



Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen – Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen

Autoren:

**Jan Postel, Erik Fischer, Tino Barchmann,
Nadja Rensberg, Mathias Stur**

IMPRESSUM

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

Förderung:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen
Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 28

Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von
Biogasanlagen – Energetische Effizienz
von Repoweringmaßnahmen
Leipzig: DBFZ, 2017
ISSN: 2197-4632 (Online)
ISSN: 2190-7943 (Print)
ISBN: 978-3-946629-20-7

Bilder:

DBFZ, Jan Gutzeit, Stefanie Bader (Karte)

Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf
ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers
vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot
fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per
Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die
Vervielfältigung auf CD-ROM

Datum der Veröffentlichung:

5. Mai 2017

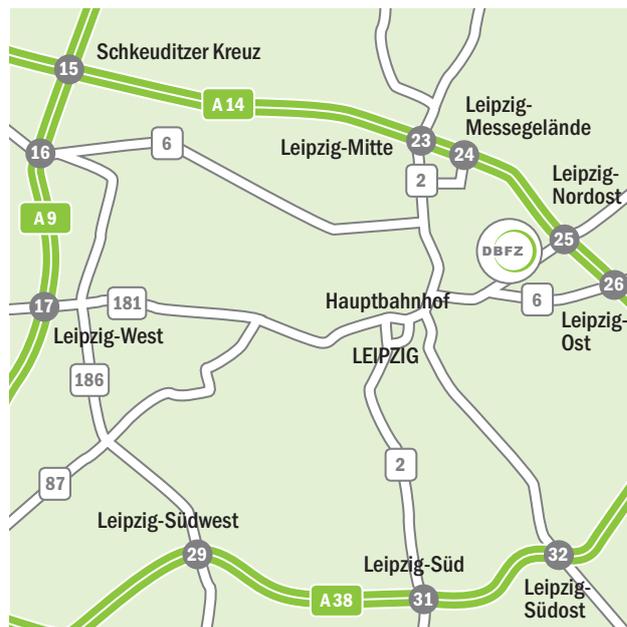
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese
Publikationen in der Deutschen Nationalbibliografie;
detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter
der Adresse www.dnb.de abrufbar.

ANFAHRT

Mit dem Zug: Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn
Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle
Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen
lassen, geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca.
100 m links, der Eingang zum DBFZ befindet sich nach weite-
ren 60 m auf der linken Seite.

Mit dem Auto: Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-
Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt;
nach bft Tankstelle befindet sich das DBFZ auf der linken
Seite (siehe „... mit dem Zug“).

Mit der Straßenbahn: Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommer-
feld); Haltestelle Bautzner Straße (siehe „... mit dem Zug“).



Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen

Förderkennzeichen: 22400912 (Schlussbericht)

Jan Postel

Erik Fischer

Tino Barchmann

Nadja Rensberg

Mathias Stur

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de



Zuwendungsgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
OT Gülzow
Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen

Ansprechpartner: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Dipl.-Ing. (FH) Jan Postel
Tel.: +49 (0)341 2434-424
E-Mail: jan.postel@dbfz.de

Dipl.-Ing. (FH) Erik Fischer
Tel.: +49 (0)341 2434-219
E-Mail: Erik.Fischer@dbfz.de

Erstelldatum: 28.10.2016

Projektnummer DBFZ: 3230031

Projektnummer 22400912
Zuwendungsgeber:

Gesamtseitenzahl + Anlagen 135

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	VI
1. Einleitung.....	1
1.1 Hintergrund und Zielsetzung.....	1
1.2 Der Begriff „Repowering“	3
1.3 Vorgehensweise	4
2 Methoden	5
2.1 Umfrage.....	5
2.2 Energetische Bilanzierung.....	6
2.2.1 Kenngrößen und Bilanzierungsrahmen.....	6
2.2.2 Sensitivitätsbetrachtung.....	12
2.3 Ökonomische Berechnungen.....	14
2.4 Abschätzung der Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und das Energiesystem	16
3 Ergebnisse	16
3.1 Umfrage.....	16
3.1.1 Betreiberbefragung.....	16
3.1.2 Verteilung des Rücklaufs	17
3.1.3 Durchgeführte Maßnahmen	21
3.1.4 Optimierungsbedarf.....	27
3.2 Energetische Bilanzierung.....	30
3.2.1 Biogasanlage 01	30
3.2.2 Biogasanlage 02	35
3.2.3 Biogasanlage 03	39
3.2.4 Biogasanlage 04	43
3.2.5 Biogasanlage 05	47
3.2.6 Biogasanlage 06	51
3.2.7 Biogasanlage 07	55
3.2.8 Biogasanlage 08	60
3.2.9 Biogasanlage 09	65
3.2.10 Biogasanlage 10	69
3.2.11 Vergleich der Biogasanlagen.....	73
3.2.12 Sensitivitätsbetrachtung.....	78
3.2.13 Zusammenfassung Parametervariation	84
3.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgewählter Biogasanlagen.....	87
3.3.1 Biogasanlage 01	87
3.3.2 Biogasanlage 06	91
3.3.3 Biogasanlage 07	96
3.3.4 Anlagenvergleich der Stromgestehungskosten	100
3.4 Abschätzung der Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und die Energieproduktion ...	103
3.4.1 Flächenbedarf.....	103

3.4.2	Energiesystem	105
4	Diskussion und Zusammenfassung.....	106
4.1	Umfrage.....	106
4.2	Energiebilanz	108
4.3	Ökonomie	111
4.4	Abschätzung der Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und die Energieproduktion ...	112
5	Fazit, Ausblick und weiterer Forschungsbedarf	113
6	Weitere Veröffentlichungen und Ergebnisverwertung.....	115
	Abbildungsverzeichnis.....	117
	Tabellenverzeichnis	120
	Literatur- und Referenzverzeichnis	122
	Anhang Fragebogen zur Betreiberbefragung.....	125

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSAG	Brennstoffausnutzungsgrad
CCM	Corn-Cop-Mix
DBFZ	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EEG	Erneuerbares Energien Gesetz
FM	Frischmasse
FoTS	Fermentierbare organische Trockensubstanz
GG	Grundgesamtheit
GPS	Ganzpflanzensilage
GRL	Gärrestlager
ha	Hektar
k.A.	keine Angabe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Million
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
oTS	organische Trockensubstanz
SGK	Stromgestehungskosten
TS	Trockensubstanz
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VOV	Vor-Ort-Verstromung

Formelzeichen	Erklärung	Einheit
H_s	Brennwert	
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$	Kapazitätzahl in Abhängigkeit der TS- / FoTS-bezogenen Substrateistung	[-]
m_i	Menge eines Einsatzstoffes	[t]
$\Sigma m_{Exkremente}$	Summe der zugeführten Substratmenge an Exkrementen	[t]
Σm_{NawaRo}	Summe der zugeführten Substratmenge an NawaRo	[t]
n_A	Arbeitsausnutzung auf Nutzenergieebene	[-]
$n_{A,brutto}$	Bruttoarbeitsausnutzung	[-]
$n_{A,netto}$	Nettoarbeitsausnutzung	[-]
P_{FWL}	Feuerungswärmeleistung des Konversionsaggregates (BHKW/Kessel)	[kW]
P_N	Installierte elektrische Nennleistung der Biogasverwertung	[kW]
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$	Substrateistung TS-bezogen / FoTS-bezogen	[kW]
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$	Theoretisch erzeugbare Energiemenge im Nennzeitraum (Betrachtungszeitraum)	[kWh]
\dot{Q}_N	Installierte thermische Nennleistung der Biogasverwertung	[kW]
Q_{brutto}	Bruttowärmemenge	[kWh]
Q_{netto}	Nettowärmemenge	[kWh]
Q_{nutz}	Nutzwärmemenge	[kWh]
$W_{el,brutto}$	Bruttostrommenge	[kWh]
$W_{el,netto}$	Nettostrommenge	[kWh]
\bar{x}	Arithmetischer Mittelwert	[-]
$\bar{\omega}_{BGA}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$	Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad der Biogasanlage in Abhängigkeit der TS- / FoTS-bezogenen Substrateistung	[-]
$\bar{\omega}_{brutto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$	Bruttoenergieausbeute in Abhängigkeit der TS- / FoTS-bezogenen Substrateistung	[-]
$\bar{\omega}_{netto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$	Nettoenergieausbeute in Abhängigkeit der TS- / FoTS-bezogenen Substrateistung	[-]

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht fasst abschließend die Ergebnisse des Forschungsvorhabens "Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen" zusammen. Das Vorhaben wurde im Zeitraum vom 1. Januar 2014 bis 30. April 2016 durchgeführt und durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gefördert (FKZ: 22400912).

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Der Ausbau der Bioenergie ist durch die Anreizsetzung der Bundesregierung bspw. durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sehr dynamisch ausgeprägt. Während in den Jahren 2004 und 2009 starke Anreize zum Ausbau der Biogastechnologie gesetzt wurden, ist der Zubau von Biogasanlagen seit dem Inkrafttreten des EEG 2014 [12] im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren stark eingebrochen.

Zudem zeigt sich, dass ein Ausbau der Biogasbranche zu einer Inanspruchnahme landwirtschaftlicher Flächen führt. Nach Schätzungen des Fachverbands Biogas und des DBFZ beträgt die Zahl der sich in Betrieb befindlichen Biogasanlagen Ende 2015 ca. 8.000 (vgl. Abbildung 1).

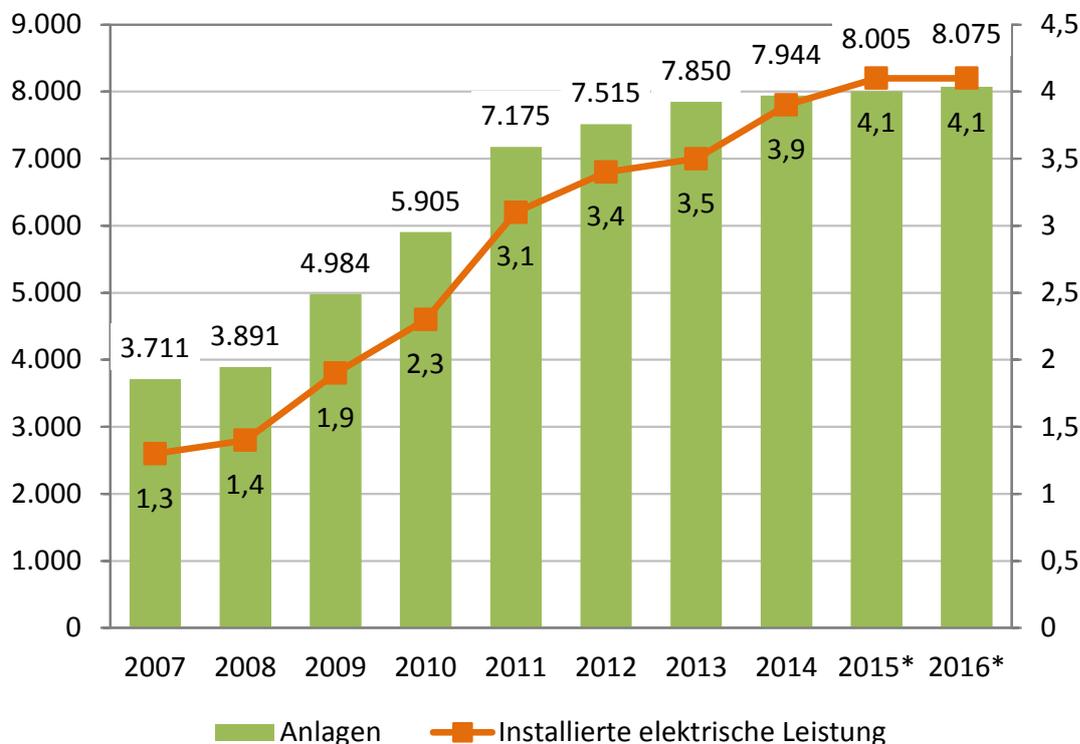


Abbildung 1: Entwicklung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland [13]

Der Flächenbedarf für die Erzeugung von NawaRo zur Biogaserzeugung beträgt nach Hochrechnungen des DBFZ bis zu 1,5 Mio. ha. Legt man eine maximale landwirtschaftliche Nutzfläche von

schätzungsweise 1,5-1,9 Mio. ha für den Energiepflanzenanbau zur Biogasproduktion zugrunde¹, besteht auf Basis der aktuellen Erhebungen zum jetzigen Substratmix und der Inanspruchnahme landwirtschaftlicher Nutzfläche als limitierenden Faktor ein Potenzial von insgesamt ca. 10.000 Biogasanlagen (BGA) in Deutschland. Da bis Ende 2015 bereits rund 80 % des maximal möglichen Anlagenbestandes in Deutschland in Betrieb genommen wurden, ist das Potential von Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz und der Anlagenleistung nicht im Neubau, sondern vielmehr im Anlagenbestand zu finden.

Der Anlagenbestand unterliegt ständigen technischen und baulichen Anpassungen, daher erscheint es unter energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten zwingend notwendig, den Anlagenbestand in Betrachtungen zur Effizienz- und Leistungssteigerung einzubeziehen. Allerdings gibt es nur wenige und regional begrenzte Erhebungen (vgl. [14]) über Beweggründe, Konzepte und vor allem zu den Auswirkungen der Optimierungen von Biogasanlagen auf die Effektivität des Substrateinsatzes und die Effizienz der Energiebereitstellung. Hinzu kommt, dass eine Anlagenoptimierung ausschließlich unter ökonomischen Gesichtspunkten betrieben wird und eine Erfolgseinschätzung der jeweiligen Maßnahme rein finanziell erfolgt. Unterstellt man den grundlegenden Ansatz, dass Optimierungsmaßnahmen nur zur Anwendung kommen, solange deren ökonomisches Ergebnis mindestens dem Ausgangszustand gleichzusetzen ist, so fehlt ein konkreter und zahlenmäßig erfassbarer Bewertungs- und Vergleichsmaßstab zur Darstellung der Auswirkungen auf die Energieeffizienz. Eine ökonomische Einschätzung zum Erfolg einer Anlagenoptimierung lässt keine Aussage über deren energetische Sinnhaftigkeit zu. Nicht alle ökonomischen Anreize der bisherigen EEG führten zu Effizienzsteigerungen bei Biogasanlagen. Dies drückt sich bspw. in fehlenden Wärmenutzungskonzepten aus. Auch die Anpassung des Einsatzstoffspektrums auf Basis der Einsatzstoffvergütungsklassen im EEG 2012 sind rein ökonomisch motivierte Maßnahmen. Dass diese Maßnahmen einen positiven Effekt auf die Energieeffizienz hatten, kann durchaus infrage gestellt werden. Sinnvoll wäre die Verknüpfung zwischen der energetischen und der ökonomischen Effizienz. Umso mehr, da künftig Biogasanlagenbetreiber verstärkt über einen Betrieb ohne eine Vergütung nach dem EEG nachdenken müssen. Doch hierfür ist ein Maßstab zur Bewertung der Energieeffizienz von Biogasanlagen vonnöten.

Im Vorhaben soll geklärt werden, was der Begriff „Repowering“ für den Biogassektor bedeutet und wie er in der Praxis angewendet wird. Hierbei sollen sowohl konkrete Maßnahmen erfasst, als auch deren Beweggründe, die zur Umsetzung führten, dargestellt werden. Die Repoweringmaßnahmen sollen anhand ihrer energetischen Auswirkungen auf die Anlageneffizienz bewertet werden. Die Betrachtungen zum Erfolg einer Maßnahme erfolgt hierbei aus rein energietechnischer Perspektive. Für ausgewählte Anlagen und Maßnahmen soll der Zusammenhang zwischen energetischen und ökonomischen Effekten dargestellt sowie die Auswirkungen auf den Flächenbedarf und das Energiesystem abgeschätzt werden.

¹ Nach aktuellen Berechnungen des DBFZ für die „Studie zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ (FKZ 22008811) und unter Einbeziehung der zur Verfügung stehenden Brachflächen beträgt das Flächenpotenzial bis zu 1,9 Mio. ha.

1.2 Der Begriff „Repowering“

Im Zusammenhang mit Optimierungsmaßnahmen ist in der Biogasbranche sehr oft vom „Repowering“ die Rede. Dieser sehr eingängige Begriff wurde aus anderen Energieerzeugungsbranchen übernommen und beschreibt jede biologische, organisatorische, technische oder betriebliche Änderung, die an einer bestehenden Anlage durchgeführt wird [15]. Dabei ist der Begriff ein Scheinanglizismus und in der englischen Sprache nicht zu finden. In der – vor allem – konventionellen, fossilen Kraftwerkstechnik ist das *retrofitting* (to retrofit – engl. Umrüsten/nachrüsten) geläufig. Retrofitting umfasst alle Maßnahmen zur Umrüstung bzw. Nachrüstung vorhandener Energieumwandlungsanlagen und deren Komponenten (bspw. thermische Kraftwerke und der Austausch der Dampfturbinen) mit dem Ziel *“to reduce energy consumption through the implementation of more efficient and innovative strategies”* [6]. Ebenso wie das im deutschen Sprachgebrauch genutzte *Repowering*, zielt *retrofitting* generalisierend auf eine Effizienzsteigerung ab, ohne konkrete Maßnahmen zu benennen und das Ziel der Maßnahme - die Steigerung des Wirkungsgrades und/oder des Nutzungsgrades - zu definieren. Dabei ist eine Unterscheidung zwischen notwendigen Maßnahmen zur Sicherstellung der Betriebsfähigkeit und Eingriffen zur gezielten Verbesserung der Anlagenperformance nicht gegeben und solide Kriterien, insbesondere Kennzahlen, zur Identifizierung von Repowering nicht definiert [15]. Weiterhin wird festgestellt, dass zur Beschreibung einer Effizienzsteigerung der Nutzungsgrad herangezogen werden muss, da etwaige Wirkungsgradsteigerungen durch eine verminderte Auslastung in einem konkreten Betrachtungszeitraum egalisiert werden können. Demnach sind Repoweringmaßnahmen durch mittel- bis langfristig geplante technische Modifikationen zur gezielten Steigerung des Nutzungsgrades gekennzeichnet [15]. Somit setzt Repowering ein geplantes, zielgerichtetes Vorgehen voraus und entspricht nicht der ad-hoc-Reaktion zur kurzfristigen Behebung eines nicht planmäßigen Betriebszustandes. In Abbildung 2 ist eine Unterteilung von Maßnahmen dargestellt.

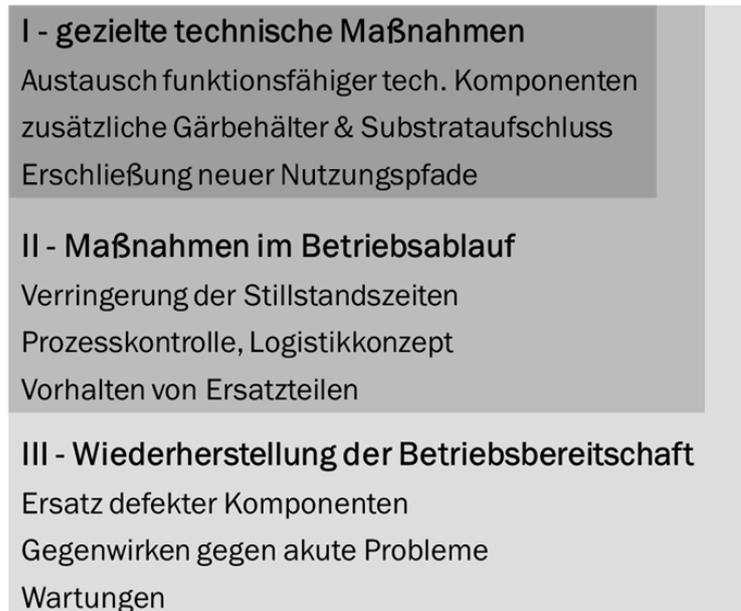


Abbildung 2: Kategorisierung von Repoweringmaßnahmen anhand eines planvollen Vorgehens und der beabsichtigten Steigerung des Nutzungsgrades

Hierbei werden 3 Kategorien unterschieden:

- Kategorie I - Repowering im engeren Sinne, mit dem Ziel einer Steigerung des Wirkungs- und des Nutzungsgrades
- Kategorie II - Repowering im weiteren Sinne, mit dem Ziel einer Steigerung des Nutzungsgrades
- Kategorie III - Reparatur und Instandhaltungsmaßnahmen zur Wiederherstellung und Aufrechterhaltung der technischen Betriebsfähigkeit

1.3 Vorgehensweise

Zur grundlegenden Bestandsaufnahme von Biogasanlagenkonzepten, Umbaumaßnahmen und zur Anlagenauswahl im Rahmen einer energetischen und ökonomischen Bewertung von Umbaumaßnahmen erfolgte im Zeitraum vom 07.11.2014 bis 15.12.2014 eine Befragung von Biogasanlagenbetreibern. Die Auswahl der per Fragebogen angeschriebenen Betreiber erfolgte auf Basis der vorangegangenen Betreiberbefragungen im Rahmen des EEG-Monitoring der Jahre 2012 bis 2014 [1], [2]. Hierbei wurden alle Rückantworten gewählt, in denen Angaben zu Optimierungsmaßnahmen im Sinne eines Repowerings gemacht wurden. Neben der Erhebung von Umbaumaßnahmen und Anlagenkonzepten, stellten Beweggründe, Art und Weise der Durchführung der Umbaumaßnahmen sowie die Erfolgseinschätzung der Betreiber wesentliche Aspekte der Befragung dar. Die Vorgehensweise und Ergebnisse können den Kapiteln 2.1 und 3.1 entnommen werden. Der Fragebogen ist als Anhang hinterlegt.

Grundlage der energetischen Bilanzierung bildet die im Vorhaben erarbeitete Methode zur Berechnung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades. Dieser ist in der Energietechnik etabliert und ermöglicht die Bewertung und den Vergleich verschiedener Energieerzeugungspfade anhand ihrer Effizienz der Ausnutzung der im Brennstoff enthaltenen Energie. Hierbei wurden im Verlauf des Vorhabens die Berechnungen der mittleren Brennstoffausnutzungsgrade auf Basis des Brennwertes der zugeführten Trockensubstanz (TS) und des tatsächlich fermentierbaren Anteils der organischen Substanz (FoTS) eingeführt. Die Methode ist in Kapitel 2.2 beschrieben. Die energetische Bilanzierung von 10 Biogasanlagen erfolgt im Kapitel 3.2 in Form von Anlagensteckbriefen. Diese beinhalten neben der Bilanzierung ausgewählter Betriebsjahre auch eine Einschätzung des Erfolgs der Maßnahme bezüglich der angestrebten und erzielten Effizienzsteigerung. Eine ökonomische Betrachtung von 4 ausgewählten Biogasanlagen erfolgt in Kapitel 3.2.123.3. Durch einen Vergleich der Betriebsjahre vor und nach dem Jahr der Durchführung des Repowering, wird der wirtschaftliche Nutzen der Umbaumaßnahme dargestellt.

In Kapitel 3.4 werden die Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und die Energieproduktion dargestellt. Hierbei wird unterschieden, wie sich Effizienzsteigerungen auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene auswirken. Die Diskussion der erzielten Ergebnisse erfolgt in Kapitel 4, das Fazit wird in Kapitel 5 gezogen.

2 Methoden

2.1 Umfrage

Hinsichtlich der Analyse und Bewertung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung an Biogasanlagen wurde im Rahmen des Projektes eine Betreiberbefragung durchgeführt. Ziel der Befragung war es, für eine größtmögliche Anzahl von Biogasanlagen eine Erhebung durchzuführen, mit der repräsentative Daten zu realisierten Repoweringmaßnahmen an Biogasanlagen, Bewertungen zum Erfolg und Angaben zu Beweggründen der durchgeführten Maßnahmen erfasst wurden.

Die Betreiber wurden zu folgenden Aspekten befragt:

- Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage
- Installierte Leistung bei Inbetriebnahme der Anlage
- Einordnung der Biogasanlage (mit/ohne Anbindung an einen landwirtschaftlichen Betrieb)
- Durchgeführte Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung
- Bewertung des Erfolges der Repoweringmaßnahmen
- Beweggründe für die Durchführung des Repowering
- Optimierungsbedarf

Die Erfolgswertung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen wurde mit Hilfe einer Matrix für die Parameter Wirtschaftlichkeit, Emissionen und Effizienz und den Bewertungsoptionen „erfolgreich“, „ohne Auswirkung“ und „nicht erfolgreich“ durchgeführt. Die Beweggründe für die Realisierung der Maßnahmen wurden von den Betreibern den einzelnen Maßnahmen zugeordnet. Auf diese Weise kann eine genaue Aufschlüsselung von relevanten Gründen für die unterschiedlichen Repoweringmaßnahmen erfolgen. Die Benennung von weiterem Optimierungsbedarf an der Biogasanlage erfolgte über eine Auswahl analog zu den Beweggründen für Repoweringmaßnahmen.

Die Befragung wurde als schriftliche Befragung mittels teilstandardisiertem Fragebogen (Anhang) durchgeführt. Die Auswahl der Betreiber erfolgte gekoppelt an die jährlich im Rahmen der Projekte „Stromerzeugung aus Biomasse“ (FZK: 03MAP250) und „Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Stromerzeugung aus Biomasse“ (FZK: 03MAP138) erhobenen Anlagendaten [1], [2]. Dabei wurden in den vergangenen drei Jahren durchgeführte Maßnahmen der Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung an den Biogasanlagen erfasst. In Hinblick auf die Aktualität der zugrundeliegenden Daten und dem im Rahmen des Projektes ermöglichten Umfang der Betreiberbefragung erfolgte die Auswahl der Biogasanlagen für die Betreiberbefragung in drei Schritten:

1. Biogasanlagen, für die in den vergangenen Jahren (Betreiberbefragung 2011/12, 2012/13, 2013/14) Daten zur Anlagenerweiterung, Effizienzsteigerung erhoben werden konnten
→ 1.231 Biogasanlagen
2. Davon Auswahl von Biogasanlagen, die Repoweringmaßnahmen durchgeführt haben;
Ausschluss von Anlagen, für die lediglich Angaben zu geplanten Maßnahmen vorliegen
→ 1.116 Biogasanlagen
3. Eingrenzung auf die vorangegangenen Befragungen 2012/13 und 2013/14
→ 866 Biogasanlagen.

Im Rahmen der Befragung wurde im November 2014 der Fragebogen an die Betreiber von Biogasanlagen versandt. Die Rückmeldungen wurden per Post, Fax und E-Mail erfasst. Insgesamt wurden 866 Biogasanlagen angeschrieben. Die Anzahl der zur Verfügung stehenden Rückantworten liegt bei 241. Das entspricht einer Rücklaufquote von 27,8 %.

2.2 Energetische Bilanzierung

2.2.1 Kenngrößen und Bilanzierungsrahmen

Das Ziel der Bilanzierung ist die Bewertung der energetischen Effizienz von Biogasanlagen. Als Kenngröße zur Effizienzbewertung dient der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\omega}$. Dieser ist in der Energietechnik etabliert und ermöglicht einen übergeordneten Vergleich von Energieerzeugungsanlagen in Abhängigkeit der verwendeten Einsatzstoffe und der jeweiligen Konversionstechnologie. Er wird als der Quotient aus allen in einem bestimmten Zeitraum nutzbar abgegebenen Energien und der gesamten zugeführten Energie beschrieben. Im betrachteten Zeitraum sind alle Pausen-, Stillstands-, Leerlauf-, Anfahr- und Abfahrzeiten eingeschlossen. [3] Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad lässt sich nach Gleichung (1) beschreiben.

$$\bar{\omega} = \frac{W_{el,netto} + Q_{Nutz}}{\sum m_i \cdot H_{S,i}} \quad (1)$$

$\bar{\omega}$	mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad [-]
$W_{el,netto}$	Nettostrommenge [kWh]
Q_{Nutz}	Nutzwärmemenge (genutzte Wärmemenge) [kWh]
m_i	Substratmenge [t _{TS}]
$H_{S,i}$	spezifischer Brennwert [kWh/t _{TS}]

Mit dieser Kenngröße ist die Effizienz der Energieumwandlung in der Gesamtanlage (Biogasproduktion und Biogasnutzung) bewertbar. Zu beachten ist, dass in Gleichung (1) die nutzbar abgegebenen Zielenergiemengen berücksichtigt sind. Hintergrund ist der zwingend einzubeziehende Eigenenergiebedarf der Biogasanlage sowie die tatsächlich (extern) genutzte Wärmemenge. Im Fall der Stromeinspeisung werden Nettostrom- und Nutzstrommenge gleichgesetzt, da von einer 100 %-igen Nutzung der eingespeisten Nettostrommenge ausgegangen wird.

Die Bilanzgrenze der energetischen Bewertung der Biogasanlage ist in Abbildung 3 ersichtlich.

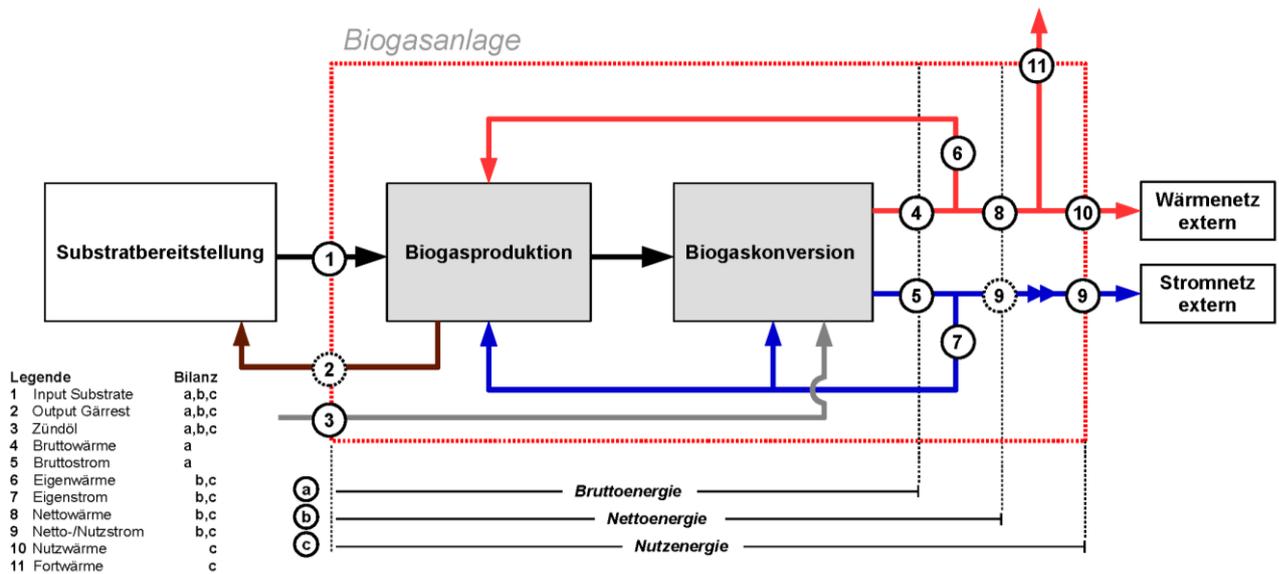


Abbildung 3: Grenzen für die Nutz-, Netto- und Bruttoenergiebilanzierung des Gesamtprozesses [3]

Als maßgebliche Bezugsgröße wurde neben der zugeführten Einsatzstoffmenge der Brennwert des jeweiligen Einsatzstoffes herangezogen. Dieser stellt für Einsatzstoffe, die in Biogasanlagen Verwendung finden, eine leicht zugängliche und objektive Bewertungsgrundlage dar. Innerhalb des Vorhabens wurde der Brennwert nach DIN EN 14918 [10] mittels bombenkalorimetrischer Bestimmung erhoben. Unabhängig des tatsächlichen Konversionspfades (thermochemisch, biochemisch) kann so ein technologieübergreifender Vergleich stattfinden. Bei einem Vergleich von Biogasanlagen mit anderen Konversionspfaden ist zu berücksichtigen, dass der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad nach [3] auf der Verwendung des Heizwertes beruht, sodass ein Abgleich der verwendeten Bezugsgrößen notwendig wird.

Die energetische Bilanzierung über den mittleren Brennstoffausnutzungsgrad begreift die Biogasanlage als eine Art „Blackbox“. Es wird nicht zwischen Biogasproduktion und Biogaskonversion unterschieden, sondern beide Prozessschritte in ihrer Gesamtheit bewertet. Gemäß Gleichung (1) sind die zugeführten Einsatzstoffmengen und die spezifischen Brennwerte je Einsatzstoff zu ermitteln. Da der Brennwert trockensubstanzspezifisch ist, wurden die Trockensubstanzgehalte (nach Weißbach korrigiert [4],[5],[6],[7],[8],[9]) der jeweiligen Einsatzstoffe analytisch ermittelt. Die zugeführte Einsatzstoffmenge, die eingespeiste Nettoenergiemenge und die Nutzwärmemenge wurden an der Biogasanlage über das Betriebstagebuch, Abrechnungen oder entsprechende Mengenzähler erfasst.

Mehrere Betriebsjahre und/oder verschiedene Anlagen können nur miteinander verglichen werden, solange ähnliche Substratspektren zum Einsatz kommen. Werden Substrate oder Substratgemische mit sich unterscheidenden Fermentationsquotienten verglichen, so stellt dies schwerverdauliche Substrate (kleiner Fermentationsquotient) innerhalb der energetischen Bilanzierung systematisch schlechter. Der Fermentationsquotient wurde nach Weißbach beschrieben ([4],[5],[6],[7],[8],[9]) und drückt aus, wieviel der jeweiligen organischen Trockensubstanz eines spezifischen Einsatzstoffes anaerob biologisch umsetzbar (vergärbar) ist. Grund ist die Erfassung des Brennwertes der gesamten Trockensubstanz, unabhängig davon, ob es sich um anaerob abbaubare Bestandteile handelt oder nicht. Über die Bildung von gewichteten Fermentationsquotienten des Einsatzstoffgemisches und anschließendem Clustern

kann die Substratabhängigkeit des Brennstoffausnutzungsgrades abgebildet und Anlagen innerhalb der Cluster verglichen werden.

Soll der Substrateinfluss vollständig und ohne Clustern berücksichtigt werden, kann ein Bezug des energetischen Potenzials der Einsatzstoffe auf den Anteil der FoTS nach Weißbach ([4],[5],[6],[7],[8],[9]) erfolgen. Hierbei sind spezifische Brennwerte der fermentierbaren und nicht fermentierbaren organischen Trockensubstanz anzuwenden. [3] Der spezifische Energieinhalt der nicht fermentierbaren organischen Trockensubstanz wird hierbei vom oTS-bezogenem spezifischen Gesamtenergieinhalt des jeweiligen Substrates abgezogen. Die nicht fermentierbare Fraktion wird vereinfachend als Lignin, mit einem maximalen Brennwert von 25,6 MJ/kg, angenommen. [3] Durch den Bezug dieser Differenz zum oTS-bezogenen Gesamtenergieinhalt des Substrates kann ein Korrekturfaktor nach Gleichung (2) ermittelt werden.

$$f_{an} = \frac{H_{s,oTS} - (1-FQ) * H_{s,noTS}}{H_{s,oTS}} \quad (2)$$

f_{an}	Korrekturfaktor [kg _{FoTS} /kg _{oTS}]
FQ	Fermentationsquotient [-]
$H_{s,oTS}$	spezifischer Brennwert [kJ/kg _{oTS}]
$H_{s,noTS}$	spezifischer Brennwert Lignin [kJ/kg _{TS}]

Das Energiepotenzial der nicht abbaubaren Organik wird mit Hilfe eines Korrekturfaktors f_{an} vom spezifischen Brennwert des Substrats nach Gleichung (3) abgezogen. [3]

$$H_{s,korr} = f_{an} * H_{s,oTS} \quad (3)$$

$H_{s,korr}$	spezifischer Brennwert [kJ/kg _{FoTS}]
f_{an}	Korrekturfaktor [kg _{FoTS} /kg _{oTS}]
$H_{s,oTS}$	spezifischer Brennwert [kJ/kg _{oTS}]

Die Anpassung des energetischen Potentials auf die anaerob nutzbare Trockensubstanz ist streng genommen keine Korrektur, da der TS-bezogene Energieinhalt ohne Berücksichtigung fermentierbarer und nicht fermentierbarer Substratfraktionen nicht falsch ist. Nachfolgend wird daher von TS-bezogenen und FoTS-bezogenen Kenngrößen gesprochen, die je nach Bezug zu unterschiedlichen Aussagen führen. Während die Bilanzierung mit einem TS-bezogenem Brennwert unter Berücksichtigung der gesamten der Anlage zugeführten Substratenergie einen Einsatzstoff abhängigen Vergleich verschiedener Konversionstechnologien zulässt, können mit der Bilanzierung über den FoTS-bezogenen Brennwert (nach „Korrektur“) verschiedene Betriebsjahre und Biogasanlagen untereinander verglichen werden, unabhängig ihres jeweiligen Einsatzstoffspektrums. So wird ein objektiverer Vergleich der Effizienz von Biogasanlagen möglich, der die unterschiedliche Vergärbarkeit von Einsatzstoffen ausklammert.

Zur eingehenden Interpretation des ermittelten Brennstoffausnutzungsgrades können Arbeitsausnutzung und Kapazitätzahl berechnet werden. Die Kapazitätzahl (Gleichung 4) beschreibt das Verhältnis der installierten Verstromungs- und Wärmeleistungen aller Konversionsaggregate zur stündlich zugeführten Substratenergiemenge (theoretischer Wert).

$$K = \frac{P_N + \dot{Q}_N}{\sum \dot{m}_i \cdot H_{S,i}} \quad (4)$$

K	Kapazitätzahl [-]
P_N	elektrische Nennleistung [kW]
\dot{Q}_N	thermische Nennleistung [kW]
\dot{m}_i	Massenstrom eines Inputstoffs [tTS/h]
$H_{S,i}$	spezifischer Brennwert eines Inputstoffs [kWh/tTS]

Die Arbeitsausnutzung (Gleichung 5) setzt die tatsächlich nutzbar abgegebenen Strommengen (Einspeisezähler am Trafo) und Wärmemengen (nicht für den Biogasprozess verwendete Wärme - Zähler der jeweiligen Wärmelieferstrecke) zu den theoretisch produzierbaren Energiemengen im Betrachtungszeitraum (Nennzeitraum T_N) ins Verhältnis.

$$n_A = \frac{W_{el,netto} + Q_{nutz}}{(P_N + \dot{Q}_N) \cdot T_N} \quad (5)$$

n_A	Arbeitsausnutzung [-]
$W_{el,netto}$	Nettostrom [kWh]
Q_{nutz}	Nutzwärme (genutzte Nettowärme) [kWh]
P_N	elektrische Nennleistung [kW]
\dot{Q}_N	thermische Nennleistung [kW]
T_N	Nennzeit (Kalenderzeit) [a]

Das Zerlegen des Brennstoffausnutzungsgrades in eine leistungs- und eine arbeitsbezogene Kennzahl ermöglicht eine graphische Darstellung der erzielten energetischen Effizienz. Die Kapazitätzahl dient hierbei als Normierungsgröße, mit deren Hilfe Anlagen unterschiedlicher Größenklassen, Konzeptionierungen und differierenden Substratzusammensetzungen gemeinsam dargestellt und verglichen werden können (vgl. Abbildung 4). Zudem wird durch die beschriebene Verhältnisbildung das energetische Potential der Biogasanlage dargestellt. Dadurch können Rückschlüsse auf die Ausgewogenheit zwischen Gasproduktion und Gasverwertung gezogen werden. So kann eine im Vergleich ungewöhnlich kleine Kapazitätzahl auf eine Überfütterung der Anlage hindeuten, bei der eine Gasproduktion zu verzeichnen ist, die durch die installierten Nennleistungen des Konversionsaggregates nicht verarbeitet werden kann.

