

Nachhaltigkeitsstrategie Baden-Württemberg
„Forum für nachhaltige Biogaserzeugung in Baden-Württemberg“

Beitrag zu Arbeitsgruppe 3 Systemanalyse
Teil Klimaschutz/Treibhausgasemissionen
(Maria Stenull IER Universität Stuttgart
Konrad Raab Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg)

(Stand 25.01.2010)

Klimaschutz

Kriterienkatalog Klimarelevanz

Die Erzeugung von Biogas ist nur dann nachhaltig, wenn insgesamt ein positiver Beitrag zum Klimaschutz erreicht wird. Die Projektgruppe erarbeitete folgende Empfehlung für die Biogastechnologie in Baden-Württemberg in Hinsicht auf Klimateffizienz:

**Treibhausgaseinsparung bei der Stromerzeugung
im Vergleich zur Referenz > 50%***

*Strom-Mix DE 2007 mit 0,624 kg CO₂ Äq. /kWh_{el} wurde als Referenz gewählt

Wichtige Maßnahmen, die zur Treibhausgaseinsparung bei der Stromerzeugung aus Biogas beitragen können, sind nachstehend zusammengefasst. Anzumerken ist dabei, dass die Durchführung einer Verbesserungsmaßnahme alleine nicht für einen Erfolg bei der Treibhausreduzierung ausreichend ist, sondern erst die Kombination mehrerer Maßnahmen führt zur gewünschten Wirkung.

Maßnahme	Empfehlung	Einflussfaktoren
Massenanteile von Wirtschaftsdüngern, Koppel- und Nebenprodukten	Erhöhung auf über 50% der eingesetzten Frischmasse	Güllebonus, Verfügbarkeit, gesetzliche Rahmenbedingungen
Wärmenutzung	Erhöhung auf über 50% der verfügbaren Wärme	Standort der Biogasanlage sowie der potentiellen Wärmesenken
Methanemissionen	Reduzierung auf weniger als 1% der gesamten Methanproduktion	Fermenterdichtigkeit, automatische Fackel, Gasspeicherkapazität
Minderung des Methanschlupfs BHKW	Reduzierung auf weniger als 1% der gesamten Methanproduktion	Rohgasgehalt, Katalysator, BHKW-Typ;

Minderung der Methanemissionen des Gärrests	Reduzierung auf weniger als 0,5% der gesamten Methanproduktion	Verweildauer in Reaktor; Raumbelastung, Art der Lagerung/Gasdichtigkeit/ Abdeckung
Methanschluß Erdgaseinspeisung	Reduzierung auf weniger als 0,5% der gesamten Methanproduktion	Eingesetzte Aufbereitungstechnik
Grünlandumbruch	Unterlassen	

Im Rahmen der Arbeiten in der Arbeitsgruppe 3 wurden die oben dargestellten Maßnahmen in die ökobilanzielle Analyse eingearbeitet. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse dieser Ökobilanz für vier ausgewählte Modellbiogasanlagen dargestellt. Darüber hinaus wird die Analyse der CO₂-Vermeidungskosten für die Modellbiogasanlagen präsentiert. Die Maßnahmen, die nach den Empfehlungen der obigen Tabelle durchzuführen sind, werden im Folgenden nach verschiedenen Kriterien begründet. Abschließend werden diese Argumente für die Durchführung der einzelnen Maßnahmen überschaubar zusammengefasst.

Treibhausgaseffekt

Der Treibhauseffekt, der die Klimarelevanz einer Technologie quantifiziert, wurde in Anlehnung an die Ökobilanzmethode berechnet. Die Beschreibung der Methode ist in der ISO-Norm-Reihe 14040ff zu finden. Für die Stromerzeugung aus Biogas werden nach dieser Methode Inputs und Outputs erfasst, die innerhalb der betrachteten Lebenszykluskette anfallen. Die ökobilanzielle Analyse berücksichtigt dabei alle Aufwendungen des Lebenszyklus der Stromerzeugung aus Biogas, nämlich von der Biomassebereitstellung über die Biogaserzeugung bis hin zur Entsorgung und aller daraus resultierenden Emissionen im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland 2007. Die Ergebnisse der Ökobilanz sind hierbei vom ausgewählten Bilanzierungsrahmen abhängig. Im Anhang 1 ist anhand einer 100%-Silomais-Biogasanlage der Bilanzierungsrahmen für diese Anlage dargestellt. Für die Bilanzierung des Treibhauseffekts wurden vereinfacht nur die drei üblichen Treibhausgase berücksichtigt: Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Diese Treibhausgase wurden in CO₂-Äquivalente [vgl. IPCC 2007] umgerechnet und als Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zusammengefasst (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Treibhauseffekt -100 Jahre [IPCC 2007]

THG-Bilanzgröße	Formel	Äquivalenzfaktor - Kohlendioxid-Äquivalent [g CO ₂ Äq.]
Kohlendioxid fossil	CO ₂	1
Methan fossil	CH ₄ fossil	27,75
Methan biogen	CH ₄ biogen	25
Lachgas	N ₂ O	298

Als funktionelle Einheit wurde für die Bilanzierung 1 kWh_{el} ausgewählt, da Biogasanlagen in der Regel in Deutschland stromgeführt gefahren werden. Als Referenz für den erzeugten Strom aus Biogas wurden die Treibhausgasemissionen des Strom-Mix Deutschland 2007 in Höhe von 0,624 kg CO₂ Äq./kWh_{el} angesetzt [UBA 2009].

Modellanlagen

Für die Berechnung des Treibhausgaseffekts wurde eine Modellbiogasanlage mit einer installierten Leistung von 200 kW elektrisch ausgewählt, die einer häufigen Anlagengröße in Baden-Württemberg entspricht [Stenull et al. 2009]. Es wurde in diesem Fall von einer gut betriebenen Praxis-Biogasanlage ausgegangen, die 8000 Volllaststunden im Jahr erreicht. Die technische Beschreibung der Modellbiogasanlage ist in der Tabelle 2 zu finden.

