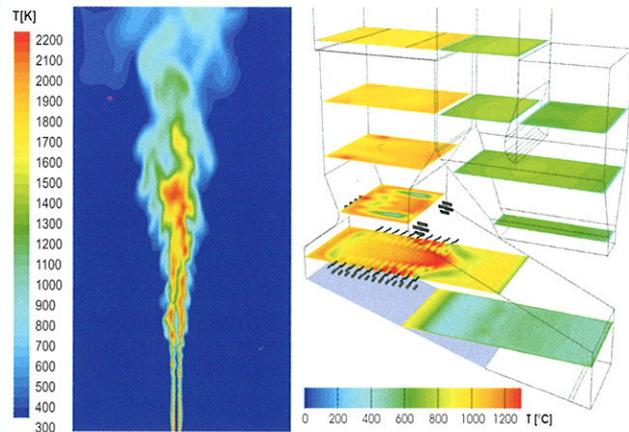
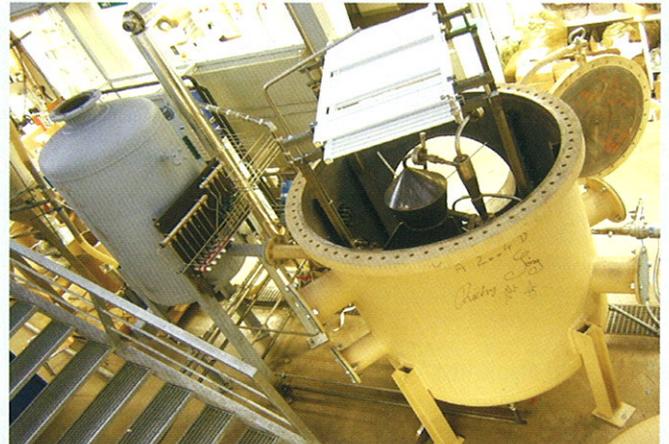


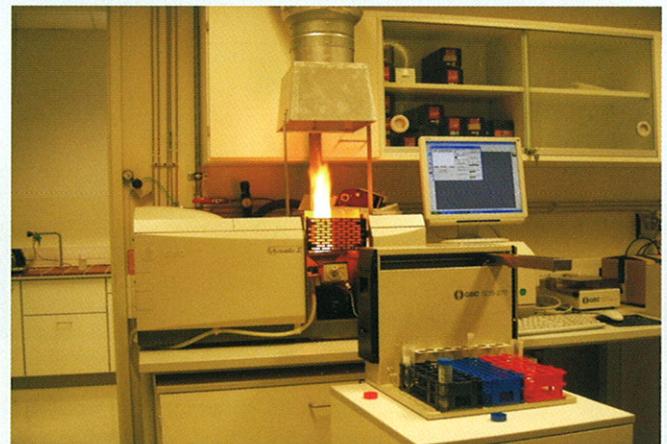
Biomasse-Verbrennung



Biomasse-Vergasung



Modellierung und Simulation



Messtechnik und Analytik



Wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage

Von Jörg Pfeifer, Graz; Christian Krotscheck, Feldbach; Ingwald Obernberger, Graz

Mit 5 Abbildungen und 11 Tabellen

(Eingelangt am 5. Oktober 2006)



Dipl.-Ing.
Jörg Pfeifer



Dipl.-Ing.
Dr. Christian Krotscheck



Prof. Univ.-Doz. Dipl.-Ing.
Dr. Ingwald Obernberger

Kurzfassung

Im Rahmen des vom Zukunftsfonds des Landes Steiermark und des Landesenergievereins Steiermark geförderten, und in dieser Arbeit vorgestellten Projekts wurde für eine für Österreich repräsentative moderne landwirtschaftliche Biogasanlage eine umfassende wirtschaftliche und ökologische Bewertung durchgeführt. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgte basierend auf den Betriebsdaten der Anlage sowie zusätzlicher Informationen der Betreiber, anhand der Berechnung der Energiegestehungskosten

für Strom und Wärme sowie der einzelnen Kostenkomponenten nach VDI 2067 (einheitliches Berechnungsschema). Weiters wurde eine dynamische Amortisationsrechnung und Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Mittels des Sustainable Process Index wurde eine ökologische Analyse durchgeführt. Darauf aufbauend erfolgte eine umfassende wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Produktion und Nutzung von Biogas mit landwirtschaftlichen Substraten, gefolgt von Schlussfolgerungen und Empfehlungen. Dabei konnten wesentliche wirtschaftliche und ökologische Kriterien, die für die Planung und Realisierung zukünftiger Anlagen zu beachten sind, definiert werden.

Abstract

The project presented in this work, which was funded by „Zukunftsfonds des Landes Steiermark“ and „Landesenergieverein Steiermark“, focuses on the detailed economic and ecological evaluation of a modern agricultural biogas plant representing typical Austrian biogas plants. The economic evaluation based on operational data of the plant as well as information from the operator included an economic efficiency calculation of the energy production costs for heat and power according to the VDI guideline 2067. Further a calculation of the dynamic payback period and a sensitivity analysis was performed. For the ecological analysis the sustainable process index was used. Based on these results a detailed economic and ecological evaluation of the production and utilisation of biogas in biogas plants using agricultural substrates as well as conclusions and

recommendations were implemented. This way, significant economic and ecological parameters, which are important for the design and realisation of future biogas plant, could be defined.

Abkürzungen und Indizes

(alphabetisch geordnet)

Ah	Arbeitsstunde
CDCF	kumulierter diskontierter Cash-Flow
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
SPI	Sustainable Process Index (Ökologischer Fußabdruck)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

Chemische Formelzeichen

(alphabetisch geordnet)

CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
C _x H _y	Kohlenwasserstoff
H ₂ O	Wasser
HCl	Salzsäure
N	Stickstoff
NH ₄	Ammonium-Stickstoff
NO _x	Stickoxide (NO, NO ₂)
SO _x	Schwefeloxide (SO ₂ , SO ₃)

1. Einleitung

Durch die in den letzten Jahren guten Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Österreich (aber auch im benachbarten Deutschland und Italien) und die dadurch angestiegene Anzahl an Biogasanlagen, ist auch die Zahl der Anbieter für Biogasanlagen gestiegen. Da oft entsprechendes Know-how für die korrekte Auslegung bzw. wirtschaftliche Bewertung von Biogasanlagen fehlt, die Kalkulation der Invest- und Betriebskosten, unter Berücksichtigung der spezifischen Rahmenbedingungen aber von essentieller Bedeutung für den zukünftigen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage ist, sollte dieser Gesichtspunkt näher betrachtet werden. Zur Unterstützung der Anlagenoptimierung bezüglich Substratauswahl, Wärmenutzung und Gasreinigung sowie zur Sicherstellung eines ökologisch sinnvollen Betriebs, wurde auch mittels Sustainable Process Index (SPI) eine ökologische Bewertung der ausgewählten Anlage durchgeführt.

Im Rahmen eines vom Zukunftsfonds des Landes Steiermark und des Landesenergievereins Steiermark geförderten Projekts zur Optimierung von Biogasanlagen und zum besseren Verständnis der dort ablaufenden Prozesse, wurde an einer modernen landwirtschaftlichen Biogasanlage ein umfassendes Anlagenmonitoring samt Bewertung der Anlage durchgeführt, welches umfangreiche Untersuchungen und Berechnungen unter Berücksichtigung aller wesentlichen Einflussgrößen beinhaltete. Die verfahrenstechnische Betrachtung wurde bereits in einer vorangegangenen Veröffentlichung [1] behandelt, in dieser Arbeit werden die wirtschaftliche und ökologische Bewertung einer Biogasanlage mit Gasmotor (500 kW_e) beschrieben. Dazu wurde eine für Österreich repräsentative moderne landwirtschaftliche Biogasanlage in der Oststeiermark ausgewählt, welche Mais- und Roggensilage sowie Schweinegülle als Substrat einsetzt.

Derartige Bewertungen von Biogasanlagen sind bislang nicht verfügbar, obwohl sie die Basis für eine fundierte Anlagenplanung und Betriebsoptimierung darstellen. Weiters können damit Schwachstellen aufgezeigt werden, die für die Planung und den Betrieb künftiger Anlagen maßgeblich sind. Basierend auf diesen Bewertungen erfolgte auch die Erarbeitung von Kenn- und Richtwerten für die Biogasanlage.

2. Zielsetzung

Für die untersuchte Anlage erfolgte eine wirtschaftliche Bewertung basierend auf den Betriebsdaten der Anlage und der Anlagenerhebung, anhand der Berechnung der Energiegestehungskosten für Strom und Wärme sowie der einzelnen Kostenkomponenten nach VDI-Richtlinie 2067 [2] (einheitliches Berechnungsschema), welche von österreichischen Förderstellen für Ansuchen von Investitionsförderungen als Bewertungsgrundlage herangezogen wird. Weiters wurde eine dynamische Amortisationsrechnung und eine umfassende Sensitivitätsanalyse durchgeführt, deren Ergebnisse bewertet und mit Erfahrungswerten verglichen, sowie daraus entsprechende Kenn- und Richtwerte erarbeitet.

Ein weiterer wichtiger Teil der Evaluierung der Anlage bestand aus einer integrierten ökologischen Bewertung mittels Sustainable Process Index (SPI), welche die gesamte Biogaserzeugungskette einschließt.

Durch diese Arbeit soll die Akzeptanz und das Bewusstsein für ökoefizientes Wirtschaften bei entsprechend erfolgreichem Betrieb von Biogasanlagen verstärkt und der Einsatz der Technologie optimiert werden. Dadurch kann weiters ein effektiver Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden, da Methan, welches als Treibhausgas die globale Erwärmung fördert und ein 25-fach höheres Treibhauspotential als Kohlendioxid besitzt, auf diese Weise nicht unkontrolliert in die Atmosphäre gelangt.

Als Ziele des Projekts wurden folgende Punkte definiert:

- Die umfassende wirtschaftliche Bewertung einer ausgewählten, modernen und für österreichische Rahmenbedingungen repräsentativen landwirtschaftlichen Anlage zur Darstellung und zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Biogas-KWK-Anlagen und der Erarbeitung von wirtschaftlichen Kenn- und Richtwerten.
- Die ökologische Bewertung der gesamten Biogaserzeugungskette der ausgewählten Anlage mittels SPI (Sustainable Process Index), zur Unterstützung der Optimierung neu zu errichtender Anlagen und zur Sicherstellung eines ökologisch sinnvollen Betriebs.

3. Wirtschaftliche Bewertung

Um die Anlage im Detail wirtschaftlich bewerten zu können, mussten in Zusammenarbeit mit dem Anlagenbetreiber sämtliche Kostenpositionen erfasst [3], bzw., falls nicht bekannt, basierend auf Erfahrungswerten abgeschätzt und mit Literaturwerten auf Repräsentativität geprüft werden. Diese Daten wurden dann in einem von der BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH entwickelten, auf MS Excel basierendem Programm nach den Vorgaben des ÖKL-Merkblattes Nr. 67 [4] und der VDI-Richtlinie 2067 [5] zusammengefasst und die Kostenrechnung bzw. die Berechnung der dynamischen Amortisationszeit durchgeführt, die auch für andere Biogasanlagen dieser Größe (500 kW_e) und diesen Typs (Nassvergärung, einstufig) als repräsentativ angesehen werden kann. Den Berechnungen wurden die in den folgenden Abschnitten beschriebenen Kosten zugrunde gelegt.

3.1 Methodik der wirtschaftlichen Bewertung

Um die wirtschaftlichen Merkmale einer Investition zu einer Vergleichsgröße zusammenfassen zu können, wird in Anlehnung an die Vorgaben des ÖKL-Merkblattes Nr. 67 [4], die Investi-

tionsrechnung nach VDI 2067 und die dynamische Amortisationsrechnung zur Anwendung gebracht und im Folgenden genauer beschrieben. Die bis jetzt verwendete VDI-Richtlinie 2067 Fassung 1983 [2] beruht auf dem Prinzip der statischen Investitionsrechnung. Die VDI-Richtlinie 2067 Fassung 2000 [5] hingegen ist eine dynamische Investitionsrechnung nach der Annuitätenmethode. Da österreichische Förderstellen noch immer die statische Berechnungsmethode nach VDI 2067 Fassung 1983 für Ansuchen von Investitionsförderungen als Bewertungsgrundlage heranziehen, hat sich die Verwendung der neueren Fassung aus dem Jahr 2000 noch nicht durchgesetzt. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung in dieser Arbeit wurde jedoch nur in der aktuellen Fassung 2000 durchgeführt. Es wird daher auf den Zusatz „Fassung 2000“ verzichtet, da sich sämtliche Verweise auf diese Fassung beziehen.

Die Energiegestehungskosten für Strom und Wärme aus Biogas wurden mittels Volkkostenrechnung auf Basis der Richtlinie VDI 2067 [5] unter Berücksichtigung der genutzten Strom- und Wärmemengen berechnet und mit den erzielten Strom- und Wärmeerlösen verglichen. Für die Ermittlung der Gesamtkosten werden die verschiedenen Kostenarten in vier Kostengruppen eingeteilt: kapitalgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten und sonstige Kosten.

Die kapitalgebundenen Kosten setzen sich aus den Kapital- und Instandhaltungskosten zusammen, die verbrauchsgebundenen Kosten erfassen alle Kostenarten, die in direktem Zusammenhang mit der Produktion stehen (beispielsweise Kosten für die Substrate und den Stromeigenbedarf). Unter die betriebsgebundenen Kosten fallen jene Kosten, die aus dem Betrieb der Anlage entstehen, wie beispielsweise die Kosten für die Bedienung der Anlage (Personalkosten). Die sonstigen Kosten umfassen unter anderem die Kosten für Versicherungen, allgemeine Abgaben, Steuern und Verwaltungskosten.

Für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung werden zusätzlich Daten über die Finanzierung, wie z.B. Eigen- und Fremdkapitalzinssatz, Eigenkapitalanteil, Laufzeit für Kredit, sowie mittlerer Steuersatz benötigt, um die Einnahmen eines Investitionsprojektes über die jährlichen Erlöse spezifizieren zu können.

Im Detail sind für die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage folgende Parameter berücksichtigt worden:

- Investitionskosten für alle bautechnischen Komponenten wie Vorrube, Fermenter, Endlager, Substratlager, Gaslager, Gebäude, Außenanlagen und Anschließungskosten sowie die Nutzungsdauern und die Instandhaltungskosten all dieser Anlagenteile.
- Investitionskosten für alle anlagentechnischen Komponenten wie Substrataufbereitung, Substrateinbringung, Gärrestverwertung, Rührwerke, gasführendes System, Gasaufbereitung, Fermenterheizung, Hydraulikinstallation, Elektroinstallation, Fernwärmenetz und Wärmeübergabestationen, Gasmotor, Fahrzeuge und Sonstiges sowie wieder die entsprechenden Nutzungsdauern und Instandhaltungskosten all dieser Anlagenkomponenten.
- Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten wie der Personalaufwand für Betrieb und Geschäftsführung der Anlage, elektrischer und thermischer Eigenbedarf, Grundstückskosten sowie sonstige Kosten wie Versicherung, Wartungskosten des BHKW (die nicht über die Instandhaltungskosten berücksichtigt wurden), Schmieröl für den Gasmotor und die Substratkosten.
- Finanzierungsrelevante Parameter wie kalkulatorische Zinssätze, Laufzeit des Langzeitkredits, mittlerer Steuersatz und Eigenkapitalanteil.
- Für die Erlöse die erzielbaren Preise für Strom und Wärme sowie die zugehörigen Mengenströme.

Weiters wurde analog zur Gliederung der Investitionskosten den einzelnen Anlagenteilen, die eine unterschiedliche Nutzungsdauer aufweisen, auch eine entsprechende Nutzungsdauer zugewiesen. Dabei wurde zwischen bilanzieller (Abschreibungen entsprechend Steuerrecht) und tatsächlicher Nutzungsdauer laut [4, 5] unterschieden. Entsprechend der tatsächlichen Nutzungsdauer müssen Reinvestitionen berücksichtigt werden. Eine Indexanpassung (in % p.a.) der Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt die jährlichen Preissteigerungen. Auch für die Erlöse aus der Strom- und Wärmeproduktion wurde eine Indexanpassung durchgeführt.