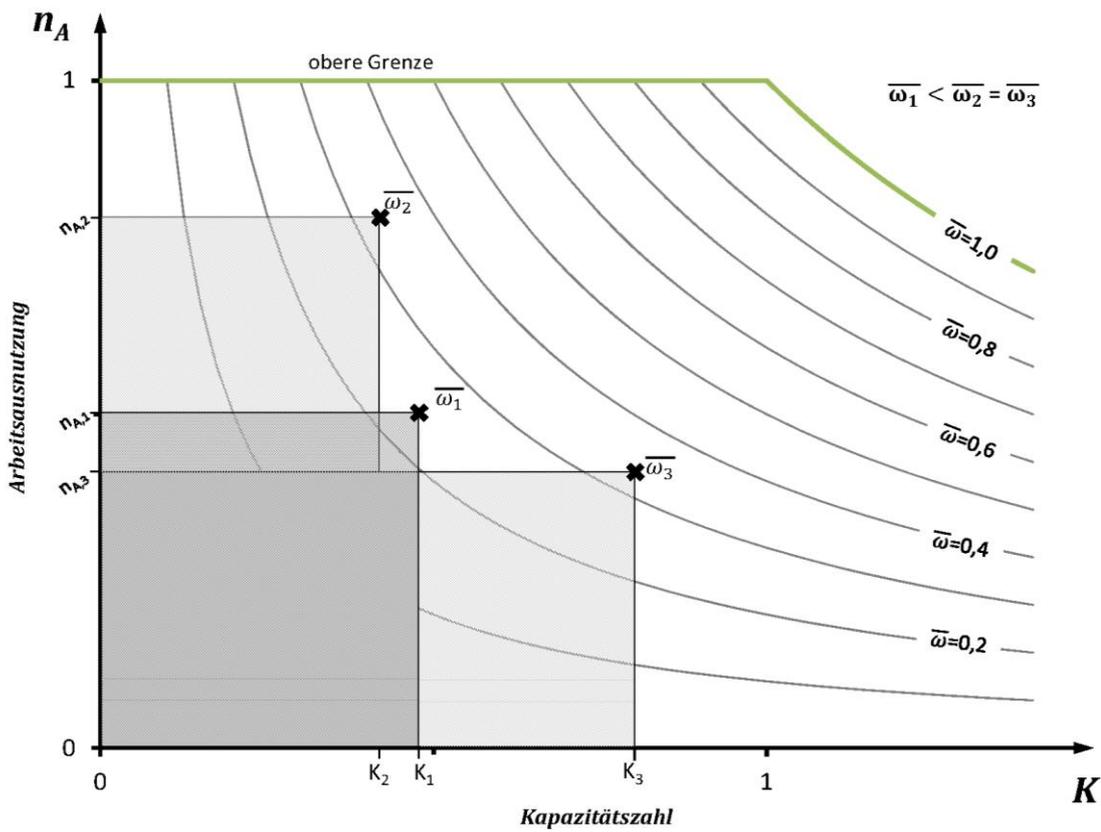


Abbildung 4: Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades sowie der Netto- und Bruttoenergieausbeute bei unterschiedlicher Kapazitätszahl und Arbeitsausnutzung [3]

Die Arbeitsausnutzung auf Nutzenergieebene (Gleichung (5)) berücksichtigt den Grad der tatsächlichen Wärmenutzung sowie den wärme- und stromseitigen Prozessenergiebedarf. Ergänzend zur dargestellten Arbeitsausnutzung auf Nutzenergieebene (Abbildung 3, Bilanzpunkte 9 und 10) kann die Arbeitsausnutzung mit Bezug zur produzierten Nettoenergiemenge (Abbildung 3, Bilanzpunkte 8 und 9) und Bruttoenergiemenge (Abbildung 3, Bilanzpunkte 4 und 5) hergestellt werden. Hierbei sind die Strom- und Wärmemengen der einzelnen Bilanzierungsebenen wie folgt miteinander verknüpft (Gleichungen (6), (7), (8)):

$$W_{el,netto} = W_{el,brutto} - W_{el,eigen} \quad (6)$$

$$Q_{netto} = Q_{brutto} - Q_{eigen} \quad (7)$$

$$Q_{nutz} = Q_{netto} - Q_{fort} \quad (8)$$

- $W_{el,brutto}$ Bruttostrom [kWh]
- $W_{el,netto}$ Nettostrom [kWh]
- $W_{el,eigen}$ Eigenstrom (Prozessenergiebedarf) [kWh]
- Q_{eigen} Eigenwärme (Prozessenergiebedarf) [kWh]
- Q_{netto} Nettowärme [kWh]
- Q_{nutz} Nutzwärme (genutzte Nettowärme) [kWh]
- Q_{fort} Fortwärme (ungenutzte Nettowärme) [kWh]

Durch die Gegenüberstellung dieser drei Bilanzierungsebenen (Brutto-, Netto- und Nutzenergie) kann eine Bewertung des tatsächlichen Nutzwärmeabsatzes, des Prozessenergiebedarfes sowie der

generellen Auslastung des Konversionsaggregates erfolgen und so Rückschlüsse auf Optimierungspotentiale gezogen werden (vgl. Abbildung 5).

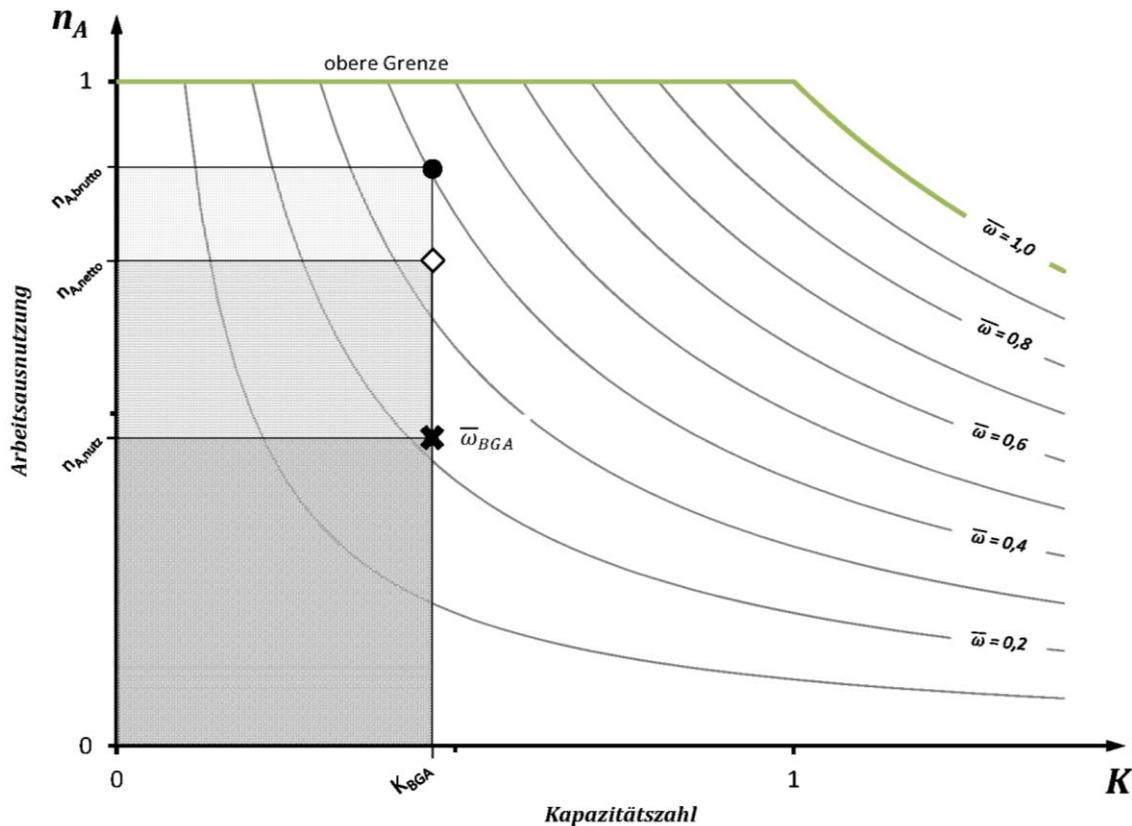


Abbildung 5: Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades sowie der Netto- und Bruttoenergieausbeute [3]

Eine ausführliche Beschreibung der Methode kann [3] unter nachgelesen werden.

Verwendete Materialien

Für die Bilanzierung der unter Kapitel 3.2 dargestellten Anlagen, wurden jeweils volle Kalenderjahre herangezogen. Die Datenerhebung erfolgte durch Gespräche und Auswertung vorliegender Dokumentationen mit den Anlagenbetreibern. Hierbei wurden Mengen der Einsatzstoffe, Leistungsdaten des BHKW, eingespeiste Strommengen und die abgesetzte Nutzwärmemenge erfasst. Daten die auf Tages- bzw. auf Monatsbasis erfasst wurden, wurden zu einem Jahreswert aggregiert. Bei 4 der 10 Anlagen (BGA 01, 02, 08, 09) konnten Energiemengen zum Eigenstrombedarf direkt erfasst werden. Für die verbleibenden 6 Anlagen wurde ein Eigenstrombedarf von pauschal 8 % der Bruttostrommenge unterstellt. Der Eigenwärmebedarf wurde auf den Anlagen BGA 01, 02, 03 und 08 messtechnisch erfasst. Für die verbleibenden Anlagen wurden Berechnungen zum Aufheizenergiebedarf und zu den Transmissionswärmeverlusten durchgeführt. Nur für BGA 05 wurde pauschal ein Bedarf von 25 % der Bruttowärmeproduktion unterstellt, da hier keine eindeutigen Angaben zum Baukörper vorlagen. Die produzierte Bruttowärmemenge wurde überschlägig anhand der produzierten Bruttostrommenge und der Stromkennzahl des BHKW ermittelt. Auf Inputseite wurden die Einsatzstoffe beprobt und auf TS-, oTS-Gehalt und den Brennwert hin analysiert. Hierbei wurde der TS-Gehalt von Silagen nach Weißbach [22], [23] korrigiert. Die Brennwertanalyse erfolgte nach DIN EN

14918 (ohne Berücksichtigung der Energiemengen aus der Bildung der Salpetersäure und aus der Umwandlung des Schwefels aus wässriger Schwefelsäure in Schwefeldioxid) [21]. Einsatzstoffe, die am Tag der Beprobung nicht vorlagen, wurden mit Literaturwerten nach [18], [19], [20] versehen.

2.2.2 Sensitivitätsbetrachtung

Zur Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Maßnahmen wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese soll beschreiben, in welchem Maß Repoweringmaßnahmen die Energieausbeuten auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene beeinflussen. Um dabei allgemeingültige Aussagen abzuleiten, die nicht nur für eine individuell gestaltete Anlage sondern für Biogasanlagen im Allgemeinen stehen, wird eine von der Anlagengröße unabhängige Darstellung gewählt. Zudem wird ein idealisierter biologischer Prozess unterstellt, indem die zugeführte FoTS-bezogene Substratenergie vollständig umgesetzt werden soll. Die Sensitivitätsanalyse wird somit anhand eines theoretischen Modells vollzogen.

Die brennwertbasierende und auf die zugeführte FoTS-Menge bezogene Substratleistung soll 1 kW entsprechen. Der Massenstrom wird nicht definiert, da sich dieser in Abhängigkeit des jeweilig unterstellten Inputstoffes errechnen lassen würde. Da dies für die Betrachtung nicht notwendig ist, wurde darauf verzichtet. Aus dem gewählten Zeitintervall (Nennzeitraum) von 1 Stunde ergibt sich eine zugeführte Substratenergiemenge von 1 kWh. Die zugeführte FoTS-bezogene Substratleistung wird vollständig umgesetzt und findet sich in gleicher Höhe im Biogas wieder. Dem Konversionsaggregat steht im Nennzeitraum folglich eine brennwertbasierte Energiemenge von 1 kWh in Form von Biogas zur Verfügung. Da ein BHKW technisch nur den im Biogas enthaltenen Heizwert nutzen kann, ist die tatsächlich nutzbare Energiemenge um den Faktor $H_{i,CH_4}/H_{s,CH_4}$ vermindert. Das BHKW wird mit einer Feuerungswärmeleistung von 0,9 kW angenommen und bezieht im unterstellten Nennzeitraum 0,9 kWh aus dem zur Verfügung stehenden Biogas. Der heizwertbezogene Gesamtwirkungsgrad des BHKW soll 85 % entsprechen, der sich aus dem elektrischen Wirkungsgrad mit 40 % und dem thermischen Wirkungsgrad von 45 % zusammensetzt. Das betrachtete Zeitintervall (Nennzeit) des BHKW-Betriebes beträgt ebenfalls 1 Stunde. Die produzierte Nettostrommenge wird zu 100 % in das Netz als Nutzstrommenge eingespeist, die Nutzwärmemenge wird mit 50 % der erzeugten Nettowärmemenge veranschlagt, um die Effekte der Wärmenutzung auf die Veränderung einzelner Parameter darzustellen. Der Eigenstrombedarf der Gasproduktion und -konversion wird mit 8 % der produzierten Bruttostrommenge, der Eigenwärmebedarf mit 20 % der Bruttowärmeproduktion definiert.

In Tabelle 1 und Tabelle 2 sind die Grundannahmen und die sich nach der zuvor dargestellten Methode errechnenden Energiemengen und Effizienzen aufgelistet.

Tabelle 1: Grundannahmen zur Berechnung der Parametervariation

Kenngröße	Wert
FoTS-bezogene Substratleistung (brennwertbezogen)	1,00 kW
Im Biogas enthaltene Feuerungswärmeleistung (brennwertbezogen)	1,00 kW
Feuerungswärmeleistung (heizwertbezogen)	0,90 kW

Fortführung Tabelle 1: Grundannahmen zur Berechnung der Parametervariation

Kenngröße	Wert
Elektrische Nennleistung (40 % von Feuerungswärmeleistung)	0,36 kW
Thermische Nennleistung (45 % von Feuerungswärmeleistung)	0,41 kW
Stromeigenbedarf (Anteil an der Bruttostromproduktion)	8,00 %
Wärmeeigenbedarf (Anteil an der Bruttowärmeleistung)	20,00 %
Nutzstrommenge (Anteil an der Nettostromproduktion)	100,00 %
Nutzwärmemenge (Anteil an der Nettowärmeleistung)	50,00 %
Nennzeitraum Gasproduktion und BHKW-Betrieb	1 h

Tabelle 2: Ergebnisse auf Basis der Grundannahmen zur Parametervariation

Kenngröße	Bruttoenergieebene	Nettoenergieebene	Nutzenergieebene
Bruttostrommenge	0,36 kWh	0,33 kWh	0,33 kWh
Bruttowärmemenge	0,41 kWh	0,32 kWh	0,16 kWh
Stromeigenbedarf		0,03 kWh	
Wärmeeigenbedarf		0,08 kWh	
Theoretische, elektrische und thermische Arbeit im Nennzeitraum		0,766 kWh	
Kapazitätzahl		0,766	
Arbeitsausnutzung	1,000	0,856	0,645
Mittlere Bruttoenergieausbeute/ Mittlere Nettoenergieausbeute/ Mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,766	0,656	0,494

Die Werte der Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung ergeben sich anhand der Grundannahmen. Bei veränderten Grundannahmen nehmen beide Parameter sowie die sich daraus ergebenden Ausbeuten und Nutzungsgrade andere Werte an. Der grundlegende Einfluss der nachfolgend variierten Anlagenparameter bleibt davon aber unberührt. Die qualitativen Aussagen bleiben bestehen trotz quantitativer Unterschiede, basierend auf differierenden Eingangsdaten.

Bei der Sensitivitätsbetrachtung wird jeweils nur ein Parameter verändert und die Auswirkung dieser Änderung beurteilt. Die veränderten Parameter sind:

- die zugeführte Substrateistung
- die verwertbare im Biogas enthaltene Feuerungswärmeleistung (Simulation eines veränderlichen Methananteils und/oder veränderlicher Biogasmengen)
- der Eigenstrombedarf
- der Eigenwärmebedarf
- die Nutzwärmeauskopplung

Die Ergebnisse in Kapitel 3.2.12 werden auf Bruttoenergieebene, Nettoenergieebene und Nutzenergieebene als mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad dargestellt.

2.3 Ökonomische Berechnungen

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zur ökonomischen Bewertung zu gewährleisten, werden die dargestellten Eingangsdaten und Rahmenbedingungen einheitlich und konsistent in den Berechnungen berücksichtigt. Dazu werden Investitionsrechnungen auf Grundlage der Annuitätenmethode nach der VDI 2067 [33] durchgeführt, die als Ergebnis Stromgestehungskosten ausweisen. Die Gesamtkosten der Biogasverstromung setzen sich dabei aus den kapitalgebundenen-, verbrauchsgebundenen-, betriebsgebundenen- und sonstigen Kosten für Bau, Betrieb und entsprechende Erweiterungen der Biogasanlagen zusammen (Vollkostenbetrachtung). Diesen Kosten stehen Erlöse aus dem Verkauf von Strom, Wärme und gegebenenfalls Erlösen für weitere (Neben-)Produkte gegenüber. Eine Übersicht über die Zuordnung der einzelnen Kostenpositionen zu den jeweiligen Kostenarten der angewendeten Berechnungsmethode ist in Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067

Der Vergütungsanspruch von Biogasanlagen in Deutschland ist in der Regel auf insgesamt 20 Jahre festgeschrieben. Der Betrachtungszeitraum der gesamten Biogasanlagen orientiert sich an der Dauer des Vergütungsanspruchs.

Der Fokus der ökonomischen Betrachtung liegt insbesondere auf der Ermittlung der mittleren Stromgestehungskosten der zu untersuchenden Biogasanlagen. Hierbei ist zu beachten, dass in der grafischen Darstellung der Stromgestehungskosten, wie in einschlägigen Publikationen üblich, keine Wärmeerlöse als „Nebenprodukt“ gutgeschrieben werden, womit die Stromgestehungskosten etwas geringer ausfallen würden. Entsprechende Wärmeerlöse werden ausschließlich der Erlösseite zugeschlagen. Zudem erfolgt die Ausweisung eines Jahresergebnisses, welches den jährlichen Gewinn

bzw. Verlust vor Steuern und Abgaben widerspiegelt. Die Ermittlung der eben genannten beiden Kenngrößen erfolgt zuweilen in dem Jahr vor, während sowie nach den Repoweringmaßnahmen. Darauf aufbauend lässt sich der relative kostenseitige Einfluss der Summe der Repoweringmaßnahmen ableiten.

Rahmenparameter und Datenbasis

In Tabelle 3 sind wesentliche wirtschaftliche Parameter aufgelistet. Sie bilden die Grundlage für alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Biogasanlagen und ermöglichen den Vergleich der verschiedenen Szenarien. Alle hier getroffenen Annahmen basieren auf langjährigen Erfahrungswerten oder sind Vorgaben der VDI 2067.

Der Mischkalkulationszinssatz liegt bei den untersuchten Anlagen zwischen 2,8 % und 6,5 %. Die Inflation für kapitalgebundene Kosten beträgt 1 % pro Jahr, für verbrauchsgebundene-, betriebsgebundenen- und sonstige Kosten jeweils 2 % pro Jahr.

Tabelle 3: Allgemeine wirtschaftliche Rahmenparameter

Parameter	Erläuterung	Einheit	Wert
Inflation für kapitalgebundene Kosten	Investment und Instandsetzung	%/a	1
Inflation für Verbrauchs-, Betriebs- und sonstige Kosten	jährliche Inflation	%/a	2
Instandsetzung	durchschnittlich bezogen auf die Gesamtinvestition	%/a	1
Arbeitskosten	Arbeitgeberbruttolohn	€/h	20
Versicherung	bezogen auf die Gesamtinvestition	%/a	0,5
Verwaltung	bezogen auf die Gesamtinvestition	%/a	0,5
Nutzungsdauer	Nutzungsdauer der Bestandsanlage	a	20

Sensitivitätsbetrachtungen in der Ökonomie

Mithilfe der Sensitivitätsanalyse kann die Abhängigkeit von Wirtschaftlichkeitskriterien, wie beispielsweise Annuitäten oder internen Zinsfüßen, von Parameteränderungen, z.B. Änderungen des Kalkulationszinssfußes, Energiepreisen oder der Nutzungsdauer dargestellt werden. Durch solch eine Analyse soll dargestellt werden, inwiefern mögliche Parametervariationen das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung beeinflussen können. Wenn bestimmte Parametervariationen z.B. zu negativen Kapitalwerten führen, sind diese als risikobehaftet einzustufen. Daher werden kritische Werte ermittelt, welche die Grenze zu nicht optimalen Wirtschaftlichkeitsergebnissen aufzeigen. Aus diesem Grund sind Sensitivitätsanalysen sehr eng an Risikoanalysen geknüpft, bei denen Risikoklassen ermittelt werden und je nach Risikobehaftung eine Investition getätigt wird oder nicht. Weiterhin ist zu beachten, dass zwischen ein- und mehrdimensionalen Sensitivitätsanalysen unterschieden werden kann. Bei eindimensionalen Analysen, wie hier angewendet, gilt die sogenannte ceteris-paribus-Bedingung, also die Variation eines Parameters unter Beibehaltung aller anderen Parameter, darüber hinaus Einfluss auf das Ergebnis haben können.

Im vorliegenden Bericht wurden die Parameter Anfangsinvestition, durchschnittlicher Substratpreis, eingespeiste Strommenge und Investitionen in Repoweringmaßnahmen variiert. Dabei wurde jeweils untersucht, welchen Einfluss diese Änderungen auf das Jahresergebnis der Biogasanlagen haben. Die Variation der Parameter erfolgt dabei in einem Bereich von -25 % bis +25 % des ursprünglichen Wertes des Jahresergebnisses.

2.4 Abschätzung der Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und das Energiesystem

Auf Basis der ermittelten Effizienzsteigerung auf Bruttoenergieebene (vgl. Kapitel 3.2) wird für die Abschätzung der Auswirkung auf den Flächenbedarf die eingesparte Energiepflanzenmenge ermittelt. Grundlage sind Daten des EEG-Monitoring 2015 [17]. In diesem wird der gesamte Energiepflanzeneinsatz für Biogasanlagen betrachtet. Die ermittelte Anbaufläche von Energiepflanzen für den Biogasbetrieb wird aus dem Basisdatenpool der FNR für das Jahr 2015 [13] übernommen. Die ermittelten Massenanteile an eingesetzten Substratmengen sowie die mittleren Ernteerträge für die Energiepflanzen wie Mais- und Grassilage, Getreide, Zuckerrübe und andere werden aus dem EEG-Monitoring 2015 [17] als Grundlage für die Abschätzung herangezogen. Die Ermittlung der möglichen Flächenfreigabe ergibt sich aus der Annahme, dass 50 % des derzeitigen Anlagenbestandes an Biogasanlagen in Deutschland (Stand 2015) eine Effizienzsteigerung durch einen angepassten Anlagenbetrieb erfahren und sich somit bei gleichbleibendem Energieoutput eine signifikante Substrateinsparung ergibt. Die ermittelte Substratreduzierung von Energiepflanzen resultiert in dem rechnerischen Wert der möglichen Freigabe landwirtschaftlicher Ackerflächen. Für die Beurteilung des Einflusses von ermittelten Repoweringmaßnahmen auf das zukünftige Energiesystem werden entsprechende Vergleiche von Recherchearbeiten, aktuellen Studien und Abschätzungen herangezogen. Weiterhin basiert die Abschätzung auf Aussagen der Anlagenbetreiber sowie Energiewirtschaftlern unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen und Gesetzgebungen.

3 Ergebnisse

3.1 Umfrage

3.1.1 Betreiberbefragung

Im Rahmen der durchgeführten Betreiberbefragung stehen 241 Rückläufe für die Auswertung zur Verfügung. Ausgehend von einem Gesamtanlagenbestand von etwa 7.800 Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) Ende 2014 entspricht das etwa 3 % der bestehenden Biogasanlagen. In Abbildung 7 ist die regionale Verteilung der Biogasanlagenstandorte, die im Rahmen der Befragung angeschrieben wurden und die für die Auswertung zur Verfügung stehen (Rücklauf), dargestellt.

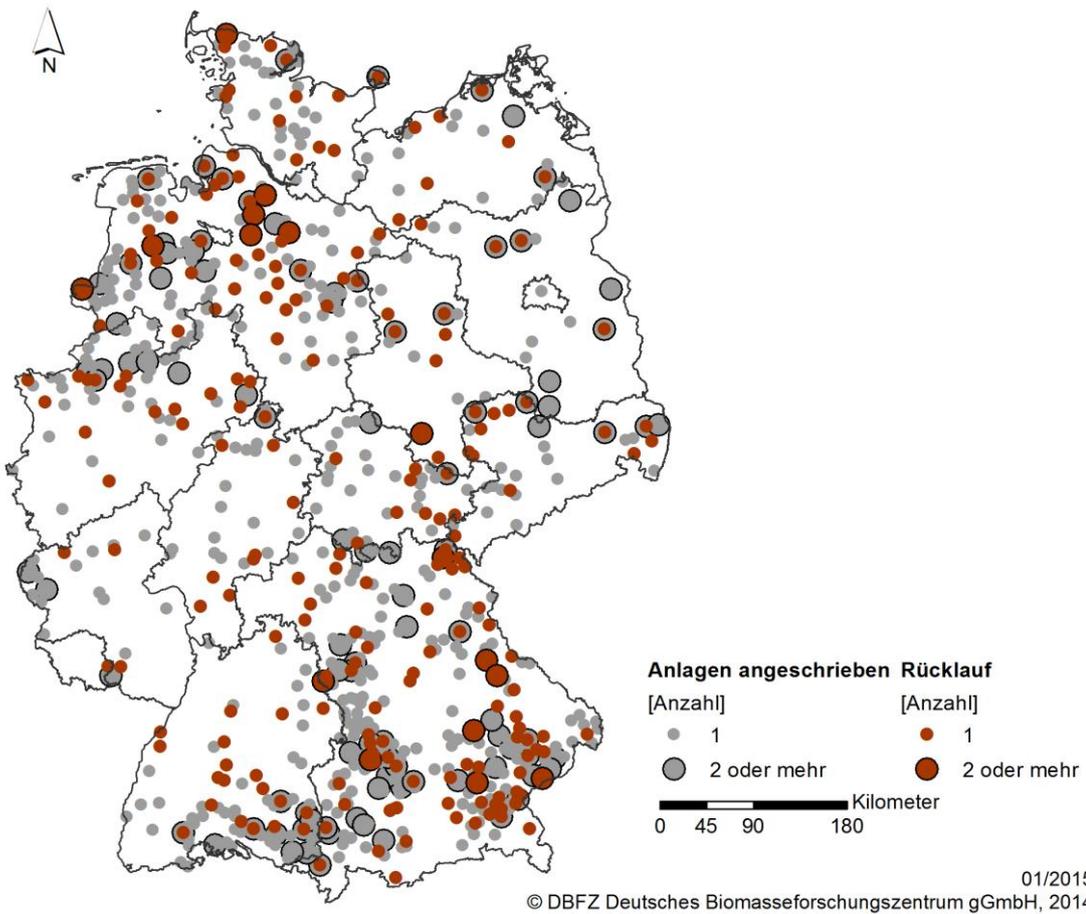


Abbildung 7: Betreiberbefragung Biogasanlagen [11]

3.1.2 Verteilung des Rücklaufs

Die regionale Verteilung der für die Auswertung zur Verfügung stehenden Rückläufe sowie Angaben des Rücklaufs bezogen auf den Anlagenbestand sind in Tabelle 4 dargestellt. Die regionale Verteilung des Fragebogenversands und Rücklaufs auf Bundeslandebene weist eine sehr gute Übereinstimmung mit der realen Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland auf. Bundesländer, die hinsichtlich der Verteilung des Anlagenbestandes die größten Anteile stellen (Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg), nehmen auch den größten Anteil der versandten Fragebögen und der Rückmeldungen ein.

Tabelle 4: Regionale Verteilung des Fragebogenversands und Rücklaufs der Betreiberbefragung bezogen auf die Anlagenzahl [11][17]

Bundesland	Fragebogenversand		Rücklauf			Anlagenbestand (GG) ²⁾
	versandte Fragebögen [Anzahl]	Anteil an versandten Fragebögen [%]	Rückmeldungen [Anzahl]	Anteil am Rücklauf [%]	Anteil des Rücklaufs am Anlagenbestand BL [%]	Verteilung Anlagenbestand Deutschland [%]
Baden-Württemberg	83	9,6	20	8,3	2,2	11,2
Bayern	314	36,3	88	36,5	3,7	29,7
Berlin	1	0,1	0	0,0	-	0,0
Brandenburg ¹⁾	24	2,8	4	1,7	1,2	4,7
Bremen	0	0,0	0	0,0	-	0,0
Hamburg	1	0,1	0	0,0	-	0,0
Hessen	29	3,3	9	3,7	4,3	3,1
Mecklenburg-Vorpommern ¹⁾	23	2,7	7	2,9	2,8	3,1
Niedersachsen	169	19,5	49	20,3	3,1	19,7
Nordrhein-Westfalen	64	7,4	16	6,6	2,6	7,6
Rheinland-Pfalz ¹⁾	23	2,7	3	1,2	2,1	1,8
Saarland	1	0,1	1	0,4	8,3	0,2
Sachsen	39	4,5	13	5,4	5,6	2,9
Sachsen-Anhalt ¹⁾	17	2,0	8	3,3	2,7	3,7
Schleswig-Holstein	41	4,7	14	5,8	2,5	8,9
Thüringen	37	4,3	9	3,7	3,8	3,4
Gesamt	866	100	235	100	3,1	100

¹⁾ Daten zum Anlagenbestand beziehen sich auf den Stand 12/2013

²⁾ Anlagenbestand 31.12.2014

GG = Grundgesamtheit, BL = Bundesland

Deutschlandweit zeigt die regionale Verteilung der Rückläufe, dass hinsichtlich der zugrundeliegenden Fragestellung zum Repowering und der damit verbundenen Vorgehensweise der Befragung (vgl. Kapitel 2.1) eine repräsentative Stichprobe vorliegt. Die Anzahl der zur Auswertung vorliegenden Rückläufe, ist dabei als ausreichend große Stichprobe zu bewerten.

Der Rücklauf zeigt jedoch regionale Unterschiede. Für die Mehrheit der Bundesländer konnten zwischen 2 und 4 % des Anlagenbestandes über die Befragung erfasst werden (vgl. Tabelle 4, Spalte „Anteil des Rücklaufs am Anlagenbestand BL“), welche für die Auswertung zur Verfügung stehen.

Vergleichsweise hohe Rückläufe wurden – unter Ausklammerung der Stadtstaaten und des Saarlandes – vor allem in Sachsen, Thüringen und Hessen erzielt. Hinsichtlich des Anlagenbestandes wurden dagegen in Baden-Württemberg, Brandenburg und Rheinland-Pfalz verhältnismäßig geringe Rückläufe erzielt. Aufgrund dessen ist eine regionale Auswertung der zugrunde liegenden Daten nur eingeschränkt möglich. In Hinblick auf den vergleichsweise geringen Umfang an Rückmeldungen für die einzelnen Bundesländer ist im Rahmen des Projektes keine regionale Auswertung der Befragungsergebnisse durchgeführt worden.

Nach Angaben der Betreiber handelt es sich bei rund 75 % der betrachteten Biogasanlagen um Anlagen mit Anschluss an einen eigenen landwirtschaftlichen Betrieb (Abbildung 8). Etwa 21 % der Rückmeldungen der Betreiber sind auf Biogasanlagen zurückzuführen, die nicht direkt an einen eigenen landwirtschaftlichen Betrieb angegliedert sind. Vier Betreiber gaben an, dass es sich bei der betrachteten Biogasanlage um eine (Bio-)Abfallvergärungsanlage handelt. Für sechs Anlagen liegen keine genauen Informationen über die Zuordnung der Anlage vor.

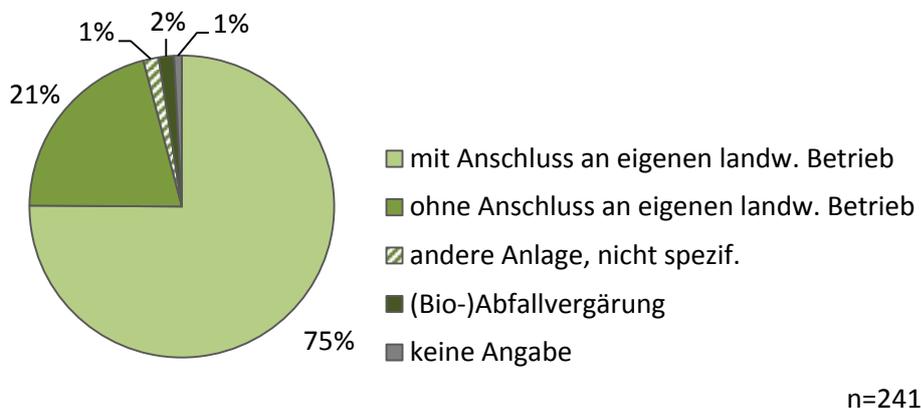


Abbildung 8: Rücklauf Betreiberbefragung - Zuordnung der Biogasanlagen [11]

Die Verteilung der für die Auswertung zur Verfügung stehenden Rückantworten hinsichtlich der Inbetriebnahmejahre der Biogasanlagen ist in Tabelle 5 dargestellt. Die Mehrheit der erfassten Biogasanlagen ist zwischen 2004 und 2008 in Betrieb gegangen (49,4 %). Insgesamt wurden im Rücklauf vier Biogasanlagen erfasst, die 2012 oder 2013 in Betrieb gegangen sind. Für das Inbetriebnahmejahr 2014 konnte keine Biogasanlage erfasst werden. Damit sind die Inbetriebnahmezeiträume, die die Jahre des starken Anlagenzubaus (2004 bis 2011) umfassen, am stärksten repräsentiert (vgl. Abbildung 1) [2]. Das mittlere Alter der betrachteten Biogasanlagen liegt bei 7,5 Jahren.

Tabelle 5: Rücklauf Betreiberbefragung - Inbetriebnahmejahr [11]

Inbetriebnahme der Anlage	Rücklauf [Anzahl]	Anteil am Rücklauf [%]
vor 2000	9	3,7
2000 - 2003	27	11,2
2004 - 2008	119	49,4
2009 - 2011	81	33,6
2012 - 2014	4	1,7
keine Angabe	1	0,4

In Hinblick auf die Größenklassenverteilung der elektrischen Nennleistung der Anlagen, die in die Auswertung eingehen, zeigt sich, dass Anlagen der Größenklasse 151 – 500 kW elektrischer Nennleistung dominieren (57,3 %). Für drei Rückmeldungen liegen keine Angaben zur installierten Leistung der Anlage vor. Bei Auswertungen mit Bezug auf die Größenklassen können diese drei Rückmeldungen nicht berücksichtigt werden. Im Vergleich zum Anlagenbestand in Deutschland wird deutlich, dass die zur Auswertung zur Verfügung stehenden Rückmeldungen eine vergleichbare Größenklassenverteilung und damit eine repräsentative Stichprobe aufweisen. Dabei sind Anlagen im Leistungsbereich 71 - 150 kW und 151 – 500 kW elektrischer Nennleistung leicht überrepräsentiert, wohingegen Anlagen ≤ 70 kW und > 500 kW elektrischer Leistung unterrepräsentiert sind (Tabelle 6).

Tabelle 6: Rücklauf der Betreiberbefragung - Größenklassenverteilung und Verteilung Gesamtanlagenbestand, Bezug: Anlagenzahl (Biogasanlagen Deutschland, GG) [11][17]

elektrische Nennleistung der Biogasanlage [kW _e]	Rücklauf		Anlagenbestand (GG) ¹⁾
	Rückmeldungen [Anzahl]	Anteil am Rücklauf [%]	Verteilung Anlagenbestand Deutschland [%]
≤ 70	13	5,4	8,4
71 - 150	35	14,5	10,8
151 - 500	138	57,3	52,9
500 – 1.000	45	18,7	21,9
> 1.000	7	2,9	6,0
keine Angabe	3	1,2	

¹⁾ Anlagenbestand 31.12.2014

GG = Grundgesamtheit

3.1.3 Durchgeführte Maßnahmen

Im Rahmen der Befragung wurden von den 241 Anlagenbetreibern insgesamt 829 durchgeführte Maßnahmen benannt. Dabei haben jedoch 4 Anlagenbetreiber keine genauen Angaben zu den durchgeführten Maßnahmen vorgenommen. Somit stehen für diese Auswertung 237 Rückantworten zur Verfügung. Im Mittel wurden bei den betrachteten Biogasanlagen 3,5 Repoweringmaßnahmen durchgeführt. Das mittlere Alter der Anlagen liegt bei 7,5 Jahren. 57 Anlagenbetreiber gaben an, dass seit Inbetriebnahme der Biogasanlage fünf oder mehr Repoweringmaßnahmen umgesetzt wurden. Die Ergebnisse der Befragung zeigen, dass im Mittel drei Jahre nach Inbetriebnahme der Biogasanlage die erste Maßnahme zum Anlagenrepowering umgesetzt wird. 50 % der Anlagenbetreiber führt dabei die erste Maßnahme bereits in den ersten zwei Betriebsjahren durch, die anderen Anlagenbetreiber erst später. Bei Anlagen im kleinen Leistungsbereich ($\leq 150 \text{ kW}_{\text{el}}$) wurden Repoweringmaßnahmen durchschnittlich später nach Inbetriebnahme der Anlage durchgeführt als bei Anlagen im mittleren Leistungsbereich (vgl. Tabelle 7). Biogasanlagen $\leq 70 \text{ kW}_{\text{el}}$ installierte Leistung waren im Mittel 6,4 Jahre alt, als die erste Umbaumaßnahme erfolgte. Bei Anlagen im Leistungsbereich von 500 – 1.000 kW_{el} installierte Leistung wurde im Mittel 2,3 Jahre nach Inbetriebnahme die erste Repoweringmaßnahme durchgeführt.