Tabelle 2: Technische Spezifikation der Modellanlagen

Parameter	Einheit	Größe
Inbetriebnahme	[a]	2007
Lebensdauer	[a]	20
BHKW Leistung	[kW _{el}]	200
BHKW - Motortyp	-	Gas-Otto
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	38
Thermischer Wirkungsgrad	[%]	47
Jährliche Stromproduktion	[GWh _{el} /a]	1,6
Volllaststunden	[h/a]	8000

Für die Berechnung des Treibhauseffekts für die oben technisch spezifizierte Modellbiogasanlage wurden vier Fälle mit unterschiedlichen, auf die Frischmasse bezogenen Substratzusammensetzungen unterschieden:

1. 100% Rindergülle
2. 35% Rindergülle und 65% Silomais
3. 50% Silomais, 50% Grassilage
4. 100% Silomais.

Die Extrembeispiele, der Monosubstrateinsatz bei der Nawaro-Anlage mit 100% Silomais und die Gülle-Anlage, sind als reine Modellfälle zu verstehen, da sie in der baden-württembergischen Biogaspraxis in der Regel nicht vorkommen. Anhand gerade dieser Extremfälle lässt sich aber am deutlichsten der Einfluss von Silomais- und Güllesubstrat auf den Treibhauseffekt der Stromerzeugung aus Biogas zeigen. Als repräsentatives Beispiel kann der Fall 2 - eine 35%-Gülle-65%-Silomaisanlage - eingestuft werden, die der Praxis am nächsten kommt. In baden-württembergischen Biogasanlagen werden zusätzlich zu Silomais i.d.R. auch andere Nawarosubstrate wie z.B. GPS, Getreide, Ackerfutter und Wiesengras [vgl. Stenull et al. 2009] eingesetzt. Das Verzicht auf die Berücksichtigung dieser weiteren Kosubstrate macht jedoch keine gravierenden Unterschiede in den Ergebnissen der Ökobilanzen für eine reine Nawaro-Anlage. Aufgrund der Praxisnähe des Falls 2 (35%-Rindergülle-65%-Silomais) wurde hierfür eine Sensitivitätsanalyse auf Basis unterschiedlicher Anteile genutzter Wärme durchgeführt. Die betrachteten Fälle sind dabei in der Tabelle 3 zusammengefasst. Dem Vorbild einer klimaeffizienten

Biogasanlage entsprechend wurden gasdichte Gärrestlager angenommen, wodurch Methanemissionen aus den Gärrestlagern extrem gemindert werden.

Tabelle 3: Modellanlagenspezifikation für die Treibhauseffektberechnung

Fall	Anlagengröße	Zusammensetzung Gärsubstrat			Wärmenutzung	Gärrestlager
		Nr.	kW _{el}	Rindergülle (% Frisch- masse)		
1	200	100%	-	0%	0%	Gasdicht
2	200	35%	65% SM ¹	0%	0%, 25%, 50%,100%	Gasdicht
3	200	0%	50% SM ¹ 50% GS ²	0%	0%	Gasdicht
4	200	0%	100% SM ¹	0%	0%	Gasdicht

Legende:

¹ Silomais

² Grassilage von intensivem Grünland

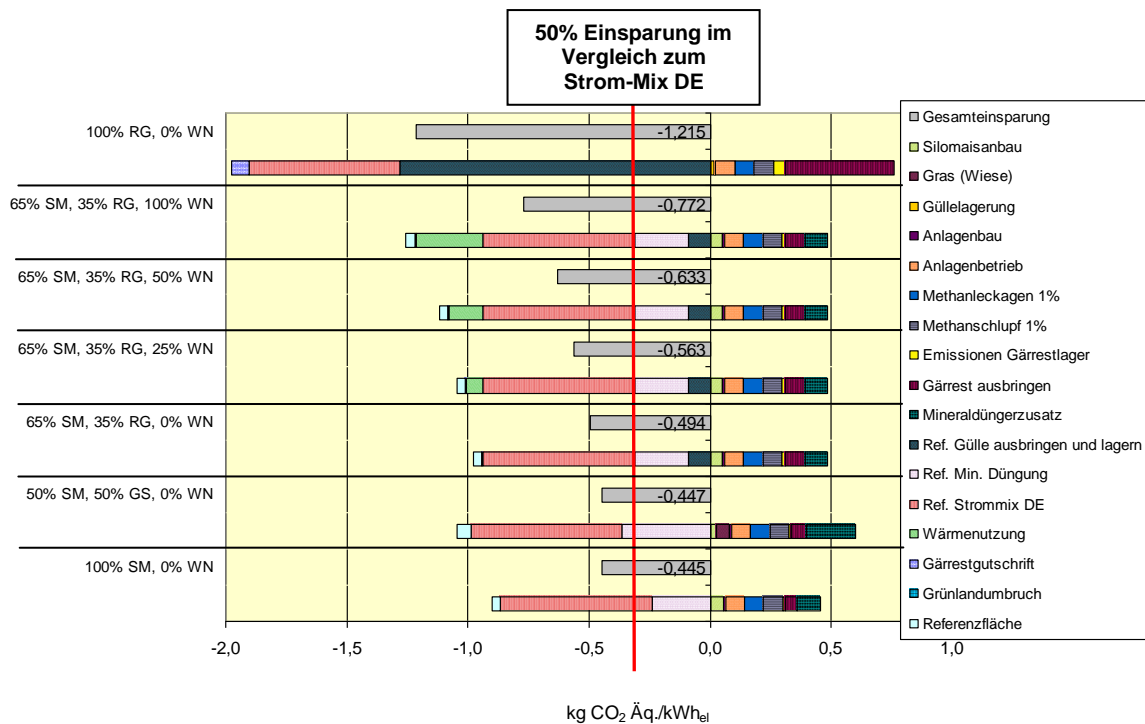
³ verfügbare Wärme: 80% der gesamtanfallenden Wärme ist verfügbar (20% der anfallenden Wärme wurde für die Fermenterheizung angenommen)

Die Substratspezifikation, Mengenanteile und die Flächeninanspruchnahme der betrachteten vier Modellanlagen sind im Anhang 2 zu finden. Als Düngereferenz für die Nawaro- und Silomais-Rindergülle-Anlage wurde mineralische Düngung angenommen. Hier wurde für Silomais 200 kg N/ha Düngebedarf und für intensives Grünland 195 kg N/ha Düngebedarf angenommen. Als Nebenprodukt der Stromerzeugung aus Biogas entsteht Gärrest, der ein wertvoller Dünger ist. Dabei spart die Verwendung von Gärrest als Dünger bei der reinen Silomaisanlage tatsächlich Mineraldünger ein und führt so zu einer Mineraldüngergutschrift.