3.2 Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen der Berechnungen näher erläutert.

3.2.1 Investitions- und Planungskosten

Die untersuchte landwirtschaftliche Anlage wurde nicht von einem Generalunternehmer geplant und gebaut, sondern durch Einzelauftragsvergabe und viel Eigeninitiative der Betreiber in Zusammenarbeit mit einem Planer errichtet. Um ein für Österreich repräsentatives Ergebnis zu erhalten wurden aber die Planungskosten die bei vollständiger Planung der Anlage durch einen entsprechend befugten Planer (z.B. Technisches Büro für Energietechnik) anfallen, angesetzt. Die Investitions- und Planungskosten wurden aufgrund unterschiedlicher Nutzungsdauern der einzelnen Anlagenkomponenten in Bautechnik bzw. Fernwärmenetz und Anlagentechnik unterteilt. Die Zuordnung der Kosten und die Unterteilung in die entsprechenden Kategorien findet sich in Tabelle 1. Die gesamten Investitionskosten der Anlage belaufen sich somit auf rund 1,73 Millionen EUR. Die Planungskosten berechnen sich anteilig aus den Investitionskosten für Bautechnik und Anlagentechnik inklusive Fernwärmenetz und betragen rund 7,8 % der Gesamtinvestitionskosten (Durchschnittswert für Biogasanlagen).

3.2.2 Nutzungsdauer und Instandhaltung

Die für die Berechnung benötigte effektive und bilanzielle Nutzungsdauer und die Instandhaltungskosten in Prozent der

Tabelle 1: Investitionskosten der Biogasanlage samt Gasmotor-BHKW (500 kW_{el})

	Investitionen [€]
Bautechnik	590.000
Mikro-Fernwärmenetz	38.000
Anlagentechnik	798.000
Fahrzeuge	80.000
Planung	136.000
Sonstiges	91.000
Summe	1.733.000

Erläuterungen: Kostenstand 2004; unter Position Mikro-Fernwärmenetz sind auch die Kosten für die Wärmeübergabestationen für die Versorgung der Gebäude der Betreiber enthalten (Leistungsgröße ~300 kW, Wärmebedarf ~580.000 kWh/a, Leitungslänge Mikronetz ~3 km).

jeweiligen Investitionskosten für die einzelnen Anlagenkomponenten finden sich in Tabelle 2. Es wird sowohl die tatsächliche Nutzungsdauer als Reinvestition entsprechend der durchschnittlichen Lebensdauer, als auch die bilanzielle Nutzungsdauer über Abschreibungen berücksichtigt. Die bilanzielle Nutzungsdauer und die Reinvestition sind besonders für die dynamische Amortisationsdauer von Relevanz.

Der Anteil für Wartung/Instandhaltung für den Gasmotor in Tabelle 2 ist Null, da die Kosten für die Wartung und Instandhaltung des Gasmotors in den betriebsgebundenen Kosten gesondert über einen Wartungsvertrag berücksichtigt wurden (siehe nachfolgendes Kapitel).

3.2.3 Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten

Entsprechend der Kostenaufteilung nach VDI 2067 teilen sich periodisch anfallende Kosten in betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten auf. Diese sind in Tabelle 3 zusammengefasst dargestellt.

Für den Betrieb der Anlage wurde ein Personalaufwand von 1.500 Stunden im Jahr angesetzt. Über den Personalstunden-satz von 22 EUR/h ergeben sich zusammen mit dem Aufwand

Tabelle 2:

Nutzungsdauern und Instandhaltungskosten der untersuchten Biogasanlage

Erläuterungen: Datenquelle: VDI-Richtlinie 2067 [5], Programm Ecogas [6] bzw. Erfahrungswerte von Herstellern und Betreibern sowie eigene Annahmen.

	Instandhaltung [%]	Nutzungsdauer laut VDI/ÖKL [Jahre]	Bilanzielle Nutzungsdauer [Jahre]	Reinvestition [Jahre]
Bautechnik				
Vorgrube, Fermenter, Endlager, Fahrsilo	2,0%	25	25	25
Gaslager	2,0%	15	15	15
Gebäude, Außenanlagen, Aufschließungskosten, Sonstige Baukosten	1,0%	50	50	50
Fernwärmenetz				
Rohrleitungen Fernwärmenetz, Grabungsarbeiten Fernwärmenetz	1,0%	45	30	45
Wärmeübergabestationen	2,0%	30	15	30
Anlagentechnik				
Gületechnik, Substrateinbringung, Gärrestverwertung, Rührwerke	2,0%	10	10	10
Gasführendes System, Gasaufbereitung	2,0%	15	15	15
H-Installation inkl. Heizung, E-Installation + Trafo, Sonstiges	2,0%	20	15	20
Gasmotor	0,0%	15	15	15
Planung				
Planung Bautechnik		25	25	25
Planung Anlagentechnik		15	15	15

für die Geschäftsführung die Personalkosten. Der Aufwand für die Geschäftsführung wird gesondert über einen jährlichen Pauschalbetrag abgerechnet. Im vorliegenden Fall wurden Kosten in Höhe von 5.000 EUR/a eingerechnet.

Sowohl der thermische als auch der elektrische Eigenbedarf wird in Prozent der produzierten thermischen bzw. elektrischen Energie angegeben. Für die thermische Energie fallen in der Regel keine zusätzlichen Kosten an, da diese als Abwärme bei der Stromproduktion im Gasmotor-BHKW zur Verfügung steht. Es wird allerdings durch die interne Nutzung der thermischen Energie jene Menge reduziert, die an einen möglichen Abnehmer verkauft werden kann. Eine Nutzung der produzierten Wärme sollte auf jeden Fall angestrebt werden. Im vorliegenden Fall wurde die durchschnittliche zur Beheizung der Stallungen und der Privathäuser der Betreiber jährlich genutzte Wärmemenge mit 578.000 kWh berücksichtigt. Wie stark der Einfluss der Wärmenutzung auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ist, wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse genauer untersucht und diskutiert.

Je nach Bundesland und Energieversorgungsunternehmen erfolgt die Einspeisung in das Stromnetz in Österreich unter Berücksichtigung des Eigenstrombedarfs Brutto oder Netto. Bei der Bruttoeinspeisung wird die gesamte produzierte elektrische Energie eingespeist und der elektrische Eigenbedarf vom Netz bezogen. Dafür fallen Stromkosten entsprechend dem gerade gültigen Strompreis an. Bei der Nettoeinspeisung verringert sich die für den Verkauf verfügbare elektrische Energie um den Eigenbedarf. Für die Ermittlung der Kosten für den elektrischen Eigenbedarf wurde bei der untersuchten Anlage die Nettoeinspeisung berücksichtigt (Bruttoleistung 500 kW_{el}).

Die sonstigen Kosten beinhalten die Kosten für Versicherungen, Telefon sowie weitere Gebühren und Abgaben und wurden mit 1 % der gesamten Investitionskosten berücksichtigt. Für die Grundstückskosten werden die Pachtkosten aus der Verzinsung des Grundstückswertes als Quasi-Miete und nicht als Investitionskosten verrechnet (es ist somit kein Ankauf des Grundstücks berücksichtigt).

Für moderne Gasmotoren wird zumeist ein Wartungsvertrag abgeschlossen, in dem je nach Umfang der Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten ein Kostensatz in EUR/Betriebsstunde einerseits und eine Verfügbarkeitsgarantie des Gasmotor-Herstellers andererseits festgelegt sind. In der durchgeführten Berechnung wurde ein Wartungsvertrag des Hersteller berücksichtigt, in dem auch das erforderliche große Service für den

Motor nach ca. 8 Jahren enthalten ist, wodurch eine Standzeit von 15 Jahren erreicht wird. Die Kosten für Schmieröl sind in der Regel in den Kosten des Wartungsvertrags noch nicht enthalten und wurden daher getrennt berücksichtigt.

Zu den verbrauchsgebundenen Kosten zählen auch die Substratkosten aus Tabelle 4 und eventuell anfallende Kosten für die Entsorgung des Gärrestes. Da der Gärrest aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen einen guten Dünger darstellt, wird dieser gerne von den Landwirten der Umgebung abgenommen, da so Kunstdünger eingespart werden kann. Es fallen daher keine zusätzlichen Kosten für Transport oder Entsorgung an. Gleiches gilt für die eingesetzte Schweinegülle, die üblicherweise mittels Güllefässern bei den Landwirten abgeholt bzw. von diesen angeliefert wird und ebenso kostenlos zur Verfügung steht. Im Gegenzug erhält der Lieferant Gärrest aus der Anlage.

Tabelle 4: Substratkosten der untersuchten Biogasanlage

	Menge [t FS/a]	Ø TS-Gehalt [% FS]	Preis [€/t FS]
Gülle	4.400	2,1	0
Maissilage	9.500	33,27	22
Roggensilage	270	18,72	9

Für die Substrate Mais- und Roggensilage setzt sich der Preis aus Rohstoff-, Ernte-, Drusch und Transportkosten zusammen.

3.2.4 Finanzierung

Die Finanzierung des Projektes erfolgte durch 10% Eigenkapital und langfristige Kredite über 10 Jahre (Kreditvariante Annuitätenrückzahlung). Investitionsförderungen im Leistungsbereich von 500 kW_{el} sind derzeit nicht in allen österreichischen Bundesländern möglich, in der Steiermark etwa ist in dieser Leistungsklasse keine Investitionsförderung vorgesehen, es wurde daher nur eine Investitionsförderung für die Fernwärmeauskopplung (30% der umweltrelevanten Investitionskosten, entspricht 0,66% der gesamten Investitionskosten) angesetzt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit und um einen finanzierungsneutralen Vergleich verschiedener Nutzungsvarianten durchführen zu können, wurden alle Zinssätze (Zinssatz Langfristiger Kredit, Kontokorrent-Zinssatz Soll/Haben, kalkulatorische Zinssätze Fremdkapital und Eigenkapital) mit 5% festgelegt.

Personalstundensatz	22	€/h
Personalaufwand	1.500	h/a
Geschäftsführung (pauschal)	5.000	€/a
Eigenbedarf elektrisch	8,0	%
Strompreis (Eigenbedarf)	0,145	€/kWh
Eigenbedarf thermisch	7,5	%
Wärmepreis (Verkauf Fernwärme)	0,04	€/kWh
Sonstige Kosten	1,0	%
Grundstückskosten (Pacht)	1.350	€/a
Wartung/Instandhaltung Gasmotor	5,0	€/Betriebsstunde
Betriebsstunden Gasmotor	8.500	h/a
Schmieröl Gasmotor	3.600	€/a

Tabelle 3:

Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten der untersuchten Biogasanlage

Erläuterungen: der Eigenbedarf in Prozent bezieht sich auf die produzierte elektrische bzw. thermische Energie (siehe Tabelle 5); der thermische Eigenbedarf ist als Jahresdurchschnitt zu verstehen; der Prozentsatz an sonstigen Kosten bezieht sich auf die Gesamtinvestitionssumme (siehe Tabelle 1); Grundstücksfläche ca. 9.000 m²; der Strompreis für den Eigenbedarf entspricht bei der Nettoeinspeisung dem Ökostromeinspeisetarif; Datenquelle [3]

3.2.5 Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf

Die Erlöse ergeben sich aus den verkauften Energiemengen und den zugehörigen Energiepreisen für Strom und Wärme. Der Strompreis richtet sich nach den in der Tarifverordnung des Ökostromgesetzes festgelegten Einspeisetarifen. Entsprechend der letztgültigen Fassung der Tarifverordnung [7] ergibt sich für die Einspeisung von Ökostrom aus Biogasanlagen, die bis zum 31.12.2004 genehmigt wurden, in der Leistungsklasse bis 500 kW_{el} ein Tarif von 0,145 EUR/kWh. Da in der Steiermark die Nettoeinspeisung zum Tragen kommt, ist für den Stromeigenbedarf der Einspeisetarif anzusetzen. In Tabelle 5 wird dieser Umstand berücksichtigt, indem die Stromeigenbedarfsmenge von der produzierten Strommenge (Bruttoleistung 500 kW_{el}) abgezogen wurde.

Der Wärmepreis ist regional unterschiedlich und wurde basierend auf Erfahrungswerten für Mikronetze, mit 40 EUR/MWh angenommen. Bei der Einspeisung in ein bestehendes Fernwärmenetz können 20 - 30 EUR/MWh angesetzt werden, sofern die Netzerrichtung nicht berücksichtigt werden muss.

höheren Marktpreises für Wärmeenergie allerdings mit einer Preissteigerung (Annahme 2% p.a.) zu rechnen. Für die Substratversorgung werden im Allgemeinen langfristige Lieferverträge abgeschlossen. Der Preis für Mais richtet sich dabei nach dem Marktpreis, welcher aufgrund des Angebotes zur Erntezeit (abhängig von Anbaumengen, Klima, Maissorte) und der lokalen Nachfrage festgelegt wird. Diese Preisentwicklung ist nur schwer vorhersehbar. Im vorliegenden Fall wurde trotz eines negativen Agrarindex für landwirtschaftliche Produkte eine Preissteigerung aufgrund lokaler Nachfrage von 1% p.a. berücksichtigt. Die Preissteigerung für die übrigen Positionen wie Investitionskosten, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten, Instandhaltungskosten, Personalkosten, Sonstige Kosten und Sachaufwand (Versicherungen, Verbrauchsmittel, ...) wurde mit 2% p.a. festgelegt.

Die angeführten Werte der Indexanpassung beeinflussen sowohl die dynamische Amortisationsrechnung als auch die Berechnung nach VDI 2067. Die Indexanpassung für die Berechnung nach VDI 2067 wird an die VDI-Richtlinie angepasst, indem die Werte der dynamischen Amortisationsrechnung ent-

Tabelle 5:
Erlöse aus dem Strom- und Wärmeverkauf der Biogasanlage

	Energiemenge [kWh/a]	Energiepreis [€/kWh]	Erlöse [€/a]
Stromproduktion	4.150.000		
Stromverkauf	3.818.000	0,145	553.610
Stromeigenbedarf	332.000		
Wärmeproduktion (T _{Abgas} 100°C) ²⁾	4.872.000		
Wärmeproduktion (T _{Abgas} 180°C) ¹⁾	4.714.000		
Wärmeverkauf	578.000	0,040	23.120
Wärmeeigenbedarf	410.000		
Summe			576.730

Erläuterungen: Erlöse im 1. Jahr (ohne Indexanpassung); elektr. Energie bezogen auf 8.300 Volllaststunden pro Jahr; verkaufte Wärmeenergie ~13% der tatsächlich verfügbaren Wärmeenergie (ausgehend von 8.300 Volllaststunden abzüglich Eigenbedarf bei Abkühlung des Abgases auf 180°C¹⁾);
²⁾ maximal verfügbare Wärmemenge bei Abkühlung des Abgases auf 100°C.

Bei der Berechnung der Energiemengen wurde von 8.300 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen. Zieht man von der produzierten thermischen Energie, üblicherweise wird das Abgas auf 180°C abgekühlt (maximal verfügbare thermische Energie bei Abgasabkühlung auf 100°C), den Eigenbedarf für die Fermenterheizung ab, erhält man die verfügbare Wärmemenge. Die verkaufte Wärmemenge beträgt im untersuchten Fall nur rund 13% der verfügbaren Wärmemenge, da derzeit nicht die gesamte Wärme genutzt werden kann. Der Rest muss mittels Luftkühlern ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden. Der Wärmeeigenbedarf wurde über die Energiebilanz ermittelt, der Wärmeverkauf über die benötigten Wärmemengen der Abnehmer abgeschätzt, da bei der untersuchten Anlage keine Wärmemengenzähler vorhanden sind (vgl. [1]). Die Erlöse aus dem Strom- und Wärmeverkauf der Biogasanlage finden sich in Tabelle 5.