Tabelle 7: Mittleres Alter der Biogasanlage bei Durchführung der ersten Repoweringmaßnahme differenziert nach Leistungsklassen [11]

Installierte elektrische Anlagenleistung [kW]	Mittleres Alter BGA bei Durchführung 1. Repoweringmaßnahme \bar{x} [Jahre]	Berücksichtigte Rückmeldungen [Anzahl]
≤ 70	6,4	11
71 - 150	3,0	32
151 - 500	2,8	136
500 - 1.000	2,3	44
> 1.000	3,9	7
keine Angabe	-	11

Durchgeführte Repoweringmaßnahmen

Im Ergebnis der Betreiberbefragung zeigt sich, dass der Ausbau der Abwärmenutzung sowie der Austausch und die Leistungserhöhung des BHKW die am häufigsten umgesetzten Maßnahmen darstellen. An mehr als 70 % der betrachteten Anlagen wurden demnach im Rahmen von Repoweringmaßnahmen die Wärmenutzung ausgebaut und/oder die installierte elektrische Anlagenleistung erhöht. In Abbildung 9 ist die Verteilung der durchgeführten Maßnahmen dargestellt. Rund ein Drittel der Betreiber hat eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers durch den Zubau eines Gasspeicherdaches umgesetzt. Damit ist der Behälter i.d.R. in das Biogassystem eingebunden und kann zu einer Erhöhung des Fermentationsvolumens beitragen. Dies könnte die nahezu gleiche Anzahl an Nennungen bei der Erhöhung des Fermentationsvolumens erklären.

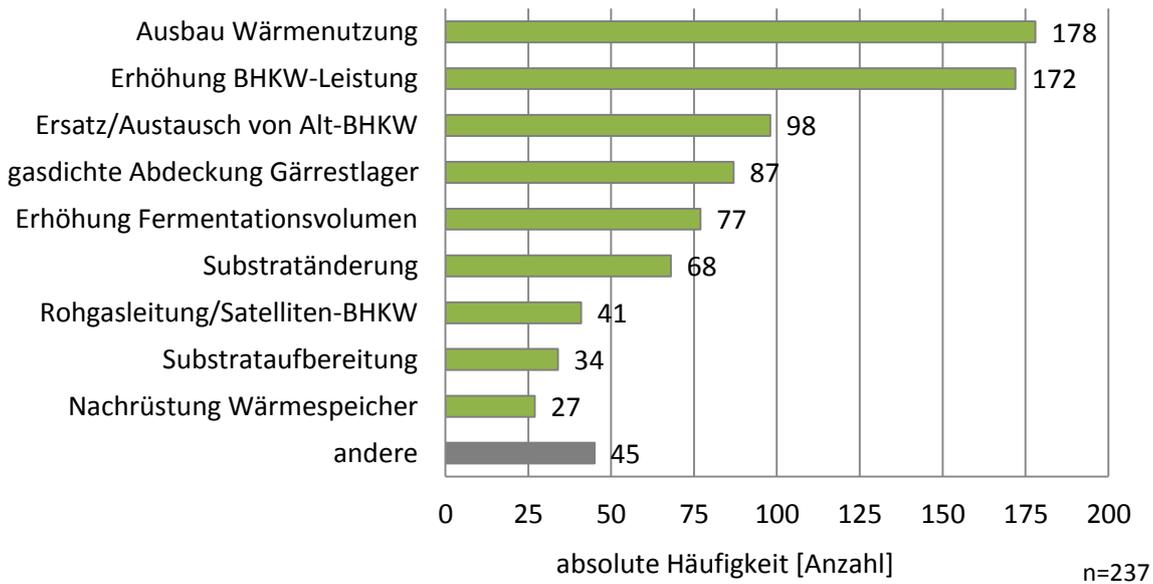


Abbildung 9: Verteilung der durchgeführten Maßnahmen [11]

Eine Änderung des Substratinputs zur Anlagenoptimierung wurde an rund 28 % der Anlagen durchgeführt. Ein verhältnismäßig kleiner Anteil von ca. 17 % gab an, die Erweiterung des Rohgasnetzes mit Anschluss eines ortsfernen Satelliten-BHKW durchgeführt zu haben. Seltener wurden die Nachrüstung einer Substrataufbereitung oder eines Wärmespeichers benannt. Weitere Maßnahmen wurden in der Kategorie „andere“ zusammengefasst. Dabei wurden vorrangig Maßnahmen benannt, die den Gärprozess (z.B. Zufuhr von Spurenelementen, Isolierung Gärrestlager) oder die Biogaskonditionierung (z.B. Gasreinigung) betreffen.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass durchgeführte Maßnahmen stark auf die Biogaskonversion und die Abnahme der Wärme fokussiert sind. Über 60 % aller durchgeführten Maßnahmen wurden auf der Konversions- und Abnahmeseite durchgeführt. Produktionsseitige Maßnahmen und Maßnahmen die den Substratinput betreffen, spielen eine deutlich untergeordnete Rolle.

Erfolgseinschätzung der Repoweringmaßnahmen

Die Bewertung des Erfolges der durchgeführten Repoweringmaßnahmen ist entsprechend der drei im Rahmen der Befragung vorgegebenen Bewertungsbereiche (Wirtschaftlichkeit, Emissionen, Effizienz) zu differenzieren.

Die Bewertung der Auswirkungen von Umbaumaßnahmen hinsichtlich einer verbesserten Wirtschaftlichkeit wird von den Anlagenbetreibern für alle betrachteten Maßnahmen mehrheitlich als positiv bewertet. Dabei werden vor allem Veränderungen und Umbaumaßnahmen hinsichtlich Austausch und Leistungserhöhung des BHKW, Wärmenutzung und Installation/ Anschluss an ein Satelliten-BHKW bei 80 % der Anlagen als Verbesserung der ökonomischen Effizienz und damit als erfolgreiche Repoweringmaßnahme bewertet (vgl. Abbildung 10). Die Erhöhung der produzierten und eingespeisten Strommenge lässt sich durch die Betreiber sehr gut anhand erhöhter Erlöse bewerten und klar der durchgeführten Maßnahme zuordnen.

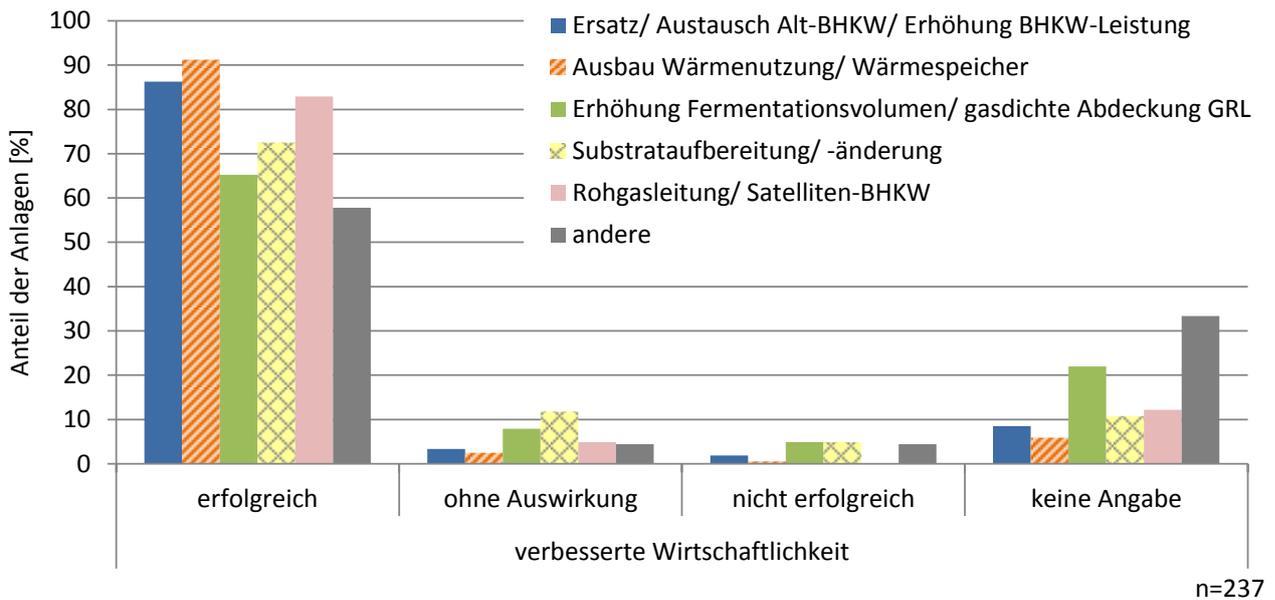


Abbildung 10: Erfolgseinschätzung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen hinsichtlich verbesserter Wirtschaftlichkeit [11]

Eine Änderung des Substratinputs oder Aufbereitung der Substrate kann durch die Betreiber, ebenso wie eine Erhöhung des Fermentationsvolumens und eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers hinsichtlich ökonomischer Wirkung gut bewertet werden. Eine bessere Ausnutzung der im Substrat enthaltenen Energie und dadurch erhöhten Stromausbeute sowie eine Verringerung der Substratkosten sind für die Anlagenbetreiber gut einzuschätzen und werden als erfolgreiche Maßnahme bewertet. Im Mittel wurden von 76 % der Betreiber die durchgeführten Maßnahmen als positiv hinsichtlich einer ökonomischen Vorteilhaftigkeit bewertet. Lediglich ein geringer Anteil der Anlagenbetreiber beurteilt die durchgeführten Maßnahmen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit für die Anlage als negativ ($\bar{x} = 2,8\%$) oder ohne Auswirkungen ($\bar{x} = 5,8\%$). Dabei wurden vermehrt Maßnahmen bzgl. des Substratinputs (Substratänderung oder Substrataufbereitung) als ergebnislos (ohne Auswirkung) bewertet. Dies kann durch unveränderte Substratkosten oder keine deutlich ökonomischen Auswirkungen infolge erhöhter Gasausbeuten zu erklären sein. Für mehr als 20 % der Anlagen kann durch die Betreiber keine Erfolgseinschätzung für die Erhöhung des Fermentationsvolumens oder andere durchgeführte Maßnahmen vorgenommen werden. Dies kann darin begründet sein, dass eine Erhöhung des Fermentationsvolumens oftmals mit einer Erhöhung des Substratinputs einhergeht und Wirkungen der Maßnahme nicht eindeutig zugeordnet werden können.

Die Bewertung der Repoweringmaßnahmen hinsichtlich technischer Effizienz zeigt ebenfalls, dass die Maßnahmen durch die Betreiber gut beurteilt werden können. Mehr als 70 % der Betreiber bestätigen für die Repoweringmaßnahmen „Austausch und Leistungserhöhung des BHKW“, „Wärmenutzung“ und „Erhöhung Fermentationsvolumen/ gasdichte Abdeckung Gärrestlager“ positive Auswirkungen auf die technische Effizienz der Anlage (vgl. Abbildung 11). Höhere Nutzungsgrade infolge verbesserter Gasausbeuten und die Nutzung der extern verfügbaren Wärme des BHKW lassen sich durch die Anlagenbetreiber klar als Effizienzsteigerung der Anlage bewerten. Im Mittel wurden von 65 % der Betreiber die durchgeführten Maßnahmen als positiv hinsichtlich einer Effizienzsteigerung bewertet.

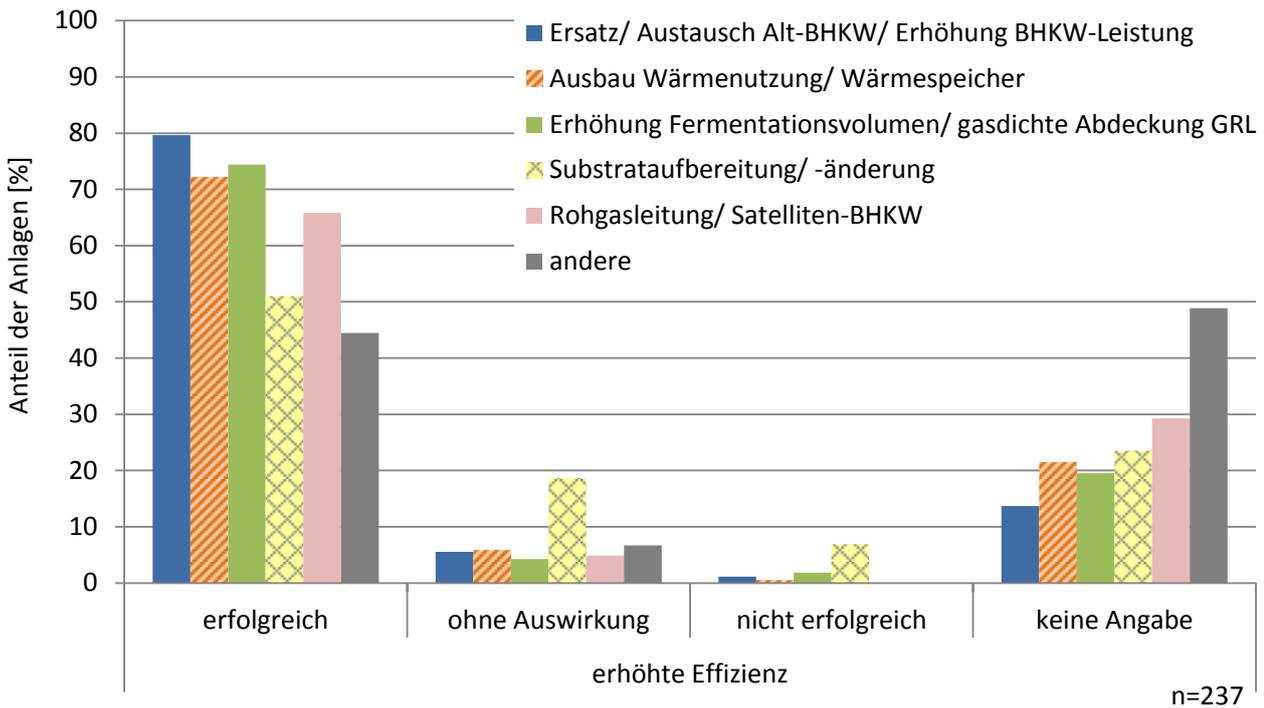


Abbildung 11: Erfolgseinschätzung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen hinsichtlich Effizienzsteigerung [11]

Änderungen des Substratinputs und die Vorschaltung einer Substrataufbereitung werden dagegen nur von 51 % der Betreiber als positiv hinsichtlich der Anlageneffizienz bewertet. Knapp 20 % der Betreiber beurteilen dies als ergebnislose Maßnahme, rund 7 % sogar als negativ. Deutlich wird, dass den Betreibern eine Bewertung der Umbaumaßnahmen hinsichtlich technischer Effizienzsteigerung schwieriger fällt, als die Bewertung der Maßnahmen bzgl. einer verbesserten Wirtschaftlichkeit. Für alle durchgeführten Maßnahmen (mit Ausnahme der Maßnahme „Ersatz/ Austausch Alt-BHKW/ Erhöhung BHKW-Leistung“) gaben etwa 20 % oder mehr Betreiber an, den Erfolg der Maßnahmen nicht beurteilen zu können (vgl. Abbildung 11, Bewertung „keine Angabe“). Eine Beurteilung der technischen Vorteilhaftigkeit einer Maßnahme scheint den Betreibern etwas schwerer zu fallen, als die Bewertung wirtschaftlicher Effekte.

Die Bewertung der Auswirkungen von Umbaumaßnahmen hinsichtlich einer Emissionsminderung (vgl. Abbildung 12) fällt, anders als die Bewertungsbereiche Wirtschaftlichkeit und Effizienz, stark differenziert aus. Deutlich wird vor allem, dass im Mittel rund 40 % der Betreiber nicht bewerten können (vgl. Abbildung 12, Bewertung „keine Angabe“), wie die durchgeführten Maßnahmen hinsichtlich Emissionsminderung zu beurteilen sind. Im Mittel wurden zudem rund 24 % der durchgeführten Maßnahmen als ergebnislos (ohne Auswirkung) in Hinblick auf eine Emissionsminderung bewertet. Dem gegenüber steht, dass 61 % der Betreiber die Erhöhung des Fermentationsvolumens und die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers als erfolgreiche Maßnahme hinsichtlich einer Verringerung der Emissionen beurteilten. Im Mittel wurden lediglich von 34 % der Betreiber die durchgeführten Maßnahmen als positiv hinsichtlich einer Verringerung der Emissionen bewertet.

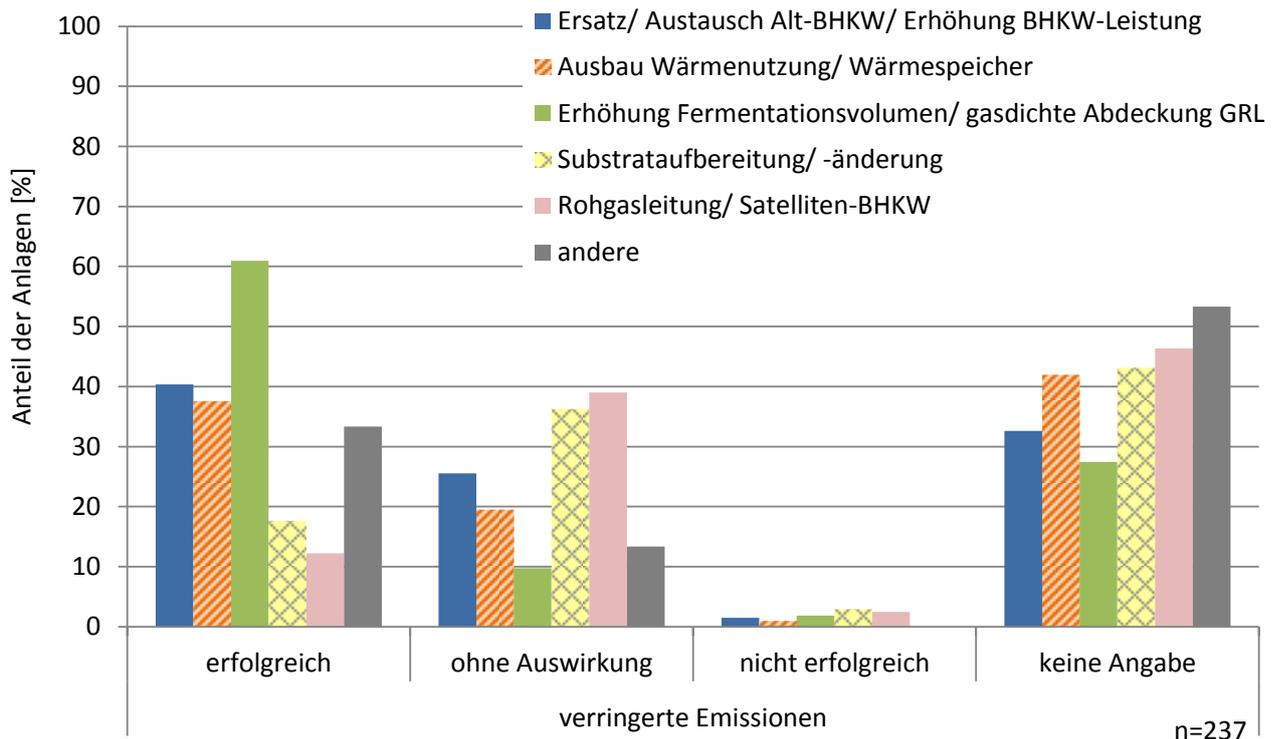


Abbildung 12: Erfolgseinschätzung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen hinsichtlich Verringerung von Emissionen [11]

Die Erfolgseinschätzung der durchgeführten Maßnahmen, die im Rahmen der Betreiberbefragung erfasst wurde, zeigt deutlich, dass durch die Mehrheit der Anlagenbetreiber Auswirkungen von Umbaumaßnahmen hinsichtlich ihrer ökonomischen und technischen Effizienz besser zu bewerten sind als hinsichtlich ihrer erzielten Emissionsminderung. Die Mehrheit der Betreiber beurteilte die durchgeführten Maßnahmen, die Wirtschaftlichkeit und Effizienz der Anlage betreffend, als erfolgreich.

Beweggründe zur Durchführung von Repoweringmaßnahmen

Die im Rahmen der Betreiberbefragung erhobenen Beweggründe für die Durchführung der genannten Repoweringmaßnahmen sind in Abbildung 13 differenziert nach Maßnahmen dargestellt. Drei Gründe werden dabei mit Abstand am häufigsten genannt:

- Wirkungsgradsteigerung
- Akzeptanz
- verbesserte Substratausnutzung.

Die benannten Gründe lassen sich zudem in Gruppen zusammenfassen. Diese umfassen Maßnahmen, die vorrangig unter Benennung bestimmter Beweggründe erfolgten. So erfolgte beispielsweise aus der Motivation den Wirkungsgrad der Anlage zu steigern sowie Emissionen, Eigenverbrauch und Verschleiß zu reduzieren eine Anpassungen der technischen Ausstattung. Eine verbesserte Substratausnutzung und Erhöhung des Substratdurchsatzes wurde mit Repoweringmaßnahmen, die eine Erhöhung des Gasertrages erzielen sollen, umgesetzt. Diese umfassen vor allem die Erhöhung des Fermentationsvolumens und die Abdeckung des Gärrestlagers. Eine Änderung des Substratinputs erfolgte zumeist vor dem Hintergrund, hohe Kosten zu vermeiden und Schwierigkeiten bei der

Substratverwertung und Störstoffproblemen sowie Änderungen des EEG hinsichtlich der Vergütung bestimmter Substrate zu begegnen.

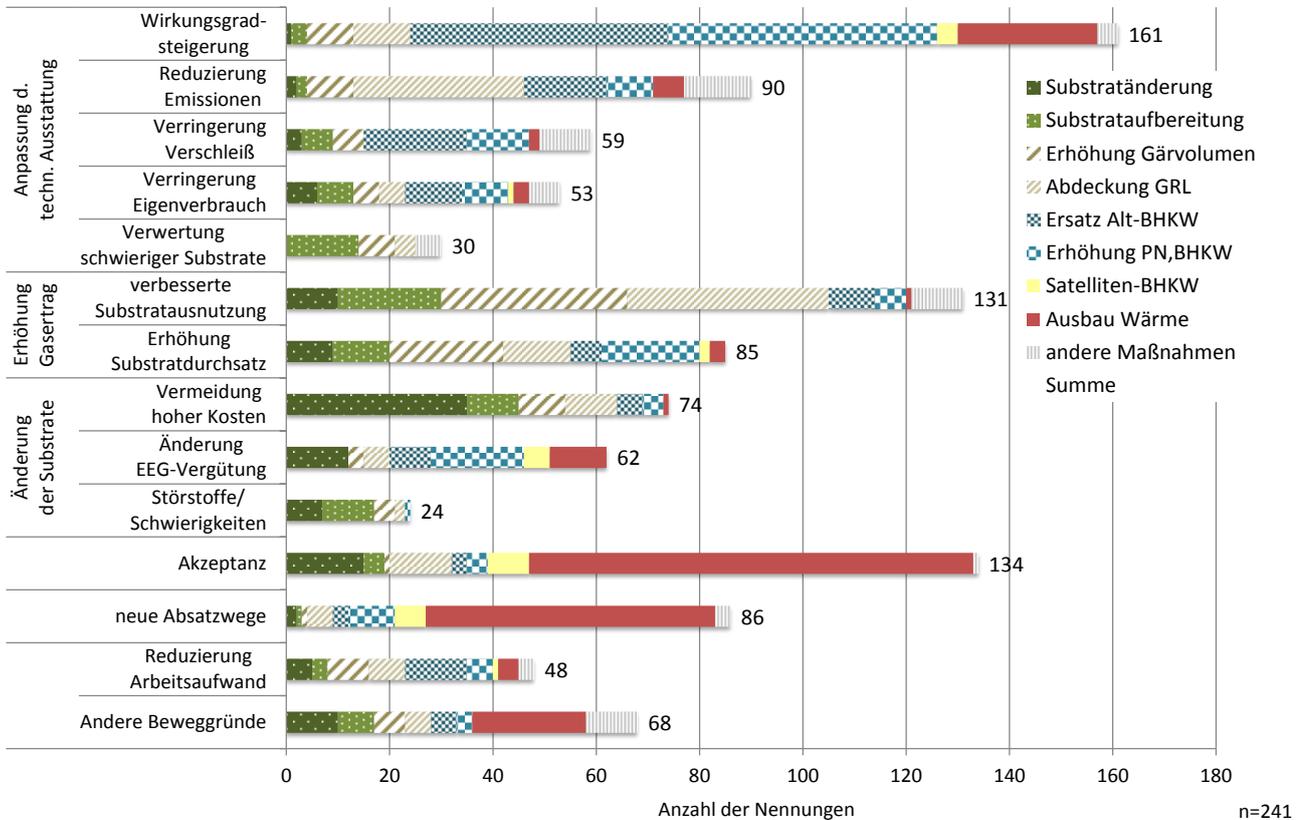


Abbildung 13: Beweggründe zur Durchführung von Repoweringmaßnahmen [11]

Deutlich wird, dass die Steigerung des Wirkungsgrades wesentlicher Grund für den Austausch von Alt-BHKW und Leistungserhöhungen von BHKW darstellt. Diese machen zusammen rund 63 % der durchgeführten Maßnahmen aus, die hinsichtlich einer angestrebten Wirkungsgradsteigerung durchgeführt wurden (vgl. Abbildung 13). Vor dem Hintergrund, die Akzeptanz der Biogasanlage zu steigern, erfolgte in rund 55 % der Fälle eine Erschließung der externen Wärmenutzung für die verfügbare Abwärme des BHKW. Um die Verwertung schwieriger Substrate zu verbessern wurden von den Anlagenbetreibern vielfach Maßnahmen zur Substrataufbereitung bzw. Substrataufschlussverfahren umgesetzt. In Hinblick auf die Erschließung neuer Absatzwege erfolgte vorrangig der Ausbau der externen Wärmenutzung.

Die am häufigsten realisierten Maßnahmen werden in Hinblick auf die benannten Beweggründe detaillierter ausgewertet. Der Ausbau und die Erschließung der externen Wärmenutzung erfolgte in den meisten Fällen aus der Motivation heraus, die Akzeptanz der Biogasanlage zu steigern und neue Absatzwege zu erschließen (vgl. Abbildung 14). Rund 43 % der Betreiber gaben dabei an, dass eine Erweiterung der Wärmenutzung durchgeführt wurde, um die Akzeptanz der Biogasanlage zu steigern. Änderungen der EEG-Vergütung und eine angestrebte Wirkungsgradsteigerung sind nach Angaben der Betreiber nur untergeordnete Gründe für den Ausbau der Wärmenutzung.

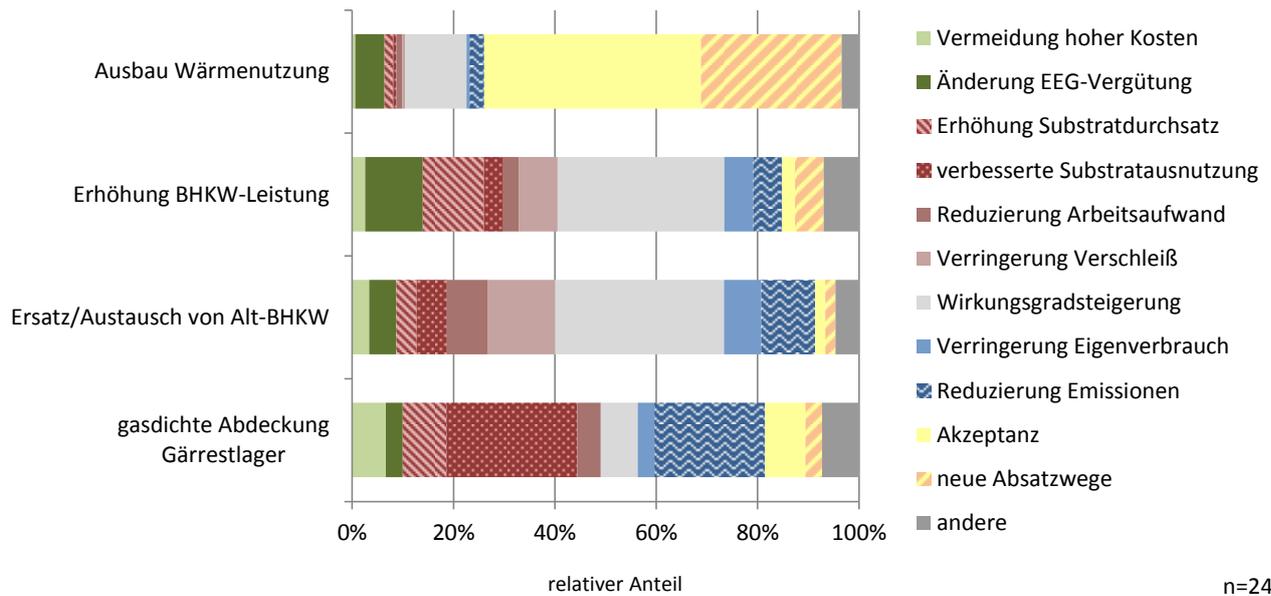


Abbildung 14: Verteilung der Beweggründe zur Durchführung ausgewählter Repoweringmaßnahmen [11]

Eine Erhöhung der BHKW-Leistung und der Ersatz/ Austausch von Alt-BHKW erfolgen aus sehr ähnlichen Gründen (vgl. Abbildung 14). Dabei werden viele verschiedene Gründe als Motivation benannt. Rund 33 % der Betreiber gaben an, dass die Leistungserhöhung des BHKW oder ein Austausch des BHKW erfolgte, um den Wirkungsgrad der Anlage zu steigern. Ein erhöhter Substratdurchsatz und die damit einhergehende gesteigerte Gasausbeute waren Anlass für 12 % der durchgeführten BHKW-Leistungserhöhungen. Für rund 11 % der Betreiber stellte eine veränderte EEG-Vergütung die Motivation zur Leistungserhöhung der Anlage dar. Ein Austausch von Alt-BHKW erfolgte neben einer angestrebten Wirkungsgradsteigerung gleichermaßen aus der Motivation heraus den Verschleiß und Emissionen der Anlage zu reduzieren.

Eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers wurde in den meisten Fällen nachgerüstet, um die Emissionen zu reduzieren und eine verbesserte Substratausnutzung zu erzielen (vgl. Abbildung 14). Die Steigerung der Akzeptanz der Biogasanlage war Anlass für rund 8 % der Nachrüstungen zu einer gasdichten Gärrestlagerabdeckung. Weiterhin wurden vor dem Hintergrund einer angestrebten Wirkungsgradsteigerung und einer Erhöhung des Substratdurchsatzes gasdichte Gärrestlagerabdeckungen nachgerüstet. Andere Beweggründe spielen nur eine sehr untergeordnete Rolle.

3.1.4 Optimierungsbedarf

Hinsichtlich des weiteren Optimierungsbedarfs der Biogasanlagen gaben 138 Anlagenbetreiber an, dass an der Biogasanlage, auch nach Durchführung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung, weiterer Optimierungsbedarf besteht. 103 Anlagenbetreiber haben diesbezüglich keine Angaben vorgenommen. Im Mittel gaben die Betreiber an, in vier Bereichen Optimierungsbedarf zu sehen. Eine Differenzierung nach Leistungsklassen zeigt, dass für Anlagen im Leistungsbereich > 1.000 kW_{el} elektrischer Nennleistung durchschnittlich deutlich mehr Bereiche mit Optimierungsbedarf benannt werden als in den anderen Leistungsklassen. Während Anlagenbetreiber im Leistungsbereich 151 – 500 kW_{el} im Mittel nur knapp vier Optimierungsbereiche anführen, sehen Anlagenbetreiber im Leistungsbereich > 1.000 kW_{el} Nennleistung im Mittel etwa acht Optimierungsbereiche.

Hinsichtlich der einzelnen Bereiche, für welche die Betreiber gegenwärtig Optimierungsbedarf sehen, zeigt sich, dass die Mehrheit der Anlagenbetreiber eine verbesserte Substratausnutzung anstrebt. In Abbildung 15 sind die Rückmeldungen zum bestehenden Optimierungsbedarf hinsichtlich der dargestellten Verbesserungsbereiche dargestellt (Rückläufe der Betreiberbefragung, n = 138). Mehrfachnennungen zum Optimierungsbedarf waren dabei möglich.

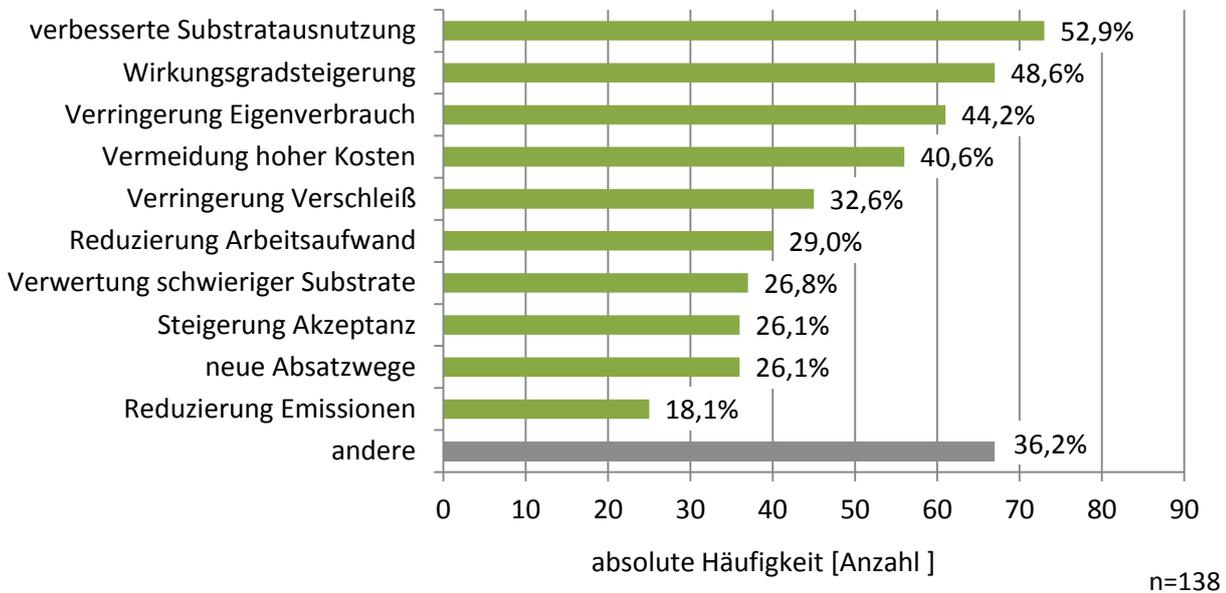


Abbildung 15: Häufigkeit der Art des Optimierungsbedarfs, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit bezogen auf die Stichprobe n = 138 (Mehrfachnennungen möglich) [11]

Rund 53 % der Anlagenbetreiber gaben an, dass hinsichtlich der Substratausnutzung Optimierungsbedarf besteht. Zudem ist nach Angaben der Betreiber bei jeweils mehr als 40 % der Anlagen eine Steigerung des Wirkungsgrades der Anlage, eine Verringerung des Eigenverbrauchs sowie die Vermeidung hoher Substratbereitstellungskosten anzustreben. Die Reduzierung der Emissionen der Anlage wird dagegen nur von rund 18 % der Betreiber als Optimierungsbereich benannt. Weitere Aspekte, wie z.B. eine Erhöhung des Substratdurchsatzes, Anpassungen der Anlage aufgrund von Änderungen des EEG, Änderung des Substrateinsatzes aufgrund hoher Störstoffgehalte oder die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit werden nur vereinzelt als verbesserungsbedürftig benannt. Diese sind in Abbildung 15 unter „andere“ zusammengefasst.

Eine Differenzierung der Art des Optimierungsbedarfs nach Größenklassen ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Graphik bezieht sich auf den Anteil der Biogasanlagen in der jeweiligen Größenklasse, für die im jeweiligen Bereich Optimierungsbedarf besteht. Die Größenklassen > 1.000 kW elektrischer Nennleistung findet dabei aufgrund der geringen Rücklaufzahl (n = 3) keine Berücksichtigung.

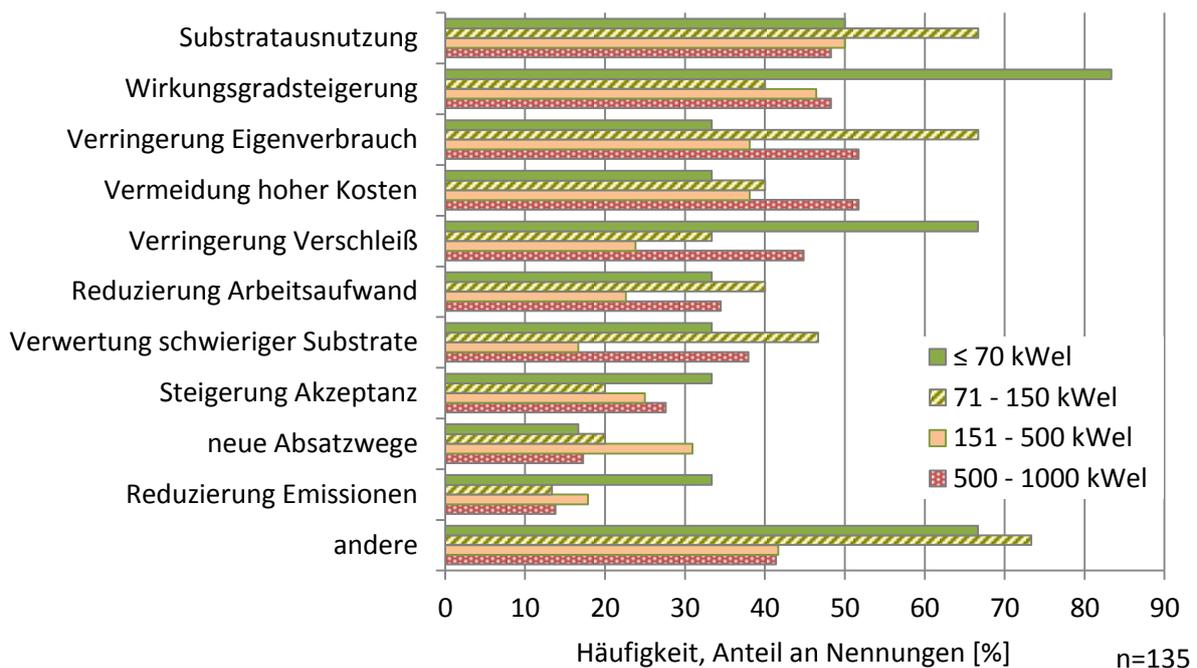


Abbildung 16: Relative Häufigkeit der Art des Optimierungsbedarfs nach Größenklassen bezogen auf die Stichprobe der Größenklasse (gesamt n = 134, Mehrfachnennungen möglich) [11]

- Im Leistungsbereich $\leq 70 \text{ kW}_{el}$ sehen mehr als die Hälfte der Anlagenbetreiber Optimierungsbedarf hinsichtlich der Wirkungsgradsteigerung der Anlage und Verringerung des Verschleißes bzw. längere Standzeiten der Aggregate. Zudem werden in diesem Leistungsbereich unter der Kategorie „andere“ vordergründig Verbesserungspotenzial beim Substratinput aufgrund hoher Störstoffgehalte und Verwertungsschwierigkeiten in der Biogasanlage sowie Optimierungsbedarf hinsichtlich der Erhöhung des Substratdurchsatzes und Gasertrags benannt.
- Für Biogasanlagen mit einer elektrischen Nennleistung zwischen 71 und 150 kW_{el} besteht nach Angaben der Betreiber bei mehr als 50 % der Anlagen Optimierungspotenzial hinsichtlich der Substratausnutzung und einer Anpassung der technischen Ausstattung zur Verringerung des Eigenverbrauchs.
- Im Leistungsbereich 500 - 1.000 kW_{el} und $> 1.000 \text{ kW}_{el}$ werden zahlreiche Aspekte benannt, die aus Sicht der Betreiber zu optimieren sind. Dabei sind jedoch keine Optimierungsbedarfe herauszustellen, die besonders häufig benannt werden. Hier wird eher gleichverteilt über alle Bereiche Verbesserungspotenzial gesehen.