Bei der Gülle-Anlage wird kein Mineraldünger eingespart, jedoch werden THG-Emissionen gemindert. Die Dauergrünlandflächen werden mit Gärrest anstatt mit unbehandelter Gülle gedüngt (Mineraldünger kommt nicht zum Einsatz). Dadurch werden hauptsächlich Methanemissionen eingespart. Hinzu kommt, dass während des Gärprozesses zusätzlicher Stickstoff verfügbar gemacht wird. Im Gärrest ist also mehr verfügbarer Stickstoff als in der Gülle. Dadurch wird der Gülleanlage eine Gärrestgutschrift angerechnet.

Ergebnisse der Ökobilanz

In der Abbildung 1 sind die Ergebnisse der THG-Bilanz für die Stromerzeugung aus Biogas im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland 2007 dargestellt. Die negativen Ergebnisse bedeuten dabei Einsparungen von Treibhausgasen im Vergleich zum Referenzwert Strom-Mix Deutschland, d.h. bei Strom aus einer 100%-Silomais-Anlage werden beispielsweise 0,445 kg CO₂ Äq. pro erzeugte kWh_{el} eingespart.



Legende:

- SM - Silomais
- RG - Rindergülle
- GS - Grassilage von intensivem Grünland
- WN - Wärmenutzung verfügbare Wärme: 80% der gesamtanfallenden Wärme ist verfügbar (20% der anfallenden Wärme wurde für die Fermenterheizung angenommen)
- Ref. - Referenz

Abb. 1: Gesamteinsparung von Treibhausgasen für die Stromerzeugung aus Biogas im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland

▪ Ziel 50%-THG Einsparung

In allen betrachteten Modelfällen wird drei Empfehlungen der eingangs stehenden Kriterien zur Klimarelevanz Folge geleistet und so lässt sich eine 50% Einsparung von Treibhausgasen im Vergleich zur fossilen Referenz erreichen. Für alle Modellanlagen soll dementsprechend folgendes gelten: 1% Methanschlupf, 1% diffuse Methanleckagen und geschlossene Gärrestlager. Bei offenen Gärrestlagern, kann sich - je nach Restgaspotenzial der Gärreste - beispielhaft die Ökobilanz von einer 100%-Silomais-Anlage um sogar das Doppelte verschlechtern. Damit wäre das Ziel einer 50%-igen Einsparung von Treibhausgasen im Vergleich zur fossilen Referenz unerreichbar.

▪ Einfluss der Substrate auf die THG-Einsparung

Die geringsten Einsparungen von THG-Emissionen im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland (-0,445 bzw. 0,447 kg CO₂ Äq./kWh_{el}) ergeben sich bei reinen Nawaro-Anlagen. Schuld daran sind die Düngeprozesse für den Silomais und die Grassilage, da ihre Anbauflächen neben der Gärrestdüngung auch eine mineralische Düngung benötigen. Wesentlich mehr Klimagase werden bei einem Silomais-Gülle-Mischbetrieb gespart. Durch den 35%-igen Gülleeinsatz werden fast 10% mehr Treibhausgase im Vergleich zur 100%-Silomais-Anlage gespart. Die meisten Treibhausgasemissionen können bei der Stromproduktion aus einer 100%-Gülle-Anlage gespart werden. Mit Abstand am besten, -1,215 kg CO₂ Äq./kWh_{el}, schneidet der Strom aus der 100%-Rindergülle-Anlage ab. Der Grund dafür liegt an den

verbesserten Eigenschaften des Gärrests gegenüber der Rohgülle. Ausgebrachte Rohgülle weist ein viel höheres Methanemissionspotential auf als Gärrest¹. Durch Verrechnung dieser vermiedenen Methanemissionen der Gülleausbringung und -lagerung als Gärrestgutschrift werden die Lasten der Stromerzeugung bei reinen Gülleanlagen bei Weitem überkompensiert werden.

Angemerkt sei weiter, dass bei den Nawarosubstraten keine *Kohlenstoffspeicherung*² im Boden berücksichtigt wurde. Auf diesen Sachverhalt der Freisetzung des im Boden gespeicherten Kohlenstoffs durch eine *direkte Landnutzungsänderung*³, wie z.B. dem Grünlandumbruch für den Silomaisanbau, wird im Abschnitt Grünlandumbruch näher eingegangen. Die *indirekten Landnutzungsänderungen*³ wurden in der Ökobilanz nicht berücksichtigt.

- Einfluss der Wärmenutzung auf die THG-Einsparung

Mit steigender Wärmenutzung verbessert sich die Ökobilanz deutlich. In einer 65%-Silomais- und 35%-Rindergülle-Anlage mit 100%-iger Wärmenutzung werden im Vergleich zur 0%-igen Wärmenutzung 0,278 kg CO₂ Äq./kWh_{el} mehr Treibhausgase eingespart.