3.2.6 Indexanpassung

Die Indexanpassung berücksichtigt Kosten- bzw. Preissteigerungen aufgrund der Inflation, der Marktentwicklung oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben. Dabei werden für die Investitionskosten, sämtliche periodisch anfallenden betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten und für die zu erzielenden Erlöse Prozentsätze definiert, welche die Preissteigerung angeben. Der bisher in Österreich gültige Einspeisetarif für Ökostrom ist gesetzlich vorgegeben und auf 13 Jahre fixiert, weshalb dafür keine Indexanpassung erfolgte. Im Fall des Wärmepreises ist aufgrund steigender Energiekosten und des daraus folgenden

sprechend dem eingesetzten Kapital gewichtet und zusammengefasst werden. Bei der Berechnung nach VDI 2067 wird für die entsprechend zusammengefassten Kostengruppen eine Indexanpassung berücksichtigt (Mischindexsatz), während bei der dynamischen Amortisationsrechnung eine viel detailliertere Zuweisung zu den einzelnen Kostenpositionen erfolgt. Da die Indexanpassung aber bis auf wenige Ausnahmen 2% beträgt, ergeben sich im vorliegenden Fall nur geringe Unterschiede zwischen den beiden Berechnungsmethoden.

3.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067 Fassung 2000

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067 in Abbildung 1 unterliegen nicht den Einschränkungen der statischen Methoden, halten sich ansonsten jedoch an die übliche Kostengliederung der VDI-Richtlinie und liefern ebenfalls wie die Fassung von 1983 die spezifischen Energiegestehungskosten. Die Differenz zwischen den spezifischen Erlösen von 132 EUR/MWh und den spezifischen Energiegestehungskosten von rund 126 EUR/MWh ist deutlich geringer als in der Berechnung nach VDI 2067 Fassung 1983 (spezifische Energiegestehungskosten von ~112 EUR/MWh), da in der Fassung 2000 neben der Indexanpassung auch der Restwert (basierend auf der Nutzungsdauer) der einzelnen Komponenten berücksichtigt wird (dynamische Berechnung). Der Betrachtungszeitraum ergibt sich aus der Nutzungsdauer der Gesamtanlage bzw. der Nutzungsdauer einer Schlüssel-

komponente der Anlage wie z.B. den Fermentern oder dem Endlager. Dieser beträgt sowohl für die Fermenter als auch für das Endlager 25 Jahre. In Abbildung 1 ist das Ergebnis der Berechnung nach VDI 2067 für das 10. Betriebsjahr dargestellt. Die Berechnung zeigt, dass die verbrauchsgebundenen Kosten (58 EUR/MWh) vor den kapitalgebundenen Kosten (37 EUR/MWh) den höchsten Beitrag zu den spezifischen Energiegestehungskosten unter Berücksichtigung der Förderung für die Fernwärmeauskopplung (~126 EUR/MWh) liefern. Der wesentliche Kostenfaktor dabei sind die Substratkosten. Als weiterer Punkt sind noch die betriebsgebundenen Kosten (25 EUR/MWh) wie Personalkosten, sonstige Kosten und Betriebsmittel zu nennen. Die Instandsetzungskosten (6 EUR/MWh) spielen eine eher untergeordnete Rolle. Weiters zeigt die Berechnung, dass die spezifischen Energiegestehungskosten geringer als die spezifischen Erlöse aus dem Strom- und Wärmeverkauf (132 EUR/MWh) sind und somit ein wirtschaftlicher Betrieb innerhalb von 13 Jahren möglich ist. Der spezifische Gesamtenergieverkaufserlös errechnet sich aus dem Einspeisetarif für Ökostrom (145 EUR/MWh) und dem Wärmepreis (40 EUR/MWh), gewichtet mit den jeweiligen verkauften Energiemengen (siehe Tabelle 5). Da die Berechnung nach VDI 2067 den Stromeigenbedarf (Nettoeinspeisung) auf der Kostenseite berücksichtigt, ist zur Berechnung der Erlöse die produzierte Strommenge einzusetzen.

3.4 Ergebnisse der dynamischen Amortisationsrechnung

Anhand der Daten aus Kapitel 3.2 und der in Kapitel 3.1 erläuterten Berechnungsmethode wird die dynamische Amortisationszeit ermittelt. Die Darstellung der Ergebnisse dieser Berechnung erfolgt in Form eines Diagramms in dem der kumulierte diskontierte Cash-Flow (CDCF) über den Betrachtungszeitraum dargestellt ist. Der Nulldurchgang der CDCF-Kurve in Abbildung 2 ergibt die dynamische Amortisationszeit, welche in der Regel unter der Nutzungsdauer (laut Steuerrecht) der Gesamtanlage liegen sollte. Da für die Einspeisung von Ökostrom nur ein für 13 Jahre gesicherter Einspeisetarif vorliegt, ist die Wirtschaftlichkeitsberechnung nur für diese Dauer exakt durchführbar, da über die Erlössituation nach Ablauf der 13 Jahre keine genauen Aussagen gemacht werden können. Demnach sollten sich die getätigten Investitionen innerhalb dieser 13 Jahre amortisiert haben. Zusätzlich werden im Diagramm das Betriebsergebnis sowie der Jahresüberschuss dargestellt. Die Amortisationszeit der betrachteten Biogasanlage mit Gasmotor-BHKW liegt bei etwa 12 Jahren. Wie der Kurvenverlauf zeigt, müssen bereits nach 10 Jahren erste Komponenten der Anlagentechnik und nach 15 Jahren weitere Komponenten, unter anderem das BHKW, erneuert werden (Knick im Kurvenverlauf bei 10 bzw. 15 Jahren). Eine weitere Analyse der Ergeb-

	Investitions- kosten €	kapital- gebundene Kosten € p.a.	Instand- setzungs- kosten € p.a.	verbrauchs- gebundene Kosten € p.a.	betriebs- gebundene Kosten € p.a.	Summe der Energie-kosten € p.a.	spezifische Energie-kosten €/ MWh verk.
Bautechnik							
Vorgrube	26.357	2.776	643			3.419	0,72
Fermenter	103.214	10.871	2.517			13.388	2,83
Nachfermenter	63.214	6.658	771			7.429	1,57
Endlager	58.414	6.153	712			6.865	1,45
Fahrsilo	135.500	14.272	1.652			15.924	3,37
Gaslager	50.000	5.374	610			5.984	1,27
Gebäude	33.000	1.996	402			2.398	0,51
Aussenanlagen	20.000	1.210	244			1.453	0,31
Aufschließungskosten	100.000	6.048	1.219			7.267	1,54
Sonstige Baukosten	-	-	-			-	0,00
Fernwärmenetz							
Rohrleitungen Fernwärmenetz	30.000	1.849	366			2.215	0,47
Grabungsarbeiten Fernwärmenetz	-	-	-			-	0,00
Wärmeübergabestationen	8.075	545	197			742	0,16
Anlagentechnik							
Gületechnik	56.000	8.300	1.366			9.666	2,04
Substrateinbringung	46.000	6.818	1.122			7.940	1,68
Gärrestverwertung	-	-	-			-	0,00
Rührwerke	85.000	12.599	3.109			15.708	3,32
Gasführendes System	62.500	6.718	1.524			8.242	1,74
Gasaufbereitung	12.500	1.344	305			1.648	0,35
Fermenterheizung	-	-	-			-	0,00
H-Installation inkl. Heizung	100.000	8.734	2.439			11.172	2,36
E-Installation + Trafo	136.000	11.878	3.316			15.194	3,21
Gasmotor	300.000	32.246	-			32.246	6,82
Fahrzeuge	79.500	8.545	2.908			11.453	2,42
Sonstiges	91.300	7.974	2.226			10.200	2,16
Planung							
Bautechnik	35.382	3.727				3.727	0,79
Anlagentechnik	100.329	10.784				10.784	2,28
Substratkosten				226.595		226.595	47,93
Entsorgungskosten Gärrest				-		-	0,00
Weitere betriebs- u. verbrauchsgebundene Kosten							
Personal					46.332	46.332	9,80
Strom				48.140		48.140	10,18
sonstige Kosten (Versicherung)					12.244	12.244	2,59
Zusätzliche Betriebskosten Biogasanlage					-	-	0,00
Grundstückskosten					1.350	1.350	0,29
Betriebsmittel Gasaufbereitung					3.048	3.048	0,64
Gasmotor							
Betriebsmittel					51.806	51.806	10,96
Schmieröl					4.389	4.389	0,93
Zusätzl. Betriebskosten					-	-	0,00
Summe der Kosten	1.732.286	177.417	27.647	274.735	119.169	598.968	126,69
Spezifische Energiekosten (ohne Förderung)		38	6	58	25		126,69
Spezifische Energiekosten (mit Förderung)		37	6	58	25		126,44

Abb. 1.
Ergebnisse der
Wirtschaftlich-
keitsrechnung
nach VDI 2067
für die unter-
suchte Biogas-
anlage

nisse der dynamischen Amortisationsrechnung erfolgt in Kapitel 3.5.

Während bei der Berechnung nach VDI 2067 auf Basis der Annuitätenmethode eine Kostengliederung in vier Gruppen erfolgt, die es erlaubt einmalige Zahlungen (Investitionen) und laufende Zahlungen mit Hilfe des Annuitätsfaktors a während eines Betrachtungszeitraumes T zusammenzufassen, gliedert sich die dynamische Amortisationsrechnung in mehrere Teilberechnungen, deren Ziel es ist den Cash-Flow zu berechnen, der als Ausgangspunkt für die eigentliche Investitionsrechnung dient, in der der kumulierte diskontierte Cash-Flow (CDCF) ermittelt wird. Dabei werden die tatsächlich geleisteten Einzahlungen (Einnahmen) und Auszahlungen (Ausgaben) sowie die Abschreibungen laut Steuerrecht, und nicht die Kosten und Erträge der einzelnen Perioden in der Rechnung berücksichtigt. Dadurch ist die dynamische Amortisationsrechnung genauer und realitätsnäher als die Berechnung nach VDI 2067, welche sich jedoch gut für Vergleichsrechnungen eignet.

3.5 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse dient einer erweiterten Analyse und Bewertung der Wirtschaftlichkeit sowie relevanter Einflussfak-

toren. Sie zeigt den Einfluss der Strom- und Wärmeerlöse, der Investitionskosten, der Jahresvollaststunden, der Art der Stromeinspeisung sowie der Substratkosten auf die Wirtschaftlichkeit. Auf Basis der dynamischen Amortisationsrechnung wurde eine solche Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Dabei wurde jeweils ein einzelner aussagekräftiger Einflussfaktor der Berechnung, wie z.B. die Substratkosten, variiert während alle anderen Parameter unverändert blieben, um so den Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit untersuchen zu können. Wie schon aus der bereits erwähnten Kostenstruktur nach VDI 2067 zu erkennen ist, haben die Substratkosten einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage. Den größten Einfluss hat jedoch der Einspeisetarif für die produzierte elektrische Energie, da der Haupterlös durch den Stromverkauf erzielt wird. Der Stromeinspeisetarif ist jedoch basierend auf den Vorgaben des Ökostromgesetzes fixiert. Einen besonders wichtigen Punkt aus wirtschaftlicher Sicht stellt die Nutzung der erzeugten Wärme dar. Es wurden die genutzten Wärmemengen derart variiert, dass von einer 25, 50 und 100%igen Nutzung der BHKW-Abwärme (nach Abzug des thermischen Eigenbedarfs ausgegangen wurde. Der große Einfluss des Wärmeverkaufs unter der Annahme der Einspeisung in ein Mikronetz und der Vergütung mit 40 EUR/MWh ist in Tabelle 6

Abb.2. Dynamische Amortisationszeit der untersuchten Biogasanlage

Erläuterungen: BE...Betriebsergebnis; JÜ...Jahresüberschuss; CDCF...kumulierter diskontierter Cash-Flow.

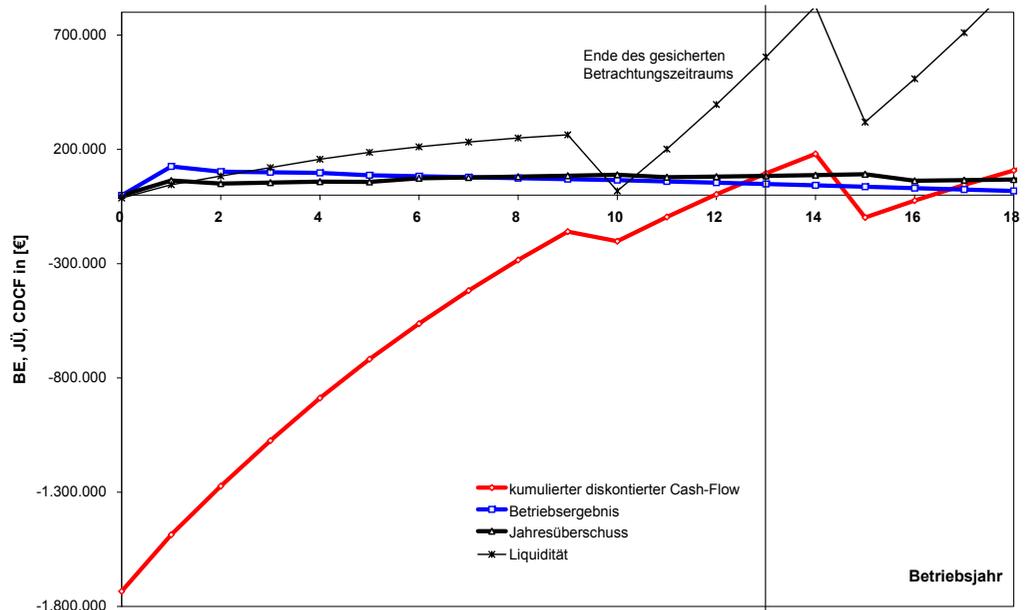


Tabelle 6:

Übersicht der relevanten Einflussparameter, die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse variiert wurden und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage

Erläuterungen: 1) ... um den Einfluss des Wärmepreises deutlich zu machen, wurde die vollständige Nutzung der Abwärme angenommen
2) ... für die Bruttoeinspeisung wurde der Stromtarif für den Eigenbedarf mit 105 EUR/MWh berücksichtigt, für Nettoeinspeisung der bislang gültige Ökostromtarif von 145 EUR/MWh

Parameter	Variante	Änderung der Amortisationsdauer
Substratpreis	+10 %	Kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich
	-10 %	Amortisation nach ~ 11 Jahren
Stromeinspeisetarif	+10 %	Amortisation nach ~ 8 Jahren
	-10 %	Kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich
Wärmeverkauf (40 €/MWh)	25 %	Amortisation nach ~ 11 Jahren
	50 %	Amortisation nach ~ 8 Jahren
	100 %	Amortisation nach ~ 6 Jahren
Wärmepreis 1)	50 %	Amortisation nach ~ 8 Jahren
	75 %	Amortisation nach ~ 7 Jahren
	100 %	Amortisation nach ~ 6 Jahren
Investitionskosten	+10 %	Kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich
	-10 %	Amortisation nach ~ 11 Jahren
Jahresvollaststunden	-5 %	Kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich
Art der Einspeisung 2)	Brutto	Amortisation nach ~ 11,5 Jahren
	Netto	Amortisation nach ~ 12 Jahren

dargestellt. Um den Einfluss des Wärmepreises deutlich zu machen, wurde weiters unter der Annahme einer vollständigen Nutzung der Abwärme der Wärmepreis auf 50 und 75% reduziert, um auch die Situation bei der Einspeisung in ein bestehendes Fernwärmenetz (ohne Berücksichtigung der Netzzerrichtungskosten) aufzuzeigen. Auch bei geringeren Wärmepreisen zeigt sich ein großer Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Dieser ist von großer Bedeutung, da er durch die geeignete Standortwahl von Biogasanlagen beeinflussbar ist.