Zusammenfassend sind eher im kleinen Leistungsbereich $< 150 \text{ kW}_{el}$ Anlagenleistung Optimierungsbedarfe deutlich herauszustellen, während für Anlagen im mittleren Leistungsbereich für zahlreiche verschiedene Bereiche Optimierungsbedarf benannt wird. Deutlich wird, dass die Erschließung neuer Absatzmöglichkeiten, die Steigerung der Akzeptanz der Biogasanlage und die Reduzierung von Emissionen für die Anlagenbetreiber aller Größenklassen eine untergeordnete Rolle spielen.

3.2 Energetische Bilanzierung

3.2.1 Biogasanlage 01

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage wurde im Jahr 2003 mit einer elektrischen Nennleistung von 330 kW in Betrieb genommen. Im ursprünglichen Zustand verfügte sie über eine Anmischgrube, einen Hauptfermenter (2.000 m³) und einen unbeheizten Nachgärer (2.800 m³) mit einem 1.400 m³ fassenden Gasspeicher. Die angebundenen Gärrestlager sind offen ausgeführt. Die Anlage steht auf dem Betriebsgelände einer Milchviehhaltung, die als Substratlieferant und Wärmeabnehmer fungiert. Darüber hinaus wird Wärme an externe Abnehmer im benachbarten Ort abgegeben. Im Jahr 2011 wurden umfangreiche technische Modifikationen vorgenommen. Unter anderem wurden zur Substrataufbereitung ein Lochscheibenzerkleinerer und eine elektrokinetische Desintegrationseinheit installiert. Die Tauchmotorrührwerke in der Anmischgrube wurden durch ein Zentralrührwerk ersetzt. Hervorzuheben sind besonders der Zubau einer Hydrolyse mit 550 m³ Nettovolumen und der Ersatz des bestehenden BHKW durch ein neues mit einer elektrischen Nennleistung von 526 kW. Zunächst wurde dieses bis Anfang 2012 mit einer maximalen elektrischen Leistung von 499 kW betrieben. Im Jahr 2014 wurde eine weitere Steigerung der elektrischen Nennleistung auf 549 kW vorgenommen.

Der Betrieb der Anlage ist für alle Substrate der Einsatzstoffvergütungskategorie I gemäß EEG 2012 genehmigt. Rindergülle und -mist werden aus dem eigenen Milchviehbetrieb bezogen. Diese stellen rund 80 Masse-% der zugeführten Substratmenge dar. Diese werden zum Teil mit Niederschlags- und Reinigungswasser verdünnt. Weitere 20 Massen-% werden als Mais (Siloabdecke), Getreide (Roggen), Kartoffeln, Zwiebeln, Zuckerrüben oder Anwelksilage sowie Futterreste in wechselnden Anteilen und Mengen der Biogasanlage zugeführt. Die Substrateinbringung erfolgt vollständig über die Vorgrube. Gülle wird über eine Leitung in die Vorgrube gepumpt. Feste Einsatzstoffe werden über einen Feststoffdosierer mit nachgeschaltetem Schlegelhäcksler (20 kW elektrische Nennleistung) in die Vorgrube dosiert.

Historie der Repoweringmaßnahmen

2003	Inbetriebnahme
2003 - 2011	Umstellung der Rührwerktriebstechnik auf Frequenzumrichterbetrieb (bei Betrieb mit 50 Hz wurde „Bugwelle“ im Fermenter hervorgerufen, spätere 47 Hz ergaben ruhigeren Fermenterrührbetrieb) Umbau der Vorgrube: Ersatz des TMR durch zentrales Rührwerk Inbetriebnahme eines Zerkleinerungsaggregates „RotaCut“
01/2011	Inbetriebnahme des elektrokinetischen Desintegrationsaggregates „BioCrack“
04/2011	Inbetriebnahme eines dem Hauptgärer vorgeschalteten Hydrolysereaktors
05/2011	Inbetriebnahme eines neuen BHKW mit zunächst 499 kW elektrischer Leistung (26. Mai 2011)
Ab 2011	Stete Erhöhung der Nutzwärmeabgabe in ein bestehendes Nahwärmenetz

01/2012	Leistungssteigerung auf 526 kW elektrischer Leistung durch BHKW-Einstellungsänderung
2012	Installation Biogas-Heizöl-Kombi-Heizkessel für redundante Wärmeversorgung bei BHKW-Havariefall
04 -05/2013	Sanierung des Nachgärers (Harzanstrich und Gasspeicherfolie erneuert)
2014	weitere Leistungssteigerung auf 549 kW elektrischer Leistung durch BHKW-Einstellungsänderung

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in Tabelle 8 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen der Betreiberbefragung (Kapitel 3.1) ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 8: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 01

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Erhöhung BHKW-Leistung (2011, 2012)	Keine Angabe	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage
Ersatz/ Austausch von Alt-BHKW (2011)	Anpassung der technischen Ausstattung zur Wirkungsgradsteigerung und zur Verringerung des Eigenverbrauchs	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage
Erhöhung Fermentationsvolumen (2011)	Erzielung eines höheren Gasertrages durch Erhöhung des Substratdurchsatzes	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage
Ausbau Wärmenutzung	Keine Angabe	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • Verringerte Emissionen • keine Auswirkung auf die Anlageneffizienz
Substrataufbereitung/-aufschlussverfahren (2011)	Erzielung eines höheren Gasertrages durch verbesserte Substratausnutzung	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage

Klares Ziel ist die Leistungssteigerung der Anlage durch einen erhöhten Substratdurchsatz. Hierfür wurden gezielt Aufbereitungsaggregate installiert und der biologische Prozess um eine Hydrolysestufe erweitert. Die Leistungssteigerung erfolgte 2011 im Zuge des regulären Ersatzes des BHKW nach ca. 8 Jahren Betrieb. 2011 erfolgte ein konzertierter Anlagenumbau. Im Winter 2012/2013 wurden weitere Erweiterungs- (sekundäre Biogasnutzung per Gaskessel) und Sanierungsarbeiten (Nachgärer) durchgeführt, die vom Betreiber nicht direkt als Repoweringmaßnahme gewertet wurden.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2010 bis 2013. Hierbei stellen 2010 und 2013 die Jahre vor und nach den betrachteten Umbaumaßnahmen dar. Die in Tabelle 9 ausgewiesene Substratleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene.

Tabelle 9: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 01

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4
	2010	2011	2012	2013
P_N [kW]	330	(330) 499	(499) 526	526
\dot{Q}_N [kW]	392	(392) 500	(500) 519	519
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	1.684 / 911	1.961 / 1.115	2.392 / 1.399	2.261 / 1.300
Σm_{NawaRo} [t]	3.849	4.706	6.747	5.553
$\Sigma m_{Exkremente}$ [t]	16.615	17.352	18.441	18.878
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	6.324.720	7.787.280	9.145.056	9.154.200
$W_{el,brutto}$ [kWh]	2.612.500	3.304.457	4.226.934	4.047.195
$W_{el,netto}$ [kWh]	2.397.662	3.049.111	3.940.484	3.750.678
Q_{brutto} [kWh]	3.103.333	3.475.816	4.176.269	3.993.335
Q_{netto} [kWh]	2.453.133	2.867.016	3.514.069	3.273.575
Q_{nutz} [kWh]	577.190	528.130	715.870	842.120
Bruttoenergieausbeute				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,43 / 0,79	0,45 / 0,80	0,44 / 0,74	0,46 / 0,80
$n_{A,brutto}$ [-]	0,90	0,87	0,92	0,88
$\bar{\omega}_{brutto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,388 / 0,717	0,395 / 0,694	0,400 / 0,684	0,406 / 0,706
Nettoenergieausbeute				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,43 / 0,79	0,45 / 0,80	0,44 / 0,74	0,46 / 0,80
$n_{A,netto}$ [-]	0,77	0,76	0,82	0,77
$\bar{\omega}_{netto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,329 / 0,608	0,344 / 0,606	0,355 / 0,607	0,355 / 0,617
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,43 / 0,79	0,45 / 0,80	0,44 / 0,74	0,46 / 0,80
n_A [-]	0,47	0,46	0,51	0,50
$\bar{\omega}_{BGA} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,202 / 0,373	0,208 / 0,366	0,222 / 0,379	0,232 / 0,403

Umfangreiche Repoweringmaßnahmen fanden in den Jahren 2011 und 2012 statt. Zur Darstellung der Auswirkungen des Repowering werden die Jahre 2010 und 2013 herangezogen, trotz der in 2013 stattgefundenen Sanierung des Nachgärers. Der Substratdurchsatz steigt im Vergleich der Jahre 2010 und 2013 um 19 % (+ 14 % Exkremente, + 44 % NawaRo). Die zugeführte Substratleistung steigt von 1.684 auf 2.261 kW, was einem Anstieg um 34 % bedeutet. Der vergärbare Anteil (FoTS) der

zugeführten Substrate steigt sogar um 43 % von 911 kW auf 1.300 kW. Der unterschiedliche Anstieg der TS- und FoTS-bezogenen Substratleistungen kann durch die vermehrte Zugabe von NawaRo erklärt werden, die nach Weißbach [4], [8] einen deutlich höheren Fermentationsquotienten aufweisen als Exkremente.

Betrachtet man die produzierte Bruttostrommenge beider Vergleichsjahre, so unterliegt diese einer Steigerung von 55 % bezogen auf das Jahr 2010. Die Bruttowärmemenge erhöht sich um 29 %. Der unterschiedliche Anstieg beider Energien kann mit den differierenden Leistungszahlen der beiden BHKW erklärt werden. Werden beide Bruttoenergiemengen addiert, so errechnet sich daraus ein mittlerer Anstieg um 41 % gegenüber dem Jahr 2010, der in etwa der Steigerung der zugeführten FoTS entspricht (+43 %). Die sich nur geringfügig unterscheidenden Anstiege der zugeführten Substratleistung und installierter Nennleistungen der Gasverwertung lassen sich auch anhand der beinahe unveränderten Kapazitätswerte der Jahre 2010 und 2013 erkennen, die das Verhältnis der installierten Leistungen der Gasverwertung zur eingesetzten Substratleistung beschreiben. Die mittlere Raumbelastung und die theoretische hydraulische Verweilzeit bleiben durch die zur Durchsatzsteigerung zeitgleich durchgeführte Erhöhung des Fermentationsvolumens nahezu unverändert. Eine verbesserte Substratausnutzung wie vom Betreiber erhofft, kann aber nicht konstatiert werden. Einschränkend muss hierbei erwähnt werden, dass die Bruttoarbeitsausnutzung nicht ausschließlich vom Betrieb der Gasproduktion, sondern auch vom Betrieb der Gasverwertung abhängig ist. In allen betrachteten Jahren lag die Bruttoarbeitsausnutzung relativ konstant bei 0,87 - 0,92, was vermuten lässt, dass die Repoweringmaßnahmen mit nur geringen Betriebsunterbrechungen umgesetzt wurden.

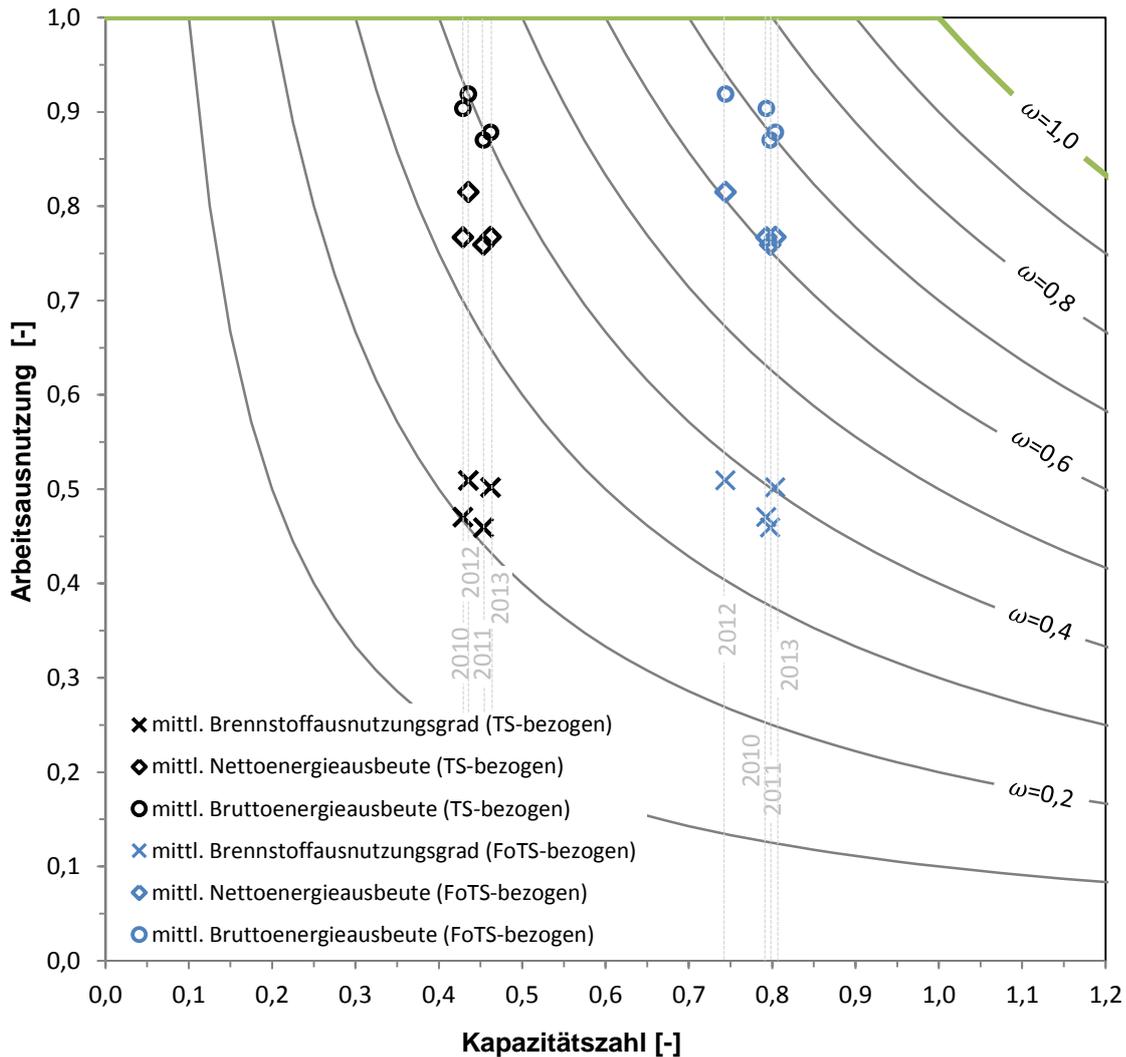


Abbildung 17: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 01 für die Betriebsjahre 2010-2013

Der TS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad auf Nutzenergieebene beträgt 0,202 bis 0,232 mit ansteigender Tendenz über die betrachteten Betriebsjahre (relative Änderung von + 15 % im Jahr 2013 gegenüber 2010). Dies liegt maßgeblich an einer Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades des Ersatz-BHKW, einem prozentual geringeren Eigenenergiebedarf der Biogasanlage durch die Steigerung der Energieausbeute und am anteilig höheren NawaRo-Einsatz. Klammert man den Substrateinfluss durch den Bezug auf die FoTS-bezogene Substrateleistung aus, steigt der Brennstoffausnutzungsgrad relativ um ca. 8 % von 0,373 (2010) auf 0,403 (2013). Die Differenz zwischen TS- und FoTS-bezogenem Brennstoffausnutzungsgrad verdeutlicht den enormen Einfluss der unterschiedlichen Abbaubarkeiten der eingesetzten Substrate. Der Ausbau der Wärmenutzung trägt nur geringfügig zur Steigerung des Brennstoffausnutzungsgrades bei, da die extern verwertete Nutzwärmemenge sich im Vergleich zur produzierten Wärmemenge immer noch auf einem niedrigen Niveau bewegt. Würde die gesamte zur Verfügung stehende Nettowärmemenge genutzt, stiege der Brennstoffausnutzungsgrad auf 0,355 TS-bezogen, bzw. auf 0,617 bei FoTS-Bezug.

Der Ersatz des Alt-BHKW und die damit verbundene Leistungssteigerung haben zur gewünschten Effizienzsteigerung der Biogasanlage beigetragen. Diese beruht maßgeblich auf einem erhöhten

elektrischen Wirkungsgrad sowie auf einer Verringerung des spezifischen Eigenbedarfes der Biogasanlage trotz des Zubaus von Aufbereitungs- und Durchmischungsaggregaten. Der Ausbau der Wärmenutzung trägt aufgrund der geringen Erhöhung des zudeckenden Bedarfes nur marginal zur Effizienzsteigerung bei. Ein effektiverer Substratumsatz durch den Einbau von zusätzlichen Aufbereitungsaggregaten kann auf Basis der energetischen Kenngrößen der Raumbelastung und der theoretischen hydraulischen Verweilzeit nicht bescheinigt werden. Hierfür wären zusätzliche Betrachtungen zur Kinetik des biologischen Prozesses notwendig.

3.2.2 Biogasanlage 02

Kurzbeschreibung der Anlage

Der Kontakt zur Biogasanlage 02 entstand durch direkte Ansprache des Anlagenbetreibers und wurde nicht anhand der Betreiberumfrage in das Vorhaben aufgenommen. Die Biogasanlage verfügt über vier Gärstrecken. Je zwei Gärstrecken sind hierbei baugleich ausgeführt und bilden jeweils eine Biogasanlage nach dem Anlagenbegriff des EEG. Im Folgenden werden diese als Anlage 1 und Anlage 2 bezeichnet, die jede für sich aus 2 Gärlinien bestehen. Die Inbetriebnahme von Anlage 1 erfolgte im Jahr 2005, die von Anlage 2 im Jahr 2006. Die beiden Gärlinien von Anlage 1 umfassen je einen Fermenter, einen Nachgärer sowie ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager. Anlage 2 verfügt über zwei Gärlinien mit je einem Fermenter, einem Nachgärer und zwei gasdicht abgedeckten Gärrestlagern. Jede Linie verfügt über einen Feststoffdosierer. Die Konversion des produzierten Biogases geschieht in Anlage 1 in zwei BHKW mit installierten elektrischen Leistungen von 600 sowie 1.000 kW. Anlage 2 ist mit einem BHKW mit elektrischer Nennleistung von 1.703 kW ausgestattet. Ein technischer Umbau der Anlage im Sinne eines Repowering fand nicht statt. Aufgrund biologischer Probleme und Schwierigkeiten bei der Durchmischung der hochbelasteten ersten Stufe wurde ab März 2011 ein Kombipräparat, bestehend aus Eisen-II-Chlorid und Spurenelementen der Biogasproduktion beigegeben.

Die energetische Bilanzierung wird exemplarisch für die Anlage 2 der Biogasanlage 02 durchgeführt. Dies beruht auf dem stabileren Betrieb und der höheren Auslastung des dortigen BHKW (1.703 kW elektrische Nennleistung). Grund ist eine Art Vorrangschaltung der insgesamt drei Verstromungsaggregate. Bei abnehmender Biogasproduktion wird das BHKW der Anlage 2 vornehmlich bedient. Die gleichmäßige Gasverwertung soll im Rahmen der energetischen Bilanzierung den Fokus auf den Einfluss des Kombipräparates auf den biologischen Prozess freigeben.

Die eingesetzten Substrate bestehen aus Schweinegülle (ca. 60 Masse-%), Hühnermist, Rindergülle, Maissilage, Getreidekorn und ab 2012 auch Getreide-Ganzpflanzensilage. Im Durchschnitt liegt der Anteil der eingesetzten Exkremete zwischen 72 und 80 Masse-%. Ab 2012 wird zunehmend Maissilage gefüttert wurde (von ca. 720 t/Monat in 2010 auf ca. 1.300 t/Monat in 2012). Im Gegenzug nimmt die Menge an Getreidekorn kontinuierlich ab und wurde ab Oktober 2012 gar nicht mehr eingesetzt. Insgesamt nahm die zugeführte Substratmenge jährlich von ca. 50.000 t (2010) auf rund 60.000 t (2012) zu.

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die Motivation des Anlagenbetreibers zum Einsatz des Kombipräparates lag in einem relativ instabilen Gärprozess. Es kam häufig zu einer heterogenen Gärmasse im Fermenter mit großen Schwimmschichten, was wiederum zu langen Rührzeiten und einem höheren Eigenstrombedarf und Verschleiß führte. Mit dem Einsatz des Kombipräparates ab März 2011 verbesserte sich die Situation nach Meinung des Anlagenbetreibers deutlich.

Eingangsdaten und Ergebnisse

In Tabelle 10 werden die Betriebsjahre 2010 bis 2012 gegenübergestellt. Es wird unterstellt, dass die Zugabe des Kombipräparates zu einer allmählichen Anpassung des Prozesses im Jahr 2011 führt. Es werden maßgeblich die Jahre 2010 und 2012 als Vor- und Nachfolgejahr der Repoweringmaßnahme verglichen.

Tabelle 10: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 02

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2010	2011	2012
P_N [kW]	1.703	1.703	1.703
\dot{Q}_N [kW]	1.723	1.723	1.723
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	6.040 / 4.160	5.442 / 3.484	6.414 / 4.032
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	38.050	43.998	43.388
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	11.928	11.493	16.858
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	30.011.760	30.011.760	30.093.984
$W_{el,brutto}$ [kWh]	12.793.770	11.455.290	12.910.590
$W_{el,netto}$ [kWh]	11.273.327	10.011.045	11.577.914
Q_{brutto} [kWh]	11.227.600	10.030.765	10.909.600
Q_{netto} [kWh]	9.680.995	8.984.090	9.481.378
Q_{nutz} [kWh]	9.680.995	8.984.090	9.481.378
Bruttoenergieausbeute			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,567 / 0,824	0,629 / 0,983	0,534 / 0,850
$n_{A,brutto}$ [-]	0,800	0,716	0,792
$\bar{\omega}_{brutto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,454 / 0,659	0,451 / 0,704	0,423 / 0,673
Nettoenergieausbeute			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,567 / 0,824	0,629 / 0,983	0,534 / 0,850
$n_{A,netto}$ [-]	0,698	0,633	0,700
$\bar{\omega}_{netto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,396 / 0,575	0,398 / 0,622	0,374 / 0,595
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,567 / 0,824	0,629 / 0,983	0,534 / 0,850
n_A [-]	0,698	0,633	0,700
$\bar{\omega}_{BGA} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,396 / 0,575	0,398 / 0,622	0,374 / 0,595

Obwohl die Einsatzstoffmenge von Jahr zu Jahr steigt (vgl. Tabelle 10), sinkt zunächst die Substratleistung von 2010 zu 2011. Dies liegt daran, dass im Jahr 2011 Getreide und Hühnermist mit hohen TS-Gehalten und hohen frischmassebezogenen Brennwerten reduziert und der Gülleeinsatz erhöht wurde. Im Jahr 2012 wird verstärkt Mais und GPS eingesetzt, was die allmähliche Herausnahme von Getreide aus dem Substratmix in Menge und zugeführter Energie überkompensiert. Somit übersteigt die zugeführte Substratleistung im Jahr 2012 den Wert von 2010 um rund 6 %, wohingegen die FoTS-bezogene Substratleistung knapp unter dem Niveau von 2010 verbleibt (- 3 %). Die differierenden Anstiege der TS- und FoTS-bezogenen Substratleistungen lassen sich wiederum mit den substratspezifischen Fermentationsquotienten begründen. Somit erhöht sich im Vergleich der Jahre 2012 zu 2010 vor allem der Massendurchsatz der Anlage, bei leicht verminderter Energiezufuhr in Form von tatsächlich fermentierbarer organischer Trockensubstanz.

Die produzierten Bruttoenergiemengen des Jahres 2012 bleiben nahezu konstant im Vergleich zu 2010 (ca. - 1 %). Der Eigenstrombedarf sank absolut um ca. 12 % von 1.520 MWh (2010) auf 1.333 MWh (2012), sodass ein leichter Anstieg um 0,5 % in der resultierenden Nettostrommenge zu verzeichnen ist, trotz eines höheren Substratdurchsatzes. Da keine weiteren baulichen Einrichtungen oder betrieblichen Abläufe im Betrachtungszeitraum geändert wurden und eine relativ konstante Bruttostromproduktion zu verzeichnen ist, liegt der Schluss nahe, dass die erzielte Einsparung an Prozessstrombedarf dem Zusatz des Kombipräparates zum Gärprozess zugerechnet werden kann. Unterstützen würden dies die Aussagen und Analysen des Anlagenbetreibers, wonach das nun homogenere Gärgemisch zu einer Reduzierung des Gehaltes organischer Säuren und von Rührzeiten im Fermenter geführt hat. Allerdings hat sich im gleichen Zeitraum der TS-Gehalt des Substratgemisches von 21,5 % auf 19,1 % reduziert, was ebenso zu einem reduzierten Durchmischungsaufwand im Fermenter führt. Es kann kein eindeutiger Bezug zwischen der Verringerung des Eigenstrombedarfs und der Wirkung des Kombipräparates hergestellt werden.

Eine Besonderheit der Anlage ist die 100 % Nutzung der Nettowärmemenge. Diese wird an den benachbarten Schweinezuchtbetrieb abgegeben. Durch die ebenfalls 100 %-ige Einspeisung der Nettostrommenge in das Stromnetz entfällt die Unterscheidung zwischen Netto- und Nutzebene. Beide Energiemengen sind gleich. Dies wird auch in der Abbildung 18, durch die sich überlagernden Kreuze und Quadrate der Nutz- und Nettoenergieausbeuten der bilanzierten Jahre, deutlich.

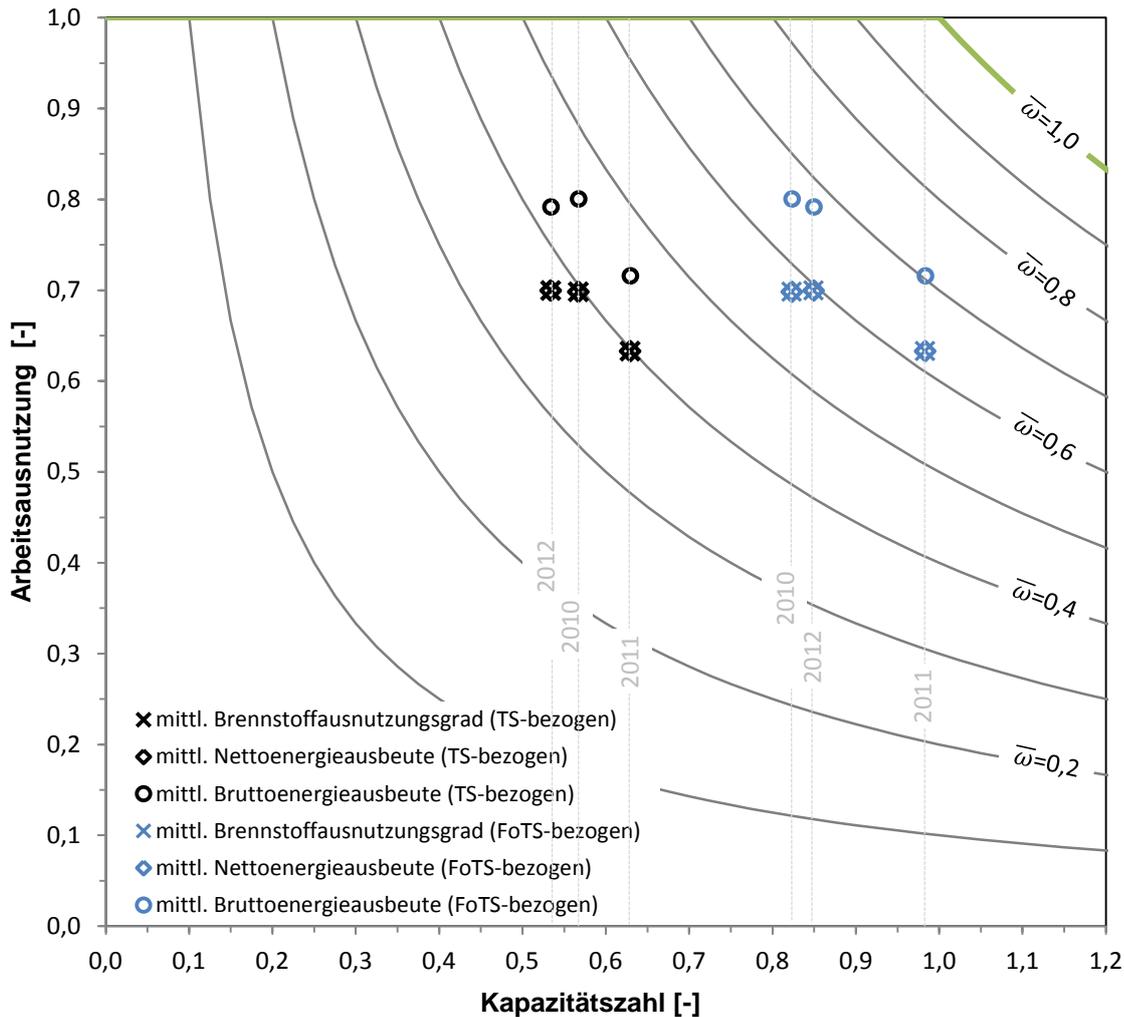


Abbildung 18: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 02 für die Betriebsjahre 2010-2012

Auffällig sind die relativ geringen Bruttoenergieausbeuten, die sich in den Jahren 2010 und 2012 um den Wert 0,8 und im Jahr 2011 bei 0,72 bewegen. Zeitgleich sind relativ hohe Kapazitätzahlen zu verzeichnen. Die FoTS-basierenden Kapazitätzahlen belaufen sich auf 0,824 und 0,855 für die Jahre 2010 und 2012. Im Jahr 2011 bewegt sich die Kapazitätzahl im Bereich von 0,983. Eine niedrige Arbeitsausnutzung bei zeitgleich hoher Kapazitätzahl ist typisch für überbaute Biogasanlagen zur flexiblen Stromerzeugung oder für Anlagen, die im Vergleich zur installierten Feuerungswärmeleistung des Konversionsaggregates, eine zu geringe Substrateistung zuführen. Die theoretische, brennwertbasierte Feuerungswärmeleistung des BHKW mit 1.703 kW elektrischer Nennleistung liegt mit einem elektrischen Wirkungsgrad i. H. v. 41 % (Herstellerangabe) bei ca. 4.600 kW. Aus Tabelle 10 wird ersichtlich, dass über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg, eine geringere Substrateistung der Biogasanlage zugeführt wurde, als das BHKW hätte nutzen können (auf Basis der FoTS-bezogenen Substrateistung). Theoretisch wäre eine höhere Produktion von Biogas und damit Strom und Wärme möglich gewesen.

Der TS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad liegt in den Jahren 2010 bis 2012 zwischen 0,374 (2012) und 0,398 (2011). Dies kann mit der Änderung des Einsatzstoffgemisches begründet werden. Dies ist mit einem verstärkten Einsatz von Exkrementen im Jahr 2012 gegenüber 2010 und dem Ersatz

von Getreidekorn durch NawaRo mit geringeren Fermentationsquotienten begründbar. Die TS-bezogene Substratleistung steigt, bei zeitgleich verringerter Zufuhr von fermentierbarer organischer Trockensubstanz. Somit verringert sich das Verhältnis von installierten Leistungen des BHKW zur Substratleistung. Die Kapazitätzahl bewegt sich in Richtung Koordinatenursprung, die Energieausbeute sinkt.

Bereinigt um den Substrateinfluss steigt der Brennstoffausnutzungsgrad 2012 leicht um 3,4 % bezogen auf das Jahr 2010. Durch die hohe Wärmenutzung ergibt sich ein sehr guter Wert von 0,595. Die geringfügige Verbesserung der energetischen Effizienz der Anlage kann nicht ursächlich auf die Zugabe des Kombipräparates zurückgeführt werden. Zum einen hat sich der Trockensubstanzgehalt des Substratgemisches im gleichen Zeitraum geändert, zum anderen ist die Effizienzsteigerung nicht signifikant, sodass weitere, hier nicht untersuchte technische Parameter wie Teillastwirkungsgrad des BHKW oder Wetter bedingt differierende Wärmebedarfe in das Ergebnis hineinspielen. Trotz alledem muss der subjektiven Einschätzung des Anlagenbetreibers Rechnung getragen werden, dass das homogenere Gärgemisch in Jahr 2012 zu einer höheren Prozessstabilität geführt hat, auch wenn dieser Effekt keine messbare Verbesserung der energetischen Effizienz bewirkt hat.

3.2.3 Biogasanlage 03

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage wurde im Jahr 2008 mit einer elektrischen Nennleistung von 526 kW mittels Vor-Ort-BHKW (Gas-Otto-Motor) in Betrieb genommen. Mit Inbetriebnahme verfügte sie über einen abgesenkten Feststoff-Annahmedosierer (52 m³) in einer Grube mit Fräswalze, Förderband und Eintragschnecke in den ersten Hauptfermenter (1.900 m³). Ein zweiter baugleicher Fermenter schließt sich dem ersten Fermenter in Reihe an. Die beiden Fermenter sind mit jeweils zwei Rührwerken ausgestattet, wobei im ersten Fermenter neben einem Langachs-rührwerk auch ein Paddelrührwerk zum Einsatz kommt. Der angebundene Nachgärer (2.300 m³) fungiert zusätzlich zu den Gärrestbehältern zeitweise als Gärrestlager. Alle drei Behälter sind mit Tragluftdächern und integriertem Gasspeicher (je 900 m³) ausgeführt. Die Betriebsweise der Biogasanlage ist mesophil. Die Anlage steht auf dem Betriebsgelände eines Schweinemast- und Ferkelaufzuchtbetriebes in unmittelbarer Nachbarschaft einer Rinderzuchtanlage, welche als Substratlieferanten und Wärmeabnehmer für Stallung, Werkstätten und Sozialgebäude fungieren. Als flüssige Substrate kommen Rindergülle (800 Rinder) und Schweinegülle aus Ferkelzucht und Schweinemast zum Einsatz und werden zum Teil direkt aus den Vorgruben der Stallungen zur Biogasanlage gepumpt. Als Feststoffsubstrate werden Maissilage, Zuckerrüben, kommunaler Grünschnitt und Restfutter eingesetzt.

Im Jahr 2011 wurden ein Satelliten-BHKW mit einer elektrischen Nennleistung von 365 kW hinzugebaut. Hierfür wurde eine Verdichterstation sowie eine erdverlegte Biogasleitung (3 km) zum Standort des Satelliten-BHKW errichtet. Die Wärmeabnahme erfolgt durch benachbarte Wohnblöcke am Standort. Die Anpassung der Betriebsweise der Biogasanlage für den erhöhten Biogasbedarf erfolgte durch eine sukzessive Steigerung der Substratmengen und über die Anpassung der Laufzeiten von Rührwerken und Pumpen. Das Pumpregime wird über eine Zentralpumpe realisiert.

Historie der Repoweringmaßnahmen

2008	Inbetriebnahme
08/2011	Errichtung Verdichterstation an Biogasanlage und Neuverlegung Biogasleitung, Neubau Wärmeleitung zu Wohnblöcken
12/2011	Inbetriebnahme Satelliten-BHKW mit 365 kW elektrischer Nennleistung (Gas-Otto-Motor)
01/2012	Anpassung der Substratfütterung, Umstellung des Pumpenregimes, Anpassung der technischen BHKW-Kühlung (Vor-Ort-BHKW) und Aktivkohlefilter

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in Tabelle 11 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen der Betreiberbefragung (Kapitel 3.1) ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 11: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 03

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Erhöhung BHKW-Leistung (2011)	Erhöhung der Substratausnutzung und der Wirtschaftlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage
Erhöhung Substratmenge (2012)	Erzielung eines höheren Gasertrages durch Erhöhung des Substratdurchsatzes	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage
Ausbau Wärmenutzung unter Erweiterung mittels Satelliten-BHKW	Erhöhung der Wirtschaftlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • Verringerte Emissionen • keine Auswirkung auf die Anlageneffizienz

Klares Ziel ist die Leistungssteigerung der Anlage durch einen erhöhten Substratdurchsatz. Hierfür wurde gezielt eine neue Gasverwertungseinrichtung (Satelliten-BHKW) mit verlustarmen Wärmenetz installiert. Die Leistungssteigerung erfolgte Ende 2011 im Zuge des Zubaus eines BHKW. Im Jahr 2012 erfolgte eine konzertierte Anlagenbetriebsanpassung.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2010 bis 2013. Die in Tabelle 12 ausgewiesene Substrateleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz (TS) und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene.