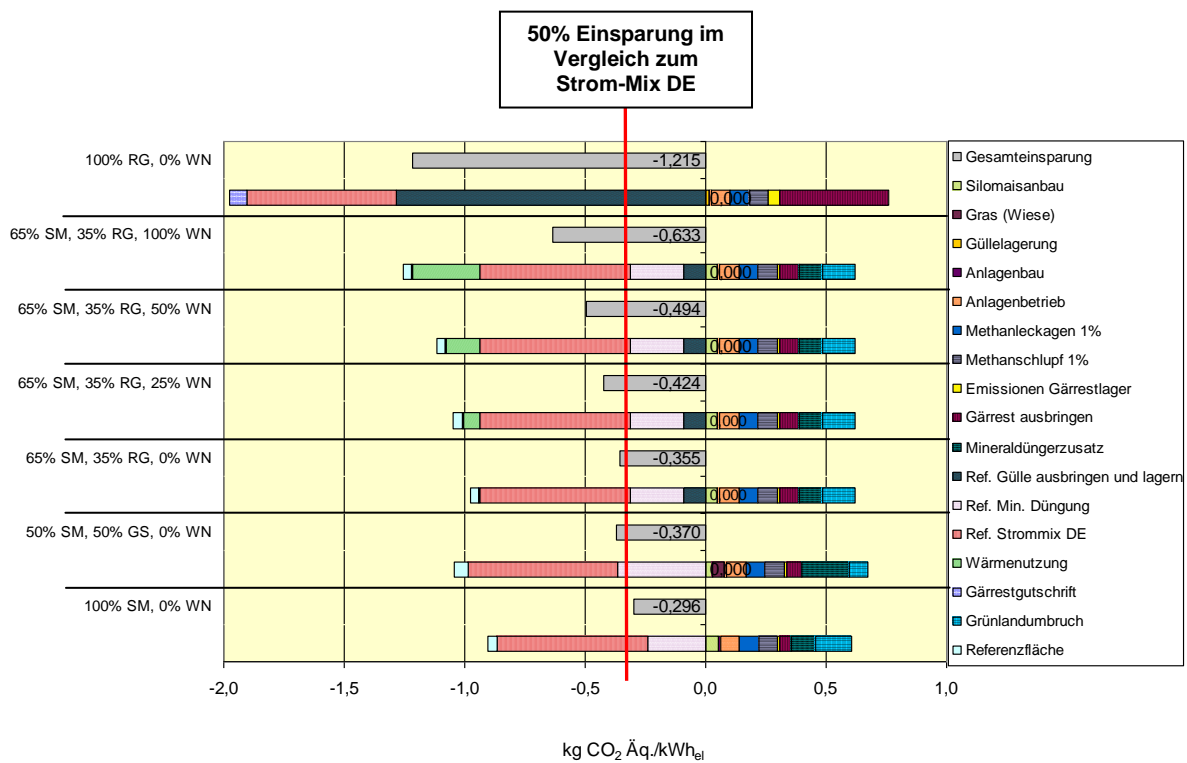
- Sensitivität Grünlandumbruch

In der Abbildung 2 sind die Ergebnisse der Ökobilanz unter Berücksichtigung von direkter Landnutzungsänderung – Grünlandumbruch dargestellt. Es wurden für den Grünlandumbruch und anschließenden Maiskulturanbau 2630 kg CO₂-Freisetzung pro Hektar und Jahr angesetzt [Fritsche et al. 2008]. Es wurde hier vom „Worst Case“ ausgegangen, in dem die gesamte Maisanbaufläche aus umgebrochenem Grünland besteht.

¹ Ein Kubikmeter Rohgülle setzt 1,64 kg CH₄ frei [Schäfer 2006], wobei bei vollständig vergärem Substrat (Gärrest - Verweilzeit über 120 Tage) ein Restgaspotenzial von 2 Nm³ CH₄/ t oTS bei Laborbedingungen gemessen wurde [Reinhold 2009]. Anzumerken ist, dass das Restgaspotenzial des ausgebrachten Gärrests je nach Prozessbedingungen (Temperatur, Verweilzeit) dabei von den gemessenen Laborwerten abweichen kann.

² Der Silomaisanbau hat eine humuszehrende Wirkung (560 bis 800 kg Humus-C/(ha*a) gehen verloren), wobei Dauergrünlandkultur zur Humusanreicherung im Boden führt (bei Luzerne-/Kleegrasanbau werden 600 bis 800 kg Humus-C/(ha*a) angereichert) [Hülsbergen et al. 2008].

³ Bei Landnutzungsänderungen wird zwischen direkter und indirekter unterschieden. Von direkter Landnutzung spricht man, wenn für den Energiepflanzenanbau gezielt Flächen umgebrochen werden, die vorher für eine andere Nutzung (z.B. Wald oder Grasland) bestimmt waren oder ungenutzt war. Von indirekter Landnutzungsänderung spricht man, wenn auf Flächen vorher z.B. eine Nahrungs- oder Futtermittelproduktion stattfand und diese nun durch die Energiepflanzen verdrängt wird. Für eine eventuell nötige Kompensation kann Nahrungs- oder Futtermittelproduktion auf andere Flächen verlagert werden, oder der Anbau wird auf bestehenden Flächen intensiviert.



Legende:

- SM - Silomais
- RG - Rindergülle
- GS - Grassilage von intensivem Grünland
- WN - Wärmenutzung verfügbare Wärme: 80% der gesamt anfallenden Wärme ist verfügbar (20% der anfallenden Wärme wurde für Fermenterheizung angenommen)
- Ref. - Referenz

Abb. 2: Einfluss des Grünlandumbruchs auf die Gesamteinsparung von Treibhausgasen für die Stromerzeugung aus Biogas im Vergleich zum deutschen Strom-Mix

Falls für den Anbau von Silomais für eine 100%-Silomais-Anlage Grünlandflächen umgebrochen werden, werden zusätzliche Treibhausgasemissionen freigesetzt. In diesem Fall wird von 90 ha umgebrochener Fläche ausgegangen, um das Substrat für eine 200-kW-Anlage bereit zu stellen. Als Folge davon verschlechtert sich die Ökobilanz einer 100%-Silomais-Anlage um 33% im Vergleich zur gleichen Anlage ohne Grünlandumbruch. Da weniger Flächen umgebrochen werden, hat Grünlandumbruch bei einer 50%-Silomais-50%-Grassilage-Anlage geringere Auswirkungen in der Ökobilanz. Die Treibhausgasbilanz der Stromerzeugung aus einer 50%-Silomais-50%-Grassilage-Anlage verschlechtert sich durch Grünlandumbruch „nur“ um 17% (Vgl. Abb. 2 und Abb. 1). Die Nawaro-Anlagen und Nawaro-Gülle-Anlagen, die Grünlandflächen umbrechen, können in der Regel ohne ein Wärmenutzungskonzept keine 50% Emissionseinsparung erreichen.

Neben der hier betrachteten Nutzung des Biogases vor Ort zur Stromerzeugung in einem BHKW kann das Biogas durch Abtrennung des Kohlendioxids auch zu Biomethan aufbereitet werden. Biomethan hat die gleichen Eigenschaften wie Erdgas und kann deshalb ins Erdgasnetz eingespeist werden. Biomethan kann im Erdgasnetz sowohl gespeichert als auch verteilt werden und kann deshalb räumlich und zeitlich unabhängig von der Biogaserzeugung verwertet werden. Das ermöglicht ein breites Einsatzspektrum und bietet besonders gute Möglichkeiten für die Wärmenutzung.