Ein weiterer Einflussfaktor sind selbstverständlich die Investitionskosten, deren Änderung jedoch mehr bei der Planung als im laufenden Betrieb relevant ist. Eine Senkung der Investitionskosten um 10% ermöglicht eine Reduktion der Amortisationsdauer um rund 1,5 Jahre. Steigen die Investitionskosten um 10%, wird die Grenze des wirtschaftlichen Betriebs der Anlage überschritten. Ähnliches gilt für die Jahresvolllaststunden, deren Reduktion um 5% keinen wirtschaftlichen Betrieb mehr erlauben würden. Abschließend wurde noch die in Österreich in Abhängigkeit des bei der Einspeisung betroffenen Elektrizitätsversorgungsunternehmens unterschiedliche Art der Einspeisung (Brutto/Netto) untersucht.

Bei der Bruttoeinspeisung können 100% der produzierten elektrischen Energie in das Stromnetz eingespeist werden, während bei der Nettoeinspeisung die für den Eigenbedarf der Anlage benötigte Energiemenge (siehe Tabelle 5) von der produzierten Energiemenge abzuziehen ist. Dadurch entstehen dem Betreiber bei der Bruttoeinspeisung geringere Kosten, da für den Eigenbedarf nicht der jeweils gültige Ökostromtarif, sondern der aktuelle Marktpreis für den aus dem Netz bezogenen Strom zum Tragen kommt (siehe Tabelle 6). Dabei konnte eine Reduktion der Amortisationsdauer um ein halbes Jahr im Vergleich der Brutto- zur Nettoeinspeisung festgestellt werden.

In Abbildung 3 ist zur Verdeutlichung nochmals die Variation des Substrat- und des Einspeisetarifs um jeweils ±10%, ausgehend von der im vorangegangenen Kapitel gezeigten Basisvariante, grafisch dargestellt.

3.5.1 Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage

Im folgenden Abschnitt soll auf die wichtigsten Einflussfaktoren hinsichtlich Wirtschaftlichkeit genauer eingegangen werden.

3.5.1.1 Konzeption einer Anlage

Trotz der Tatsache dass die Technologie der Produktion von Biogas Stand der Technik ist, kann nur durch kompetente Planung und gute Wartung der Biogasanlage eine hohe Volllaststundenzahl erreicht werden. Weiters stellt das fachliche Know-how des Planers das Potential für eine Optimierung der

Betriebskosten sowie die Überprüfung und den Verhandlungsausgang für die Investitionskosten dar. Hinsichtlich der Art der Einspeisung liegt es bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, eine einheitliche und faire Lösung anzubieten.

3.5.1.2 Größe der Anlage

Unter Berücksichtigung der letztgültigen Einspeiseregulierung für Ökostrom aus Biogasanlagen in Österreich, die in Abhängigkeit der elektrischen Engpassleistung des BHKW abgestufte Einspeisetarife vorsah, kann festgehalten werden, dass die Anlagengröße wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Betrachtet man landwirtschaftliche Anlagen ohne Kofermentation (500 kW_{el}), die Maissilage und Gülle aus der näheren Umgebung (Transportwege <10 km) einsetzen, so ist zu beachten, dass diese gegenüber Anlagen mit einer elektrischen Engpassleistung unter 500 kW_{el} von der Kostendegression aufgrund der Größe profitieren (siehe Abschnitt 3.6, spezifische Investitionskosten). Anlagen mit einer Leistung über 500 kW_{el} profitieren zwar ebenfalls von einer derartigen Kostendegression (die Anlagen werden bezogen auf die elektrische Leistung spezifisch billiger), zeichnen sich aber durch einen niedrigeren lukrierbaren Einspeisetarif und relativ hohe Substratkosten (entsprechend der Größe wird mehr Substrat benötigt, der Preis je t TS bleibt aber unverändert) aus, die, wie in Abschnitt 3.5 genauer beschrieben, einen sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Die betriebsgebundenen Kosten, wie die Personalkosten, sind ebenfalls von der Größe der Anlage abhängig, variieren aber bei vergleichbaren Systemen innerhalb der einzelnen Leistungsklassen weniger stark. Betrachtet man etwa eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit 1 MW_{el} und eine Anlage mit 500 kW_{el}, so wird sich der Personalaufwand für die größere Anlage für die Einbringung der Substrate in die Anlage nur in geringem Maße von der kleineren Anlage unterscheiden. Wartungs- und Verwaltungsarbeiten sind für beide Anlagen etwa gleich aufwendig.

Die 500 kW_{el}-Biogasanlage erzielt somit unter den bislang geltenden Rahmenbedingungen in Österreich (abgestufte Einspeisetarife) das beste Verhältnis aus Aufwänden und Erlösen. Für andere Rahmenbedingungen (neuer Ökostromtarif, günstigere Substrate, vollständige Wärmenutzung, usw.) kann sich diese Aussage ändern.

3.5.1.3 Substratkosten / Reststoffverwertung

Wie den Kapiteln 3.5 und 3.5.1.2 entnommen werden kann, haben die Substratkosten wesentlichen Einfluss auf die Wirt-

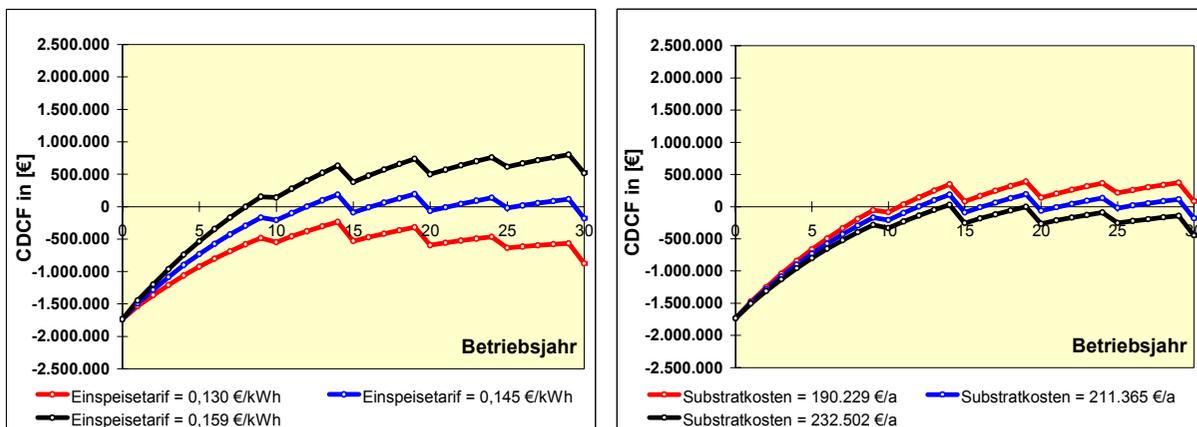


Abb.3. Einfluss der Variation des Einspeisetarifs (links) und der Substratkosten (rechts) auf die dynamische Amortisationszeit der Biogasanlage

schaftlichkeit einer Biogasanlage. Aufgrund der zu erwartenden zukünftigen Ökostromtarife, welche voraussichtlich niedriger als die bisher gültigen sein werden, wird es für den künftigen Betrieb daher immer wichtiger werden, Energiepflanzen oder Reststoffe aus der Landwirtschaft einzusetzen, die niedrige bis gar keine Substratkosten verursachen oder sogar Entsorgungserlöse bieten. Das vorhandene Einsparungspotential lässt sich an den spezifischen Energieerzeugungskosten ablesen. Die Substratkosten stellen mit 38% vor den Investitionskosten den Hauptanteil der spezifischen Energiegestehungskosten (je MWh) dar. Es erscheint daher sinnvoll in künftigen Anlagen das Potential landwirtschaftlicher Reststoffe und biogener Abfälle zu nutzen und derartige Substrate einer sekundären Nutzung zu unterziehen, wodurch Kosten eingespart und eventuell sogar Entsorgungserlöse lukriert werden können. Dabei kommt auch der Kaskadennutzung biogener Rohstoffe (z.B. in einer Bioraffinerie) eine wichtige Rolle zu. Die Biogasanlage sollte die letzte Nutzungsstufe einer stofflichen Verwertung darstellen, in der diese Reststoffe (z.B. Trester, Rübenblatt, Molkereirückstände, Gemüse- und Obstabfälle, usw.) eingesetzt werden.

3.5.1.4 Stromeinspeisetarif

Ein weiterer Einflussfaktor der bislang auch stark mit der Größe der Biogasanlage verknüpft war und wahrscheinlich auch künftig sein wird, ist der Einspeisetarif. Da die Anlage über die Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf finanziert wird, ist hauptsächlich der Tarif für den Ökostrom maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage mitverantwortlich, da die Erlöse für Strom wesentlich höher sind als jene für die verkaufte Wärme.

3.5.1.5 Wärmenutzung

Oft wird, wie auch im untersuchten Fall, in bestehenden österreichischen Biogasanlagen nur sehr wenig oder gar keine Wärme genutzt bzw. verkauft, wodurch die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit vom Stromeinspeisetarif sehr groß wird. Es ist daher unbedingt aus wirtschaftlicher Sicht eine möglichst gute Wärmenutzung anzustreben. Würde die gesamte anfallende Abwärme des BHKW genutzt, könnte die betrachtete Anlage bei Einspeisung in ein bestehendes Netz bei einem Tarif von 20 EUR/MWh eine Amortisationszeit von rund 8 Jahren erreichen. Selbst bei niedrigeren Wärmepreisen ist noch eine wesentliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Nutzung dieses Potentials möglich. Diese wichtige und gut beeinflussbare Kenngröße sollte sowohl aus wirtschaftlicher Sicht als auch aus Gründen der Energieeffizienz unbedingt beachtet werden.

3.5.1.6 Netto-/Bruttoeinspeisung

Ein Umstand der in Österreich an den Netzbetreiber geknüpft ist, in dessen Stromnetz eingespeist wird, hat ebenfalls Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Da sich die Ökostromtarife auf die Engpassleistung der Anlage und nicht auf die eingespeiste Energiemenge beziehen, muss bei der Einspeisung je nach EVU der Eigenstrombedarf abgezogen werden (Nettoeinspeisung) oder nicht (Bruttoeinspeisung). Ob der Abzug des Eigenstrombedarfs nur rein rechnerisch erfolgt oder eine technische Lösung realisiert wird, hängt von der Größe der Anlage und dem Standort (Anbindung an das Stromnetz) ab. Da der Eigenstrombedarf bei der Bruttoeinspeisung mit dem üblichen Marktpreis für Strom und nicht mit dem Ökostromtarif (wie bei der Nettoeinspeisung) verrechnet wird, ergibt sich aus der Differenz der beiden Tarife ein leichter wirtschaftlicher Vorteil für jene Anlagen, die der Bruttoeinspeiseregulierung unterliegen. Aus Gründen der Fairness und Gleichbehandlung sollte dieser Umstand von den betroffenen EVU österreichweit vereinheitlicht werden.

3.5.1.7 Wirkungsgradsteigerung

Zukünftiges Potential zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen steckt auch in der Erhöhung des elektrischen Motorwirkungsgrades des BHKW zu Lasten des thermischen Wirkungsgrades. Konnten bislang in der Größenklasse 500 kW_{el} rund 39 % elektrischer Wirkungsgrad erzielt werden, sollen künftige Gasmotoren dieser Klasse über 40% erreichen. Eine weitere zukünftige Möglichkeit zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades wäre eine Abwärmeverstromung mittels ORC (Organic Rankine Cycle).

Eine Nutzung des Biogases in Brennstoffzellen zur weiteren Steigerung der elektrischen Effizienz stellt derzeit aufgrund des Entwicklungsstandes der Brennstoffzellentechnologie noch keine Alternative dar. Weitere mögliche Anwendungsgebiete sind die Nutzung des Biogases als Treibstoff oder die Einspeisung in ein Gasnetz, welche künftig eine wichtige Rolle für den Einsatz von Biogas als regenerative Energiequelle spielen werden und den Vorteil haben, dass in diesem Fall das produzierte Biogas fast vollständig genutzt werden kann.

3.6 Wirtschaftliche Kennzahlen

Im folgenden Abschnitt sind zur besseren Vergleichbarkeit von Biogasanlagen sowie zur Erkennung von Schwachstellen und zur Anlagen- und Betriebsoptimierung wirtschaftliche Kennzahlen angeführt.

Da die meisten Kenngrößen von der Anlagengröße und der Anlagentechnologie abhängig sind, ist eine eindeutige Zuordnung von allgemeinen Richtwerten nur bedingt möglich. Deshalb ist vor dem Vergleich unbedingt auf die jeweiligen speziellen Rahmenbedingungen einer Anlage zu achten, um eine korrekte Abschätzung durchführen zu können. In Tabelle 7 wird in der Spalte Bemerkung darauf hingewiesen, welchen Einflüssen die Daten unterliegen.

Die untersuchte Biogasanlage liegt bei vielen der dargestellten Kennwerte nahe dem Optimum. Ausnahmen dabei stellen der thermische Jahresnutzungsgrad und daraus resultierend der Gesamtjahresnutzungsgrad dar.

3.7 Zusammenfassende Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen und Schlussfolgerungen

Sowohl die Berechnung nach VDI Richtlinie 2067 als auch die dynamische Amortisationsrechnung zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der betrachteten Biogasanlage möglich ist, da die spezifischen Energiegestehungskosten in beiden Berechnungen niedriger als die erzielbaren spezifischen Erlöse sind. Die Differenz zwischen spezifischen Erlösen und spezifischen Kosten stellt den spezifischen Gewinn dar und kann ebenfalls als Entscheidungs- bzw. Bewertungskriterium eingesetzt werden. Die dynamische Amortisationsrechnung stellt eine detaillierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit dar und liefert als Ergebnis die Amortisationszeit, welche zur weiteren Bewertung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden kann. Der CDCF-Verlauf ergibt eine Amortisationszeit von rund 12 Jahren. Somit amortisieren sich die getätigten Investitionen innerhalb der dem Ökostromgesetz entsprechenden Tarifiedauer von 13 Jahren.

Als wesentliche Schlussfolgerungen der wirtschaftlichen Betrachtung sollten nachstehende Punkte berücksichtigt werden:

- Optimierung der Wärmenutzung in Biogas-BHKW-Anlagen
Die Wärmenutzung stellt den größten Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit dar und sollte daher schon bei der Planung berücksichtigt werden, indem ein sinnvoller Standort für die Biogasanlage ausgewählt wird. Dieser sollte die Möglichkeit

Tabelle 7: Wirtschaftliche Kennzahlen zur Bewertung landwirtschaftlicher Biogasanlagen

Kennwert	Einheit	Richtwert	Anlagendaten	Bemerkung
Substratpreis (Einsatzgemisch Silagen)	€/t FS	<23	22	Da der Substratpreis von der lokalen Nachfrage-/ Angebotssituation abhängt, kann es zu Preisschwankungen kommen
Stromeinspeisetarif	€/MWh	145	145	Gültiger Einspeisetarif für Anlagen (500 kW _{el}) die bis 31.12.2004 genehmigt wurden. In Abhängigkeit der Anlagengröße sind die Einspeisetarife entsprechend abgestuft [7].
Wärmepreis	€/MWh	20-50	40	Erfahrungswerte für Mikronetze 35-50, für die Fernwärmeinspeisung in bestehende Fernwärmenetze können normalerweise 20-30 €/MWh erzielt werden (wenn keine Netzerrichtungskosten getragen werden müssen).
Thermischer Eigenbedarf	% ¹⁾	2 -20	8,7	Sollte aus ökonomischer Sicht möglichst gering gehalten werden. Abhängig ob mesophiler / thermophiler Betrieb, Nachfermenter beheizt/nicht beheizt, Stahl- oder Betonausführung, isoliert/ nicht isoliert. Wertebereich gültig für mesophile Systeme, isolierte Betonausführung.
Elektrischer Eigenbedarf	% ¹⁾	3 - 9	5,6	Sollte aus ökonomischer Sicht möglichst gering gehalten werden. Wird primär durch Laufzeit der Rührwerke und des BHKW-Luftkühlers verursacht. Optimierung durch Substratwahl und möglichst vollständige Abwärmenutzung möglich.
Volllaststunden	h/a	> 7.900	8.380	Durch optimierte Betriebsführung und gute Wartung der Anlage und des BHKW können die Volllaststunden erhöht und die Stillstandszeiten gering gehalten werden, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt.
Elektrischer Jahresnutzungsgrad	% ²⁾	> 25	~29	Genutzte elektrische Energie (produzierte Energie abzüglich elektrischem Eigenbedarf) bezogen auf den Energieinhalt (H _u) des Substratgemisches
Thermischer Jahresnutzungsgrad	% ²⁾	> 30	~4	Genutzte thermische Energie (produzierte Energie abzüglich thermischem Eigenbedarf und ungenutzter Energie) bezogen auf Energieinhalt (H _u) des Substratgemisches
Gesamtjahresnutzungsgrad	% ²⁾	> 55	~33	Summe aus genutzter elektrischer und thermischer Energie bezogen auf Energieinhalt (H _u) des Substratgemisches
Spezifische Investitionskosten (exkl. Wärmeauskopplung)	€/kW _{el}	4.200 ³⁾ 3.300 ⁴⁾ 2.500 ⁵⁾	2.750	Mit zunehmender Anlagengröße ist mit einer Investitionskostendegression zu rechnen. Richtwerte laut [8,9]

Erläuterungen: unter Anlagendaten sind die Ergebnisse der untersuchten Anlage dargestellt, ¹⁾ ... Eigenbedarf in % der produzierten Strom- bzw. Wärmemenge, ²⁾ ... Nutzungsgrade in % der mit dem Substratgemisch zugeführten Energie (H_u), ³⁾ ... gültig für 250 kW_{el}, ⁴⁾ ... gültig für 500 kW_{el}, ⁵⁾ ... gültig für 1.000 kW_{el}

der Einspeisung in ein bestehendes Fernwärmenetz, der Prozesswärmeversorgung industrieller Abnehmer oder eine Trocknungsanlage als Wärmeabnehmer bieten. Dabei sollte eine Grundlastabdeckung des Abnehmers möglich sein, um die Wärmeauskopplung möglichst ganzjährig zu ermöglichen.