Tabelle 12: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 03

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4
	2010	2011	2012	2013
P_N [kW]	526	526	891	891
\dot{Q}_N [kW]	550	550	950	950
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	2.012/ 1.359	2.007/ 1.344	3.269/ 2.342	3.226/ 2.207
Σm_{NawaRo} [t]	6.571	6.468	10.191	10.635
$\Sigma m_{Exkremente}$ [t]	26.116	26.754	35.771	37.081
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	9.425.760	9.425.760	13.968.144	16.127.160
$W_{el,brutto}$ [kWh]	4.505.000	4.474.700	5.654.652	6.757.855
$W_{el,netto}$ [kWh]	4.144.600	4.116.724	5.273.307	6.331.784
Q_{brutto} [kWh]	4.710.551	4.678.869	5.984.060	7.181.359
Q_{netto} [kWh]	2.983.151	3.241.469	4.599.690	5.995.879
Q_{nutz} [kWh]	1.137.390	893.730	1.510.920	1.876.690
Bruttoenergieausbeute				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,53/ 0,79	0,54/0,80	0,49/ 0,68	0,57/ 0,83
$n_{A,brutto}$ [-]	0,98	0,97	0,83	0,86
$\bar{\omega}_{brutto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,523/ 0,774	0,521/ 0,778	0,405/ 0,566	0,493/ 0,721
Nettoenergieausbeute				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,53/ 0,79	0,54/ 0,80	0,49/ 0,68	0,57/0,83
$n_{A,netto}$ [-]	0,76	0,78	0,71	0,76
$\bar{\omega}_{netto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,404/ 0,599	0,419/ 0,625	0,344/ 0,480	0,436/ 0,638
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,53/ 0,79	0,54/ 0,80	0,49/ 0,68	0,57/ 0,83
n_A [-]	0,56	0,53	0,49	0,51
$\bar{\omega}_{BGA}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,300/ 0,444	0,285/ 0,426	0,236/ 0,330	0,290/ 0,425

Die Repoweringmaßnahmen fanden vorrangig im Jahr 2011 und 2012 statt. Zur Darstellung der Auswirkungen des Repowering werden die Jahre 2010 und 2013 als Vorläufer- und Nachfolgerjahr der Maßnahmen herangezogen. Die zugeführte Substrateleistung stieg von 2.012 kW auf 3.226 kW, was einem Anstieg um 60 % bedeutet. Der vergärbare Anteil (FoTS) der zugeführten Substrate steigt im gleichen Zeitraum um 62 % von 1.395 kW auf 2.207 kW. Der leicht differierende Anstieg der TS- und FoTS-bezogenen Substrateleistungen kann durch die vermehrte Zugabe von NawaRo erklärt werden, die nach Weißbach einen deutlich höheren Fermentationsquotienten aufweisen als Exkremente.

Betrachtet man die produzierte Bruttostrommenge beider Vergleichsjahre, so unterliegt diese einer Steigerung um 50 %. Die Bruttowärmemenge erhöht sich um 52 %. Der unterschiedliche Anstieg beider Energien kann mit den differierenden Leistungszahlen der beiden BHKW erklärt werden. Werden beide Bruttoenergiemengen addiert, so errechnet sich ein mittlerer Anstieg von 51 % gegenüber dem Jahr 2010, der erheblich unterhalb des Anstiegs der zugeführten FoTS liegt.

Die FoTS-basierenden Kapazitätswerte der Jahre 2010 und 2013 unterliegen einer Steigerung um 4 %. Da der Substrateinfluss herausgerechnet ist, kann der Anstieg maßgeblich auf eine effizientere Gasverwertung zurückgeführt werden. Die Biogasproduktion hingegen verliert an Effizienz, wie oben gezeigt, da die Durchsatzsteigerung ohne eine Erweiterung des Fermentationsvolumens vollzogen wurde. Die vom Betreiber durchgeführte Erhöhung des Durchsatzes geht zu Lasten der Effizienz des biologischen Prozesses. Deutlich wird dies in Abbildung 19, in welcher die FoTS-bezogene Kapazitätswert für 2012 einen sehr niedrigen Wert aufgrund der hohen Zufuhr von Substratenergie bei gegebenen installierten Leistungen annimmt. Zeitgleich sinkt die Bruttoarbeitsausnutzung auf nur 83 %. Auch 2013 konnte die vormals sehr hohe Bruttoarbeitsausnutzung von 0,98 (2010) nicht erreicht werden und bewegt sich bei rund 0,86. Die Repoweringmaßnahmen konnten nur mit Unterbrechungen umgesetzt werden und wirken bis 2013 negativ auf die Anlageneffizienz.

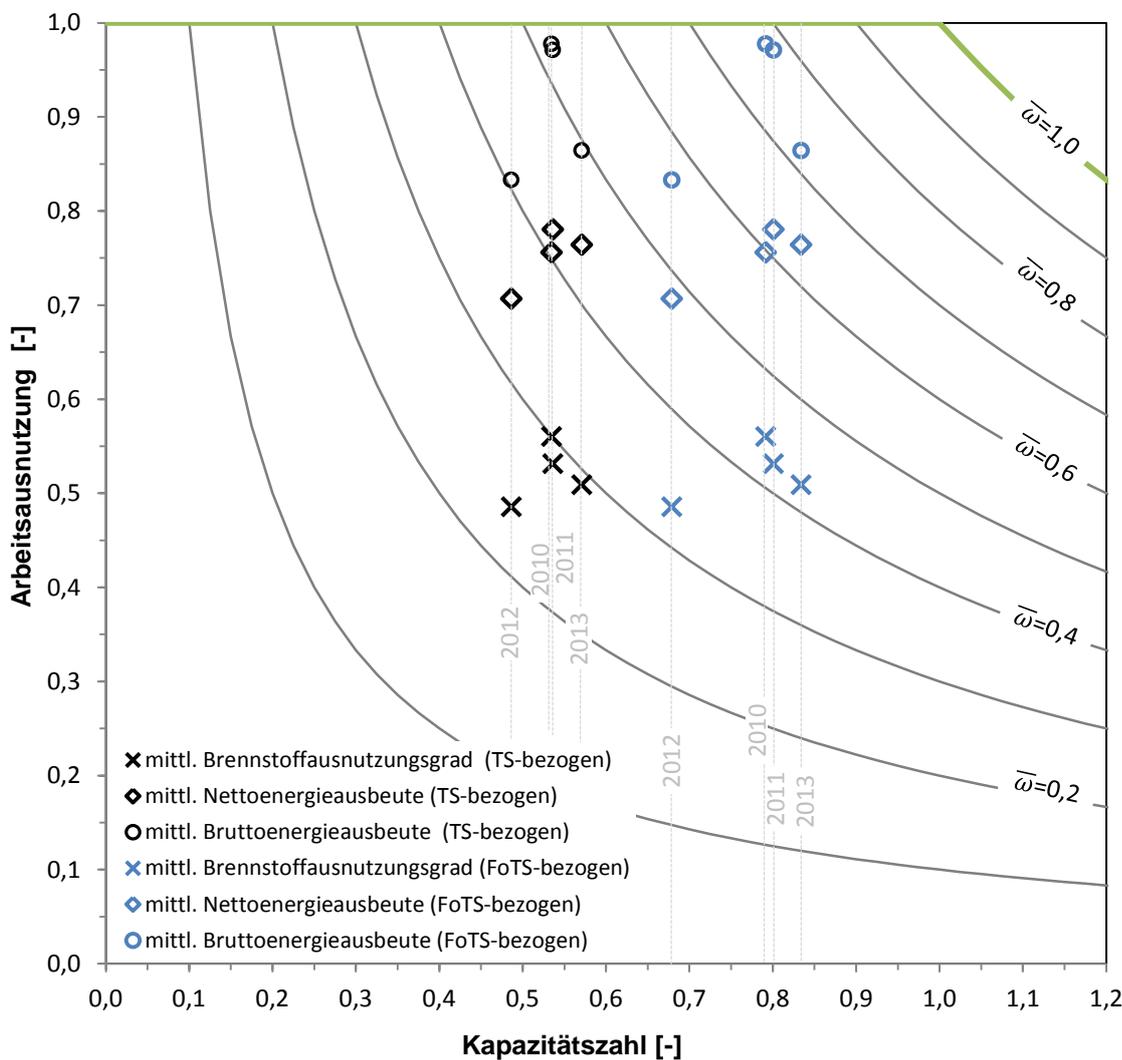


Abbildung 19: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 03 für die Betriebsjahre 2010-2013

Der TS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad auf Nutzenergieebene sinkt leicht von 30 % auf 29 % (2010 zu 2013). Dies liegt trotz gestiegener Kapazitätswert maßgeblich an der geringeren Arbeitsausnutzung der BHKW aufgrund biologischer Probleme in der Gärstufe. Der Ausbau der Wärmenutzung erfolgte in sehr geringem Umfang. Würde die gesamte zur Verfügung stehende

Nettowärmemenge genutzt, stiege der Brennstoffausnutzungsgrad auf rund 44 % TS-bezogen, bzw. auf 64 % bei FoTS-Bezug. Die mit dem Zubau des Satelliten-BHKW verbundene Steigerung der Nennleistungen bei zeitgleicher Erhöhung des Substratdurchsatzes hat nicht zu Effizienzsteigerung der Biogasanlage beigetragen. Die Durchsatzerhöhung wirkt sich sogar negativ auf die Effizienz der Gesamtanlage aus. Ein möglicher Ansatz zur Effizienzsteigerung des Anlagenbetriebes wäre eine Vergrößerung des Gärvolumens um die eingesetzten Substratmengen vollständig umzusetzen. Weiterhin wäre der Ausbau der Wärmenutzung beider BHKW von Vorteil, um auf Nutzerebene eine höhere Ausbeute zu erzielen.

3.2.4 Biogasanlage 04

Kurzbeschreibung der Anlage

Die BGA ist aus zwei vollständig getrennt nebeneinander errichteten Biogasanlagen (Alt- und Neuanlage) aufgebaut. Als Substrat dienen vor allem Rindergülle aus dem eigenen Milchviehbetrieb sowie Maissilage und diverse geringfügige NawaRo-Fraktionen. Die Altanlage hat folgende Konfiguration: Die Beschickung erfolgt durch ein Gurtband als Dosier- und Vorlageeinrichtung sowie weiteren Förderschnecken mit direktem Feststoffeintrag in den Hauptfermenter. Die Gülle wird über eine Vorgrube in eine offene Hydrolyse gespeist und mit Rezirkulat vermengt, erwärmt und dem Hauptgärbehälter mit Gasspeicherhaube zugeführt. Es sind ausschließlich Tauchmotorrührwerke im Einsatz. Der Gärrest wird in einer offenen und teilweise gerührten Lagune gelagert. Der Abtransport erfolgt über Tankwagen. Die Abluft aus der offenen Hydrolyse wird über einen Biofilter nachbehandelt. Für die Wärmeversorgung der Alt- und Neuanlage wird das erste BHKW (BHKW der Altanlage) als Überschusseinspeiser mit 526 kW elektrischer Leistung eingesetzt. Die Neuanlage weist folgende Topologie auf: Zwei parallel betriebene offene Hydrolysebehälter werden über eine Vorgrube mit Rindergülle gespeist. Zusätzlich wird Rezirkulat eingepumpt und der Feststoff direkt über einen Teleskoplader in den Arbeitsraum der Hydrolyse eingebracht. Anschließend wird das Gärsubstrat in den Hauptfermenter mit Paddelrührwerk und Doppelmembrangasspeicherdach eingeleitet. Der gasdicht abgeschlossene Nachgärer und das Gärrestlager bilden mit den beiden Gasspeichern der Fermenter das gesamte Gasspeichersystem. Das Rohgas aus der Neuanlage wird in zwei baugleichen BHKW mit je 254 kW installierter elektrischer Leistung verwertet. Als Wärmesenken dienen Arbeits- und Sozialgebäude auf dem betriebseigenen Gelände sowie eine nahegelegene Unterkunft. Die Vergütung erfolgt bei der Altanlage nach dem EEG 2004 und bei der Neuanlage nach EEG 2009.

Historie der Repoweringmaßnahmen

09/2005	Inbetriebnahme BHKW Altanlage
11/2011	Anlagenerweiterung um Neuanlage mit Inbetriebnahme
11/2011	Ausbau Wärmenetz

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in Tabelle 13 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen der Betreiberbefragung (Kapitel 3.1) ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 13: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 04

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Ausbau Wärmenutzung durch Anschluss von Ställen (2011)	k.A.	k.A.
Erhöhung installierter elektrischer Leistung und Fermentationsvolumen (2011)	durch Zubau der Neuanlage mit zwei BHKW wurde Stromeinspeiseleistung und Arbeitsvolumen erhöht zur Entlastung der Altanlage, Reduzierung des Restgaspotentials und Durchsatzsteigerung	verringerte Emissionen durch Steigerung der hydraulischen Verweilzeit sowie Reduzierung des Restgaspotenziales im GRL

Das Ziel der Maßnahmen ist eine Steigerung der Gasausbeute aus der vorhandenen Substratfraktion Rindergülle, die Steigerung der Stromeinspeiseleistung und die erweiterte Nutzung der BHKW-Abwärme. Zu diesem Zweck wurde einerseits das Arbeitsvolumen vergrößert und die Verweilzeit erhöht. Zum anderen wurde ein Wärmenetz installiert, respektive ausgebaut. Die Maßnahmen erfolgten 2011 im Rahmen eines Anlagenzubaues.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2010 bis 2013. Hierbei stellen 2010 und 2013 die Jahre vor und nach den betrachteten Umbaumaßnahmen dar. Die in Tabelle 14 ausgewiesene Substratleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene. Aufgrund fehlender historischer Daten bzgl. der Wärmenutzung wurde bei der Berechnung eine Wärmenutzung erst ab 2012 unterstellt.

Tabelle 14: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 04

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2011	2012	2013
P_N [kW]	526	1030	1030
\dot{Q}_N [kW]	560	1208	1208
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	1.928 / 1.224	3.474 / 2.337	3.961 / 2.718
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	5.605	13.604	15.422
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	22.086	24.160	23.429
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	9.513.360	19.658.592	19.604.880

Fortführung Tabelle 14: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 04

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2011	2012	2013
$W_{el,brutto}$ [kWh]	4.228.100	7.372.746	8.339.071
$W_{el,netto}$ [kWh]	3.878.460	6.769.386	7.659.569
Q_{brutto} [kWh]	4.501.399	8.646.871	9.780.192
Q_{netto} [kWh]	3.373.632	6.700.727	7.588.452
Q_{nutz} [kWh]	0	1.275.430	1.828.420
Bruttoenergieausbeute			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,563 / 0,887	0,644 / 0,958	0,565 / 0,823
$n_{A,brutto}$ [-]	0,915	0,817	0,924
$\bar{\omega}_{brutto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,515 / 0,812	0,526 / 0,783	0,522 / 0,761
Nettoenergieausbeute			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,563 / 0,887	0,644 / 0,958	0,565 / 0,823
$n_{A,netto}$ [-]	0,760	0,687	0,778
$\bar{\omega}_{netto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,428 / 0,675	0,443 / 0,658	0,439 / 0,640
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,563 / 0,887	0,644 / 0,958	0,565 / 0,823
n_A [-]	0,407	0,410	0,484
$\bar{\omega}_{BGA}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,229 / 0,361	0,264 / 0,393	0,273 / 0,398

Die größte Umbaumaßnahme der BGA 04 fand im November 2011 statt. Aufgrund der vorliegenden Datenlage ist eine Betrachtung der Anlage erst ab Januar 2011 möglich. Somit werden die Jahre 2011 und 2013 zur Darstellung der Repowering-Auswirkung betrachtet. Der Substratdurchsatz ändert sich im Hinblick auf die flüssige Fraktion (Rindergülle) kaum, da die Gegebenheiten an der betriebseigenen Stallanlage nicht verändert wurden. Der niedrige Wert von 2011 ist mit dem Anlagenumbau verbunden. Der Anteil der Feststoffe nimmt mit 15.422 t a⁻¹ für 2013 vergleichsweise stark um 175 % zu, um das vergrößerte Arbeitsvolumen durch die angepasste Zugabe der Feststofffraktion ausreichend auszunutzen. Die zugeführte Substrateistung von 1.928 kW wird nach den Umbaumaßnahmen auf 3.961 kW respektive um 105 % gesteigert. Bei dem fermentierbaren Anteil (FoTS) erfolgt eine Steigerung der Substrateistung um 122 %. Die Ursache liegt dabei in der gestiegenen NawaRo-Zugabe und dem damit verbunden höheren Fermentationsquotienten.

Durch den Zubau der BHKW wurde die Bruttostromleistung um 97,5 % und die Bruttowärmeleistung um 117 % erhöht. Der unterschiedliche Anstieg ist auf die nicht baugleich zugebauten BHKW und den daraus folgenden abweichenden Wirkungsgraden zurückzuführen. Die Summe der beiden Bruttoenergiemengen ergibt einen mittleren Anstieg um 108 % im Vergleich zu 2011 und kann der Steigerung der zugeführten FoTS nicht folgen.

Der unterschiedliche Anstieg der zugeführten Substratenergie, der installierten Nennleistungen und der Bruttogesamtenergiemenge der Gasverwertung lässt einen einjährigen Ausriss der Kapazitätzahl im Umstellungsjahr 2012 von ca. 14 % durch die Maßnahmen erkennen. Anschließend erreicht die Kapazitätzahl in 2013 nahezu den Ausgangswert von 2011 mit 0,57. Einschränkend muss erwähnt

werden, dass die Bruttoarbeitsausnutzung nicht ausschließlich vom Betrieb der Gasproduktion, sondern auch vom Betrieb der Gasverwertung abhängig ist. In den Jahren schwankte die Bruttoarbeitsausnutzung von 0,92 auf 0,82 und wieder zurück auf 0,92, was vermuten lässt, dass die Repoweringmaßnahmen mit einer Anlagenumstellungsunterbrechung Anfang 2012 umgesetzt wurden.

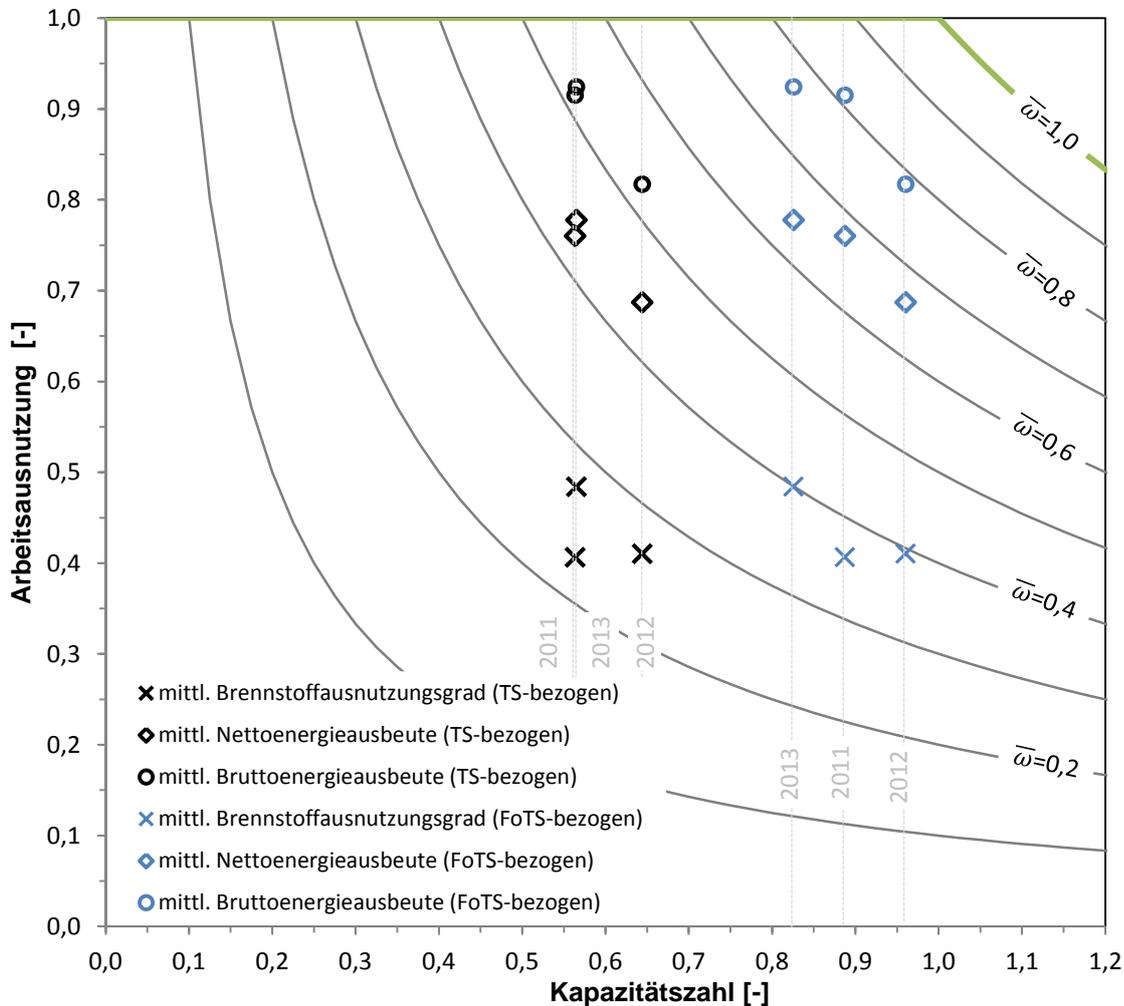


Abbildung 20: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 04 für die Betriebsjahre 2011-2013

Der TS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad auf Nutzenebene, in Abbildung 20 schwarz markiert, beträgt 22,9 bis 27,3 % mit ansteigender Tendenz über die betrachteten Betriebsjahre. Dies liegt maßgeblich an dem Zubau der neuen BHKW und einem prozentual geringerem Eigenenergiebedarf der Biogasanlage durch die Steigerung der Energieausbeute und am anteilig höheren NawaRo-Einsatz. Klammert man den Substrateinfluss durch den Bezug auf die FoTS-bezogene Substrateleistung aus, steigt der Brennstoffausnutzungsgrad relativ um 10 % von 36,1 % (2011) auf 39,8 % (2013). Die Differenz zwischen TS- und FoTS-bezogenem Brennstoffausnutzungsgrad verdeutlicht den enormen Einfluss der unterschiedlichen Abbaubarkeiten der eingesetzten Substrate. Der Ausbau der Wärmenutzung erfolgte in hohem Umfang, sodass der absolute prozentuale Anstieg des FoTS-bezogenen Brennstoffausnutzungsgrades um ca. 4 % auf die gestiegene Nutzwärmeabgabe zurückzuführen ist. Würde die gesamte zur Verfügung stehende Nettowärmemenge genutzt, stiege der Brennstoffausnutzungsgrad auf 43,9 % TS-bezogen, bzw. auf 64 % bei FoTS-Bezug.

Der Zubau der BHKW und die damit verbundene Leistungssteigerung haben nicht zur gewünschten Effizienzsteigerung der Biogasanlage beigetragen. Das Verhältnis der zugeführten Substrateleistung zu den Nennleistungen des BHKW verringert sich und führt bei nahezu gleicher Arbeitsausnutzung wie im Jahr 2011 zu einer Verringerung der Bruttoenergieausbeute in 2013. Die Verringerung des spezifischen Eigenenergiebedarfes der Biogasanlage reduziert die Verluste auf Nettoenergieebene, kann diese aber nicht kompensieren. Erst der Ausbau der Wärmenutzung trägt, wie beschrieben, zu einer Effizienzsteigerung bei.

3.2.5 Biogasanlage 05

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage wurde 2006 als einstufige Anlage errichtet. Sie bestand aus einem Fermenter (3.034 m³) und einem Gärrestlager. Zur Faulraum- und Gasspeichererweiterung wurde im Jahr 2012 Nachgärbehälter mit Foliengasspeicher errichtet (5.301 m³ Gärvolumen). Als Einsatzstoffe dienen Rindergülle und Rindermist, Mais- und Grassilage sowie Getreidekorn. Über einen Schubbodendosierer und eine Steigschnecke werden diese in einen Anmischbehälter gefördert, in welchem sie mit Rezirkulat vermischt werden. Ein Lochscheibenzerkleinerer arbeitet das Substratgemisch weiter auf, welches mittels einer Pumpe in den Fermenter gefördert wird. Das produzierte Biogas gelangt über eine biologische Entschwefelung und einen Aktivkohlefilter zum BHKW, welches eine elektrische Nennleistung von 526 kW besitzt.

Eine unzureichende Ausnutzung der BHKW-Leistung in den vorangegangenen Betriebsjahren war Auslöser für die Integration des Nachgärers in das Anlagenkonzept im Jahr 2012. Aufgrund großer Schwankungen in der Gasproduktion kam es häufig zur Abschaltung des BHKW wegen zu geringer oder zum Ansprechen der Gasfackel wegen zu hoher Gasmengen.

Historie der Repoweringmaßnahmen

- 2006 Inbetriebnahme der Biogasanlage
- 2012 Installation und Einbindung des Nachgärers
- 2012 Ausbau der externen Wärmenutzung

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in Tabelle 15 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen einer Anlagenbesichtigung mit Betreiberinterview ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 15: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 05

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Erweiterung des Gärvolumens um einen Nachgärbehälter	Vergrößerung des Gär- und Lagervolumens	Substrateinsparung von rund 2 Tonnen Mais pro Tag
	Vergrößerung des Gasspeichers	gleichmäßigerer Betrieb des BHKW

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der erfasste Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2011 bis 2013. Die Jahre 2011 und 2013 stellen die Betriebsjahre vor und nach dem Jahr des Umbaus dar. Die in Tabelle 16 ausgewiesene Substratleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz (TS) und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenebene.

Tabelle 16: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 05

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2011	2012	2013
P_N [kW]	526	526	526
\dot{Q}_N [kW]	558	558	558
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	2.825 / 1.790	2.726 / 1.671	2.586 / 1.524
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	9.123	8.469	7.075
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	15.679	16.111	19.368
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	9.495.840	9.521.856	9.495.840
$W_{el,brutto}$ [kWh]	3.855.130	4.365.160	4.340.780
$W_{el,netto}$ [kWh]	3.546.720	4.015.947	3.993.518
Q_{brutto} [kWh]	4.089.663	4.630.721	4.604.858
Q_{netto} [kWh]	3.067.247	3.473.041	3.453.643
Q_{nutz} [kWh]	2.214.600	3.053.600	3.288.700
Bruttoenergieausbeute			
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,384 / 0,605	0,398 / 0,649	0,419 / 0,711
$n_{A,brutto}$ [-]	0,837	0,945	0,942
$\bar{\omega}_{brutto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,321 / 0,507	0,376 / 0,613	0,395 / 0,670

Fortführung Tabelle 16: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 05

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2011	2012	2013
<i>Nettoenergieausbeute</i>			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,384 / 0,605	0,398 / 0,649	0,419 / 0,711
$n_{A,netto} [-]$	0,697	0,787	0,784
$\bar{\omega}_{netto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,267 / 0,422	0,313 / 0,510	0,329 / 0,558
<i>Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad</i>			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,384 / 0,605	0,398 / 0,649	0,419 / 0,711
$n_A [-]$	0,607	0,742	0,767
$\bar{\omega}_{BGA} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,233 / 0,367	0,295 / 0,482	0,321 / 0,545

Mit Blick auf die zugeführten Substratmengen fällt auf, dass der NawaRo-Anteil von 2011 zu 2013 um 22 % sank. Dies beruht auf der Einstellung der Getreidekornezufuhr und auf der Reduktion der Maiszugabe von durchschnittlich 22,5 t/d (2011) auf 18,4 t/d (2013) sowie der Reduktion der Graspilagemengen von durchschnittlich 2 auf 1 t/d. Die Zugabe von Exkrementen erhöhte sich im selben Zeitraum um 24 %. Hierbei stieg der Einsatz der Rindergülle von rund 41 m³/d auf rund 50 m³/d und Rindermist von 2 t/d auf 3 t/d. Die durchschnittliche zugeführte FoTS-Substrateleistung vermindert sich 2013 um 15 %, bezogen auf das Jahr 2011. Die Substrateinsparungen wurden erreicht bei zeitgleicher Steigerung der Bruttoenergieausbeute (Strom und Wärme) um 13 % gegenüber 2011. Mit der Integration des Nachgärbehälters wurden zwei Effekte erzielt. Zum einen konnte durch die Vergrößerung des Gärvolumens die Gasausbeute erhöht und relevante Substratmengen eingespart werden. Zum anderen dient der große zusätzliche Foliengasspeicher als Gaspuffer, der eine Entkopplung zwischen der stetig betriebenen Gasverwertung und der extrem schwankenden Substratzufuhr bewirkt. Die genannten durchschnittlichen Substratmengen sind rechnerische Werte. Real erfolgte eine sehr unregelmäßige Fütterung der Anlage, die im Extremfall auf ein Fünftel des Vortages abfiel bzw. um mehr als das 4-fache anstieg. Dies war ursächlich für die unregelmäßige Gasproduktion, die zu einer ungenügenden Auslastung des BHKW führte. Auf Nutzenergieebene wurde der Ertrag zusätzlich durch den Ausbau der Wärmenutzung gesteigert. Diese erhöhte sich von 2011 zu 2013 um rund 49 %.

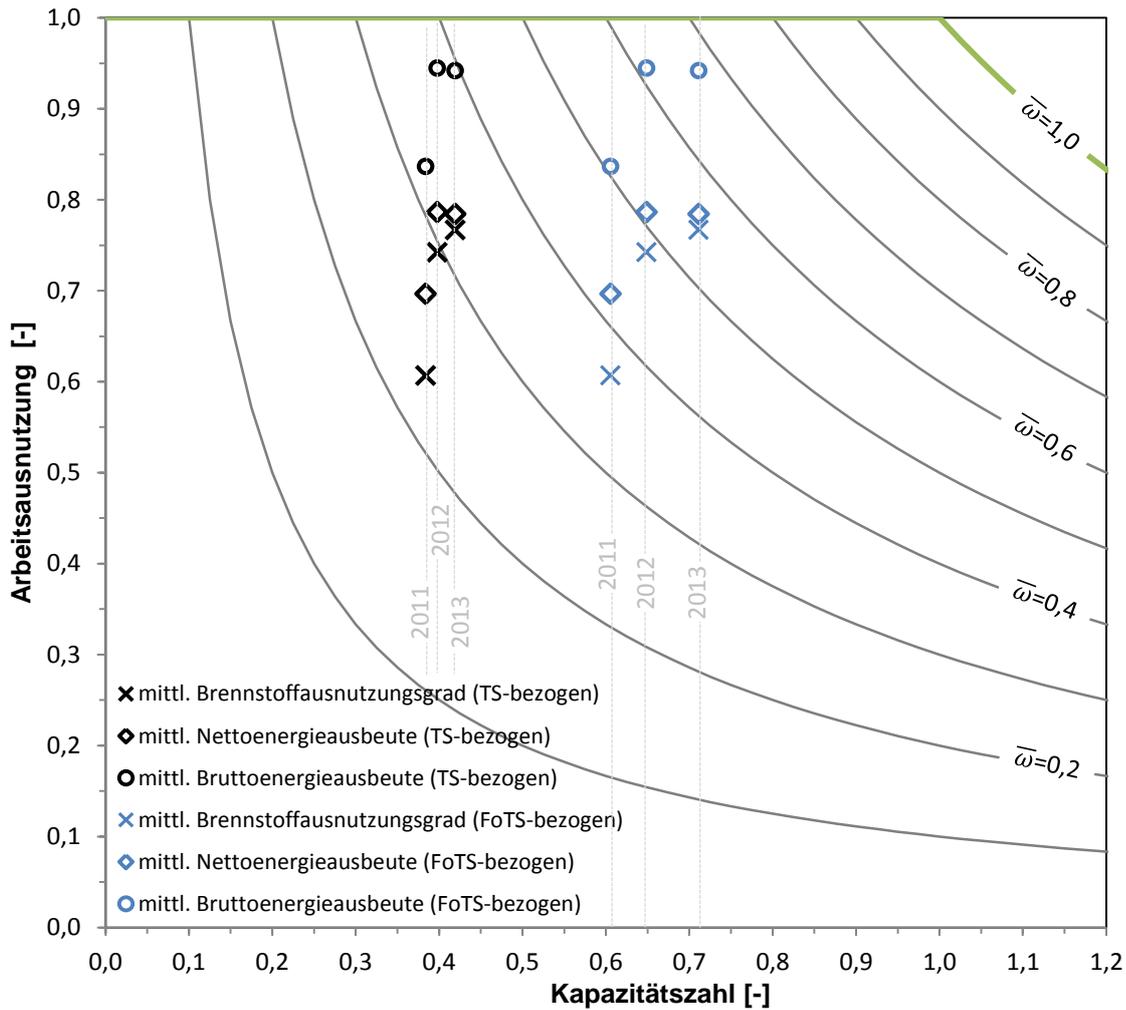


Abbildung 21: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 05 für die Betriebsjahre 2011-2013

In Abbildung 21 ist die Änderung der Kapazitätzahl aufgrund der geringeren Substratenergiezufuhr zu erkennen. Insbesondere die FoTS-bezogene Kapazitätzahl rückt stark nach rechts. Das Verhältnis der Nennleistungen zur eingesetzten Substratleistung wird größer, was als verbesserte Substratausnutzung interpretiert werden kann.

Während die Änderung der Kapazitätzahl bis ins Jahr 2013 hineinreicht, kann die Auslastung des BHKW schon zum Jahr 2012 quasi sprunghaft von 0,837 auf 0,945 gesteigert werden. Die hohe Arbeitsauslastung auf Bruttoenergieebene kann im Jahr 2013 mit 0,942 fortgeführt werden und belegt den Erfolg der Maßnahme „Zubau Nachgärbehälter“. Für die Eigenbedarfe wurden Standartwerte unterstellt (8 % Strom, 25 % Wärme in allen Bilanzjahren), sodass die Steigerung der Nettoenergieausbeute um 32 % der Bruttobruttoenergieausbeute entspricht. Die FoTS-bezogene Bruttoenergieausbeute nimmt mit 0,670 einen vergleichsweise hohen Wert an.

Durch den Zubau des Nachgärers und den Ausbau der Wärmenutzung wurde der FoTS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad um ca. 49 % gesteigert. Er erreicht mit 0,545 (2013) nahezu die Höhe der Nettoenergieausbeute, was eine fast vollständige Verwendung der produzierten Nettoenergie darstellt.

Festzuhalten ist, dass alle durchgeführten Maßnahmen die Effizienz der Biogasanlage gesteigert haben. Insbesondere die Erweiterung des Faul- und des Gasspeicherraums durch den Zubau des Nachgärbehälters hatten immensen Einfluss auf die Arbeitsausnutzung und auf den Substrateinsatz. Es konnte nicht nur die Einsatzstoffmenge reduziert, sondern auch die Einsatzstoffzusammensetzung hin zur verstärkten Nutzung der Reststoffe Gülle und Mist verschoben werden. Die Höhe der Effizienzsteigerung auf Bruttoenergieebene ist allerdings einer schlecht laufenden Biogasanlage zuzuschreiben. Diese lief aufgrund der extrem ungleichmäßigen Fütterung nicht optimal. Es ist zu vermuten, dass zumindest ein Teil der Effizienzsteigerung auch durch eine gleichmäßigere Substratzufuhr hätte erreicht werden können. Nichtsdestotrotz hat der Betreiber seine Ziele der Substrateinsparung und BHKW-Auslastung mit den durchgeführten Maßnahmen erreicht.

3.2.6 Biogasanlage 06

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage wurde im Dezember 2007 in Betrieb genommen. Sie erreichte im März 2008 erstmalig einen Volllastbetrieb. Die Anlage ist direkt an einen landwirtschaftlichen Betrieb (Mastbullenbetrieb, ca. 2.000 GVE) angegliedert. Die Biogasproduktion erfolgt in zwei in Reihe geschalteten Fermentern. Zwei Gärrestlager sind den Fermentern in Reihe nachgeschaltet. Der Feststoffeintrag erfolgt in den ersten Fermenter mittels Dosierbehälter und Förderband. Die Rindergülle wird direkt aus den angrenzenden Stallungen in den Fermenter gepumpt. Die Nutzung des Biogases erfolgt in einem BHKW mit Gas-Otto-Motor mit einer elektrischen Nennleistung von 526 kW. Der erzeugte Strom wird vollständig in das Netz eingespeist (Volleinspeisung). Durch den Anschluss an den Mastbullenbetrieb besteht der Substratmix zum größten Teil aus Rindergülle sowie Rindermist. Zusätzlich wird in wechselnden Mengenverhältnissen Getreide, Mais- und Grassilage gefüttert. Als Repoweringmaßnahmen wurden die Wärmenutzung ausgebaut und das Fermentationsvolumen durch den Zubau des zweiten Gärrestlagers sowie der gasdichten Abdeckung des ersten, bestehenden Gärrestlagers erhöht. Die energetische Betrachtung der Anlage erfolgt für die Jahre 2010 bis 2013.

Historie der Repoweringmaßnahmen

12/2007	Inbetriebnahme BHKW
03/2008	erstmaliges Erreichen der geplanten Volllast des BHKW
09/2011	Verringerung der Energieproduktion um rund 30 % durch BHKW-Wartung (30.000 Betriebsstunden erreicht) und Entschlammung von Fermenter 1 (hoher Ascheanteil im Festmist)
2011	Ausbau der Wärmenutzung: Holzhackschnitzeltrocknung (Containerlösung); kaum Umbauarbeiten an der BGA notwendig
2012	Bau eines zweiten gasdicht abgedeckten Gärrestlagers sowie zeitgleiche gasdichte Abdeckung des ersten Gärrestlagers; Umbau erfolgte ohne Einschränkung im Betriebsablauf

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die Motivation des Anlagenbetreibers zur Durchführung der Repoweringmaßnahmen war eine erhoffte Verbesserung der Substratausnutzung durch ein höheres Fermentationsvolumen und ein zusätzliches gasdichtes Gärrestlager. Dieser Wunsch rührte daher, dass nahezu die zweifache Menge Rindergülle zu verarbeiten war, wie ursprünglich für den Betrieb der Biogasanlage geplant. Daraus resultierten geringe Verweilzeiten des Substrates und es bildeten sich vermehrt Schwimmschichten. Hinzu kam, dass aus düngerechtlicher Sicht die Lagerkapazität der Anlage vergrößert werden sollte. Die in Tabelle 17 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen der Betreiberbefragung (Kapitel 3.1) ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 17: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 06

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Ausbau Wärmenutzung (2011)	k. A.	verbesserte Wirtschaftlichkeit und Effizienz
Erhöhung des Fermentationsvolumens (2012)	verbesserte Substratausnutzung	verbesserte Wirtschaftlichkeit und Effizienz
gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers (2012)	verbesserte Substratausnutzung	verbesserte Wirtschaftlichkeit und Effizienz

Der Anlagenbetreiber bescheinigte allen Maßnahmen eine Verbesserung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Effizienz. Er war von den positiven Effekten der durchgeführten Maßnahmen überzeugt.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2010 bis 2013. Die in Tabelle 18 ausgewiesene Substratleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätsszahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenenergieebene.

