlös	1.641.535 €
Wärmeerlöse	346.664 €
Gesamterlöse pro Jahr	1.988.199 €
Einspeiseerlöse €/kWh	0,249 €
Gewinn	49.950 €

Abbildung 18 Wirtschaftlichkeit 1 MW Anlage Biomethanerzeugung

Quelle: Projekt Ecobiogaz 2014