Eine entsprechende Nutzung der Abwärme wirkt sich positiv auf den Gesamtjahresnutzungsgrad aus, der als Vorgabe des neuen österreichischen Ökostromgesetzes mit > 60% für neu zu errichtende Anlagen vorgeschrieben ist. Würde die gesamte verfügbare thermische Energie genutzt werden, könnte optimaler Weise, in Abhängigkeit von Anlagengröße, Substrat und Anlagentechnologie, ein Gesamtjahresnutzungsgrad zwischen 65 und 70% erreicht werden.

Um entsprechende Anreize für eine Wärmenutzung zu schaffen und Anlagen zukünftig möglichst effizient zu gestalten, ist insbesondere eine Förderung der Wärmeauskopplung zu empfehlen.

– Optimierung des elektrischen Jahresnutzungsgrades

Da die produzierte Strommenge die wichtigste Einnahmequelle einer Biogasanlage mit Gasmotor-BHKW darstellt, ist ein möglichst hoher elektrischer Jahresnutzungsgrad anzustreben. Die heutigen Gasmotoren erreichen zwar je nach

Größe elektrische Wirkungsgrade von rund 40%, zukünftige Modelle sollen aber nach mehreren Entwicklungsschritten schlussendlich bis zu 45% erreichen [10].

– Anlagenplanung und Betriebsoptimierung

Eine kompetente Anlagenplanung und Betriebsoptimierung sind die Basis für die Erreichung einer möglichst hohen Jahresvolllaststundenzahl, welche für einen wirtschaftlichen Betrieb ausschlaggebend ist. Neben der optimierten Konzeption der Anlage kann durch entsprechendes Know-How eine Investitionskostenoptimierung erfolgen, bzw. eine entsprechend hohe Anlagenverfügbarkeit erreicht werden. Dazu ist neben einer guten Wartung (z.B. Wartungsvertrag für das BHKW) auch ein Anlagenmonitoring sehr wichtig, um Schwachstellen früh zu erkennen und einen stabilen Betrieb zu gewährleisten.

– Substratauswahl

Da die Substratkosten eine wesentliche Kostenkomponente des laufenden Betriebs einer Anlage darstellen, sollte diesem Punkt erhöhte Aufmerksamkeit zukommen. Eine verstärkte Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe wäre wichtig und sinnvoll, da der Energiepflanzenanbau für die Biogasproduktion mit anschließender Nutzung in einem BHKW künftig zu

teuer sein wird, da Energiepflanzen wahrscheinlich eher zur Treibstoffproduktion genutzt werden. Es ist daher eine Kaskadennutzung anzustreben in der die Biogasanlage die letzte Nutzungsstufe der stofflichen Verwertung darstellt. Auf diese Weise würden nicht nur die betroffenen Ressourcen am effizientesten genutzt sondern auch die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen verbessert werden. Bereits jetzt ist ein breites Spektrum an landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen verfügbar, dass sich zur Vergärung in Biogasanlagen eignet (z.B. Trester, Rübenblatt, Molkereirückstände, Gemüse- und Obstabfälle, usw.)

Die aus der Arbeit abgeleiteten Empfehlungen sowie ein Ausblick auf die künftige Nutzung von Biogas finden sich in Kapitel 5.

4. Ökologische Bewertung

4.1 Methodik der ökologischen Bewertung

Der zweite Teil dieser Arbeit beschäftigt sich mit der ökologischen Bewertung mittels Sustainable Process Index (SPI), welche die gesamte Biogaserzeugungskette einschließt.

Der SPI wurde in den 90er Jahren an der TU Graz von einer Gruppe von Wissenschaftlern entwickelt, denen auch der Co-Autor DI Dr. Christian Krotschek vom Technischen Büro für Verfahrenstechnik NATAN angehört, der über jahrelange Erfahrung auf dem Gebiet der Prozessbewertung verfügt [11,12,13, 14]. Der Sustainable Process Index (SPI) ist eine einfache und anschauliche Größe, welche die mit einer anthropogenen Aktivität in Zusammenhang stehenden ökologischen Einflüsse summiert. Der SPI verwendet als Indikator die Fläche [m²]. Die gemeinsame Dimension ist dabei ein nach vorgegebener Systematik berechneter Flächenbedarf. Aus diesem Grund wird der SPI auch „Ökologischer Fußabdruck“ genannt, jene Fläche, die eine Aktivität ein Jahr exklusiv von der Natur für sich beansprucht.

4.2 Grundlagen und Rahmenbedingungen der ökologischen Bewertung

Nachdem neben dem wirtschaftlichen Anreiz insbesondere ökologische Argumente bei der Verbreitung von Biogas eine Rolle spielen, findet sich in diesem Abschnitt die ökologische Bewertung mit dem „Ökologischen Fußabdruck“.

Der Ökologische Fußabdruck (Konzept SPI) ist ein Maß für den *Druck* einer Anlage oder eines Prozesses auf die Umwelt. Die Dimension des Fußabdruckes „m²a“ bedeutet, dass eine bestimmte Aktivität einen Quadratmeter Erdoberfläche ein Jahr lang nutzt. Je mehr Fläche desto mehr Umweltdruck geht von der Aktivität aus. Da der Ökologische Fußabdruck ein strategisches Bewertungsinstrument ist, können verschiedenste Umwelteinflüsse (Rohstoffproduktion, Energieeinsatz, Transport, Emissionen, Infrastruktur, etc.) nebeneinander dargestellt – und damit in ihrer Wichtigkeit bewusst gemacht – werden. Dieser Relevanzcheck soll hier für verschiedene Rahmenbedingungen über den gesamten Lebenszyklus dargestellt werden.

Der SPI basiert auf der Bilanzierung von Stoff- und Energieströmen eines Prozesses. Darüber hinaus können Strukturdaten und Personal im SPI erfasst und bewertet werden. Alle Leistungen der Öko- und Wirtschaftssphäre werden auf derselben Basis „Flächengebrauch“ zusammengefasst. Damit ist jene Fläche gemeint, welche es ermöglicht, einen Prozess nachhaltig in die umgebenden Systeme einzubetten. Die Basis berücksichtigt dabei die Flächen der einzelnen Lebensbereiche wie Nahrung, Bekleidung, Wohnung, Mobilität, Hobby und Freizeit sowie Sonstiges [15]. Grundsätzlich kann der SPI somit die Frage beantworten, ob man sich einen Nutzen/Prozess „nachhaltig leisten kann“, da jedem Mensch auf der Erde eine begrenzte Fläche zur Nutzung zur Verfügung steht ohne Raubbau an der Umwelt zu betreiben.

Ausgehend von der Tatsache der Kopplung nahezu jedes lebenden Prozesses auf der Erde an die solare Energie, wird die Erdoberfläche zur Basisdimension in der Bewertung gewählt. Der SPI selbst ist das Verhältnis zweier Flächen, wobei die eine Fläche den Platzbedarf eines Prozesses (einer Dienstleistung) zu seiner Einbettung in die Ökosphäre darstellt, während die andere jene Fläche zeigt, die jedem Menschen auf statistischer Ebene zur Verfügung steht.

Der Wertebereich des SPI kann wie folgt erklärt werden:

- SPI << 1 Ein SPI sehr viel kleiner als eins bedeutet, dass die Dienstleistung in der Nachhaltigkeit sehr „billig“ ist (z.B. tägliche Konsumgüter).
- 0,001 < SPI < 1 Liegt der SPI zwischen Null und Eins, so kann die betrachtete Dienstleistung für die nachhaltige Entwicklung geeignet sein.
- SPI > 1 Ist der SPI größer als eins, so ist der Prozess für die Nachhaltigkeit zu ineffizient – die Dienstleistung zu „teuer“.

Wie aus den Begriffen „billig“ und „teuer“ ablesbar, spiegelt der SPI eine gewisse Kostenbasis wider. Analog zum Geld gesehen, verdeutlicht der SPI den Wert einer Dienstleistung (eines Produktes) für einen Konsumenten im Verhältnis zu seinem Gesamteinkommen. Der SPI veranschaulicht daher das „sich leisten können“ auf der Bewertungsbasis der nachhaltigen Entwicklung. Die Fläche als „Rechenwert“ im SPI entspricht nicht einer geographischen realen Erdoberfläche. Diese kann nur im stark regionalisierten Anwendungsbereich direkt identifiziert werden. Der SPI basiert auf einer wissenschaftlichen Methodik und Datenbasis, die soziale Debatten nicht beeinflussen können. Daher ist er besonders für die Langzeitplanung geeignet. Die Basis des SPI ist intuitiv attraktiv. Nicht nur weil Fläche ein allgemein vorstellbares Maß ist, sondern auch, weil die Fläche der ökologisch begrenzende Faktor einer nachhaltigen Wirtschaft ist. Anwendbar ist der SPI grundsätzlich auf den nachfolgend erläuterten Gebieten.

Die Fähigkeiten des SPI machen ihn aus folgenden Gründen für die integrierte Systembewertung bei Biogasanlagen besonders vorteilhaft:

- Nutzung für die integrierte Bewertung von Ressourcen (z.B. Mais, Gülle), Anlagen/Maschinen und Emissionen (aus der KWK, Emissionen am Acker) auf einer Basis (Flächenbedarf, Ökologischer Fußabdruck). Die Erstellung der Schwachstellenmatrix erfolgt damit gleichzeitig ressourcen- und medienübergreifend.
- Es erfolgt eine einfache Adaption der Bewertungsbasis (Normalisierung der Daten über Erneuerungsraten und lokale, natürliche Konzentrationen) an lokale Gegebenheiten.

Der SPI wurde bereits in der Industrie (Papier-, Elektronik-, Grundstoff- und Baustoffindustrie, Energiesysteme, Abfallwirtschaft), in Land- und Forstwirtschaft sowie bei der Evaluierung von Verkehrssystemen eingesetzt (siehe [18]). Die Einsatzfähigkeit für Standort- und Regionsbewertung, Ecodesign (Produkt-, Prozess- und Nutzenbewertung) und zur Quantifizierung und Operationalisierung des Umweltmanagements (nach EMAS) wurde in vielen Projekten dargestellt [16].

Da die verschiedenen Schritte im Prozess, die vorgelagerten Ketten (Anbau bis Ernte im Rahmen der Landwirtschaft; Transport, Anlagenerrichtung ...) und die nachgelagerten Schnittstellen (Emissionen, Entsorgung bzw. Rückführung des Gärrestes) des Prozesses über den gesamten Lebenszyklus berücksichtigt werden können, eignet sich der SPI gut für die Bewertung der Produktion und Nutzung von Biogas.

4.3 Bewertung des ökologischen Druckes mit dem SPI

Der SPI bewertet den Ressourceneinsatz über Erneuerungsraten oder Erträge. Vom Menschen verursachte Emissionen werden mit natürlichen Flüssen verglichen. So wird etwa das Umweltkompartiment Wasser über den Niederschlag erneuert, der um die Transpiration verringert wird. Gleichzeitig werden über Grund- und Oberflächenwasser natürlich gelöste Stoffe abtransportiert. Niederschlag und Stofftransport sind in der Ökosphäre am einfachsten flächenbezogen darzustellen. Eine Emission einer Anlage in das Kompartiment Wasser wird im SPI-Konzept auf die natürliche Stromdichte referenziert, die durch den Wasserfluss pro m² in die Geosphäre, sowie durch die natürlichen Übergangsströme in das Kompartiment Wasser bestimmt wird. Die einem Massen- oder Energiestrom zugehörige Fläche einer Emission entspricht dem Areal, das die Ökosphäre zur Dissipation bzw. Degeneration eines Stromes gleicher Menge und Qualität benötigt.

Nachdem in diesem Projekt der technische Vergleich von Anlagenvarianten im Vordergrund steht, wird die Vergleichsbasis im Prozess die Kilowattstunde Strom aus Biogas sein. Es ist damit nicht der klassische SPI, der berechnet wird, sondern der „spezifische Fußabdruck“ (spi), der in diesem Fall als Einheit m²a/kWh hat. Diese Einheit bedeutet, dass ein Quadratmeter ein Jahr lang pro Kilowattstunde Strom aus Biogas (durch den Gesamtprozess) genutzt wird.

4.3.1 Der Prozess „Biogasanlage“

Der Kreislaufprozess in den eine Biogasanlage integriert ist beansprucht als zentrales Element die landwirtschaftliche Nutzfläche, auf der unterschiedliche Feldfrüchte generiert und Düngestoffe degeneriert werden. Das System nutzt die eingestrahelte Solarenergie, die durch Pflanzen in Biomasse und durch Vergärung in Biogas umgewandelt wird. Die Verbrennung des Biogases wandelt diese Energie in eine technisch nutzbare Energieform um.

Zur Energiegewinnung werden in landwirtschaftlichen Biogasanlagen Reststoffe (z.B. Gülle oder Mist) als auch agrarische Rohstoffe wie z.B. Maissilage eingesetzt. Das dabei entstehende Biogas wird üblicherweise in einem Gasmotor energetisch genutzt und der Gärrest im Kreislauf wieder zurück auf die Anbauflächen gebracht. Im vorliegenden Fall wurde daher dieser Lebenszyklus des Produktes „Strom aus Biogas“ im Rahmen der SPI-Bewertung untersucht.

Als Vereinfachung (im Sinne des Systems wird dadurch auch kein Ergebnis verfälscht) wurde bei der Berechnung angenommen, dass die Beiprodukte aus anderen Verarbeitungs- und Veredelungsprozessen „gratis“, d.h. mit dem Ökologischen Fußabdruck von Null, vom System der Biogasanlage übernommen werden. D.h. zum Beispiel wenn Gülle von einem landwirtschaftlichen Betrieb übernommen wird, beginnt der Ökologische Fußabdruck mit der Abholung zu wachsen (Treibstoff, Fahrzeug, etc.) – und damit proportional zur Entfernung. Diese Allokationsregel für Sekundärrohstoffe ist bei ökologischen Bewertungen üblich [17].