Allerdings ist für die Aufbereitung ein beträchtlicher zusätzlicher Energieaufwand erforderlich und es besteht die Gefahr eines erheblichen Methanschlupfes. Werden die oben für die Modellanlage genannten Anforderungen erfüllt und unterschreitet die Biogasaufbereitung einen Strombedarf von 0,3 kWh/Nm³ Rohgas und einen Methanschlupf von 0,5 %, weist eine Verstromung des Biomethans mit vollständiger Wärmenutzung eine deutlich höhere Vermeidung an Treibhausgasen auf als eine Vor-Ort-Verstromung ohne Wärmenutzung, aber eine geringere als eine Vor-Ort-Verstromung mit vollständiger Wärmenutzung.

Eine deutlich schlechtere Treibhausgasverminderung wird über eine Nutzung des Biomethans als Treibstoff erzielt, aber eine bessere als mit anderen Biotreibstoffen der 1. Generation. Am schlechtesten schneidet die alleinige Wärmenutzung von Biomethan ab. Dabei kann im Vergleich zur Vor-Ort-Stromerzeugung ohne Wärmenutzung weniger als die Hälfte an Treibhausgasen vermieden werden, im Vergleich zur Vor-Ort-Stromerzeugung mit vollständiger Wärmenutzung sogar nur ein Viertel [PG Biogas 2008].

CO₂-Vermeidungskosten

Die Minderung von Treibhausgasemissionen ist durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger gegenüber konventionellen Energiebereitstellungstechnologien mit zusätzlichen Kosten verbunden. Für die Berechnung dieser Kosten wird ein Indikator vorgeschlagen, der die zusätzlichen Kosten pro vermiedener Tonne CO₂-Äquivalente gegenüber einem (in der Regel fossilen) Referenzsystem misst, d.h. die Kosten, welche die Gesellschaft zusätzlich tragen muss, um durch Nutzung einer klimaschonenden Technologie Treibhausgasemissionsziele zu erreichen. Unter CO₂-Vermeidungskosten werden in diesem Arbeitspaper CO₂-Äquivalent-Vermeidungskosten verstanden, es werden also nicht nur vermiedene Kohlendioxidemissionen, sondern auch Methan- und Lachgasemissionen in der Analyse der CO₂-Vermeidungskosten berücksichtigt.

Die CO₂-Vermeidungskosten einer Technologie zur Stromerzeugung berechnen sich nach der folgenden Formel [Öko-Institut 1998]:

$$KV_i = \frac{K_i - K_{REF}}{E_{REF} - E_i} \quad (\text{Formel 1})$$

- KV_i CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂ Äq.]
- K_i Stromgestehungskosten einer Option i [€/kWh_{el}]
- K_{REF} Stromgestehungskosten einer Referenzoption [€/kWh_{el}]
- E_{REF} Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung einer Referenzoption [t CO₂ Äq./kWh_{el}]
- E_i Treibhausgasemissionen einer Option i [t CO₂ Äq./kWh_{el}]

Um CO₂-Vermeidungskosten zu bestimmen, ist die Errechnung von Stromgestehungskosten (siehe Tabelle 4) des betrachteten Stromerzeugungspfades vonnöten und es muss darüber hinaus eine entsprechende Referenzoption bestimmt werden.

Sowohl die Treibhausgasemissionen als auch die Stromgestehungskosten (SGK) werden auf eine einheitliche Größe von 1 kWh_{el} bezogen.

- *Stromgestehungskosten und THG-Einsparung der Stromerzeugung aus Biogas*

Die Stromgestehungskosten aus Biogas liegen deutlich über den SGK fossiler Energieträger.

Die Stromgestehungskosten für die Modellanlagen enthalten Investitionskosten, Anbaukosten von nachwachsenden Rohstoffen sowie verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten. Die Ergebnisse der Stromgestehungskostenrechnung sind der Tabelle 4 zu entnehmen. Nachfolgend werden wesentliche Annahmen für die Stromgestehungskostenrechnung zusammengefasst.

Die Modellbiogasanlagen haben eine Lebensdauer von 20 Jahren. Sie wurden 2006 gebaut und in Betrieb genommen. Für die Rechnung wurden die Investitionskosten des Baujahres 2006 verwendet. Es ist anzumerken, dass in den folgenden Jahren die Investitionskosten deutlich gestiegen sind [Dederer 2009]. Für die 100%-Gülle-Anlage wurden Investitionskosten in Höhe von 800.000 €, für die übrigen Anlagen eine Investition in Höhe von 760.000 € zugrunde gelegt. Die höheren Investitionskosten für eine reine Gülle-Anlage sind mit höheren Baukosten verbunden.

Die Kosten für eigenes und zugekauftes Substrat frei Anlage sowie das Verhältnis von eigenem zu zugekauftem Substrat entsprechen den durchschnittlichen Werten, die im Rahmen der Befragung von Biogasanlagenbetreibern in Baden-Württemberg für das Betriebsjahr 2008 ermittelt wurden [Stenull et al. 2009]. Für eine 35%-Rindergülle-65%-Silomais-Anlage wurde angenommen, dass die gesamte Gülle im eigenen Betrieb anfällt und somit kostenfrei zur Verfügung steht. Für eine 100%-Gülle-Anlage wurde jedoch angenommen, dass 70% der Gülle zugekauft wird und dafür die Kosten für 10km Transportstrecke (3,5 €/Tonne) angerechnet werden.

Bei den Modellanlagen mit Wärmenutzung (mit 25%, 50% und 100% der zum Verkauf verfügbaren Wärme⁴) wurde jeweils eine zusätzliche Investition für eine Nahwärmeleitung von 850 m Länge (200€/m Leitung) angenommen. Die laufenden Kosten für die errichtete Nahwärmeleitung beinhalten Instandhaltungskosten und Pumpenstromkosten. Für den Verkauf der verfügbaren Wärme wurde in allen drei Fällen ein Wärmeerlös von 3 Cent/kWh_{th} angenommen.

Zum Vergleich wurden auch die Stromgestehungskosten ausgewählter fossiler Energieträger dargestellt (siehe Anhang 3). Die THG-Emissionen für die Modellfälle wurden aus der Abbildung 2 entnommen, die in der schon besprochenen Ökobilanz ermittelt worden sind (vgl. Abschnitt Ergebnisse der Ökobilanz).

⁴ Die gesamt anfallende Wärme (100%) besteht aus der Wärme für die Fermenterheizung (20%) und der verfügbaren Wärme (80%), die entweder innerbetrieblich (9%) verwendet und/oder verkauft wird (max. 71%).