Tabelle 18: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 06

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4
	2010	2011	2012	2013
P_N [kW]	526	526	526	526
\dot{Q}_N [kW]	556	556	556	556
$P_{Sub,TS} / P_{Sub,FoTS}$ [kW]	2.977 / 1.897	3.004 / 1.844	3.122 / 2.014	3.128 / 1.952
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	4.376	5.214	6.222	6.408
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	35.454	36.901	32.589	34.730
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	9.478.320	9.478.320	9.504.288	9.478.320

Fortführung Tabelle 18: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 06

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4
	2010	2011	2012	2013
$W_{el,brutto}$ [kWh]	4.359.781	4.193.829	4.371.773	4.387.763
$W_{el,netto}$ [kWh]	4.010.998	3.858.322	4.022.031	4.036.742
Q_{brutto} [kWh]	4.608.438	4.433.020	4.621.114	4.638.015
Q_{netto} [kWh]	3.021.388	2.801.340	3.093.566	3.031.007
Q_{nutz} [kWh]	1.264.699	1.137.605	1.402.957	1.583.813
Bruttoenergieausbeute				
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,363 / 0,570	0,360 / 0,587	0,347 / 0,537	0,346 / 0,554
$n_{A,brutto}$ [-]	0,946	0,91	0,946	0,952
$\bar{\omega}_{brutto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,344 / 0,540	0,328 / 0,534	0,328 / 0,508	0,329 / 0,528
Nettoenergieausbeute				
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,363 / 0,570	0,360 / 0,587	0,347 / 0,537	0,346 / 0,554
$n_{A,netto}$ [-]	0,742	0,703	0,749	0,746
$\bar{\omega}_{netto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,270 / 0,423	0,253 / 0,412	0,260 / 0,402	0,258 / 0,413
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad				
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,363 / 0,570	0,360 / 0,587	0,347 / 0,537	0,346 / 0,554
n_A [-]	0,557	0,527	0,571	0,593
$\bar{\omega}_{BGA} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,202 / 0,317	0,190 / 0,309	0,198 / 0,307	0,205 / 0,329

Auffällig ist der konstante Betrieb der Biogasanlage über den Betrachtungszeitraum hinweg. Einzig im Jahr 2011 ist die Auslastung des BHKW durch eine planmäßige Generalüberholung wenige Prozentpunkte geringer als in den Vergleichsjahren, was sich auf Brutto-, Netto und Nutzenergieebene auswirkt (vgl. Abbildung 22). Die Substrateleistungen steigen leicht bei gleichbleibender Bruttoenergieproduktion auf hohem Niveau (rund 8.300 Volllaststunden des BHKW).

Der Eigenstrombedarf wird auf der Biogasanlage nicht separat erfasst. Zur Berechnung wurde dieser mit 8 % bezogen auf die Bruttostromproduktion veranschlagt. Hieraus resultieren relativ konstante jährliche Nettostrommengen von ca. 4.000.000 kWh, mit Ausnahme des Jahres 2011. Auch der Eigenwärmebedarf des Prozesses wurde rechnerisch ermittelt. Er beträgt durchschnittlich 35 % der produzierten Bruttowärmemenge. Der hohe Eigenwärmebedarf ist maßgeblich auf den hohen Einsatz von Gülle zurückzuführen, der zwischen 89 % (2010) und rund 84 % (2013) bezogen auf den gesamten Substrateinsatz beträgt.

Die tatsächlich genutzte Wärmemenge steigt durch die Installation einer Holz Trocknung im Jahr 2013 um rund 25 % verglichen mit 2010. Die externe genutzte Wärmemenge steigt somit auf ca. 50 % der bereitgestellten Nettowärmemenge.

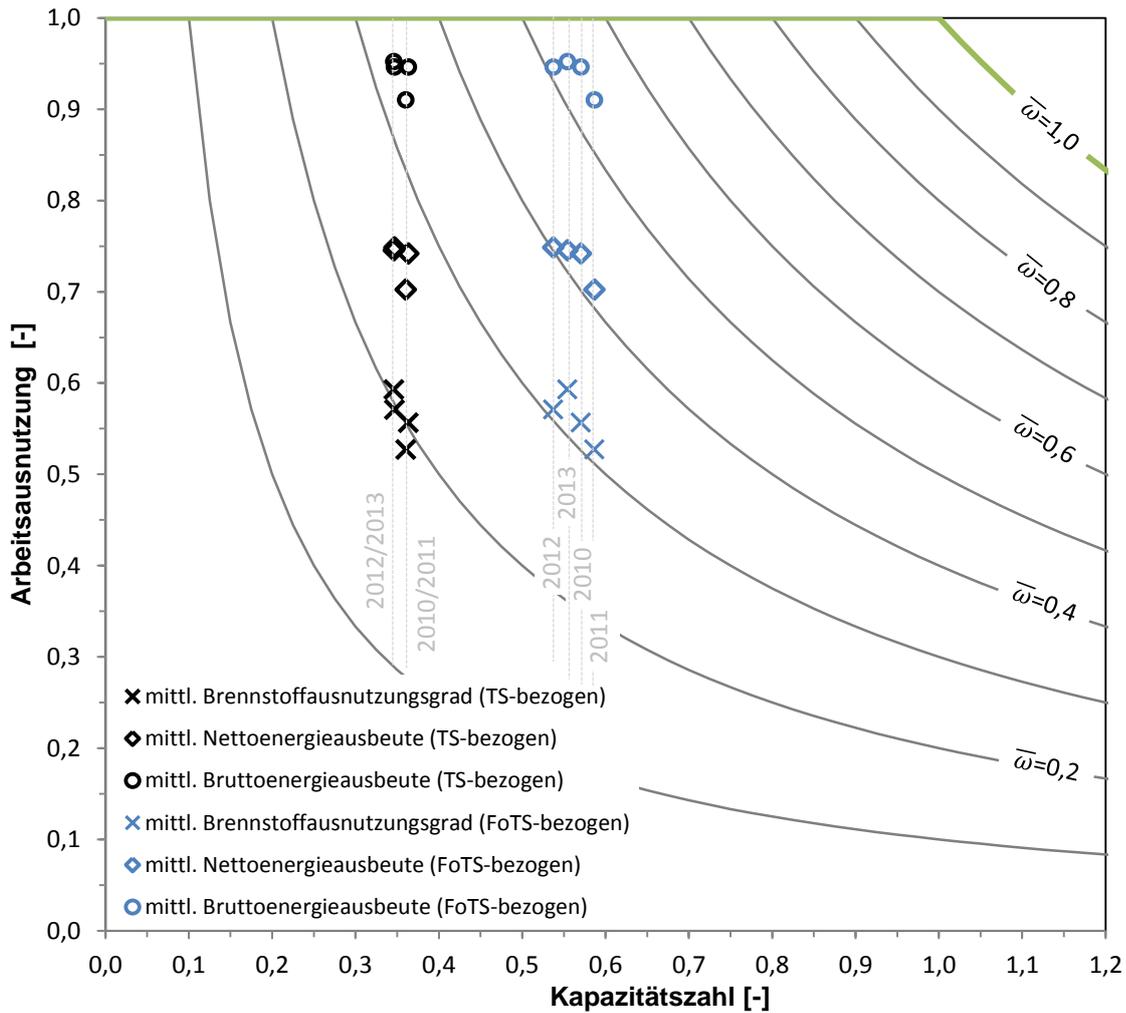


Abbildung 22: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 06 für die Betriebsjahre 2010-2013

Die TS-bezogene Kapazitätzahl ist in allen Betriebsjahren ähnlich und bewegt sich für landwirtschaftliche Biogasanlagen mit hohem Gülleeinsatz in einem üblichen Bereich. Brutto- und Nettoarbeitsausnutzung sind durch den konstanten Betrieb der Anlage nahezu deckungsgleich (ausgenommen 2011). Die leichte Erhöhung der Arbeitsausnutzung auf Nutzenergieebene spiegelt den Ausbau der Wärmenutzung wider. Der TS-bezogene mittlere Brennstoffausnutzungsgrad bleibt vom Ausbau der Wärmenutzung nahezu unberührt. Durch die leichte Verringerung der Kapazitätzahl aufgrund der Änderung der Zusammensetzung des Einsatzstoffgemisches und der damit einhergehenden Steigerung der zugeführten Substratenergie bei zeitgleich unveränderter Energieausbeute, bewegt er sich nahezu unverändert bei 0,202 (2010) bzw. 0,205 (2013).

Ein ähnliches Bild zeichnet die FoTS-bezogene Bilanzierung. Der Bezug auf den tatsächlich fermentierbaren Anteil der zugeführten Organik bewirkt ein Steigen der Kapazitätzahlen der betrachteten Jahre auf Werte zwischen 0,537 (2012) und 0,587 (2011). Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad erzielt im Jahresvergleich im Jahr 2013 mit 0,329 den höchsten Wert. Er liegt allerdings nur geringfügig über dem heranzuziehenden Vorläuferjahr 2010.

Die Erhöhung des Fermentationsvolumens sowie die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers sollen zu einer Erhöhung der Biogasausbeute dienen. Hierdurch könnte die Energieproduktion (Strom, Wärme) erhöht werden. Da das BHKW bereits an seiner Kapazitätsgrenze arbeitet, bleibt eine Reduzierung der zugeführten Substratmenge, da Verweilzeiteffekte und neu gefasste Restgasmengen energetisch nutzbar sind. Diese Effekte konnten anhand der energetischen Bilanzierung nicht aufgezeigt werden. Die Substratleistung erhöhte sich sogar, was nach Angaben des Betreibers notwendig war, um das BHKW auszulasten. Die dem BHKW zuzuführende Feuerungswärmeleistung kann über Division der elektrischen Nennleistung durch einen unterstellten elektrischen Wirkungsgrad von 38 % berechnet werden. Hebt man die Feuerungswärmeleistung auf Brennwertniveau, so bezieht das BHKW unter Vollast eine Leistung von 1.522 kW. Verglichen mit der FoTS-bezogenen Substratleistung der bilanzierten Jahre ist zu erkennen, dass rund 25 % mehr Energie je Stunde der Vergärungsstufe zugeführt wird als die Gasverwertung beziehen könnte. Somit ist zu vermuten, dass im Gärprozess, trotz der Erweiterung des effektiven Gärvolumens, relevante Gaspotentiale biochemisch nicht gebildet werden oder Mängel in der technischen Gasfassung bestehen. Ob dies im zweiten Fall unentdeckte Leckagen sind oder es über die Art und Weise der Betriebsführung beispielsweise zum häufigen Ansprechen der Überdrucksicherung kommt, müsste durch eine sich der energetischen Bilanzierung anschließende Ursachenforschung untersucht werden.

Abschließend kann festgehalten werden, dass alle durchgeführten Repoweringmaßnahmen ohne Betriebsunterbrechung durchgeführt wurden. Der energetische Erfolg lässt sich aber nur anhand des Ausbaus der Wärmenutzung nachweisen. Die Erhöhung der Effizienz des biologischen Prozesses durch eine Erhöhung der Verweilzeit ist nicht erkennbar. Dies war in der Form nicht zu erwarten und deutet auf weiterführende Probleme der Biologie, der technischen Gasfassung oder in der Betriebsweise der Anlage hin.

3.2.7 Biogasanlage 07

Die Biogasanlage 07 wurde im Dezember 2010 in Betrieb genommen und läuft seit Juni 2011 im Vollastbetrieb. Die Anlage ist nicht direkt an einen landwirtschaftlichen Betrieb angegliedert. Die Biogasproduktion erfolgt in zwei in Reihe geschalteten Fermentern (mit Nassfermentation bei ca. 42 °C) und einem Nachgärer. Die Substratzufuhr erfolgt über eine Vorgrube und Rachtentrichterpumpe zur Zudosierung von Feststoffen. Die Konversion des Biogases erfolgt in einem BHKW mit Gas-Otto-Motor und einer elektrischen Nennleistung von 380 kW. Die eingesetzten Substrate umfassen Rindergülle, Rindermist, Maissilage, Grassilage, Ganzpflanzensilage, Kartoffeln sowie Getreideschrot in unterschiedlichen Mengenverhältnissen im zeitlichen Verlauf der Betrachtung. Als Repoweringmaßnahmen wurden ein Ausbau der Wärmenutzung sowie eine Änderung der Substrate angegeben.

Historie der Repoweringmaßnahmen

12/2010	Inbetriebnahme BHKW
06/2011	Erstmaliges Erreichen der geplanten Vollast des BHKW
11/2011	Errichtung eines Nahwärmenetzes
08/2012	Erweiterung des Nahwärmenetzes, Anschluss weiterer Wärmeabnehmer

2013 Reduzierung der Einsatzstoffmenge um insgesamt 12 % im Vergleich zu 2012

2014 Reduzierung der Einsatzstoffmenge um insgesamt 36 % im Vergleich zu 2012

In Tabelle 19 sind Beweggründe und Erfolgseinschätzungen des Betreibers dargestellt. Die Angaben stammen aus der Betreiberbefragung und spiegeln unverändert die Angaben des Betreibers.

Tabelle 19: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 07

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Ausbau Wärmenutzung (2011, 2012)	Reduzierung des Arbeitsaufwandes	verbesserte Wirtschaftlichkeit und Effizienz
Substratänderung (2012, 2013)	<ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung hoher Substratbereitstellungskosten • Erzielung höheren Gasertrages durch verbesserte Substratausnutzung • Steigerung der Akzeptanz vor Ort 	verbesserte Wirtschaftlichkeit

Das Jahr 2011 steht mit dem verzögert erreichten Volllastbetrieb und der Errichtung des Nahwärmenetzes noch im Zeichen des Anfahrbetriebes. Daher wird sich in den nachfolgenden Betrachtungen auf die Jahre 2012 bis 2014 beschränkt.

Das Substratmanagement unterlag größeren Veränderungen innerhalb des Betrachtungszeitraumes. Die Anpassungen erfolgten innerhalb der Jahresverläufe, mit dem Ergebnis, dass 2014 nur noch 64 %

der in 2012 eingesetzten Substratmenge eingesetzt wurden.

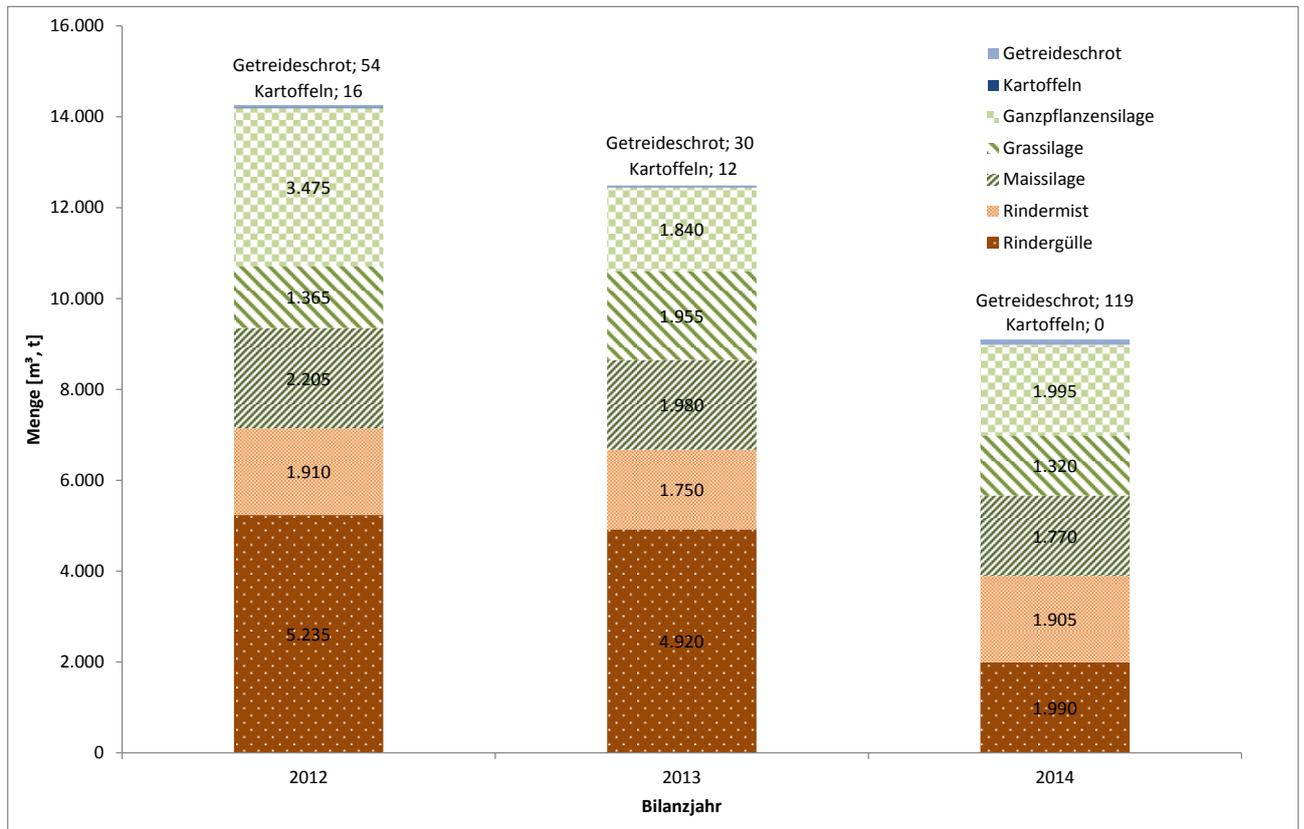


Abbildung 23 zeigt, dass die maßgeblichen Mengenreduzierungen von 2012 zu 2014 bei Rindergülle (-62 %), Maissilage (-20 %) und Ganzpflanzensilage (-43 %) erfolgten.

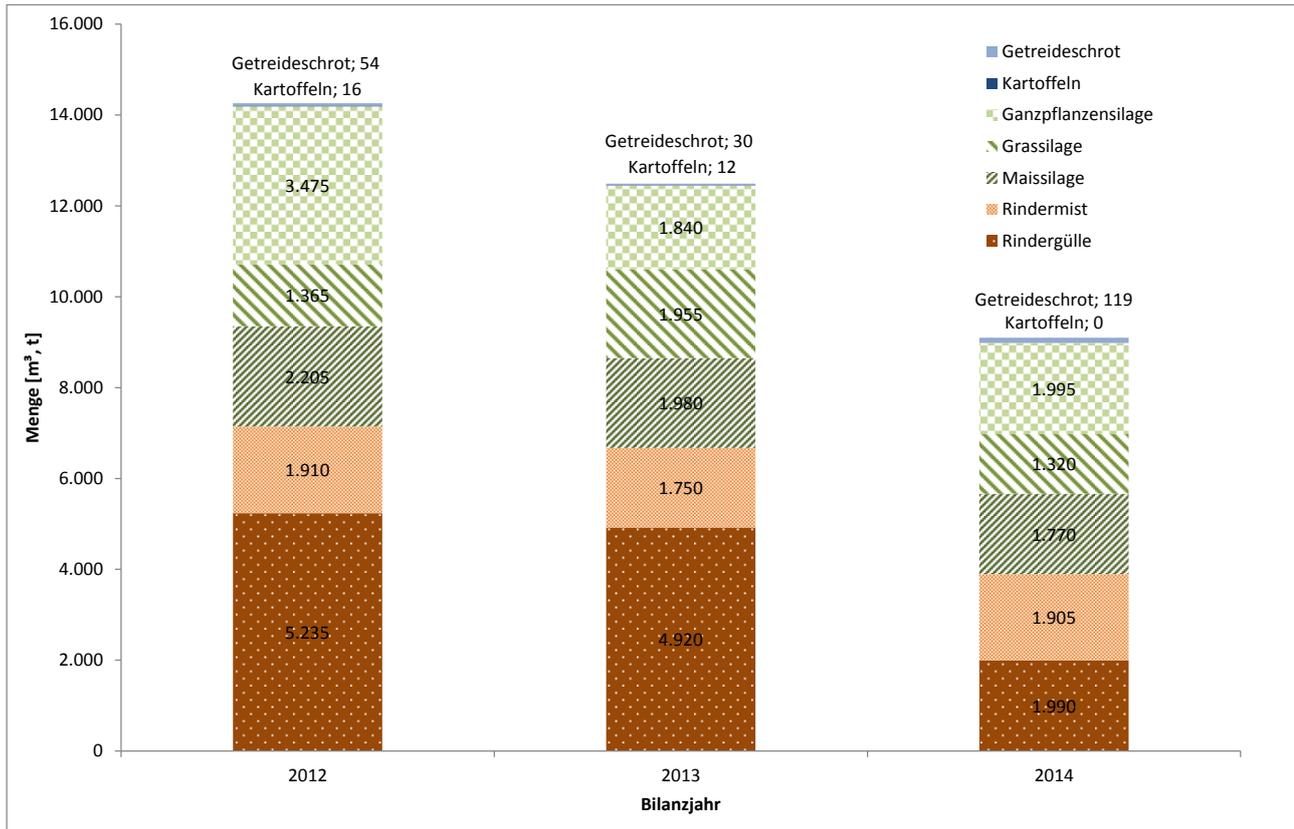


Abbildung 23: Einsatzstoffmengen der Jahre 2012-2014 der BGA 07

Die verringerte Einsatzstoffmenge bringt eine Verringerung der zugeführten Substrateleistung mit sich. Im Jahr 2014 werden nur noch 953 kW (FoTS-bezogen) stündlich zugeführt (vgl. Tabelle 20). Bei einem unterstellten elektrischen Wirkungsgrad des BHKW von 40 % benötigt das BHKW eine brennwertbezogene Feuerungswärmeleistung von 1045 kW. Anhand von Gasertragsrichtwerten ([19], [20]) lässt sich bei vollständigem Umsatz der Organik nur ein Brennwert bezogener Biogas-Energieertrag von 902 kW errechnen. Die über den Brennwert des Substratmixes berechnete Energiezufuhr liegt somit rund 51 kW über dem möglichen Energieertrag, ermittelt anhand der Gasertragsrichtwerte. Beide Energiemengen liegen aber deutlich unter der vom BHKW benötigten Feuerungswärmeleistung zur Aufrechterhaltung des Vollastbetriebes. Dies gilt auch für das Jahr 2013. Nur 2012 wird über die Substratzufuhr potentiell mehr Energie zur Verfügung gestellt als das BHKW zum Vollastbetrieb benötigen würde. Geht man davon aus, dass die Substratmengen korrekt erfasst wurden, bedeutet dies in Bezug zu der zugeführten und den installierten Leistungen, dass 2012 eine Überfütterung der Anlage erfolgte, 2013 und insbesondere 2014 eine Unterfütterung der Biogasanlage zu verzeichnen ist. Die produzierten Energiemengen hingegen sind nicht unplausibel, geht man davon aus, dass sich der elektrische Wirkungsgrad oberhalb von 40 % bewegt und ein nahezu unterbrechungsfreier Betrieb des BHKW gewährleistet wurde. Diese Annahme setzt auch voraus, dass der vergärbare Anteil der Organik nahezu vollständig umgesetzt wurde. In einem Gespräch mit dem Anlagenbetreiber konnte für die aufgezeigte Diskrepanz keine Erklärung gefunden werden. Tabelle 20 zeigt die energetischen Eingangswerte und Ergebnisse der bilanzierten Jahre in der Übersicht.

Tabelle 20: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 07

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2012	2013	2014
P_N [kW]	380	380	380
\dot{Q}_N [kW]	460	460	460
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	2.048 / 1.280	1.612 / 1.031	1.454 / 953
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	7.145	6.670	3.895
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	7.115	5.817	5.204
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	7.378.560	7.358.400	7.358.400
$W_{el,brutto}$ [kWh]	3.072.853	3.066.809	3.035.693
$W_{el,netto}$ [kWh]	2.827.025	2.821.464	2.792.838
Q_{brutto} [kWh]	3.719.769	3.712.453	3.674.786
Q_{netto} [kWh]	2.823.158	2.866.368	2.961.275
Q_{nutz} [kWh]	631.841	797.067	719.800
Bruttoenergieausbeute			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,41 / 0,66	0,52 / 0,81	0,58 / 0,88
$n_{A,brutto}$ [-]	0,92	0,92	0,91
$\bar{\omega}_{brutto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,377 / 0,604	0,480 / 0,751	0,527 / 0,804
Nettoenergieausbeute			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,41 / 0,66	0,52 / 0,81	0,58 / 0,88
$n_{A,netto}$ [-]	0,77	0,77	0,78
$\bar{\omega}_{netto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,314 / 0,502	0,403 / 0,630	0,452 / 0,689
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad			
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,41 / 0,66	0,52 / 0,81	0,58 / 0,88
n_A [-]	0,47	0,49	0,48
$\bar{\omega}_{BGA}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,192 / 0,308	0,256 / 0,401	0,276 / 0,421

Die produzierten Strom- und Wärmemengen bleiben über den Betrachtungszeitraum relativ konstant. Die verfügbare Nettowärmemenge steigt leicht von 2,82 Mio. kWh auf 2,96 Mio. kWh an. Ungeachtet differierender Klimabedingungen der einzelnen Jahre, kann dieser Anstieg auf die verminderte Einsatzstoffmenge zurückgeführt werden, die zu einer Ersparnis notwendiger Wärmemengen zur Aufheizung der Substrate führt. Die tatsächlich abgesetzte Nutzenergie bleibt hiervon unberührt, da sich die genutzte Nettowärmemenge im Vergleich zu 2012 nur geringfügig erhöht. Die gleichmäßige Energieproduktion und der nahezu unveränderte Wärmeabsatz werden in Abbildung 24 durch die vergleichbare Arbeitsausnutzung über die betrachteten Jahre hinweg verdeutlicht. Einzig die Kapazitätzahl bewegt sich auffällig und horizontal vom Koordinatenursprung weg, da das Verhältnis der installierten Leistungen zur zugeführten Substrateleistung steigt. Die Verringerung einer überhöhten Substratzufuhr im Jahr 2012 bewirkt eine Effizienzsteigerung der Anlage. Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad steigt von 0,308 (2012) auf 0,421 (2014) um rund 40 %.

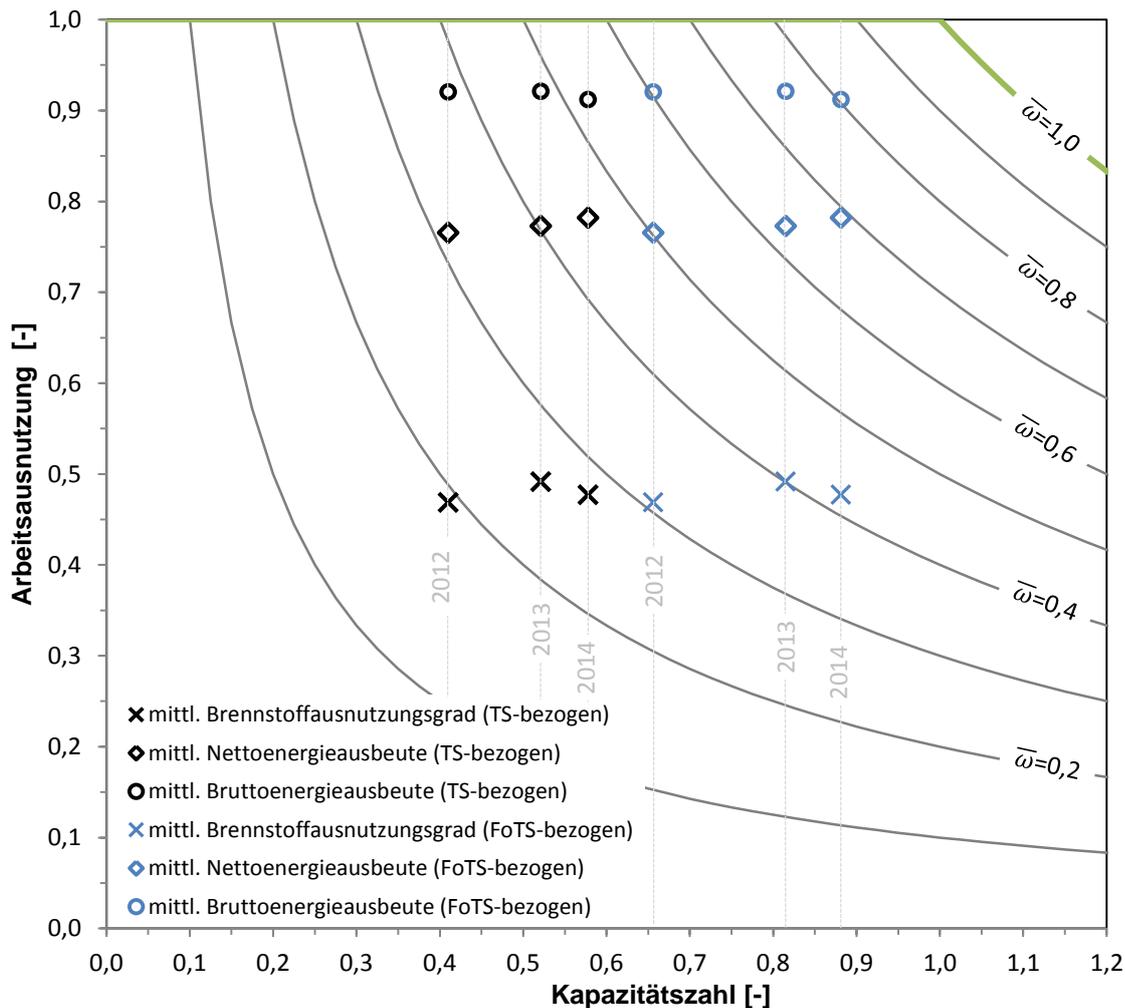


Abbildung 24: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 07 für die Betriebsjahre 2012-2014

3.2.8 Biogasanlage 08

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage wurde bereits 2007 mit einer elektrischen Nennleistung von 526 kW mittels Vor-Ort-BHKW (Gas-Otto-Motor) in Betrieb genommen. Die Anlage verfügte vor dem Umbau über ein mesophil betriebenes Ring-in-Ring-System mit Fermenter (2.500 m³), Nachgärer (1.800 m³) sowie Gärrestlager (4.000 m³). Im Jahr 2010 wurde sie zu einer Biomethaneinspeiseanlage erweitert. Die Umbaumaßnahmen umfassten eine Verdopplung des Fermenter- und Gärrestlagervolumens sowie eine Umstellung von mesophiler auf thermophile Betriebsweise.

Nach der Anlagenerweiterung werden jährlich rund 15.000 t NawaRo (u.a. Mais- und Grassilage) in zwei parallel und thermophil betriebenen Gärstrecken zur Biogasproduktion (500 m³_{i,N}/h) eingesetzt. Die Substrateinbringung erfolgt über zwei Dosierbehälter (je 40 m³) und einer Biomixstation. Zur Beheizung des Fermentationsprozesses wird Deponiegas von der benachbarten Deponie genutzt. Die Aufbereitung

des produzierten Biogases zu Biomethan erfolgt über eine drucklose Aminwäsche. Das erzeugte Biomethan von jährlich rund 2,1 Mio. m³_{i.N.} wird nach einer Brennwertanpassung mittels Propangas in eine ca. 2 km entfernte Erdgasleitung (H-Gas-Netz) eingespeist. Der Vertrieb des Biomethans erfolgt über einen überregionalen Gasanbieter.

Historie der Repoweringmaßnahmen

2007	Inbetriebnahme als NawaRo-Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung (elektrische Nennleistung 526 kW)
05/2010	Erweiterung der Anlage durch Verdopplung von Fermenter- und Nachgärvolumen
2010 - 2011	Allmähliche Steigerung der Einsatzstoffmenge
2010	Umstellung von mesophiler auf thermophile Betriebsweise
08/2010	Neubau Gärrestseparation und Trocknungsanlage
10/2010	Neubau der Biogasaufbereitungsanlage (Verfahren: drucklose Aminwäsche), Verdichterstation und Gaseinspeiseleistung

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in nachfolgend dargestellten Maßnahmen sowie angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen eines Betreiberinterviews erhoben. Eine Vorgabe was Repowering darstellt und welche Bewertungsmaßstäbe erhoben werden können, erfolgte nicht. Oben gelistete Maßnahmen, zu denen keine Angaben zur Motivation und Erfolgseinschätzung getätigt wurden, sind nicht in der nachfolgenden Tabelle 21 enthalten.

Tabelle 21: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Erweiterung des Gärvolumens (2010)	Steigerung der Energieproduktion	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage
Umbau auf Biomethanproduktion (2010)	Reduzierung betrieblicher Aufwand durch Vor-Ort-BHKW; Fehlender Absatz der Vor-Ort produzierten Wärme	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserte Wirtschaftlichkeit • ohne Auswirkung auf Verringerung von Emissionen • Erhöhte Effizienz der Anlage

Klares Ziel ist die Leistungssteigerung der Anlage durch einen erhöhten Substratdurchsatz mit der Realisierung einer Biogasaufbereitung zur Herstellung und Einspeisung von Biomethan. Hierfür wurde gezielt das Gärvolumen vergrößert. Die Änderung der Betriebsweise von mesophil (ca. 40 °C) auf thermophil (ca. 50 C) erfolgte aufgrund sich einstellender hoher Fermentationstemperaturen. Sie ist als Reaktion auf sich einstellende Betriebsbedingungen und nicht als geplantes Repowering zu betrachten.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2008 bis 2012. Die in Tabelle 22 ausgewiesene Substrateleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenebene. Für die Jahre 2010 bis 2012 wurde ein fiktives BHKW zur Nutzung der Biomethanmengen unterstellt, da keine Angaben zur tatsächlichen Nutzung des Biomethans auf Ausspeiseseite vorlagen. Elektrische und thermische Nennleistung beruhen auf der stündlichen Einspeisekapazität von $250 \text{ m}^3_{\text{i.N.}}$ mit einem unterstellten Brennwert von $11,06 \text{ kWh/m}^3$ und Wirkungsgraden des BHKW von 40 bzw. 45 % (heizwertbezogene Wirkungsgrade) der zugeführten Brennstoffleistung. Dem fiktiven BHKW wurde ein Eigenstromverbrauch von 2,5 % zugeordnet. Das Vor-Ort-BHKW bleibt auch in den Jahren 2010-2012 bestehen wird aber bei der Berechnung der Kapazitätzahl ausgeklammert, da es nur für die Notversorgung und nicht für den regulären Betrieb vorgesehen war. Ebenso bleibt die bereits zum Jahresende 2009 verfügbare Einspeiseleistung der Biomethanaufbereitungsanlage unberücksichtigt, da sich diese im Testbetrieb zur Inbetriebnahme befand. Bilanziell wurde die Umstellung der Vor-Ort-Verstromung auf Biomethaneinspeisung zum Jahreswechsel 2009/2010 angesetzt.

Tabelle 22: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 08

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4	Betriebsjahr 5
	2008 (VOV)	2009 (VOV)	2010 (Biomethan)	2011 (Biomethan)	2012 (Biomethan)
P_N [kW]	526	526	1.006	1.006	1.006
\dot{Q}_N [kW]	550	550	1.131	1.131	1.131
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	1.639/ 1.159	1.519/ 1.145	2.205/ 1.683	2.867/ 2.161	2.860/ 2.174
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	8.469	7986	12.408	15.387	15.245
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	120	0	0	307	305
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	9.258.336	9.233.040	18.718.229	18.718.229	18.769.511
$W_{el,brutto}$ [kWh]	4.026.428	3.967.575	5.757.268	6.406.361	6.627.697
$W_{el,netto}$ [kWh]	3.591.240	3.414.374	4.994.466	5.393.389	5.498.024
Q_{brutto} [kWh]	4.041.738	4.037.330	6.446.867	7.178.883	7.456.159
Q_{netto} [kWh]	3.391.738	3.261.205	4.256.418	4.802.817	4.952.978
Q_{nutz} [kWh]	650.370	1.085.978	4.250.862	4.801.930	4.952.978
Bruttoenergieausbeute					
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,64 / 0,91	0,69 / 0,92	0,97 / 1,27	0,75 / 0,99	0,75 / 0,98
$n_{A,brutto}$ [-]	0,87	0,87	0,65	0,73	0,75
$\bar{\omega}_{brutto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,561 / 0,793	0,602 / 0,798	0,632 / 0,828	0,541 / 0,718	0,561 / 0,737

Fortführung Tabelle 22: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 08

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4	Betriebsjahr 5
	2008 (VOV)	2009 (VOV)	2010 (Biomethan)	2011 (Biomethan)	2012 (Biomethan)
Nettoenergieausbeute					
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,64 / 0,91	0,69 / 0,92	0,97 / 1,27	0,75 / 0,99	0,75 / 0,98
$n_{A,netto} [-]$	0,75	0,72	0,49	0,54	0,56
$\bar{\omega}_{netto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,485 / 0,686	0,502 / 0,666	0,479 / 0,628	0,406 / 0,539	0,416 / 0,547
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad					
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,64 / 0,91	0,69 / 0,92	0,97 / 1,27	0,75 / 0,99	0,75 / 0,98
$n_A [-]$	0,46	0,49	0,49	0,54	0,56
$\bar{\omega}_{BGA} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}) [-]$	0,295 / 0,417	0,338 / 0,449	0,479 / 0,627	0,406 / 0,539	0,416 / 0,547

Zur Darstellung der Auswirkungen des Repowering werden die Jahre 2008 und 2012 herangezogen. Die zugeführte Substratleistung (TS-bezogen) wurde um 75 %, die FoTS-basierte um 88 % erhöht. Die angestrebte Verdopplung des Substrateinsatzes wurde mengen- und energiebezogen im Jahr 2012 nicht erreicht. Der unterschiedliche Anstieg der TS- und FoTS-bezogenen Substratleistungen kann durch eine Änderung der Einsatzstoffzusammensetzung und deren Anteile fermentierbarer organischer Substanz erklärt werden.

Mit dem Ansatz des fiktiven BHKW auf Ausspeiseseite wurde dem Ziel des Betreibers zur Verdopplung der Anlagenleistung gefolgt. Die Nennleistungen wurden in etwa verdoppelt. Der differierende Anstieg der zugeführten Substratenergie und installierten Nennleistungen der Gasverwertung führt zu einem Anstieg der Kapazitätswerte um 16 % TS-bezogen bzw. um 8 % FoTS-bezogen. Bei einer weiteren Steigerung der zugeführten Substratleistung auf das Doppelte in Bezug zu 2008 würde die Kapazitätswert den Wert des Jahres 2008 wieder erreichen.