4.3.2 Der Ökologische Fußabdruck der Maisproduktion

In diesem Abschnitt findet sich die Zusammenfassung der Bewertung des typischen Maisanbaues in der Süd-Oststeiermark. Die SPI-Bewertung des Hauptsubstrats Mais erfasst den ökologischen Druck am Acker und der dazugehörigen Vorketten. So ist der Aufwand der Düngung, die Herstellung des Düngers (z.B. Haber-Bosch Synthese) sowie der Transport bis zum Feld,

die Erdölgewinnung, die Raffination und Treibstoffverteilung des verbrauchten Diesels, als auch alle Emissionen der einzelnen Stufen berücksichtigt. Dazu zählen neben der Dünger- und der Motorölherstellung auch die Stickstoff-Emissionen (z.B. Nitrat, Nitrit, Ammoniak) am Acker durch Erosion oder Umwandlung in flüchtige Verbindungen.

Da direkt am Standort der Biogasanlage keine Daten für den Anbau von Mais erhoben werden konnten, wurden die Daten der Maisproduktion aus der landwirtschaftlichen Praxis in der Südoststeiermark herangezogen [18]. Die Düngemenge pro Hektar wurde mit ~730 kg eingerechnet. Das Verhältnis der Nährstoffe N, P, K und des bodenverbessernden Stoffes Ca (relevant für pH-Wert-Justierung) im Dünger beträgt 2,2 : 1,2 : 1,0 : 3,1, der erforderliche Primärenergiebedarf 18,1 kWh/kg Dünger. Darin wurden die Einsparung an Kunstdünger durch Rückführung des Gärrests (~49 t FS/ha-a bzw. ~2,3 t TS/ha-a) und die Depositionsmenge an Stickstoff aus der Luft bereits berücksichtigt.

In Tabelle 8 ist die Berechnung des SPI in m²a für einen Hektar Maisacker für einzelne Bereiche und Aufwendungen dargestellt. Pro kg Mais ergibt sich ein spezifischer SPI von 4,2 m²a, d.h. 4,2 Quadratmeter werden von einem Kilogramm erzeugtem Mais ein Jahr lang beansprucht.

Da entsprechend dem SPI-Konzept nur die größte Fläche eines Emissionsbereiches, die so genannte Leitfläche, bewertet wird, trägt die durch CO₂-Emissionen beanspruchte Fläche nicht zum Ergebnis bei, da die düngerbedingten NH₄-Emissionen größer sind. Besonders große Flächen und damit große Belastungen kommen durch die Feldbearbeitung und die Düngung zustande. Für die Kategorie Feldbearbeitung und Ernte ergibt sich bei Ganzpflanzenernte ein SPI von 2,4, für Dünger und Pflanzenschutz von 1,1 und für die Düngeremissionen von 0,7 m²a pro kg Mais.

Im Bereich der Feldbearbeitung & Ernte sind der Dieseltreibstoff der Traktoren bzw. Erntefahrzeuge und deren Emissionen (vornehmlich CO₂, NO_x) das kritische Element. Ca. 80 kg fossiler Diesel werden übers Jahr am Hektar eingesetzt. Die Dieselverwendung in der Landwirtschaft wirkt sich in diesem Bereich zu 82% im SPI des Maisanbaus aus.

Bei der Düngung und beim Pflanzenschutz ist der Herstellungsaufwand des Düngers (vor allem N und P) in der Vorkette wesentlich. Hier wirkt sich die Rückführung des Gärrestes als Dünger vor allem auf die N-Düngung positiv aus. Es werden dadurch 49.290 m²a pro Hektar eingespart und dadurch der Fußabdruck, wie in diesem Fall, um 28% reduziert. Sonst würde der spezifische SPI für Mais bei 5,39 m²a/kg liegen.

Bei den Düngeremissionen am Feld ergibt sich die Leitfläche aus den Stickstoffemissionen in Luft und Wasser. Einerseits entstehen im Boden flüchtige N-Verbindungen andererseits wird Stickstoff ins Umweltkompartiment Wasser (Nitrit, Nitrat, NH₄; NH₄ stellt die Leitfläche dar) eingetragen. In der Regel werden 1/3 der Düngermenge nicht durch die Pflanzen genutzt und gelangen in die Umwelt. Man erkennt aus der Bilanz der Ackerflächen „N-Einsatz abzüglich N-Ernte in den Pflanzen“, dass durchschnittlich 58 kg Stickstoff pro Hektar verloren gehen bzw. sich im Boden anreichern [23].

Auf den größten ökologischen Risikofaktor, den Humusverlust am Acker, wird in der Literatur mehrfach verwiesen [vgl. 19, 20, 21]. Trotzdem sind aufgrund der lokalen Gegebenheiten und der unterschiedlichen Ansichtsweisen keine eindeutigen Aussagen möglich. Es wurde daher angenommen, dass auch bei der untersuchten Anlage durch nicht-nachhaltige Bewirtschaftungsmethoden der Humusgehalt kontinuierlich abnimmt. Basierend auf dem Durchschnitt für den Bezirk Feldbach wurde ein Humusabbau von 48 kg C pro Hektar über 40 Jahre angenommen. In diesem Fall gelangen 178 kg CO₂ pro Hektar in die

Tabelle 8:

Der SPI der Maisproduktion in der Süd-Oststeiermark pro Hektar

Aufwand	Einheit	SPI in m ² a/ha
Bereich Feldbearbeitung und Ernte		
Pflügen, Eggen, Ernten (Traktor, Mähdrescher)	4,4 Ah/ha ¹⁾	63.368 ²⁾
Düngen, Spritzen, Säen (Traktor)	4,2 Ah/ha ¹⁾	34.564 ²⁾
Arbeitskraft	14,5 Ah/ha ¹⁾	2.900 ³⁾
Saatgut	20 kg/ha ¹⁾	660 ³⁾
Bereich Düngung und Pflanzenschutz		
Gärrest als Dünger (~49 t FS/ha a)	Rückführung	0
Kunstdünger N	600 kWh/ha	18.734 ⁴⁾
Kunstdünger P	407 kWh/ha	12.718 ⁴⁾
Kunstdünger Ca	75 kWh/ha	2.357 ⁴⁾
Pflanzenschutz	45 €/ha ¹⁾	10.813 ³⁾
Bereich Emissionen		
Düngeremissionen, Leitfläche NH ₄ -Verlust	17 kg/ha	29.143 ⁵⁾
CO ₂ -Emissionen durch Humusverlust ⁶⁾	178 kg/ha	29.133 ⁵⁾
Summe		175.257
Produkt: Mais, Ganzpflanze	41.667 kg FS/ha	

Erläuterungen: ¹⁾ Daten übernommen aus [17]; ²⁾ Traktor 60 kW bzw. Erntemaschine; leichte und schwere Bearbeitung; eigene Berechnungen; ³⁾ eigene Berechnungen; ⁴⁾ hier wurde nur der Energieeinsatz bei der Herstellung bewertet (wichtigste Einflussgröße, vgl. [11]); ⁵⁾ Dissipationsfläche für NH₄ und CO₂ [18]; ⁶⁾ Maismonokulturen ohne Fruchtfolge verursachen einen Humusverlust bis zu 490 kg Kohlenstoff pro Hektar und Jahr [19] 1/10tel dieser Menge wurde hier als Minimum auf den steirischen Äckern angenommen, in vielen Fällen liegt der Humusverlust deutlich darüber.

Atmosphäre, durch den Treibstoff der Maschinen zusätzliche 250 kg CO₂ pro Hektar. Da auf diesem Sektor noch weiterer Forschungsbedarf besteht, um detailliertere Erkenntnisse über die Humuswirtschaft zu erlangen, ist auch noch ungeklärt, wie sich die 842 kg C pro Hektar aus dem rückgeführten Gärrest auf den Humus und das Bodenleben auswirken. Hierzu sollten zukünftige Studien zur Gärrestverwertung auf Grünland und auf Äckern langfristige Beobachtungen und Erkenntnisse liefern.

4.3.3 Der Ökologische Fußabdruck des Biogas-Prozesses

In den ersten Spalten von Tabelle 9 und Tabelle 10 sind alle relevanten Daten zum Prozess pro Betriebsstunde als so genannte „Sachbilanz“ basierend auf 8.300 Jahresvolllaststunden des

Gasmotor-BHKW dargestellt, welche bei Abschluss eines Wartungsvertrags mit dem Motor-Hersteller garantiert werden.

Die Spalte „GD“ beschreibt die Genauigkeit der Rohdaten, „GW“ die Genauigkeit der Wertung (SPI-Daten pro Einheit oder auch „spezifischer Ökologischer Fußabdruck/SPI“ genannt) und schließlich in Kombination daraus „GT“ die Gesamtgenauigkeit des Ergebnisses pro Aufwand. Dabei steht „h“ für hoch oder genau, „m“ für mittel und „n“ für niedere Genauigkeit. Die Genauigkeit ist insbesondere dort hoch, wo bereits der davor liegende Prozess mit dem SPI bewertet wurde. Diese Felder sind in der Spalte „L“ mit einem „y“ gekennzeichnet.

Die Sachbilanzdaten (Menge) werden mit dem spezifischen SPI multipliziert und man erhält den spezifischen Ökologischen

Tabelle 9: SPI-Berechnung des Biogasprozesses - Teil 1 Input und Investitionen

Art	I	Aufwand	Menge	Unit	Referenz	GD	spez. SPI	L	Bezug	GW	spi	%	GT
Input	r	Silomais	1.000	kg	siehe	h	4,2	y	Rohstoff	m	4.200	30	m
	b	Gülle	661	kg	oben	h	0	-	Beiprodukt	n	0	0	n
	r	Wasser	177	kg		h	0,05	-		m	9	0	m
	r	Luft	6,01	kg		h	0,001	-		m	0	0	m
	r	Verbrennungsluft	2.296	kg		h	0,001	-		m	2	0	m
	f	Diesel	0,58	kg	Radlader	m	115	y	Mine bis Tankst.	h	67	0	m
	f	Schmieröl	0,15	kg	fossil	h	570	y		m	86	1	m
	f	Aktivkohle/Filter	0,002	kg	Textil/Kohle	n	690	-		n	2	0	n
	f	Silofolie	0,24	kg	fossil	m	740	-		m	174	1	m
	i	Strom	40	kWh	Eigenbedarf		0	y	Biostrom, intern	h	0	0	h
Anlagen	t	Substratanlieferung	1,27	km	von 240ha	m	343	y	Traktor	m	436	3	m
	t	Gärrestverteilung	2,11	km	auf 300ha	m	343	y	Traktor	m	724	5	m
	s	Bau/Planung	4,28	€		h	238			n	1.018	7	n
Gebäude	s	Anlagen/Fahrzeuge	13,25	€		h	105			n	1.389	10	n
	s	Wartung	4,57	€		h	75			n	344	2	n
	s	Gasaufbereitung	1,47	€		h	75			n	111	1	n
	s	Personal	0,31	Ah		h	200			n	61	1	n

Abkürzungen: Basis: eine Betriebsstunde; r...regenerativer, f...fossiler, b...sekundärer Rohstoff, i...interner Strom/Eigenbedarf, t...Transportaufwand, s...Strukturgüter, Personal, Infrastruktur und Anlagenaufwand, h, m, n, y...siehe Text

Wirtschaftliche und ökologische Bewertung der Erzeugung und Nutzung von Biogas

Fußabdruck (spi) pro Aufwand (entspricht einer Zeile der Tabelle). Die Summe der „spi“ ergibt den Fußabdruck des gesamten Prozesses. Die Einheit des spezifischen SPI ist dabei immer an die Einheit der Sachbilanz (Unit) gekoppelt. Daher ergibt sich der „spi“ immer durch Multiplikation von Menge mal spezifischem SPI in der Zeile, z.B. bei 1.000 kg Silomais mal 4,2 m²a/kg ergeben sich 4.206 m²a – wobei alle Daten der Tabellen auch immer gleichzeitig auf die Basisdimension „pro Betriebsstunde“ bezogen sind.

Bei der Summierung der Spalte „spi“ gibt es eine Ausnahmeregelung bei der Bewertung (siehe Tabelle 10): nachdem alle Emissionen der Biogasanlage von einem Platz aus emittiert werden, gelangen diese gleichzeitig auf „Flächen der Degeneration“. Daher wird beim Bereich „Output“ nur die Leitfläche (größte Einzelfläche) der Emissionen im Fußabdruck des gesamten Prozesses berücksichtigt. In diesem Fall ist dies die Summe der NO_x-Emissionen aus Gasmotor und Radlader.

Die Emissionsflächen des „Gärrestes“ sind in der Anbaufläche integriert und erhöhen die Gesamtprozessfläche nicht. Relevante Stoffe im Gärrest als Elemente mit Düngewirkung bzw. bodenverbessernder Wirkung stellen Stickstoff, Phosphor,

Magnesium und Calcium aber auch Chlor dar, da diese Stoffe bei Auswaschung oder Erosion in das Kompartiment Wasser gelangen und dort einen relevanten Umweltdruck erzeugen können, wenn sie nicht langfristig in der Bodenmatrix oder im Humuskomplex gebunden werden können.

Man erkennt aus den Tabellen, dass in Summe der Maisanbau samt Gärrestausbringung (40%) sowie die NO_x-Emissionen des Gasmotors (39%) entscheidend sind. Für die Bewertung wurde der NO_x-Gehalt im Abgas nach dem Oxidationskatalysator herangezogen. NO_x ergibt die Leitfläche der „luftgängigen Emissionen“ gefolgt vom Kompartiment Boden und Wasser. Bei den Schwermetallen sind es Zink, Kupfer und Molybdän, die jedoch im Vergleich zu anderen Emissionen wenig Bedeutung haben und auch in Bezug auf die Wiedereinbindung ökologisch nicht relevant sind.

Die Investitionen, der bauliche Aufwand, Fahrzeuge, Personal und Wartung, sind in Summe ebenfalls bedeutend – sie ergeben 21% des Ökologischen Fußabdruckes des Produktes (siehe Tabelle 9). In der Vorkette der Investitionen verursachen die massiven Mengen an Beton (Zement) und Stahl den größten

Tabelle 10: SPI-Berechnung des Biogasprozesses – Teil 2 Output

Art	I	Aufwand	Menge Unit	Referenz	GD	spez. SPI	L	Bezug	GW	spi	%	GT	
Output	a	CO2	472 kg	Bilanz	h	0		regenerativ		0			
	w	H2O	222 kg		h	0,003					1		
Abgas	a	CO	0,8327 kg		h	102				85		h	
Gasmotor	w	SOx	0,1203 kg		h	3.922				472		h	
	a	NOx	0,7133 kg		h	7.634		Leitfläche		5.445	39	h	
	w	HCl	0,0004 kg		h	30				0			
	a	CxHy	0,3955 kg		h	154				61			
Abgas	a	CO2	1,8267 kg		h	164				299		h	
	a	CO	0,0001 kg		m	102				0		m	
Radlader	a	HC	0,0001 kg		m	154				0		m	
	a	NOx	0,0032 kg		m	7.634		Leitfläche		25	0	m	
	s	Partikel, Ruß	0,0005 kg		m	5.376				3		m	
Gärrest	s	Kohlenstoff C	30,7945 kg	Bilanz	h	0,0025		als Humusbasis		0			
	s	Stickstoff Nges	0,356 kg		h	1.750		als NH4, in Boden		624		h	
	s	Kalium K	0,912 kg		h	42				38			
	s	Calcium Ca	0,528 kg		h	4.200				2.218			
	s	Phosphor P	0,327 kg		h	525				172			
	s	Magnesium Mg	0,215 kg		h	8.400				1.804			
	s	Schwefel S	0,038 kg		h	525				20		h	
	s	Chlor Cl	0,296 kg		h	7.000				2.075		h	
	s	Fluor F	0,0003 kg		h	5.600				2			
	s	Natrium Na	0,2359 kg		h	140				33			
		w	Cadmium Cd	0,000023 kg		h	2.380.952				54		
		w	Chrom Cr	0,0008 kg		h	41.667				33		h
		w	Kupfer Cu	0,0058 kg		h	23.810				139		h
		w	Molybdän Mo	0,0003 kg		h	476.190				120		h
	w	Nickel Ni	0,0007 kg		h	39.683				27		h	
	w	Blei Pb	0,0001 kg		h	23.810				4			
	s	Silizium Si	2,2188 kg		h	2,86				6			
	w	Zink Zn	0,0271 kg		h	7.937				215		h	
Beistoffe Abwärme		Filterabfälle	0,0034118 kg	Bilanz	m	45	y	MVA		0	0	m	
		Altöl	0,1430141 kg		m	-50	-	Aufbereitung		-7	0	m	
		Kartonage	0,0141176 kg		m	0	y	Altpapier		0	0	m	
		Silofolie alt	0,2352941 kg		m	33	y	MVA, Deponie		8	0	m	
		Abwasser, Kondensat	7,0 kg		h	0		Rückführung					
		Abwärme/Verluste	652 kWh	RG, Kühlung	h	0,003		Abstrahlung Abgas		2	0	h	
Produkte	p	Strom	460 kWh		h	28				12.838	91		
	p	Wärme (Heizung)	66 kWh		h	19		vgl. Hackschnitzel		1.254	9		
		Summe	526 kWh			27				14.092			

Abkürzungen: Basis: eine Betriebsstunde; Umweltmedien (Kompartimente): a...Luft, w... Wasser, s...Boden, p...Produkte

Umwelt Druck. Alle Abfälle oder direkten Beiprodukte der Anlage sind eher unbedeutend für die Gesamtwirkung.