Tabelle 4: Stromgestehungskosten und Treibhausgasemissionen für Stromerzeugung aus Biogas

Biogasanlage (200 kW)	Stromgestehungskosten [EURCent/kWh _{el}]	THG-Emissionen [kg CO ₂ Äq./kWh _{el}]
100% RG, 0% WN	15,3	-0,591
35% RG, 65% SM, 100% WN	16,0	-0,148
35% RG, 65% SM, 50% WN	17,1	-0,009
35% RG, 65% SM, 25% WN	17,7	0,061
35% RG, 65% SM, 0% WN	17,1	0,130
50% SM, 50% GS, 0% WN	17,4	0,177
100% SM, 0% WN	17,6	0,179

▪ *Auswahl einer Referenzoption*

Eine entscheidende Rolle für das Ergebnis spielt auch die Auswahl der meist fossilen Referenzoption. Dadurch wird entscheidend Einfluss genommen, welche Höhe die CO₂-Vermeidungskosten letztlich erreichen. Während sich die SGK für Braunkohlkraftwerke auf rd. 3,4 EURcent₂₀₀₇/kWh_{el} belaufen, betragen die Kosten für den deutschen Strom-Mix rd. 5,8 EURcent₂₀₀₇/kWh_{el} [Blesl et al. 2008, Gemis 4.5]. Für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wurde der Strom-Mix DE 2007 als fossile Referenz ausgewählt. Zum Vergleich wurde daneben die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten mit Braunkohlreferenz, Steinkohlreferenz und GuD-Referenz durchgeführt (Vgl. Anhang 3).

Tabelle 5: THG-Emissionen und Stromgestehungskosten für fossile Referenztechnologien nach [Gemis 4.5 und UBA 2009]

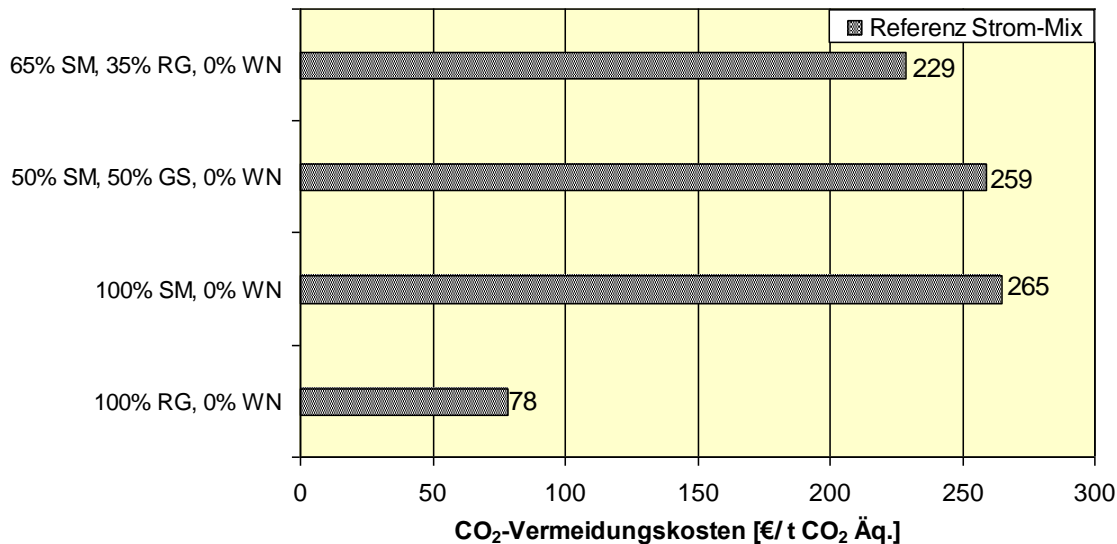
Fossile Referenz	Stromgestehungskosten [EURcent/ kWh _{el}]	THG-Emissionen [kg CO ₂ Äq./kWh _{el}]
Strom-Mix DE 2007	5,8	0,624

Ergebnisse der CO₂-Vermeidungskostenrechnung für die Modellanlagen

Die Nutzung der verfügbaren Wärme einer Anlage führt zum einen zu einer höheren THG-Einsparung (siehe Abb.1). Zum anderen kann sie auch zu niedrigeren Stromgestehungskosten führen, wenn die erzielten Wärmeerlöse über den Kosten der Wärmeleitung liegen. Somit hat die Wärmenutzung einen entscheidenden Einfluss auf die CO₂-Vermeidungskosten. Aus diesem Grund wurden die CO₂-Vermeidungskosten einmal mit und einmal ohne Wärmenutzung errechnet und so auch in den Ergebnissen in unterteilter Form dargestellt.

- *Modellanlagen ohne Wärmenutzung*

Die CO₂-Vermeidungskosten für die Modellanlagen ohne Wärmenutzung sind in der Abbildung 3 dargestellt. Die CO₂-Vermeidungskosten der 100%-Silomais-Anlage betragen für den Fall der fossilen Referenz Strom-Mix Deutschland 265 €/t CO₂ Äq., für reine Gülle-Anlage 78 €/t CO₂ Äq. Die CO₂-Vermeidungskosten können im Einzelfall bei etwa 300 €/t CO₂ Äq. bei 0 %-iger Wärmenutzung (Strom-Mix Deutschland 2005 als Referenz) liegen [KTBL 2007].