Die produzierten Bruttoenergiemengen beider Vergleichsjahre (Summe aus Strom und Wärme) stiegen um 75 %. Allerdings sank Bruttoarbeitsausnutzung von 0,87 bis auf 0,75, was zur Verringerung der FoTS-bezogenen Bruttoenergieausbeute führte. Diese konnte zwar von 2011 zu 2012 gesteigert werden, erreicht jedoch nicht das Niveau von 2008.

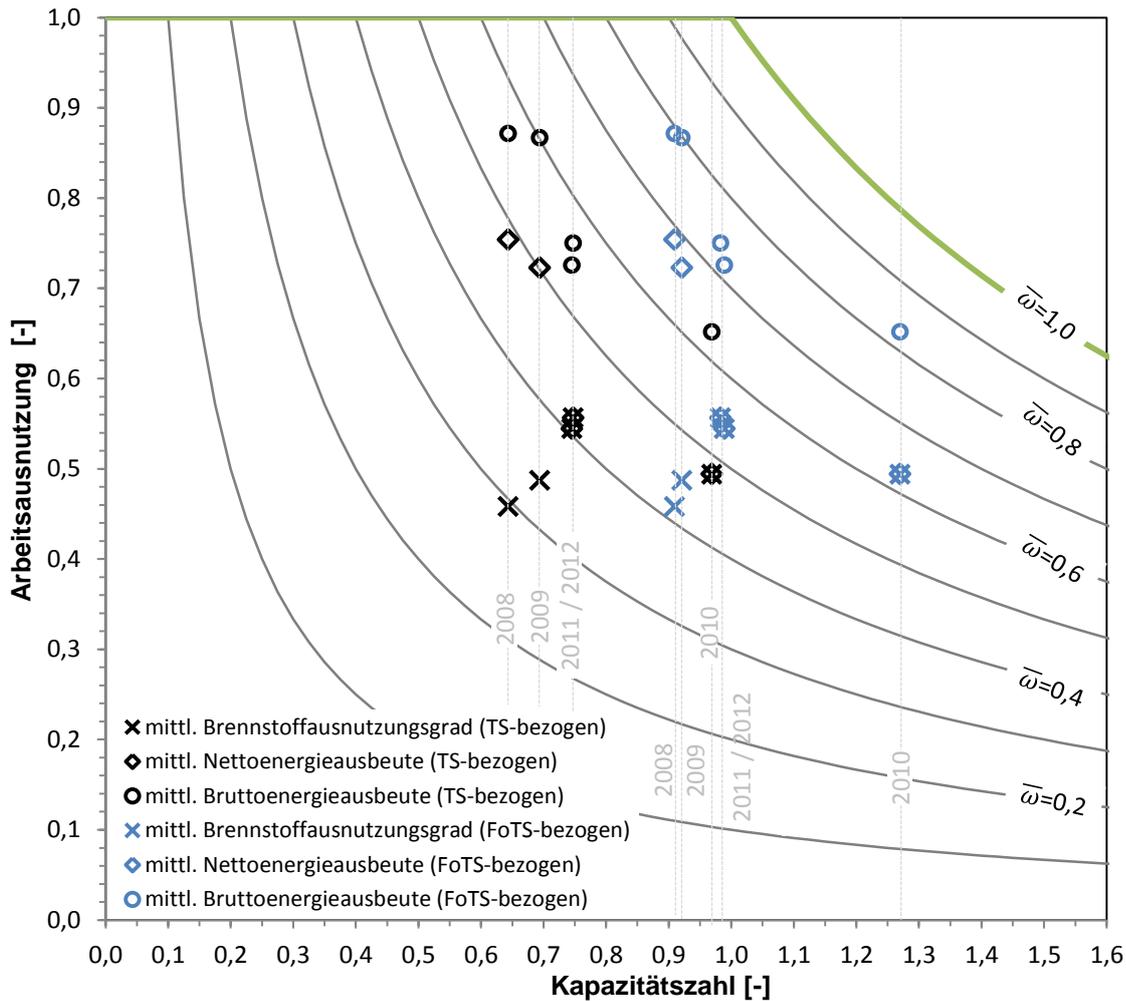


Abbildung 25: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 08 für die Betriebsjahre 2008-2012

Durch die sinkende Bruttoenergieausbeute und den stark gestiegenen Eigenenergiebedarf der Anlage aufgrund des Zubaus der Biomethaneinspeiseanlage sinkt die FoTS-bezogene Nettoenergieausbeute der Biogasanlage deutlich um 20 %. Somit ist auf Seiten der Brutto- und Nettoenergieerzeugung eine Verringerung der energetischen Effizienz festzuhalten. Der Brennstoffausnutzungsgrad auf Nutzenergieebene erhöht sich aufgrund der unterstellten 100 %-igen Wärmenutzung um 41 % / 31 % (TS-/FoTS-bezogen). Die gesamte Nettoenergieproduktion wird einer Nutzung zugeführt, Nettoenergieausbeute und Brennstoffausnutzungsgrad nehmen gleiche Werte an. Der Umbau der Vor-Ort-Verstromung hin zur Biomethaneinspeisung hat insgesamt zu einer Effizienzsteigerung der Biogasanlage beigetragen. Dies beruht maßgeblich auf der vollständigen Nutzung des eingespeisten Biomethans. Die Verringerung der Bruttoenergieausbeute hingegen ist kritisch zu sehen. Zur differenzierten Betrachtung der Ursachen müssen ergänzende Betrachtungen durchgeführt werden. Es ist keine Aussage möglich, in wie fern die Durchsatzsteigerung bei zeitgleicher Verdopplung des Fermentationsvolumens oder die Umstellung auf Biomethaneinspeisung zur Verringerung der Bruttoenergieausbeute beigetragen haben. Das Ziel des Betreibers zur Steigerung der Effizienz der Anlage wurde zumindest auf Nutzenergieebene erreicht.

3.2.9 Biogasanlage 09

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage wurde 2011 in Betrieb genommen und ist die jüngste der hier betrachteten Anlagen. Sie ist nicht direkt an einen landwirtschaftlichen Betrieb angeschlossen, wird aber von zwei umliegenden Betrieben mit Rinder- und Schweinegülle beliefert. Hinzu kommen feste Substratfraktionen in Form von Maissilage und Hähnchenfestmist. Des Weiteren werden Hilfsstoffe (Mikronährstoffe) und weitere geringfügige Feststofffraktionen wie Kartoffeln, CCM und Zuckerrüben eingesetzt. Die mesophil betriebene Nassfermentationsanlage baut sich aus folgenden Komponenten zusammen: Gülleanmischgrube und Lagerhalle für Hähnchenfestmist, Haupt- und Nachgärbehälter mit Festdächern sowie Gärrestlager mit Doppelmembrantragluftgasspeicherdach. Die Gärbehälter sind jeweils mit Tauchmotorrührwerken ausgestattet. Die Feststoffeinspeisung erfolgt direkt in den Hauptfermenter über eine Stopfschnecke aus einem Vorlagebehälter. Eine zentral angeordnete Pumpe dient zum Transport der Gärsubstrate zwischen den Behältern. Nach der Separation wird der flüssige Gärrest in das Gärrestlager gespeist und der feste Anteil auf der Siloplatte gelagert. Die Haupt- und Nachgärbehälter sind jeweils mit einer inneren Ringheizung ausgestattet. Die Konversion des Biogases erfolgt in einem Vor-Ort-BHKW und einem Satelliten-BHKW mit jeweils 250 kW elektrischer Nennleistung.

Historie der Repoweringmaßnahmen

08/2011	Inbetriebnahme BHKW
10/2011	Erstmaliges Erreichen der geplanten Volllast des BHKW
2013	Ausbau der Wärmenutzung
2013	Einbindung eines Separators vor GRL zur Reduzierung von faserreichen Stoffen im GRL

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in Tabelle 23 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen der Betreiberbefragung (Kapitel 3.1) ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 23: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 09

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Ausbau Wärmenutzung (2013)	<ul style="list-style-type: none"> • Wirkungsgrad- und Akzeptanzsteigerung sowie • Erschließung neuer Absatzmöglichkeiten zur Steigerung der Energieausbeute 	Verbesserte Wirtschaftlichkeit
Substrataufbereitung resp. Substrat-aufschlussverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Probleme mit faserreichem Gärsubstrat und Reduzierung der Gärrestlagerkapazität • Verwertungsschwierigkeiten • techn. Anpassung zur Verwertung schwieriger Substrate 	k.A.

Das Ziel der Maßnahmen ist eine Steigerung der Wärmenutzung sowie die Verbesserung des Anlagenbetriebes durch Vermeidung von Sinkschichtbildung im Gärrestlager. Zu diesem Zweck wurde einerseits ein Satelliten-BHKW umgebaut, um eine externe Wärmesenke zu erschließen. Andererseits wurde eine Separation vor das Gärrestlager geschaltet, um den faserhaltigen Feststoffanteil nicht in das Lager zu speisen. Die Maßnahmen erfolgten 2013 im Rahmen eines Anlagenumbaus.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2012 bis 2014. Hierbei stellen 2012 und 2014 die Jahre vor und nach den betrachteten Umbaumaßnahmen dar. Die in Tabelle 24 ausgewiesene Substratleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene.

Tabelle 24: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 09

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2012	2013	2014
P_N [kW]	500	500	500
\dot{Q}_N [kW]	530	530	530
$P_{Sub,TS} / P_{Sub,FoTS}$ [kW]	1.851 / 1.275	1.952 / 1.341	2.006 / 1.379
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	7.803	7.738	8.140
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	3.983	4.712	5.400
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	9.022.800	9.022.800	9.022.800
$W_{el,brutto}$ [kWh]	4.129.602	4.202.892	4.213.610
$W_{el,netto}$ [kWh]	3.763.273	3.874.905	3.911.640

Fortführung Tabelle 24: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 09

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3
	2012	2013	2014
Q_{brutto} [kWh]	4.377.378	4.455.066	4.466.427
Q_{netto} [kWh]	3.813.064	3.866.215	3.855.507
Q_{nutz} [kWh]	1.903.300	2.006.669	1.974.412
Bruttoenergieausbeute			
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,556 / 0,808	0,528 / 0,768	0,514 / 0,747
$n_{A,brutto}$ [-]	0,940	0,960	0,962
$\bar{\omega}_{brutto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,523 / 0,760	0,506 / 0,737	0,494 / 0,718
Nettoenergieausbeute			
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,556 / 0,808	0,528 / 0,768	0,514 / 0,747
$n_{A,netto}$ [-]	0,837	0,858	0,861
$\bar{\omega}_{netto} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,466 / 0,677	0,453 / 0,659	0,442 / 0,643
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad			
$K (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,556 / 0,808	0,528 / 0,768	0,514 / 0,747
n_A [-]	0,626	0,652	0,652
$\bar{\omega}_{BGA} (P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,349 / 0,506	0,344 / 0,501	0,335 / 0,487

Die Repoweringmaßnahmen fanden in dem Jahr 2013 statt. Somit wird der Zeitraum zwischen 2012 und 2014 zur Darstellung der Repowering-Auswirkung betrachtet. Der Durchsatz an Substrat steigert sich stetig in Hinblick auf die exkrementhaltigen Fraktionen um ca. 36 %. Der Anteil der NawaRo-Fraktionen nimmt mit $8.140 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$ für 2014 vergleichsweise schwach um 4,3 % zu. Die zugeführte Substratleistung bezogen auf den TS-Gehalt von 1.851 kW wird nach den Umbaumaßnahmen auf 2.006 kW resp. um 8,4 % gesteigert. Bei dem fermentierbaren Anteil (FoTS) erfolgt eine Steigerung der Substratleistung um 8,2 %.

Betrachtet man die produzierte Bruttostrommenge der Jahre 2012 und 2014, so unterliegt diese einer geringen Steigerung von 2 %. Die Bruttowärmemenge erhöht sich analog um 2 %. Die Steigerung der zugeführten FoTS-bezogenen Substratleistung entspricht einem höheren Anteil mit ca. 8 %. Der leichte Anstieg der zugeführten Substratleistung und die konstant bleibenden installierten Nennleistungen der Gasverwertung führen zu einem Absinken der Kapazitätzahl im Jahr 2014 um -7,6 % gegenüber 2012. In allen betrachteten Jahren lag die Bruttoarbeitsausnutzung relativ konstant bei 0,94 - 0,96, was einen sehr hohen Wert darstellt und für eine sehr gute Verfügbarkeit des BHKW und der Gasproduktion spricht

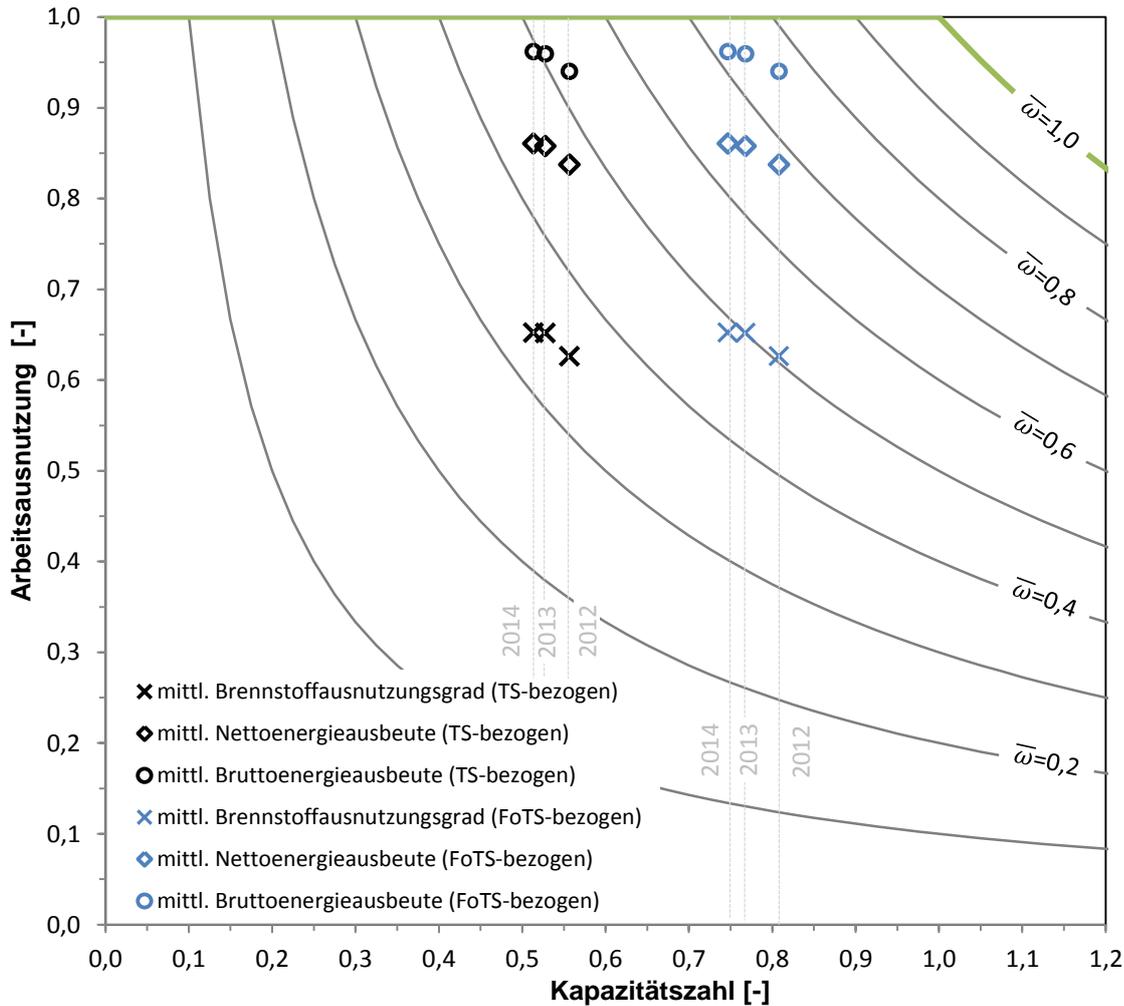


Abbildung 26: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 09 für die Betriebsjahre 2012-2014

Der TS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad auf Nutzenergieebene, in Abbildung 26 schwarz markiert, beträgt 34,9 % (2012) und fällt leicht auf 33,5 % (2014). Dies liegt maßgeblich an der Steigerung der Änderung des Leistungsverhältnisses Output/Input (Kapazitätzahl). Klammert man den Substrateinfluss durch den Bezug auf die FoTS-bezogene Substrateleistung aus, fällt der Brennstoffausnutzungsgrad um ca. 2 % von 50,6 % (2012) auf 48,7 % (2014). Der Ausbau der Wärmenutzung ist über den Anstieg der Arbeitsausnutzung auf Nutzenergieebene zu erkennen. Die Steigerung liegt bei ca. 4 %. Würde die gesamte zur Verfügung stehende Nettowärmemenge genutzt, stiege der Brennstoffausnutzungsgrad auf 44,2 % TS-bezogen, bzw. auf 64,3 % bei FoTS-Bezug.

Der Umbau des Wärmenetzes und der Einsatz des Satelliten-BHKW haben bzgl. der Akzeptanz in der Bevölkerung einen Erfolg gebracht, aber auf energetischer Seite nur eine geringe Steigerung erzielt. Aufgrund des stärkeren Anstiegs der zugeführten Substrateenergie im Vergleich zur Bruttoenergieausbeute sinken aber Bruttoenergieausbeute und Nettoenergieausbeute, trotz eines geringfügig niedrigeren Eigenenergiebedarfes. Kaum zu erkennen ist der Einfluss der Separation des Gärrestes auf den Biogasproduktionsprozess. Hier ist keine eindeutige Effizienzsteigerung durch die Umbaumaßnahme nachweisbar. Zur weiteren Analyse von Auswirkungen der Repoweringmaßnahmen wäre eine detaillierte Betrachtung zur Aufteilung der einzelnen Bereiche, wie Biogasbildung, Biogasführung und Konversion erforderlich. Insbesondere die Änderung des Eigenstrombedarfes durch

die Integration der Separation wäre ausführlicher zu betrachten. Diese hat aber eine größere Bedeutung für die Handhabung der Biogasanlage und deren Gärrest als für die Optimierung der Energieeffizienz. Die positiven Effekte der Separation können in diesem Fall durch die Berechnung des Brennstoffausnutzungsgrades nicht dargestellt werden.

3.2.10 Biogasanlage 10

Kurzbeschreibung der Anlage

Die Biogasanlage 10 wurde bereits 2005 in Betrieb genommen. Der Betrieb basierte bis 2010 auf einer Speisung mit NawaRo durch eine betriebseigene Substratbereitstellung. Als Hauptfraktion wird Maissilage eingesetzt. Hinzu kommen Getreide, CCM und Grünroggen. Die Fütterung der festen Fraktionen erfolgt über eine mit Rezirkulat gespeiste Fest-Flüssig-Mischpumpe. Die Anlage ist aus vier parallel betriebenen Hauptfermentern, einem Nachgärer und anschließendem Gärrestlager aufgebaut. Alle Behälter sind jeweils mit einem Doppelmembrangasspeicherdach und Tauchmotorrührwerken ausgestattet. Die Verwertung des Biogases erfolgt zum einen durch ein Vor-Ort-BHKW mit 835 kW elektrischer Nennleistung mit einer vollständigen Wärmeversorgung der Anlage. Zum anderen sind zwei Satelliten-BHKW mit 526 und 370 kW elektrischer Nennleistung in der näheren Umgebung im Einsatz. Der Gärrest wird über einen Bandtrockner zu einem transportwürdigen Dünger aufbereitet. Die BGA 10 wird nach dem EEG 2004 mit einem KWK- und Trockenfermentationsbonus vergütet.

Historie der Repoweringmaßnahmen

09/2005	Inbetriebnahme BHKW
12/2005	erstmaliges Erreichen der geplanten Volllast des BHKW
09/2006	gasdichte Abdeckung GRL
09/2006	Installation 2. BHKW (835 kW)
12/2008	1. BHKW (526 kW) wird zu Satellit umgewandelt, 3. BHKW (370 kW) als Satellit in benachbarten Ort aufgebaut, Anschluss von 4 Hähnchenställen über Wärmeleitung (Ausbau Wärmenutzung), Erhöhung des Fermentationsvolumens
12/2009	Gärresttrocknung nach GRL

Maßnahmen, Beweggründe und Erfolgseinschätzung des Betreibers

Die in Tabelle 25 dargestellten Maßnahmen sowie die angegebenen Gründe und Einschätzungen stellen subjektive Aussagen des Anlagenbetreibers dar. Diese wurden im Rahmen der Betreiberbefragung (Kapitel 3.1) ohne Vorgabe von Bewertungsmaßstäben erhoben.

Tabelle 25: Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 10

Maßnahmen	Motivation	Erfolgseinschätzung
Gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers (2006)	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierung von Arbeitsabläufen auf der BGA zur Reduzierung des Arbeitsaufwandes 	<ul style="list-style-type: none"> • verringerte Emissionen • verbesserte Wirtschaftlichkeit
Ausbau Wärmenutzung durch Anschluss von Ställen (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • k.A. 	<ul style="list-style-type: none"> • erhöhte Effizienz der Anlag
Erhöhung Fermentationsvolumen (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung der einzusetzenden Substrate zur Vermeidung hoher Substratbereitstellungskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • verringerte Emissionen • erhöhte Effizienz der Anlage
Rohgasleitung / Satelliten-BHKW (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung der einzusetzenden Substrate aufgrund der Änderung der EEG-Vergütung • - Steigerung der Akzeptanz der BGA vor Ort 	<ul style="list-style-type: none"> • verbesserte Wirtschaftlichkeit • erhöhte Effizienz der Anlage
Gärresttrocknung nach Gärrestlager (2009)	<ul style="list-style-type: none"> • Zur Schaffung neuer Verwertungsmöglichkeiten durch Verkauf von Düngemittel 	<ul style="list-style-type: none"> • k.A.

Das Hauptziel der Maßnahmen ist eine Umstellung der Anlage auf den ausschließlichen Betrieb mit betriebseigenen NawaRo-Substratfraktionen, eine Steigerung der elektrischen Nennleistung und des Arbeitsvolumens sowie der Wärmenutzung der BHKW-Abwärme zur Erhöhung der Gesamtanlageneffizienz. Zu diesem Zweck wurden einerseits ein neues Gärrestlager und ein BHKW zugebaut. Das bauseitig vorhandene Gärrestlager wurde zu einem Nachgärer umgestellt. Zum anderen wurde ein Wärmenetz installiert resp. ausgebaut und eine Gärresttrocknung eingebunden. Die Maßnahmen erfolgten 2008 im Rahmen eines Anlagenzubaus, die Gärresttrocknung wurde 2009 separat durchgeführt.

Eingangsdaten und Ergebnisse

Der betrachtete Zeitraum umfasst die Betriebsjahre 2007 bis 2010. Hierbei stellen 2007 und 2010 die Jahre vor und nach den betrachteten Umbaumaßnahmen dar. Die in Tabelle 26 ausgewiesene Substratleistung wurde zum einen auf den Gesamtenergieinhalt der zugeführten Trockensubstanz und zum anderen auf den vergärbaren Anteil (FoTS) bezogen und entsprechend indiziert. Gleiches gilt für die Ergebnisdarstellung der Kapazitätzahl sowie der Energieausbeuten und Nutzungsgrade auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene.

Tabelle 26: Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 10

	Betriebsjahr 1	Betriebsjahr 2	Betriebsjahr 3	Betriebsjahr 4
	2007	2008	2009	2010
P_N [kW]	1.361	1.361	1.731	1.731
\dot{Q}_N [kW]	1.483	1.483	1.893	1.893
$P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS}$ [kW]	4.784 / 3.348	4.506 / 3.179	6.374 / 4.511	6.057 / 4.277
Σm_{NawaRo} [t]	20.306	19.290	26.779	25.477
$\Sigma m_{Exkremente}$ [t]	0	0	0	0
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	24.913.440	24.981.696	31.746.240	31.746.240
$W_{el,brutto}$ [kWh]	10.877.877	9.518.680	13.389.658	13.527.945
$W_{el,netto}$ [kWh]	10.007.647	8.757.186	12.318.485	12.445.710
Q_{brutto} [kWh]	11.865.228	10.373.242	14.633.243	14.785.728
Q_{netto} [kWh]	10.204.830	8.731.698	12.729.209	12.862.826
Q_{nutz} [kWh]	1.660.399	1.641.544	9.176.689	11.674.720
Bruttoenergieausbeute				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,594 / 0,850	0,631 / 0,895	0,569 / 0,803	0,598 / 0,847
$n_{A,brutto}$ [-]	0,913	0,796	0,883	0,892
$\bar{\omega}_{brutto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,543 / 0,776	0,503 / 0,712	0,502 / 0,709	0,534 / 0,756
Nettoenergieausbeute				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,594 / 0,850	0,631 / 0,895	0,569 / 0,803	0,598 / 0,847
$n_{A,netto}$ [-]	0,811	0,700	0,789	0,797
$\bar{\omega}_{netto}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,482 / 0,689	0,442 / 0,626	0,449 / 0,634	0,477 / 0,676
Nutzenergie - Brennstoffausnutzungsgrad				
$K(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,594 / 0,850	0,631 / 0,895	0,569 / 0,803	0,598 / 0,847
n_A [-]	0,468	0,416	0,677	0,760
$\bar{\omega}_{BGA}(P_{sub,TS} / P_{sub,FoTS})$ [-]	0,278 / 0,398	0,263 / 0,372	0,385 / 0,544	0,455 / 0,644

Umfangreiche Repoweringmaßnahmen fanden in den Jahren 2008 und 2009 statt. Zur Darstellung der Auswirkungen des Repowering werden maßgeblich die Jahre 2007 und 2010 herangezogen. Der Substratdurchsatz steigt im Vergleich der Jahre 2007 und 2010 um 25,5 % (NawaRo). Die zugeführte Substrateleistung steigt von 4.784 auf 6.057 kW, was einem Anstieg von 26,6 % entspricht. Der vergärbare Anteil (FoTS) der zugeführten Substrate steigt um ca. 28 % von 3.348 auf 4.277 kW. Im Vergleich dazu stieg das Fermentationsvolumen analog um ca. 31 % an. Damit ist ein geringer Abfall der theoretischen Raumbelastung und nahezu gleichwertiger Anstieg der theoretischen Verweilzeit verbunden. Der ähnliche Anstieg der TS- und FoTS-bezogenen Substrateleistungen kann durch den ausschließlichen Einsatz von NawaRo und den somit nur geringfügigen Änderungen der durchschnittlichen Vergärbarkeit erklärt werden.

Betrachtet man die produzierte Bruttostrommenge beider Vergleichsjahre, so unterliegt diese einer Steigerung von 24,4 %. Die Bruttowärmemenge erhöht sich um 24,6 %. Der gleiche Anstieg beider Energien kann mit den ähnlichen Leistungszahlen der installierten BHKW erklärt werden. Werden beide Bruttoenergiemengen addiert, so errechnet sich ein mittlerer Anstieg von 24,5 % gegenüber dem Jahr 2007. Somit ist Steigerung der zugeführten FoTS-bezogenen Substrateenergiemenge nur um ca. 2 %

höher als die der Bruttoenergiemenge. Damit verbunden ergibt sich eine konstante Kapazitätzahl in den Jahren 2007 und 2010.

In allen betrachteten Jahren unterlag die Bruttoarbeitsausnutzung einer relativ geringen Schwankung von 0,88 bis 0,91, ausgenommen vom Umbaujahr 2008 mit ca. 0,8.

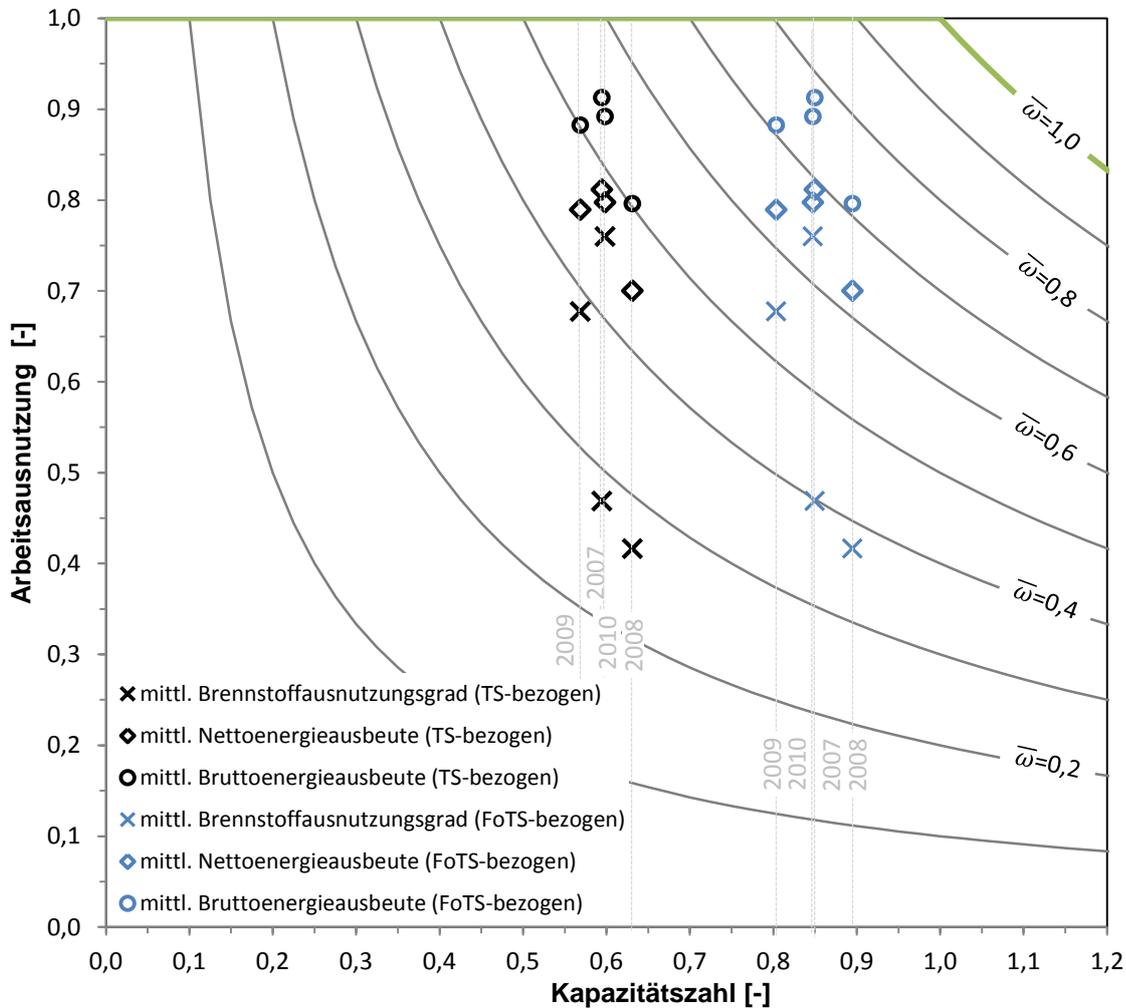


Abbildung 27: TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 10 für die Betriebsjahre 2007 – 2010

Der TS-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad (BSAG) auf Nutzenergieebene, in Abbildung 27 schwarz markiert, erhöht sich relativ um 63 % von 27,8 auf 45,5 % mit einem starken Anstieg zwischen 2008 und 2009. Der Hauptgrund liegt in der begonnen Wärmenutzung durch die Stallbeheizung und durch das Satelliten-BHKW-gestützte Wärmenetz. Die Steigerung des BSAG in 2010 kann mit der zusätzlichen Gärresttrocknung in Verbindung gebracht werden, die zusätzliche Nutzwärmemengen bezieht. Bei der Betrachtung des BSAG unter Bezug auf die FoTS-bezogene Substratleistung steigt dieser von 39,8 % auf 64,4 %. Damit steigt die Brennstoffausnutzung auf Nutzenergieebene fast auf den Wert der Nettoenergieausbeute, was für eine fast vollständige Nutzung der produzierten Energiemengen spricht.

Nach der Substratumstellung ist das Verhältnis von Substratenergie zu Bruttoenergie nur leicht gesunken. Die nahezu gleichen Kapazitätzahlen und die sich nur geringfügig unterscheidende Bruttoarbeitsausnutzung in den Jahren 2007 und 2010 zeigen, dass die Erweiterung des

Fermentationsvolumens einen entscheidenden Beitrag zur Beibehaltung der Effizienz im Zuge der Leistungssteigerung der Anlage leistete. Der Zubau des dritten BHKW und die damit verbundene Leistungssteigerung sowie der Ausbau der Wärmenutzung durch das Wärmenetz und die Stallbeheizung haben zur gewünschten Effizienzsteigerung der Biogasanlage und einem erheblichen Anstieg des BSAG beigetragen. Diese beruht maßgeblich auf der Nutzung der zuvor ungenutzten BHKW-Abwärme.

3.2.11 Vergleich der Biogasanlagen

Die zuvor bilanzierten Biogasanlagen werden vergleichend dargestellt. Der Vergleich beruht auf dem FoTS-bezogenen Brennstoffausnutzungsgrad. Somit sind alle durchgeführten Maßnahmen (auch der Ausbau der Wärmenutzung) abgebildet. Auch ist der Substrateinfluss durch den energetischen Bezug auf die FoTS ausgeblendet, um Einsatzstoffe wie Gülle oder Mist nicht systematisch gegenüber NawaRo zu benachteiligen (vgl. Kapitel 2.2.1). In Tabelle 27 sind die durchgeführten Maßnahmen der einzelnen Biogasanlagen aufgelistet. In Abbildung 28 ist der graphische Vergleich zu sehen.

Tabelle 27: Übersicht der durchgeführten Repoweringmaßnahmen der Biogasanlagen 01 bis 10

Durchgeführte Maßnahme	BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05	BGA 06	BGA 07	BGA 08	BGA 09	BGA 10		
Substratänderung		Zugabe von Spurenelementen	x	x			x	x	Gärrestseparation			
Substrataufbereitung/-aufschluss	x											
Erhöhung des Fermentationsvolumens	x				x	x	x					
Gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers							x					
Ersatz/ Austausch von Alt-BHKW	x											
Erhöhung der BHKW-Leistung	x				x							
Bau Rohgasleitung/ Satelliten-BHKW				x								x
Ausbau der Wärmenutzung	x			x	x	x	x	x				x

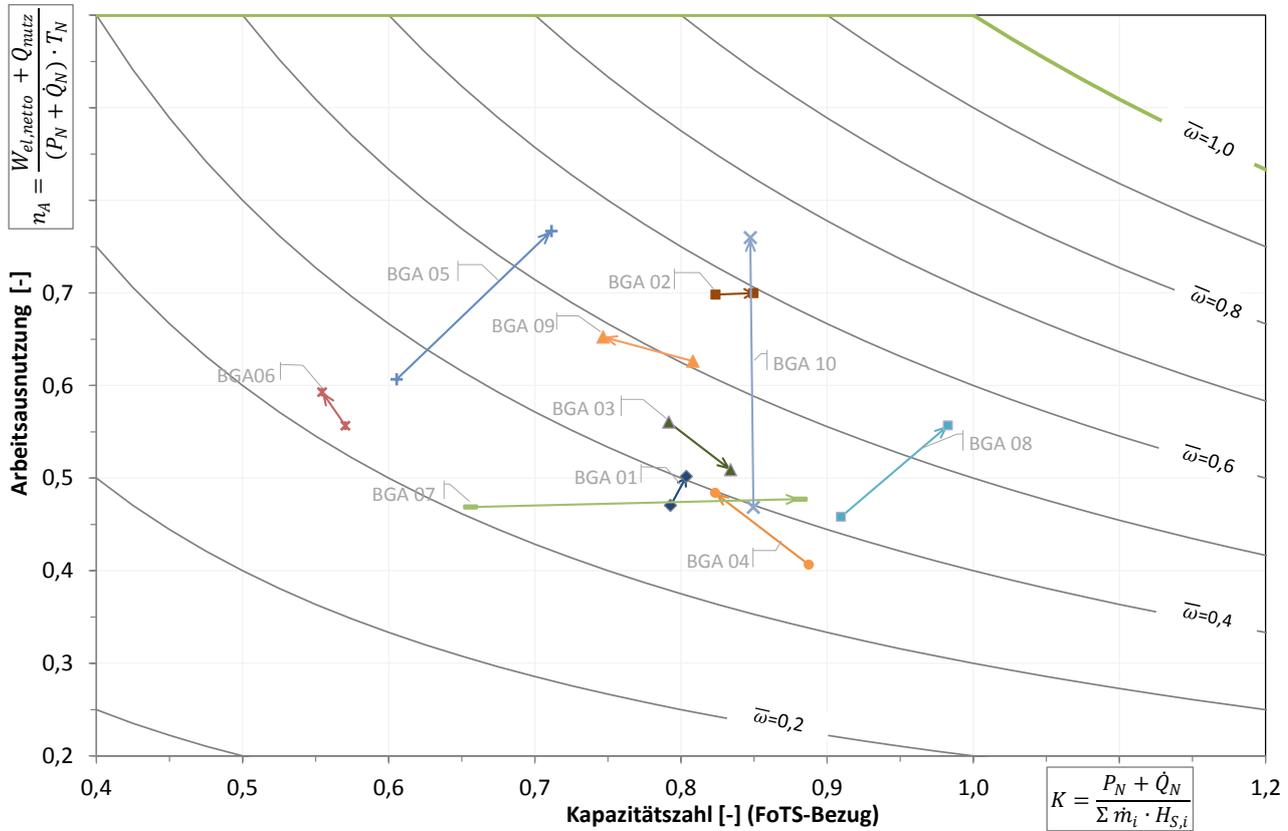


Abbildung 28: Änderungen der FoTS-bezogenen Brennstoffausnutzgrade (Nutzenergieebene) vom ersten zum letzten Bilanzjahr der BGA 01 bis 10 im Überblick

Die mittleren FoTS-bezogenen Brennstoffausnutzungsgrade bewegen sich zwischen 0,329 und 0,644. Bei allen Anlagen sind zum Teil deutliche Änderungen im Vergleich zum ersten Bilanzjahr vor der Repoweringmaßnahme erkennbar. Die meisten Anlagen konnten den Brennstoffausnutzungsgrad und damit die Effizienz steigern. Nur die Anlagen BGA 03 und BGA 09 sinken leicht in der Effizienz. Große Effekte sind insbesondere bei den Anlagen 05, 07, 08 und 10 sichtbar, die zumeist auf einer enormen Steigerung des Wärmeabsatzes beruhen. Anlagen mit einem hohen Nutzwärmeabsatz bewegen sich oberhalb eines FoTS-bezogenen Brennstoffausnutzungsgrades von 0,5. Alle anderen Anlagen haben energetisches Potential, die Nutzenergiemenge zu steigern. Die Anlage BGA 07 sticht durch einen nahezu horizontalen Verlauf im K - n_A -Diagramm heraus. Grund ist die enorme Reduktion der Einsatzstoffmenge (Verringerung der zugeführten Substrateleistung) bei zeitlich konstant bleibender Leistung des BHKW. Hierdurch wird die Kapazitätzahl direkt beeinflusst. Die meisten Anlagen bewegen sich nach dem Repowering in einem Bereich der Kapazitätzahl von 0,7 bis 0,9. Ausgenommen sind die Anlagen BGA 06 und BGA 08. Dies deutet auf eine relativ hohe zugeführte Substrateleistung (BGA 06) bzw. auf ein großzügig dimensioniertes BHKW (BGA 08) hin.