Die Produkte der Biogasanlage und damit des Gesamtprozesses sind Strom und Wärme, die im Gasmotor erzeugt werden. Der Strom wird zu 100% genutzt – das sind 500 kWh pro Betriebsstunde (rund 40 kWh Strom benötigt die Anlage selbst, der Rest wird ins öffentliche Netz eingespeist), von der anfallenden Wärme (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) werden derzeit 66 kWh für Heizungszwecke genutzt. Ein großer Teil der verfügbaren Nutzwärmemenge (~520 kWh, bei Abkühlung des Abgases auf 180°C) wird daher bei der betrachteten Anlage ungenutzt mittels Luftkühlern in die Umgebung dissipiert.

Aus der Betrachtung der Genauigkeitsklassen (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10, Spalte GD) für die Daten und Berechnungen, gewichtet mit dem spezifischen SPI, ergibt sich mit den Schwankungsbereichen aus Tabelle 11 eine mögliche Abweichung der Bilanzbewertung und damit des SPI-Ergebnisses von +/-16%. Eine Fehlergrenze dieser Größenordnung stellt für ökologische Bewertungen einen guten Wert dar [18].

Tabelle 11: Übersicht über die möglichen Abweichungen der eingesetzten Daten

Klasse	mögliche Schwankungsbreite
h	7%
m	12%
n	40%

In der SPI-Berechnung wurde die Wärme mit 19 m²a/kWh bewertet, was dem Druck einer guten Hackschnitzelheizung entspricht [22]. Der verbleibende Umwelt Druck des Prozesses (vgl. Zeile „Summe“) wird auf den Strom hochgerechnet. Der spezifische SPI des Leitproduktes „Strom“ ergibt sich dadurch zu 28 m²a/kWh. Das bedeutet, 28 Quadratmeter (Rohstoff-, Emissions-, Anbaufläche) werden über ein Jahr für eine Kilowattstunde Strom beansprucht. Im Vergleich dazu erreicht ein Kohlekraftwerk mit Wärmeauskopplung einen SPI von 172 [23], ein Gaskraftwerk ca. 140, ein Kraftwerk auf Hackschnitzelbasis ca. 55 m²a/kWh [22] und eine KWK-Anlage auf Hackschnitzelbasis 29 m²a/kWh (wärmegeführte ORC-Anlage Lienz, Osttirol; eigene Berechnungen basierend auf [24]). Wasserkraft in Österreich liegt zwischen 25 und 40 m²a/kWh und Windkraft zwischen 7 und 15 m²a/kWh. Die hier bewertete Biogasanlage liegt somit ökologisch im Spitzenfeld der Wasserkraft und im Mittelfeld der regenerativen Energieformen.

4.3.4 Ökologische Einflüsse

Die landwirtschaftliche Nutzfläche ist zentraler Angelpunkt des Prozesses und gleichzeitig Ort des größten Umwelt Druckes neben der Biogasanlage selbst. Aus wirtschaftlichen Gründen werden oft ökologisch belastende Produktionsmethoden und Monokulturen für Biogasrohstoffe eingesetzt.

Der auf die landwirtschaftlichen Flächen rückgeführte Gärrest erspart viel Kunstdünger und verursacht gut ausgegoren geringere N-Emissionen in die Luft, da der Stickstoff großteils als Ammonium-N vorliegt. Die Bewirtschaftung muss jedoch durch exakt dosierte und zeitlich angepasste Stickstoffausbringung erfolgen. Durch Mischfruchtanbau mit Leguminosen-Gemeinschaften statt Maismonokulturen könnte stickstoffzehrend gearbeitet und auf Kunstdünger vollständig verzichtet werden. Auch der Mischanbau Mais-Sonnenblumen stellt eine interessante Kombinationsmöglichkeit dar.

Weiters sollten landwirtschaftliche Flächen so genutzt werden, dass kein Humusverlust stattfindet und damit zusätzlich die N-Verluste minimiert werden. Einige Beispiele in Österreich leben bereits beispielhaft diese Nutzungsarten (z.B. reduzierte N-Düngung nur durch Gärrest; exakte Ausbringung; Bodenbearbeitung ohne Pflug und Brache; etc.). Wie gezeigt, fallen die N-Emissionen in die Atmosphäre und das Wasser am Acker durch die Düngung besonders schwer ins Gewicht. Insbesondere bei Biogasrohstoffen, bei denen die Reinheit der Kultur nicht ausschlaggebend ist, sollte ein Umdenken beim Anbau möglich sein. Der Humus ist der zentrale Anker der Bodengesundheit und für das Halten der Nährstoffe und Feuchtigkeit in der Bodenmatrix verantwortlich. Wie oben gezeigt, kann Humusaufbau beeindruckende Mengen an CO₂ (bei 1% Aufbau pro Jahr sind das 13 Tonnen pro Hektar) binden und so Biogasanlagen durch Entschärfung des Treibhauseffekts zusätzlich attraktiv machen.

Neben der Verbesserung und Schonung der Ressource Boden könnte die Rohstoffgewinnung für Biogasanlagen mittels ökologischer Treibstoffe erfolgen. Die Feldbearbeitung könnte mit biogasbetriebenen Fahrzeugen durchgeführt, bzw. Pflanzenöl oder RME als Treibstoff verwendet werden. Dasselbe gilt für alle Transporte von bzw. zur Biogasanlage. Ein wichtiges Ziel ist es, künftig ein durchgängiges Konzept in der Erzeugung von Ökostrom zu erreichen.

Der zweite große Einflussfaktor, die Emissionen der Biogasanlage können nur unter bestimmten Rahmenbedingungen reduziert werden, da die Technologie der Verbrennung von Biogas in einem Gasmotor dem letzten Stand der Technik entspricht und eine weitere Reduktion der Grenzwerte sehr kostenintensiv wäre. Weitere Details zu diesem Thema finden sich im nachfolgenden Abschnitt 4.3.5.

Wie auch die Wirtschaftlichkeit könnte der vermehrte Einsatz von Beiprodukten und Reststoffen die ökologische Bilanz verbessern, da diese Substrate nicht extra erzeugt werden müssen, sondern einer sekundären Verwertung unterzogen würden. Diese Nachnutzung ist im Sinne einer stofflichen Kaskadennutzung intelligent, da mehrere Produkte aus einer Prozesslinie entstehen (z.B. im Zuge einer Bioraffinerie [25,26]). Die Biogasanlage ist geeignet, die letzte Nutzungsstufe darzustellen und die Reststoffe (Gärrest) danach wieder auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen rückzuführen.

4.3.5 Optimierungspotential

Neben der Nutzung von Reststoffen als Substrat und dem Umstieg auf Mischkulturen bzw. dem entsprechenden Einsatz von Gärrest zur Einsparung von Kunstdünger und der Reduktion von Stickstoffverlusten, bietet besonders die Verbesserung der Wärmenutzung ein sehr hohes Potential zur Reduktion des ökologischen Druckes. Wird in der gegenständlichen Anlage etwa keine Wärme genutzt, erreicht man einen SPI von 31 m²a pro kWh für Strom. Können jedoch 70% der produzierten Motorabwärme genutzt werden, so sinkt der SPI auf 17 m²a/kWh. Kann die verfügbare Abwärme des Motors vollständig genutzt werden, kann ein SPI von 15 m²a/kWh erreicht werden. Daraus lässt sich ableiten wie wichtig ein geeigneter Standort für eine Biogasanlage ist.

Der zweitwichtigste ökologische Aspekt in der Anlage sind die Emissionen des Gasmotors, insbesondere die Menge an emittierten NO_x. Obwohl der Gasmotor „nur“ 1,4 g/kWh Strom an NO_x emittiert (im Vergleich zu Diesel-Traktoren, die ca. 7 g/kWh Leistung an der Welle produzieren), beträgt der ökologische Druck 39% des Gesamtsystems. Nachdem die Anlage sehr konstant und stationär gefahren wird, könnten gängige SCR-Technologien zur NO_x-Reduktion einfach (da systemische Kom-

bination mit dem vorhandenen Oxikat möglich) unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit der Anlage eingesetzt werden. Bei diesen Betriebsbedingungen ist mit einer NO_x -Entlastung von ca. 87% im Abgasstrom zu rechnen, was einer mehr als deutlichen Reduktion des SPI entspricht. Der Einsatz eines Katalysators (SCR) nach dem Gasmotor hilft dabei den NO_x -Ausstoß zu reduzieren. Dies geschieht z.B. mittels Eindüsung von NH_3 -Gas oder Harnstofflösung ins Abgas vor einem Keramik-Katalysator, der die Stickoxide zu N_2 (elementarem N) umwandelt. Der NH_3 -Schlupf einer derartigen Anlage wurde in der Bewertung berücksichtigt, die Leitfläche der Emissionen stellt jedoch nach wie vor der NO_x -Anteil dar.

Aus der Kohlenstoffbilanz der Anlage (vgl. [1]) erkennt man, dass 81% des Kohlenstoffes in den Substraten im Biogas gebunden werden und damit zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehen. Diese Gesamtausbeute ist bereits sehr gut, könnte aber durch Verschiebung des CH_4 : CO_2 -Verhältnisses im Biogas zugunsten des Methans noch weiter verbessert werden. An Verfahren, um dieses Ziel zu erreichen, wird geforscht. Hier wird es noch einige Jahre dauern, bis praxistaugliche Systeme eingesetzt bzw. übernommen werden können.

Durch zukünftige Effizienzsteigerungen der Gasmotoren hinsichtlich des elektrischen Wirkungsgrades ist ebenfalls noch Optimierungspotential gegeben. Eine Wirkungsgraderhöhung auf über 40% elektrischen Output zu Lasten der Wärmeausbeute erscheint in naher Zukunft durchaus realistisch [10].

Andere Optimierungsmöglichkeiten in der Biogasanlage sind in ökologischer Hinsicht derzeit nicht relevant. Z.B. kann man über spezielle Verfahren oder Zusatzstoffe den Raumdurchsatz erhöhen und damit den Investitionsaufwand pro kWh reduzieren, oder den Eigenenergieverbrauch an Strom reduzieren sowie die Betriebsfahrzeuge auf Biogas oder Rapsöl als Treibstoff umrüsten, oder auch die Schmierung des Gasmotors auf nachwachsende Öle umstellen. Wesentliche Verbesserungen zur Reduktion des Umweltdruckes können damit jedoch nicht erzielt werden.

In Abbildung 4 wurden, um den Effekt auf die ökologische Situation zu zeigen, die oben angeführten Verbesserungsvorschläge einzeln variiert und pro Betriebsstunde der Biogasanlage dargestellt. Besonders bedeutend und effizient sind primär die verstärkte Wärmenutzung sowie der Einsatz regenerativer Treibstoffe am Acker und beim Transport, sowie die NO_x -Reduktion im Abgas des Gasmotors der Anlage.

Um den Effekt der Verbesserungsmaßnahmen zu verdeutlichen ist in Abbildung 5 der spezifische SPI bezogen auf eine kWh produzierte Nutzenergie (Wärme und Strom) aus der Biogasanlage grafisch dargestellt. Wie aus der Grafik ersichtlich, hat die verstärkte Wärmenutzung den größten Einfluss auf den SPI und sollte daher primär berücksichtigt werden. Können zusätzlich zur Wärmenutzung noch alle anderen wesentlichen Verbesserungsmaßnahmen umgesetzt werden, so sinkt der SPI auf durchschnittlich 7,8 $\text{m}^2\text{a/kWh}$ – das entspricht einer Verbesserung um den Faktor 3,6 im Szenario „alles“ in ökologischer Hinsicht zum Referenzprozess „IST“. Damit würde Biogas im Spitzenfeld der erneuerbaren Energieträger liegen (der Vergleich mit anderen Technologien ist in Kapitel 4.3.3 beschrieben). Bei den in Abbildung 5 dargestellten Verbesserungen handelt es sich um zukünftige Möglichkeiten, deren Umsetzung großteils nicht von heute auf morgen möglich ist. Da sich der gesamte spezifische SPI aus dem spezifischen SPI der Wärme und des Stroms zusammensetzt, wurde, um keine negativen Werte bezüglich der Strombewertung aufgrund der potentiellen zukünftigen starken Verbesserung der ökologischen Situation zu erhalten (die auch physikalisch nicht sinnvoll erscheinen), der SPI der Wärmeproduktion entsprechend reduziert und für Strom und Wärme der gleich hohe Wert angesetzt (Abbildung 5, Szenario „alles“).

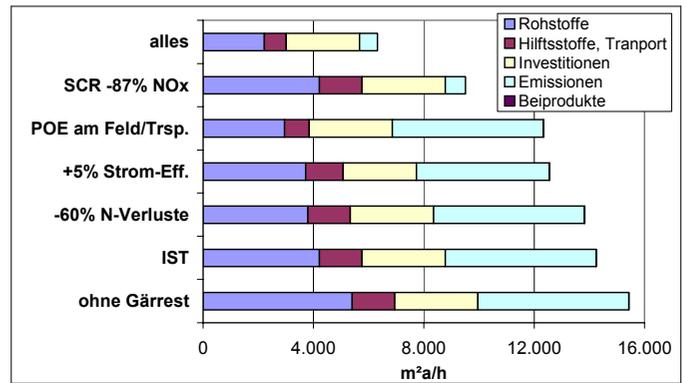


Abb. 4: Veränderung des SPI pro Betriebsstunde der Biogasanlage mit Gasmotor-BHKW durch verschiedene mögliche Verbesserungsmaßnahmen

Abkürzungen: alles...alle Verbesserungen kumuliert angenommen; SCR... NO_x Reduktion um 87% durch eine SCR-Anlage beim Gasmotor; POE...Einsatz von Pflanzenöl als Treibstoff am Feld und beim Transport; +5%...Verbesserung des Motorwirkungsgrades von 40 auf 45% Stromausbeute; -60% – Verminderung der N-Verluste am Acker durch diverse Maßnahmen; IST...das hier berechnete Szenario; der Referenzprozess; ohne...Düngung der Felder mit 100% Kunstdünger, ohne Einsatz des Gärrestes

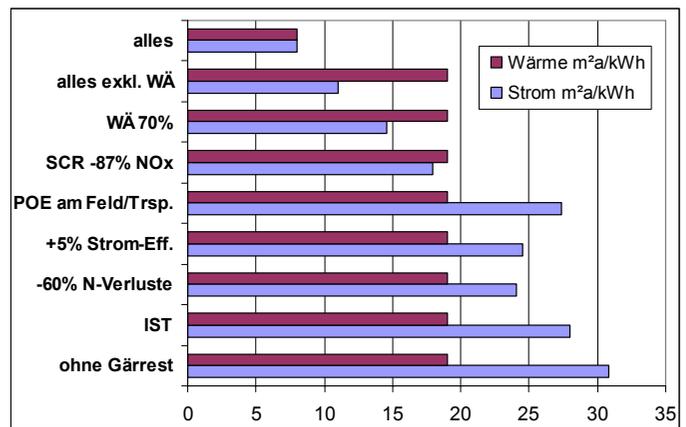


Abb. 5: Spezifischer SPI pro Kilowattstunde der Produkte Wärme und Strom aus Biogas nach verschiedenen Verbesserungsmaßnahmen

Abkürzungen: alles exkl. WÄ...alle Verbesserungen ohne 70% Wärmenutzung, WÄ 70%...70% der Abwärme des Gasmotors werden genutzt (~400 kWh, entspricht rund 76% der verfügbaren Wärme nach Abzug des Eigenbedarfs)

4.3.6 Zusammenfassung der ökologischen Bewertung des Biogas-Prozesses und Schlussfolgerungen

Es konnte gezeigt werden, dass intelligente Biogasnutzung und Ausgestaltung des Prozesssystems ökologische Produkte wie „Strom und Wärme“ im Spitzenfeld der erneuerbaren Energieträger (der Vergleich mit anderen Technologien ist in Kapitel 4.3.3 beschrieben) liefert, wenn bestimmte Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Die entscheidenden ökologischen Faktoren der untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlage sind der Maisanbau samt Gärrestausbringung mit einem Anteil von 40%, die NO_x -Emissionen des Gasmotors mit 39% und die Investitionen mit rund 21% des gesamten Ökologischen Fußabdrucks.