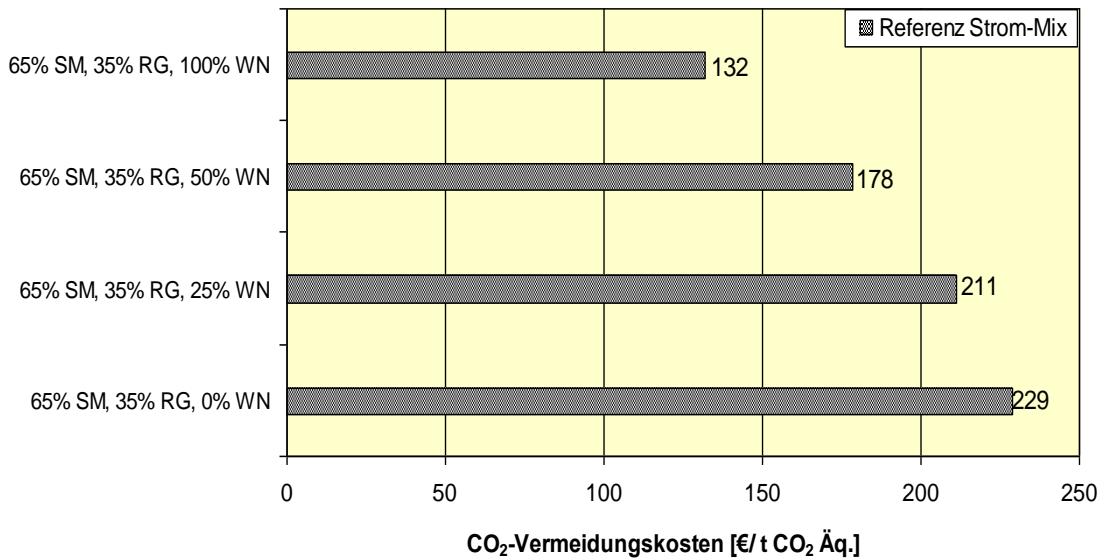


Legende: RG-Rindergülle, SM-Silomais, GS-Grassilage, WN-Wärmenutzung

Abb. 3: CO₂-Vermeidungskosten für Strom aus Biogas mit Strom-Mix DE als fossile Referenzoption

- *Modellanlagen mit Wärmenutzung*

In der Abbildung 4 sind die CO₂-Vermeidungskosten für Biogasanlagen mit unterschiedlichem Wärmenutzungsanteil dargestellt. Zusätzlich zu der oben dargestellten Variante ohne Wärmenutzung werden die Anlagen mit 25%-iger Wärmenutzung, 50%-iger Wärmenutzung und einer Wärmenutzung von 100% untersucht. Die in der Abbildung 4 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die CO₂-Vermeidungskosten für eine 35%-Rindergülle-65%-Silomais-Biogasanlage im Falle der Referenz Strom-Mix Deutschland um 42% sinken, wenn der Wärmenutzungsanteil von 0% auf 100% ansteigt.



Legende: RG-Rindergülle, SM-Silomais, WN-Wärmenutzung

Abb. 4: CO₂-Vermeidungskosten für Strom aus Biogas mit Strom-Mix DE als fossile Referenzoption mit unterschiedlichen Anteilen der Wärmenutzung

Schlussfolgerungen

Die 50%-ige Einsparung von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland kann in denjenigen Biogasanlagen erzielt werden, die Gülle und/oder Reststoffe als Gärsubstrate nutzen, über Wärmenutzungskonzepte und gasdichte Gärrestlager verfügen und keine Grünlandflächen für den Anbau von Gärsubstraten umbrechen.

Die Kombination all dieser Kriterien, die durch die empfohlenen Maßnahmen erreicht werden können, bringt die Biogasanlage zum 50%-Treibhausgaseinsparung-Ziel. Falls all diese Kriterien gleichzeitig erfüllt werden, kann wie beim Modellfall einer 35%-Rindergülle-65%-Silomais-Anlage mit 100% Wärmenutzung sogar über 100% THG-Einsparung im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland erreicht werden. Bei 35%-Rindergülle-65%-Silomais-Anlage mit 100% Wärmenutzung belaufen sich die CO₂-Vermeidungskosten auf 132 €/t CO₂. Äq. Wobei der reine Nawaroeinsatz und keine Wärmenutzung zu Kosten pro vermiedene Tonne CO₂ von bis zu 265 € führen kann. Zusammengefasst bedeutet das, dass die CO₂-Vermeidungskosten mit steigendem Anteil an Wärmenutzung sowie Gülle- bzw. Reststoffeinsatz sinken.