Die kurzfristigste und einfachste Möglichkeit der Optimierung von Biogas-Neuanlagen stellt eine effiziente Abwärmenutzung

dar. Die Gärrestnutzung zur Einsparung von Kunstdünger wird zwar überwiegend bereits durchgeführt, der ökologisch sehr wichtige Einfluss auf die Humusbildung muss jedoch noch genauer untersucht werden. Weiters sind zur Verbesserung der ökologischen Situation verbesserte landwirtschaftliche Bodenbewirtschaftungs- und Anbaukonzepte relevant, um Humus- und Nährstoffverluste der Anbauflächen sowie Emissionen (z.B. NO_x) der Bewirtschaftung minimieren zu können. Optimierungspotential bieten auch die mittelfristig erreichbaren höheren elektrischen Wirkungsgrade sowie eine effiziente NO_x -Reduktion der Emissionen der eingesetzten Gasmotoren.

5. Empfehlungen und Ausblick

Die durchgeführte wirtschaftliche und ökologische Bewertung einer modernen landwirtschaftlichen Biogasanlage zeigt, dass die Nutzung von Biogas zur Erzeugung von Strom und Wärme sowohl ökonomisch als auch ökologisch sinnvoll sein kann, wenn grundsätzliche Rahmenbedingungen erfüllt werden.

Dabei stellt aber primär die Wahl eines geeigneten Standorts die Grundvoraussetzung für einen wirtschaftlich und ökologisch sinnvollen Betrieb einer Biogasanlage dar. Besonders wichtig ist dieses Kriterium für die Nutzung des Biogases in einem Gasmotor, damit die Abwärme des BHKW sinnvoll genutzt werden kann. Ein entsprechendes Wärmenutzungskonzept ist daher unerlässlich. Aus wirtschaftlichen Gründen sollte unbedingt ein Gesamtjahresnutzungsgrad der Anlage (nach Abzug des elektrischen und thermischen Eigenbedarfs) bezogen auf den Heizwert der eingesetzten Substrate von über 60% angestrebt, optimalerweise aber die gesamte verfügbare Abwärme genutzt werden (was einem Gesamtjahresnutzungsgrad von 65-70% entsprechen würde). Neben der wirtschaftlichen kann auch die ökologische Bewertung der Anlage durch eine optimierte Abwärmenutzung deutlich verbessert werden.

Hinsichtlich der eingesetzten Substrate erscheint eine zukünftig verstärkte Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen bzw. Abfällen zielführend. So könnten Reststoffe (z.B. Trester, Rübenblatt, Molkereirückstände, Gemüse- und Obstabfälle, usw.) aus anderen Produktionsschritten oder künftig auch Abfälle aus Bioraffinerien eingesetzt werden, die den Vorteil haben, dass zuerst eine stoffliche und anschließend eine energetische Nutzung erfolgen. Eine derartige Kaskadennutzung würde die ökologische und wirtschaftliche Effizienz einer Biogasanlage maßgeblich erhöhen.

Hinsichtlich Düngung der eingesetzten biogenen Rohstoffe sollte, wie bereits großteils angewandt, zur Einsparung von Kunstdünger auf den verfügbaren Gärrest zurückgegriffen werden, wodurch nicht nur Kosten, sondern auch, durch eine sinnvolle Kreislaufwirtschaft der Pflanzennährstoffe und des Restkohlenstoffs, der ökologische Druck reduziert werden kann. Es ist dabei jedoch immer darauf zu achten, die Ausbringungsmengen entsprechend den eingesetzten Kulturen und dem Boden anzupassen. Weiters sollten zur Reduktion der Humus- und Nährstoffverluste sowie der Reduktion der Emissionen aus der Flächenbewirtschaftung die Bodenbewirtschaftungs- und Anbaukonzepte optimiert und an die jeweils vorliegenden Verhältnisse entsprechend angepasst werden.

Um eine hohe Verfügbarkeit ($> 7.900 \text{ h/a}$) zu gewährleisten sind eine gute Wartung des Gasmotor-BHKW und der erforderlichen Pumpen und Rührwerke sowie der zugehörigen Peripherie und ein entsprechendes Anlagenmonitoring zu empfehlen. Um eine optimierte Konzeption der Anlage und eine Optimierung hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten zu gewährleisten, sollte die Auslegung der Anlage durch einen kompetenten Planer erfolgen.

Aus ökologischer Sicht ist eine Verbesserung der Biogasproduktion durch Einsatz eines SCR-Katalysators zur Reduktion

der NO_x -Emissionen möglich, was jedoch hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Anlage berücksichtigt werden muss, da der SCR-Katalysator zusätzliche Investitions- und Betriebskosten verursacht. Für Neuanlagen sollte, soweit sinnvoll möglich, der Fahrzeugpark mit Biotreibstoffen betrieben werden.

Abschließend soll noch auf das hohe zukünftige Entwicklungspotential der Technologie Biogas hingewiesen werden, das sich von verbesserten elektrischen Motorwirkungsgraden (mittelfristige Steigerung auf bis zu 45% möglich), der Abwärmenutzung in ORC-Anlagen, über die Biogasnutzung in Brennstoffzellen und die Einspeisung in Erdgasnetze bis hin zur besonders interessanten zukünftigen Nutzungsmöglichkeit als Treibstoff erstreckt.

Im Durchschnitt werden in Österreich heute $42 \text{ m}^2\text{a/kWh}$ an Ökologischem Fußabdruck für Strom, 61 für Wärme und 171 für Mobilität aufgewendet [27]. Strom schneidet in Österreich so gut ab, da fast 75% der Energie aus Wasserkraft stammen. Betrachtet man im Vergleich die Energieproduktion aus Biogasanlagen, so liegen diese im Strombereich besser, im Wärmebereich deutlich besser und hervorstechend gut für den Bereich Mobilität (nur 24% der ökologischen Wirkung von fossilen Treibstoffen bezogen auf Diesel) [27]. Dieser gute Wert wird dadurch erreicht, dass erneuerbare Energiesysteme, die zwar einen hohen Aufwand in der Herstellung des Kraftstoffes erfordern, dabei aber immer den Kohlenstoff aus dem globalen CO_2 -Kreislauf in den Kraftstoff einbauen. CO_2 aus Treibstoff aus regenerativen Quellen wird daher nicht mehr als Emission gewertet, da es zuvor am Acker bzw. im Wald eingebaut wurde und durch die Verbrennung wieder in die Umwelt zurückgelangt.

Das ökologische Verbesserungspotenzial durch Biogas als Treibstoff ist somit am höchsten und unbedingt zu forcieren. Nachdem insbesondere der Verkehrssektor mit hohen CO_2 -Emissions-Steigerungsraten konfrontiert ist und derzeit leider nur wenige Konzepte zur Lösung vorliegen, erscheint Biogas insbesondere für den ländlichen Raum als Treibstoff mit Zukunft. Der Platz von Biogas in einer nachhaltigen Wirtschaft ist daher aus ökologischer Sicht unumstritten.

6. Literatur

- [1] PFEIFER J., OBERNBERGER I., 2006: Detaillierte Stoff- und Energiebilanzierung der Erzeugung und Nutzung von Biogas in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sowie deren verfahrenstechnische Bewertung, Österreichische Ingenieur- und Architektenzeitschrift ÖIAZ, Heft 10-12, Österreichischer Ingenieur- und Architekten-Verein (Hrsg.), Wien, Österreich
- [2] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 1983: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen – Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen, VDI-Richtlinie 2067, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, Deutschland
- [3] BIOGASANLAGENBETREIBER, 2005: mündliche Auskunft des Anlagenbetreibers der untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlage mit $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ Gasmotor in der Südsteiermark, Österreich
- [4] JÜNGLING G., OBERNBERGER I., RAKOS CH., STOCKINGER H., 1999: Technisch-wirtschaftliche Standards für Biomasse-Fernheizwerke, ÖKL-Merkblatt Nr. 67, Österreichisches Kuratorium für Landtechnik (ÖKL) (Hrsg.), Wien, Österreich
- [5] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2000: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, VDI-Richtlinie 2067, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, Deutschland
- [6] AMON T., GRAF W., 2002: Ecogas – Programm zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen, Bundesministerium f. Land- u. Forstwirtschaft, Umwelt u. Wasserwirtschaft und Österreichisches Kuratorium f. Landtechnik (ÖKL) (Hrsg.), Wien, Österreich
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT, 2002: BGBl. 508-2002, Verordnung: Festsetzung der Preise für die Abnahme von elektrischer Energie aus Ökostromanlagen, Österreichisches Bundeskanzleramt (Hrsg.), Wien, Österreich
- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE, 2006: Kostenfaktoren einer Biogasanlage, <http://www.biogas-netzspeisung.at> [16.04.2006]

- [9] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR), 2004: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, ISBN 3-00-014333-5, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.) Leipzig, Deutschland
- [10] HERDIN G. R., 2000: Increasing Gas Engine Efficiency. In: Proceedings of the „23th World Energy Engineering Congress Atlanta 2000“, Atlanta, USA
- [11] KROTSCHKEK C., 1995: Prozessbewertung in der nachhaltigen Wirtschaft, Dissertation am Institut für Verfahrenstechnik der Technischen Universität Graz, Fakultät für Maschinenbau, Graz
- [12] KROTSCHKEK C., NARODOSLAWSKY M., 1996: The Sustainable Process Index – A new Dimension in Ecological Evaluation, Ecological Engineering 6/4 (1996) pp, 241-258
- [13] NARODOSLAWSKY M., KROTSCHKEK C., 2000: Integrated ecological optimization of processes with the Sustainable Process Index, Waste Management, Volume 20, Issue 8, Pages 599-603
- [14] KROTSCHKEK C., KÖNIG F., OBERNBERGER I., 1997: Ecological Assessment of Integrated Bioenergy Systems using the Sustainable Process Index. In: Final report 1995-1997 – IEA Bioenergy TASK XIII, Activity „Integrated Bioenergy Systems“, New Zealand Forest Research Institute (ed), Rotorua, New Zealand
- [15] KROTSCHKEK C., NARODOSLAWSKY M., 1996: The Sustainable Process Index – A new Dimension in Ecological Evaluation, Ecological Engineering 6/4 (1996), pp, 241-258
- [16] DIELACHER T., 1997: Ökologische Bewertung anthropogener Prozesse, Dissertation am Institut für Verfahrenstechnik der Technischen Universität Graz, Fakultät für Maschinenbau, Graz
- [17] EUROPEAN COMMISSION, 1996: Operational Indicators for Progress towards Sustainability, EU project final report: No EV-5V-CT94-0374 Coordination: J. Krozer, TME, The Netherlands
- [18] KROTSCHKEK C., RESCH B., KOBER H., et al, 2005: Anwendung mobiler Pflanzenölmotoren in der Steiermark, Teil 2 POEM 2, Endbericht des Ökocluster Oststeiermark im Auftrag der Steirischen Landesregierung, A14, Programm Technofit, Weiz-Graz
- [19] SCHEFFER F., SCHACHTSCHABEL P., 2002: Lehrbuch der Bodenkunde, 15. Auflage, Seite 65ff, ISBN 3-8274-324-9, Spektrum Akademischer Verlag
- [20] BACCINI P., V. STEIGER B., 1990: Regionale Stoffbilanzierung von landwirtschaftlichen Böden mit messbarem Ein- und Austrag, ISBN 3-907086-30-9, Bericht 38 des Nationalen Forschungsprogramms „Boden“, Liebefeld-Bern, Bern, Schweiz
- [21] GISI U., et al, 1990: Bodenökologie, ISBN 3-13-747202, Georg Thieme Verlag, Stuttgart, Deutschland
- [22] KROTSCHKEK C., KÖNIG F., OBERNBERGER I., 2000: Ecological Assessment of Integrated Bioenergy Systems using the Sustainable Process Index. In: Biomass and Bioenergy 18 (2000), pp.341-368
- [23] KROTSCHKEK C., NARODOSLAWSKY M., 1999: Integrierte ökologische Entscheidungshilfen für Betriebsvarianten im FHKW Mellach, interner Projektbericht, Inst, für Verfahrenstechnik der Technischen Universität Graz, im Auftrag der STEWEAG, Leonhardgürtel, Graz
- [24] OBERNBERGER I., THONHOFER P., REISENHOFER E., 2002: Description and evaluation of the new 1,000 kW_{el} Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria, In: Euroheat & Power, Volume 10/2002, pp,18-25
- [25] SCHIDLER, S., 2005: Integratives Nachhaltigkeitsassessment der Grünen Bioraffinerie. In: Nentwich, M. und Peissl, W. (Hg.): Technikfolgenabschätzung in der österreichischen Praxis, Festschrift für Gunther Tichy, pp 225 – 242, Verlag der der Österreichischen Akademie der Wissenschaften, Wien
- [26] KAMM B., KAMM M., RICHTER K., LINKE B., STARKE I., NARODOSLAWSKY M., et al., 2000: Grüne BioRaffinerie Brandenburg, Beiträge zur Produkt- und Technologieentwicklung sowie Bewertung, In: Brandenburgische Umwelt Berichte „BUB 8 (2000), ISSN 14134-2375, pp 260-269, Mathematisch-Naturwissenschaftlichen Fakultät der Universität Potsdam, Deutschland
- [27] PFEIFER J., OBERNBERGER I., 2006: Monitoring moderner Biogasanlagen samt verfahrenstechnischer Bilanzierung und Prozessbewertung als Basis für eine zukünftige verbesserte Anlagenplanung sowie eine optimierte Betriebsweise bestehender Anlagen, Endbericht zum Zukunftsfonds-Projekt 2090, BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH, Graz, Österreich

Dipl.-Ing. Jörg Pfeifer ¹⁾

Dipl.-Ing. Dr. Christian Krotschek ²⁾

Prof. Univ.-Doz. Dipl.-Ing Dr. Ingwald Obernberger ^{1,3,4)}

¹⁾ Institut für Ressourcenschonende und Nachhaltige Systeme, Technische Universität Graz Inffeldgasse 21b, A-8010 Graz

²⁾ Technisches Büro für Verfahrenstechnik NATAN Auersbach 130, 8330 Feldbach

³⁾ BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH Inffeldgasse 21b, A-8010 Graz

⁴⁾ Austrian Bioenergy Centre GmbH Inffeldgasse 21b, A-8010 Graz

Keine schädliche Faserbelastung

WOLFINGER
DÄMMZELLULOSE

Der behagliche Dämmstoff

Wolfinger GmbH
4522 Sierning
Paichbergstr. 30
Tel: 07259 / 56 10
Fax: DW 14
www.daemmzellulose.at