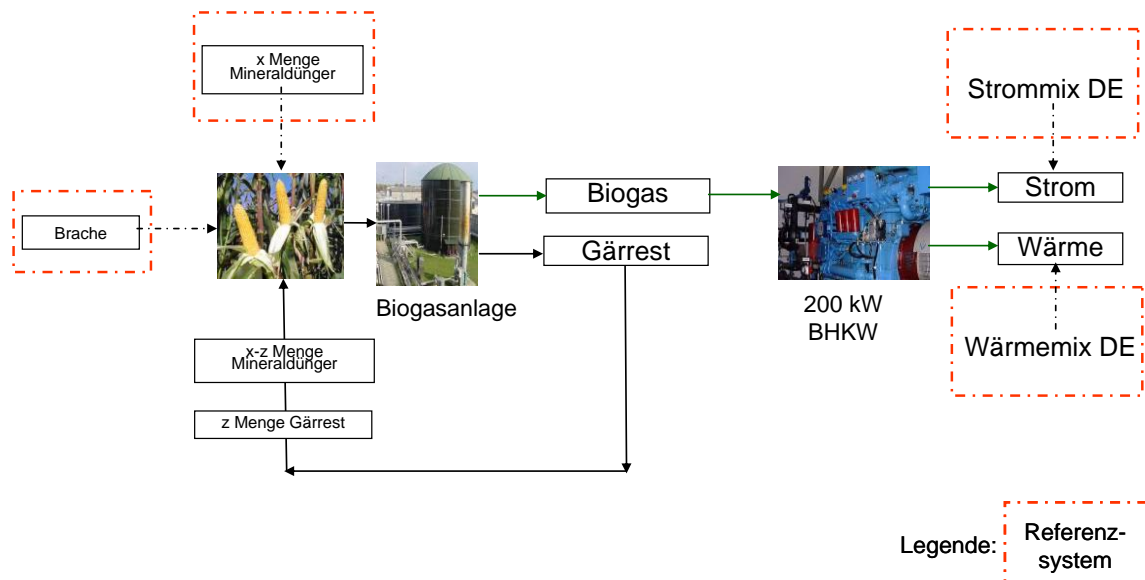
Literatur

- [Blesl et al. 2008] Blesl, M., Wissel, S. und Mayer-Spohn, O.: DELIVERABLE No D.4.1, Private Costs of Electricity and Heat Generation, Projekt: Cases (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems), (2008).
- [Dederer 2009] Dederer, M.: persönliche Mitteilung von Staatlicher Biogasberatung Baden-Württemberg, (2009).
- [Fritsche et al. 2008] Fritsche, U.R. und Wiegmann, K.: Ökobilanzierung der Umweltauswirkungen von Bioenergie-Konversionspfaden. Expertise für das WBGU-Hauptgutachten „Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung, (2008).
- [Gemis 4.5] Gemis 4.5: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.5; Darmstadt; www.gemis.de; (2008).
- [IPCC 2007] IPCC: Fourth Assessment Report, Chapter 2, Changes in Atmospheric Constituents and Radiative Forcing. Cambridge UP: Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, (2007).
- [Hülsbergen et al. 2008] Hülsbergen K.-J. und Schmid H.: Humusbilanzen und C-Kreisläufe in Betriebssystemen mit Biogenenergieerzeugung, in KTBL-Schrift 468, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, Darmstadt, (2009).
- [KTBL 2007] KTBL: Faustzahlen Biogas, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., KTBL/ FNR; Darmstadt/Gülzow, (2007).
- [Mayer-Spohn et al. 2008] Mayer-Spohn, O. und Blesl, M.: DELIVERABLE No D.2.1, Database on life cycle emissions for electricity and heat generation technologies 2005/2010, 2020 and 2030, Projekt: Cases (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems), (2008).
- [Öko-Institut 1998] Öko-Institut: CO₂-Vermeidungskosten Konzept, Potenziale und Grenze eines Instruments für politische Entscheidungen, Berlin, (1998).
- [Öko-Institut 2007] Öko-Institut: Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung – Arbeitspaper; Öko-Institut e.V.; Darmstadt; (2007).

- [PG Biogas 2008] PG Biogas: Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. IFEU, Heidelberg (Koordinator) und IE, Leipzig, Öko-Institut, Darmstadt, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, TU Berlin, S. Klinski, Berlin, sowie im Unterauftrag Peters Umweltplanung, Berlin. Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Endbericht mit Materialband (Bd. A – Bd. P), Heidelberg, www.ifeu.de; www.erneuerbare-energien.de, (2008).
- [Schäfer 2006] Schäfer, M.: Abschätzung der Emissionen klimarelevanter Gase aus der Landwirtschaft Baden-Württembergs und Bewertung von Minderungsstrategien unter Nutzung eines ökonomisch-ökologischen Regionalmodells. Shaker Verlag, Aachen (2006).
- [Stenull et al. 2009] Stenull, M.; Eltrop, L.; Vidjen, I.; Dederer, M. und Messner, J.: Eine Umfrage-gestützte Evaluation von Biogasanlagen in Baden-Württemberg im Jahre 2008, interne Datensammlung (2009).
- [Reinhold 2009] Reinhold, G.: Einfluss der Biogaserzeugung auf das Restgaspotenzial und Eigenschaften der Gärreste sowie die Anforderungen an Gärrestlager, Internationale Bio- und Deponiegas Fachtagung „Synergien nutzen und voneinander lernen II“. Weimar (2009).
- [UBA 2009] UBA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2007, FG I 2.5., Stand: April 2009.

Anhang 1: Bilanzierungsrahmen für Stromerzeugung aus einer 100%-Silomais-Biogasanlage

Bilanzierungsrahmen Silomais 100%



Erklärung des Bilanzierungsrahmens

Angenommen wurde, dass Brachland für den Energiepflanzenanbau erschlossen wird. So ist Brache im Sinne der Ökobilanz die Referenzfläche für die Silomaisackerfläche. Als Düngerreferenz wurde ausschließlich mineralische Düngung des Silomaisfeldes festgelegt, da in diesem ausgewählten Bilanzierungsrahmen Gülle nicht vorhanden ist. Wenn Silomais in die Biogasanlage eingebracht wird, entsteht Biogas, das weiter verstromt wird, und Gärrest, der teilweise den mineralischen Dünger ersetzt. In diesem Fall wurde keine externe Wärmenutzung angenommen, daher ergeben sich für diesen Fall folgende Gutschriften:

1. Brache als Referenzfläche
2. Referenzdüngesystem: ausschließlich mineralische Düngung der Maisfläche
3. Strom-Mix Deutschland 2007

Anhang 2: Substratspezifikationen, Mengenanteile und Flächeninanspruchnahme der betrachteten Modellanlagen

Beschreibung	Einheit	Biogasanlage	Biogasanlage	Biogasanlage	Biogasanlage
		100% Silomais	50% Silomais, 50% Grassilage	65% Silomais, 35% Rindergülle	100% Rindergülle
Substratverteilung	[%]				
Ertrag Maissilage	[t FM/ha]	50	50	50	
TS Maissilage	[Gew.-% FM]	33	33	33	
oTS Maissilage	[Gew.-% TS]	96	96	96	
Siliverluste Maissilage	[Gew.-% FM]	12	12	12	
Maissilage Input	[t FM/a]	4112	2156	3837	
benötigte Fläche für Silomais	[ha]	90	47	84	
Methanertrag Silomais	[Nm ³ CH ₄ /t oTS]	343	343	343	
Ertrag Grassilage	[t FM/ha]		26		
TS Grassilage	[Gew.-% FM]		35		
oTS Grassilage	[Gew.-% TS]		88		
Siliverluste Grassilage	[Gew.-% FM]		12		
Grassilage Input	[t FM/a]		2156		
benötigte Fläche für Grassilage	[ha]		92		
Methanertrag Gras	[Nm ³ CH ₄ /kg oTS]		320		
Gülleanfall	[m ³ /(Tierplatz*a)]			21	21
TS Gülle	[Gew.-% FM]			8	8
oTS Gülle	[Gew.-% TS]			80	80
Gülle Input	[t FM/a]			2065	31022
Rindvieh	[Stück]			98	1477
Methanertrag Rindergülle	[Nm ³ CH ₄ /kg oTS]			224	224

Anhang 3: CO₂-Vermeidungskosten mit verschiedenen fossilen Referenzen

Fossile Referenz	Stromgestehungskosten [EURcent ₂₀₀₇ / kWh _{el}]	THG-Emissionen [g CO ₂ Äq./kWh _{el}]
Strom-Mix DE 2007 [BMU 2009, Gemis 4.5]	5,8	624
Braunkohlekraftwerk [Blesl et al. 2008] [Mayer-Spohn et al. 2008]	3,4	919
Steinkohlekraftwerk [Blesl et al. 2008] [Mayer-Spohn et al. 2008]	3,8	830
GuD Kraftwerk [Blesl et al. 2008] [Mayer-Spohn et al. 2008]	5,0	432