Im K - n_A -Diagramm sind nicht nur die Beträge der Effizienzänderung, sondern auch die Richtung der Änderungen interpretier- und konkreten Maßnahmen zuordenbar. Hierzu wird auf das Kapitel zur Sensitivitätsbetrachtung 3.2.12 verwiesen.

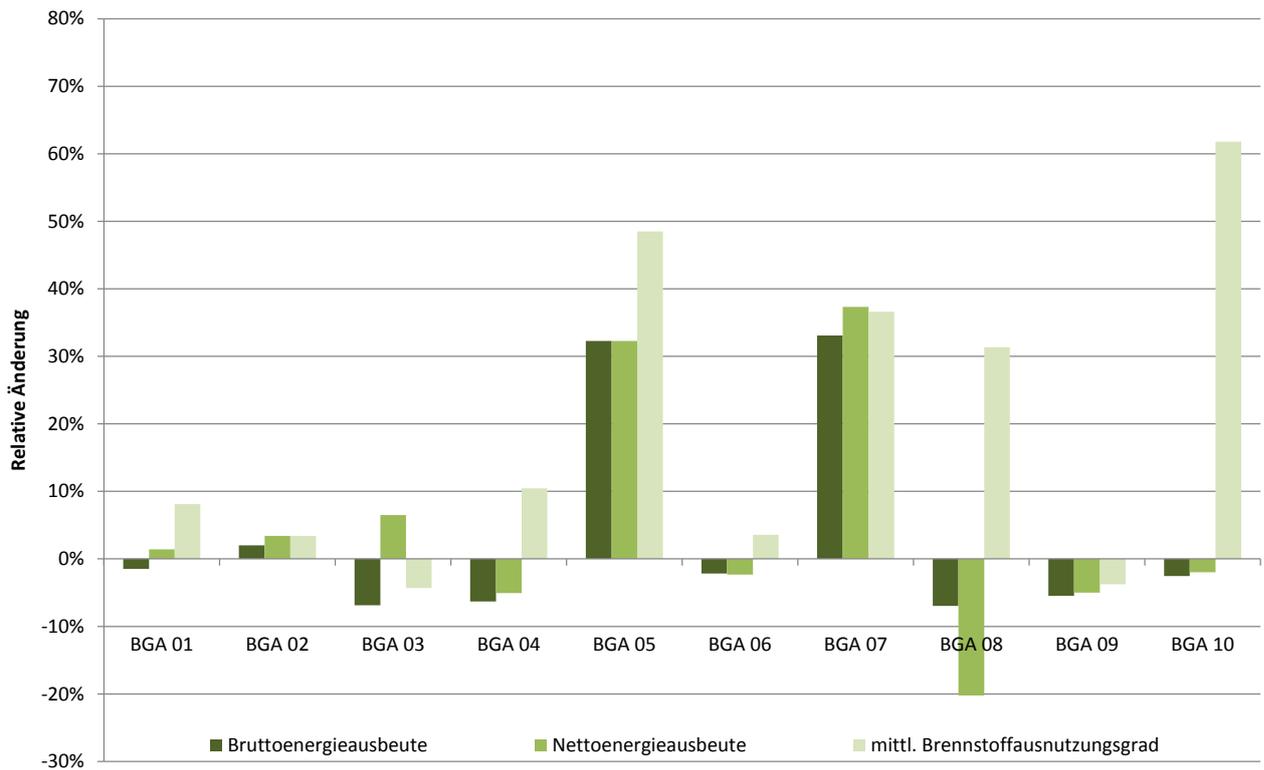


Abbildung 29: Überblick der relativen Änderungen der FoTS-bezogenen Brutto-, Netto- und Nutzenergieausbeuten (Brennstoffausnutzungsgrade) vom ersten zum letzten Bilanzjahr der BGA 01 bis 10

Abbildung 29 zeigt die relative Änderung der einzelnen Anlagen vom Vorläuferjahr zum Nachfolgejahr der Repoweringmaßnahme auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene (FoTS-bezogene Darstellung).

Auf Bruttoenergieebene sind kaum bedeutsame Änderungen festzuhalten. Bei 7 von 10 Anlagen sind leichte Verschlechterungen der Bruttoenergieausbeute zu verzeichnen. Mit Ausnahme der BGA 05 und 07 bewegen sich die Änderungen insgesamt in einem Bereich von -6,9 % bis +2,0 %. Dies sind Anlagen, die nahe dem ursprünglich geplanten Betrieb betrieben wurden. Die leichten Änderungen der Bruttoenergieausbeute können zumeist nicht ursächlich der Repoweringmaßnahme zugeschrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass Schwankungen der Energieproduktion innerhalb einzelner Betriebsjahre für die Änderungen mitverantwortlich zu machen sind. Eine exakte Fassung der Anteile der Biogasproduktion und der Biogaskonversion ist im Rahmen dieses Vorhabens nicht vollzogen worden. Bei den BGA 05 und BGA 07 muss davon ausgegangen werden, dass die Repoweringmaßnahmen dem Herstellen des ursprünglich geplanten Betriebs galten und dadurch eine sehr hohe Effizienzsteigerung erzielt wurde. Die nachfolgende Abbildung 30 zeigt die absoluten Bruttoenergieausbeuten der Biogasanlagen 01 bis 10 im Überblick.

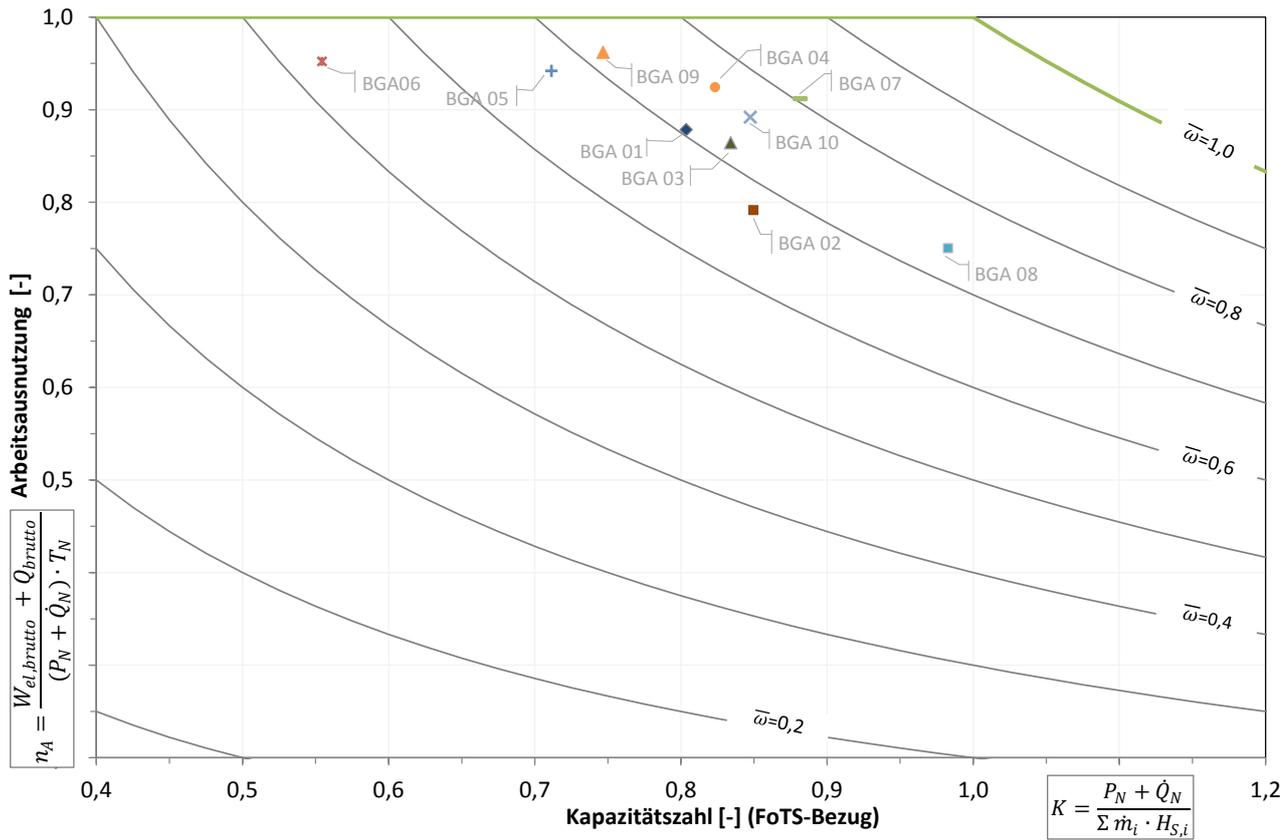


Abbildung 30: FoTS-bezogene Bruttoenergieausbeuten des jeweils letzten Bilanzjahres der BGA 01 bis 10 im Überblick

Bis auf die Anlage 06 erreichen alle Biogasanlagen FoTS-bezogene Bruttoenergieausbeuten zwischen 0,673 und 0,803. Alle der hier dargestellten Biogasanlagen produzieren ganzjährig gleichbleibend Strom/Wärme/Biomethan, ohne einem auf Flexibilität ausgerichteten Einspeisefahrplan zu folgen. Sie bewegen sich oberhalb einer Arbeitsausnutzung von 0,8 und einer Kapazitätzahl von 0,7 bis 0,9. Insbesondere die Biogasanlagen 07, 04 und 10 können auf Bruttoenergieebene als sehr gut eingestuft werden.

Grund für die geringere Bruttoenergieausbeute der BGA 06 ist die niedrige Kapazitätzahl, bedingt durch eine hohe Substratenergiezufuhr, welche durch die installierte BHKW-Leistung nicht verwertet wird (vgl. Kapitel 3.2.6). Auf Seiten der Arbeitsausnutzung fallen die Anlagen 02 und 08 auf, die beide unterhalb einer Arbeitsausnutzung von 0,8 liegen. Diesen beiden Anlagen können gewisse Leistungsreserven unterstellt werden, die bei einer Erhöhung der Substratzufuhr zur Steigerung des Strom- und Wärme- sowie des Biomethanoutputs genutzt werden könnten.

Die Arbeitsausnutzung in Abbildung 30 bezieht sich auf die theoretisch mögliche Strom- und/oder Wärmeproduktion des Konversionsaggregates und bildet auf Bruttoenergieebene die tatsächliche Auslastung des Aggregates ab. Eine sich ändernde Arbeitsausnutzung könnte so mit einer veränderlichen Effizienz (Wirkungsgrad) oder einer Änderung der erbrachten Betriebsstunden und Lastfälle des Aggregates zusammenhängen. Sinkt die Arbeitsausnutzung aufgrund von Ausfällen der Biogaskonversion, ist dies durch den Anlagenbetreiber relativ schnell und einfach feststellbar. Entsprechende Kontrollroutinen und Alarmketten im Störfall sind an Biogasanlagen etabliert. Ursachen seitens der Gasproduktion hingegen sind schwieriger zu ergründen. Es muss eine Unterscheidung getroffen werden, ob ein ineffizienter biologischer Prozess oder Biogasverluste (Fackel,

Überdrucksicherung, Leckagen) für die unzureichende Auslastung des Konversionsaggregates verantwortlich sind. Eine korrekte messtechnische Erfassung der produzierten Biogasmenge und die betriebliche Erfassung von Fackellaufzeiten sowie von Auslöseereignissen der Überdrucksicherungen (bspw. über die Erfassung des Gasspeicherdruckes) können helfen, Ursachen für eine Minderversorgung des eigentlichen Konversionsaggregates aufzudecken. Gelingt dies mit dem Ergebnis, dass der Betrieb der Biogasanlage zu keinen Gasverlusten führt, kann die Gasproduktion als ursächlich für die geringe Arbeitsausnutzung angesehen werden. In diesem Fall kann die Bilanzierung der Bruttoenergieausbeute Aussagen zur Effizienz der Prozessbiologie der Biogaserzeugung liefern. Einschränkend muss festgehalten werden, dass die Differenzierung zwischen Biogasverlusten und verminderter Biogasproduktion in der Praxis oftmals aufgrund der unzureichenden qualitativen und quantitativen Erfassung von Verlustmengen nicht möglich ist.

Die prinzipiellen Auswirkungen einer fehlenden Biogasmenge zur Vollauslastung der Konversionseinheit sind im Kapitel zur Sensitivitätsanalyse unter 3.2.12.2 beschrieben. Da während des Betriebs der Biogasanlage eine zu geringe Gasproduktion oftmals mit einer Erhöhung der zugeführten Einsatzstoff- respektive Energiemenge ausgeglichen wird, sinkt im K_{-n_A} -Diagramm die Kapazitätzahl. Das Output/Input-Verhältnis nimmt ab. Eine sinkende Kapazitätzahl bei gleichzeitig konstant oder im schlechteren Fall abnehmender Arbeitsausnutzung ist demnach ein weiteres Indiz einer unzureichenden Gasproduktion oder übermäßigen Gasverlusten (vgl. Kapitel 0). Als Beispiel kann die Biogasanlage 06 herangezogen werden. Unabhängig davon welche der beiden Kennzahlen (Arbeitsausnutzung oder Kapazitätzahl) herangezogen wird, ist ein messtechnisch fundiertes Prozessmonitoring von Nöten, um eine Entscheidung treffen zu können, wo die Minderversorgung des Konversionsaggregates ihren Ursprung hat. Hierfür sind weitere und originär nicht in der Methode zur Bestimmung des Brennstoffausnutzungsgrades verwendete Messgrößen und Methoden zu erheben bzw. anzuwenden. Bruttoenergieausbeute, Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung können hierbei als einfache zu erhebende Effizienzkennzahlen berechnet und als erste Hinweisgeber auf Effizienzdefizite der Biogasproduktion angewendet werden.

Auf Nettoenergieebene sind bei 5 von 10 Anlagen geringe Änderungen vom ersten zum letzten Bilanzjahr zu verzeichnen, die sich in der Regel zwischen - 5,1 % und + 6,5 % bewegen (Abbildung 29). Als herausragend sind wieder BGA 05 (+ 32,3 %) und BGA 07 (+37,3 %) zu nennen, die aufgrund der durchgeführten Maßnahmen zum bestimmungsmäßigen Betrieb fanden. Die BGA 08 hingegen hat große Einbußen zu verzeichnen, da durch die Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethaneinspeisung der Prozessenergiebedarf enorm anstieg. Dies schlägt sich in einem um - 20,2 % verringerten Nettoenergieoutput nieder. Festzuhalten ist, dass sich Bruttoenergie- und Nettoenergieausbeute gegenläufig entwickeln können. Dies ist bspw. bei den Anlagen BGA 01 und BGA 02 der Fall, bei denen sich die Repoweringmaßnahmen positiv auf den spezifischen Eigenenergiebedarf auswirkten.

Auf Nutzenergieebene beruhen die Steigerungen maßgeblich auf einer Erhöhung des Wärmeabsatzes. Nur in geringem Umfang wirken sich Maßnahmen aus, die direkt auf einer Erhöhung der Brutto- und Nettoenergieausbeute beruhen (effizienteres BHKW, Durchsatzsteigerung mit Erweiterung der BHKW-Leistung was zu einer Verringerung des spezifischen Eigenenergiebedarfes führt). Der Brennstoffausnutzungsgrad der BGA 08 steigt trotz verringerter Nettoenergieproduktion, da das Biomethan-BHKW mit einer 100 %-igen Wärmenutzung veranschlagt wurde. Dadurch wird ein positiver energetischer Effekt trotz gestiegenen Eigenenergiebedarfes erzielt.

3.2.12 Sensitivitätsbetrachtung

Ausgehend von den Grundannahmen in Kapitel 2.2.2 werden nachfolgend einzelne Parameter variiert, um deren Einfluss auf die energetische Bilanzierung aufzuzeigen. Die Ergebnisse des idealisierten Prozesses sind umfänglich in

Tabelle 2 und zusammenfassend nochmals in Tabelle 28 dargestellt. Diese Ergebnisse werden durch die Parametervariation beeinflusst. Die entsprechenden Änderungen sind in den nachfolgenden Unterkapiteln dargestellt. Die Variation innerhalb der Darstellung der Einzelparameter erfolgt in einem Bereich von – 50 % bis + 50 % des ursprünglichen Wertes. Abbildung 36 bis Abbildung 38 zeigen die betrachteten Parameter nochmals vergleichend auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene in einem Variationsbereich von – 100 % bis 100 %.

Tabelle 28: Ergebnisüberblick auf Basis der Grundannahmen zur energetischen Sensitivitätsbetrachtung

Kenngroße	Bruttoenergieausbeute	Nettoenergieausbeute	Brennstoffausnutzungsgrad (Nutzenergieausbeute)
Kapazitätzahl		0,766	
Arbeitsausnutzung	1,000	0,856	0,645
Mittl. Energieausbeute	0,766	0,656	0,494

3.2.12.1 Variation der Substratleistung

Ausgehend von der vollständigen Nutzung der im Substrat enthaltenen Energiemenge können über die Variation des Inputenergiestromes die Auswirkungen auf die Energieeffizienz einer Biogasanlage dargestellt werden. Die Abbildung 31 zeigt die Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der Substratleistung.

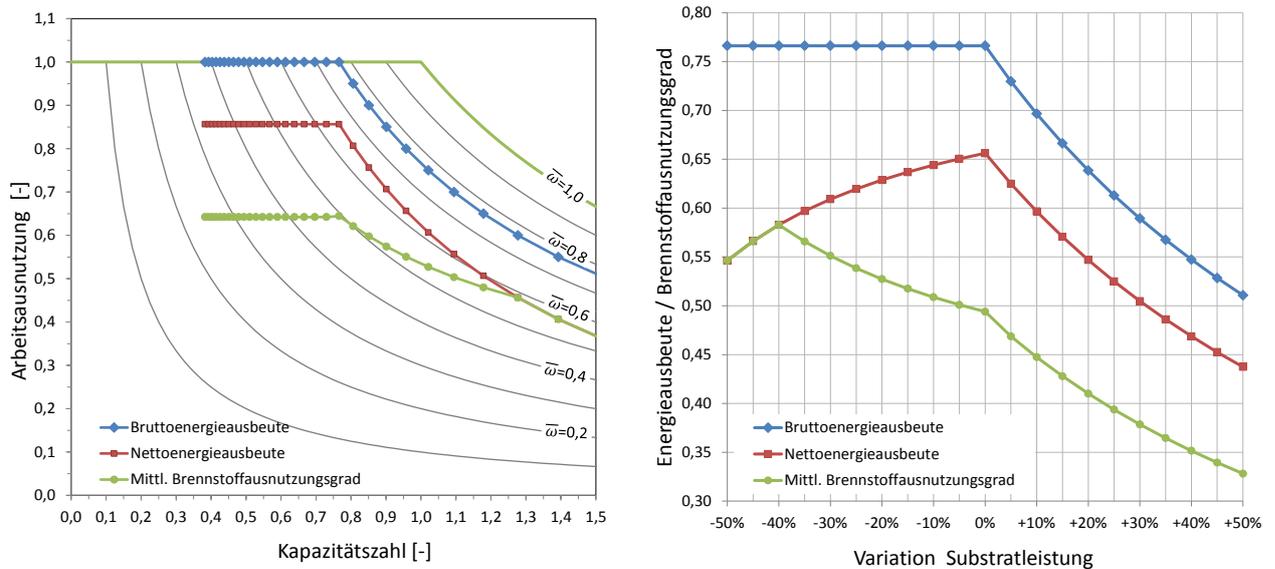


Abbildung 31: Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der zugeführten Substratleistung (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K-n-A-Diagramm; rechts: PSub- $\bar{\omega}$ -Diagramm

Die Energieausbeuten aller Bilanzierungsebenen (Brutto, Netto, Nutz) werden direkt beeinflusst. Bei steigendem Inputenergiestrom sinken diese aufgrund der kleiner werdenden Kapazitätzahl. Es wird mehr Energie zugeführt als durch das BHKW umgewandelt werden kann ($P_{\text{Sub}} > P_{\text{FWL}}$). Die Arbeitsauslastung verweilt bei den jeweils maximalen Werten der einzelnen Bilanzierungsebenen, resultierend aus den getroffenen Grundannahmen zum Zeitintervall, Eigenbedarfen und maximalem Nutzwärmeabsatz. Bei steigendem Inputenergiestrom verhält sich die Nettoenergieausbeute gleich der Bruttoenergieausbeute, nur um den Betrag der Eigenbedarfe reduziert. Dies kann auch auf den Brennstoffausnutzungsgrad übertragen werden, unter Berücksichtigung der unterstellten Wärmenutzung von 50 % der Nettowärmemenge.

Bei sinkendem Inputenergiestrom bleibt die Bruttoenergieausbeute bei ihrem Maximalwert, da die Kapazitätzahl steigt. Das BHKW kann die zugeführte Energie vollständig verwerten, muss dafür aber nur einen Bruchteil der ursprünglichen Zeit betrieben werden. Dies spiegelt im Grunde den Fall einer Überbauung einer Biogasanlage zur flexiblen Stromerzeugung wider. Die Effizienz auf Bruttoenergieebene bleibt unverändert. Allerdings sinkt die absolute Energieproduktion, da generell weniger Energie der Anlage zugeführt wird. Die Nettoenergieausbeute sinkt im stärkeren Maße als die Bruttoenergieausbeute, da die Eigenbedarfe entsprechend der Grundannahmen konstant bleiben, mit sinkender Bruttoenergieausbeute spezifisch jedoch zunehmen.

Der Brennstoffausnutzungsgrad steigt zunächst bis er den Wert der Nettoenergieausbeute erreicht. Ursache ist der spezifisch steigende Nutzwärmeanteil, der bei vermindertem Energieinput und Bruttoenergieoutput bis auf 100 % der Nettowärmemenge steigt. In diesem Fall bis auf 0,583. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Eigenbedarfe, Nutzwärmemenge) wäre ein Betrieb bei verminderter Substratzufuhr um 40 % der effizienteste Betriebspunkt. Nach Erreichen dieses Betriebspunktes nimmt der Brennstoffausnutzungsgrad die Werte der Nettoenergieausbeute an und sinkt mit diesem gleichermaßen. Die unterstellte Wärmenutzung von 50 % kann dann nicht mehr vollständig bedient werden. Würde ein anderes Maß der Nutzwärmeauskopplung zugrunde liegen, würde sich der aus energetischer Sicht effizienteste Betriebspunkt entsprechend verschieben.

Die Steigerung der zugeführten Substratenergiemenge wird im K_{NA} -Diagramm als horizontale Verschiebung der Kapazitätzahl dargestellt. Sinkt die zugeführte Substratenergiemenge, so bewegen sich die Ausbeuten entlang der Linien gleichen Brennstoffausnutzungsgrades, wobei die Einflüsse des spezifischen Eigenenergiebedarfes auf Nettoenergieebene und der tatsächlichen Wärmeauskopplung auf Nutzenergieebene deren Verlauf leicht beeinflussen.

Die Beeinflussung der zugeführten Substratenergie kann durch eine Vielzahl an Maßnahmen erreicht werden. Zu nennen wären bspw. die Anpassung des Substratspektrums mit einer Änderung der zugeführten Substrateleistung bzw. eine Änderung der absoluten Einsatzstoffmenge (vgl. BGA 07) durch Steigerung der Biogasausbeute per Abdeckung des Gärrestlagers, durch zusätzliche Gärbehälter (BGA 05 und 06) oder durch die Installation eines effizienteren BHKW (BGA 01). Ebenso zu nennen sind alle Maßnahmen, die zu einer Verbesserung des biologischen Abbaus führen und durch die der Substrateinsatz reduziert werden kann.

3.2.12.2 Variation der zur Verfügung stehenden Gasleistung

Die Gasleistung soll variiert werden, um eine sich ändernde Gasbildung des biochemischen Prozesses, etwaige Gasverluste durch Leckagen oder das ungewollte Ansprechen der Sicherheitseinrichtungen zu simulieren. Hierbei bleiben die zugeführte Substrateleistung P_{sub} , die Nennleistungen des BHKW und die Wärmenutzung unverändert bei den im Kapitel 2.2.2 genannten Ausgangswerten. Abbildung 32 zeigt die Veränderungen der Arbeitsausnutzung und Ausbeuten.

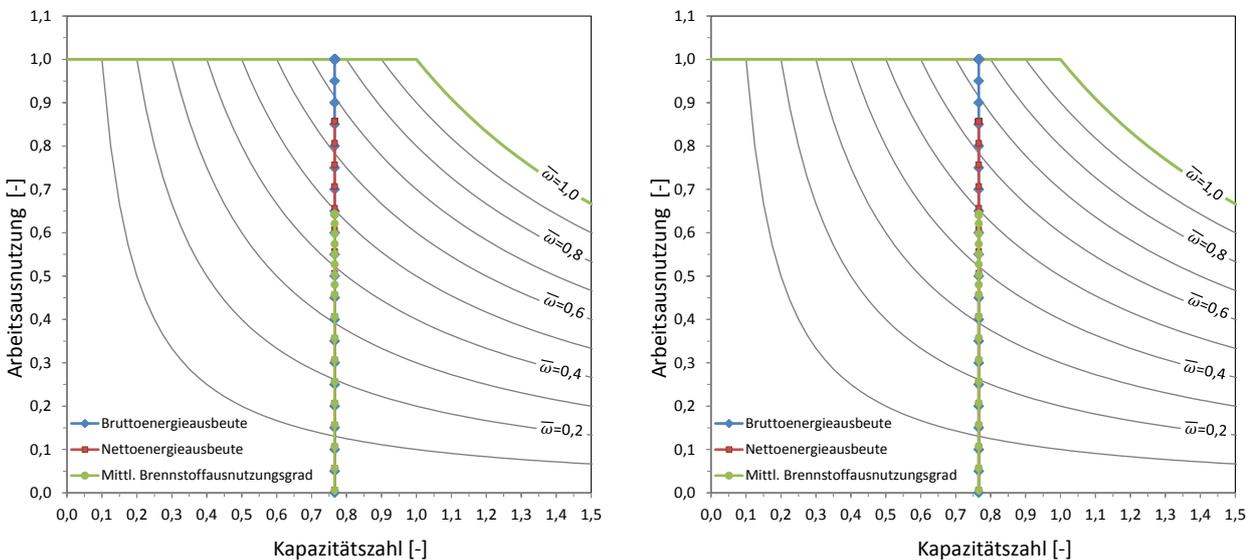


Abbildung 32: Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Gasleistung (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K_{NA} -Diagramm; rechts: $P_{Gas}-\bar{\omega}$ -Diagramm

Aufgrund der unveränderten Substrateleistung und der installierten Nennleistungen des BHKW bleibt die Kapazitätzahl bei ihrem ursprünglichen Wert. Alle Änderungen des energetischen Outputs basieren auf einer sich verändernden Arbeitsausnutzung und verlaufen vertikal auf einer Achse bei $K = 0,77$.

Durch eine verminderte Energiezufuhr am Eingang des BHKW sinkt die Bruttoenergieausbeute direkt. Ausgangspunkt ist ein Nutzungsgrad von 1, da unterstellt wurde, dass Gasproduktion sowie

Gasverwertung zu 100 % des Betrachtungszeitraumes von 1 Stunde bei maximaler Leistung betrieben werden. Das Minimum der Bruttoenergieausbeute beträgt 0 sobald kein Gas mehr dem BHKW zur Verfügung steht. Maximal kann die Arbeitsausnutzung den Wert 1 erreichen, d.h. das BHKW kann bei Nennfeuerungswärmeleistung während des gesamten Betrachtungszeitraumes betrieben werden.

Prinzipiell durchläuft die Nettoenergieausbeute die gleichen Änderungen wie die Bruttoenergieausbeute, nur um den Betrag der Eigenbedarfe verringert. Minimum ist auch hier der Wert 0, das Maximum beläuft sich auf 0,856, was den Ausgangswert der Nettoarbeitsausnutzung innerhalb der Sensitivitätsanalyse entspricht (vgl. Tabelle 28). Die Nettoenergieausbeute variiert je nach Grad der Variation zwischen 0 und 0,656.

Der Brennstoffausnutzungsgrad erreicht sein Maximum, wenn die zur Verfügung stehende Gasleistung der Nennfeuerungswärmeleistung des BHKW entspricht. Sobald die Gasleistung kleiner als die Feuerungswärmeleistung wird, beginnt auch der Brennstoffausnutzungsgrad zu sinken. Zwischen den Parametervariablen 0 % und -40 % sinkt der Brennstoffausnutzungsgrad in geringerem Maße als im Bereich der Parametervariation von -40 % bis -100 %, da die Nutzwärmeauskopplung spezifisch steigt. Nimmt die Parametervariation zu (< -40 %), so nimmt der Brennstoffausnutzungsgrad die Werte der Nettoenergieausbeute an, da die gesamte Nettowärmemenge als Nutzwärme abgegeben werden kann. Die relative Änderung des BSAG nimmt allerdings zu. Das Minimum des Brennstoffausnutzungsgrades beträgt wie auf Brutto- und Nettoenergieebene 0,0 bei einer Parametervariation von -100 %.

Für alle drei Bilanzierungsebenen gilt, dass ein Anstieg der Gasausbeute zu keiner Steigerung der Energieausbeuten führt, da das BHKW maximal in Höhe der Nennfeuerungswärmeleistung betrieben werden kann. Übersteigt die bereitgestellte Gasleistung die installierte Nennfeuerungswärmeleistung des BHKW, wären die zugeführten Substratmengen zu reduzieren, was eine Veränderung der Ausbeuten, wie unter Kapitel 0 dargestellt, mit sich bringen würde.

3.2.12.3 Variation des Eigenenergiebedarfes

Nachfolgend wird der Einfluss eines sich ändernden Eigenstrom- und Eigenwärmebedarfes dargestellt. Die Darstellung erfolgt getrennt in Abbildung 33 und Abbildung 34.

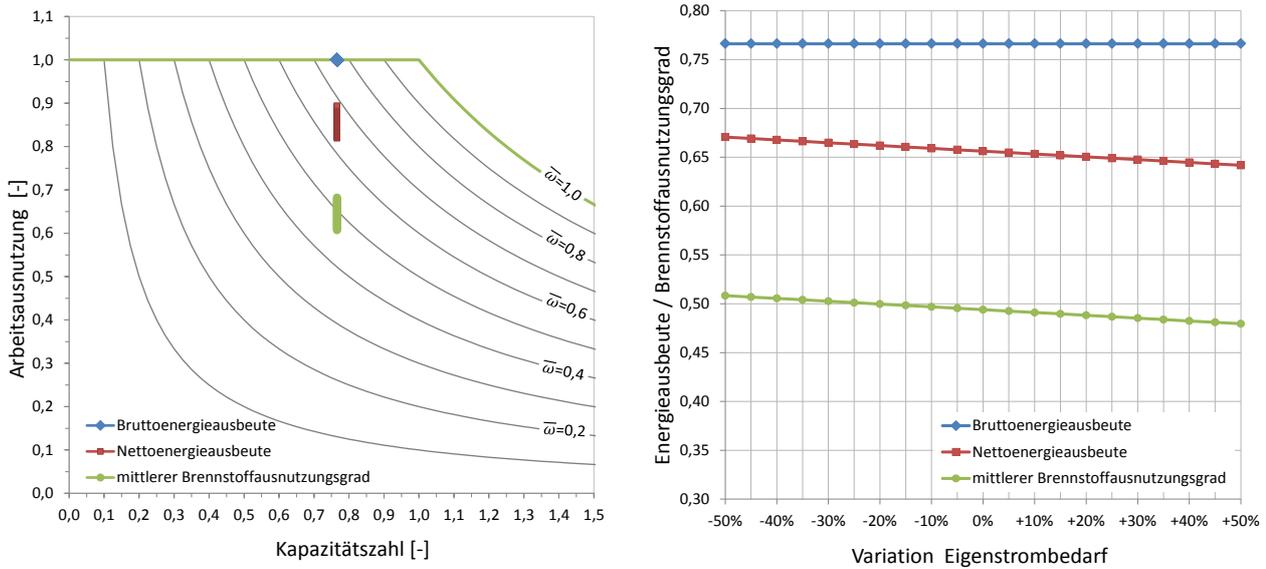


Abbildung 33: Änderungen der Kapazitätszahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit des Eigenstrombedarfes (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K-n_A-Diagramm; rechts: P_{eigen} - $\bar{\omega}$ - Diagramm

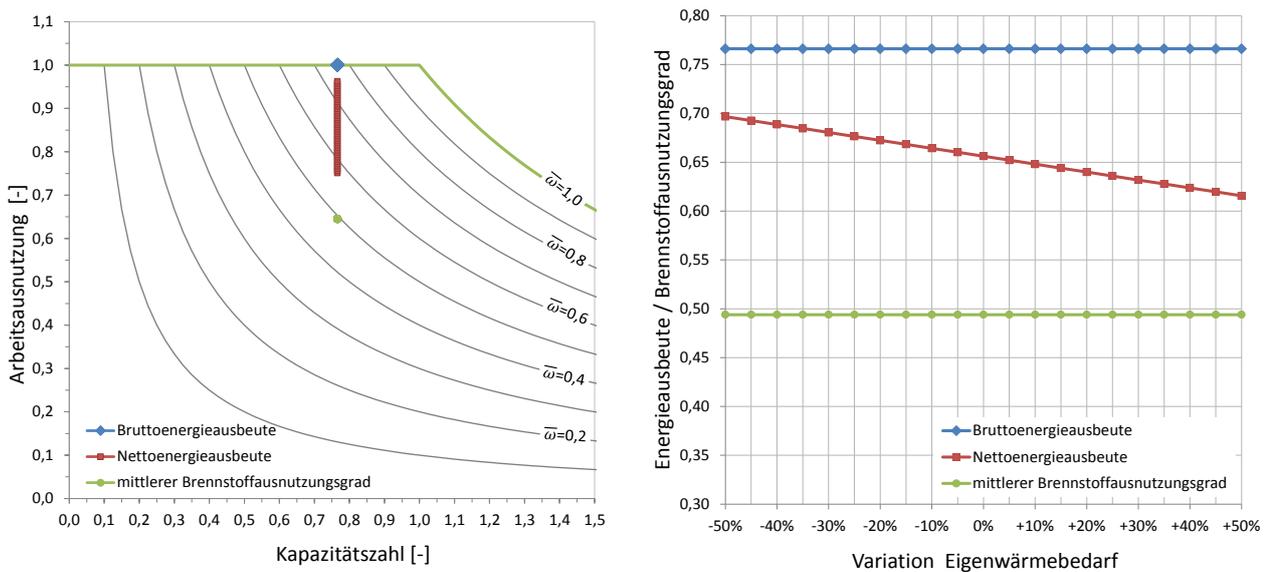


Abbildung 34: Änderungen der Kapazitätszahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit des Eigenstrombedarfes (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K-n_A-Diagramm; rechts: W_{eigen} - $\bar{\omega}$ - Diagramm

Die Variationen des Eigenstrom- und Eigenwärmebedarfes haben keine Auswirkungen auf die Kapazitätszahl. Die zugeführte Substrateistung und die installierten Nennleistungen des BHKW bleiben von einer Änderung unberührt. Die Bruttoenergieausbeute bleibt unveränderlich bei 0,776. Sie wird durch die Änderung des Eigenbedarfes nicht beeinflusst, da dieser bilanziell der Bruttoenergieebene nachgelagert ist. Ausgehend von den Grundannahmen beläuft sich die Nettoenergieausbeute auf 0,656. Wird einer der beiden Eigenbedarfe auf 0 % gesenkt, so kommt nur noch der jeweils andere zum Tragen. Die Nettoenergieausbeute stiege um 4 % auf 0,685 (bei 0 % Eigenstrombedarf) bzw. um 12,4 % auf 0,737 (bei 0 % Eigenwärmebedarf). Würden beide Parameter Eigenstrom und Eigenwärmebedarf gleich Null, so würde die Nettoenergieausbeute den Wert der Bruttoenergieausbeute annehmen.

Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad folgt der Änderung der Nettostromausbeute in gleichem Maße. Grund ist die unterstellte Nutzung/Einspeisung der Nettostromausbeute zu 100 %. Das heißt, eine Reduktion des Stromeigenbedarfes wirkt sich direkt auf die Nutzstrommenge aus. Wird die Nettowärmemenge durch eine Änderung des Eigenwärmebedarfes erhöht oder vermindert, so hat dies nur bei einer 100 %-igen Nutzung der Nettowärmemenge direkte Auswirkungen auf den Brennstoffausnutzungsgrad. Anders als beim Strom wurden nur 50 % der Nettowärmemenge zur Nutzung unterstellt, d.h. eine Verringerung des Eigenwärmebedarfes hat im unterstellten Fall keinen energetischen Nutzen auf Nutzenergieebene (vgl. Abbildung 34). Auf Nutzenergieebene unterscheiden sich die Auswirkungen der Variation des Stromeigen- und Wärmeeigenbedarfes voneinander.

Festzuhalten ist, dass der Anstieg der Graphen der Nettoenergieausbeuten und der Brennstoffausnutzungsgrade sich mit der Höhe des Ausgangswertes verändern. Je größer der spezifische Eigendarf in der Ausgangssituation, desto gravierender ist dessen Einfluss auf die Nettoenergieproduktion.

3.2.12.4 Variation des Nutzwärmeanteils

Abschließend soll die für Biogasanlagen wichtige Nutzwärmeauskopplung betrachtet werden. Sie stellt als einzige Repoweringmaßnahme eine Optimierungsmöglichkeit auf Nutzenergieebene dar. Sie dient der Steigerung des Energieabsatzes ohne die eigentliche Energieproduktion zu beeinflussen. Abbildung 35 zeigt die Auswirkungen der Nutzenergieauskopplung auf die Energieeffizienz.

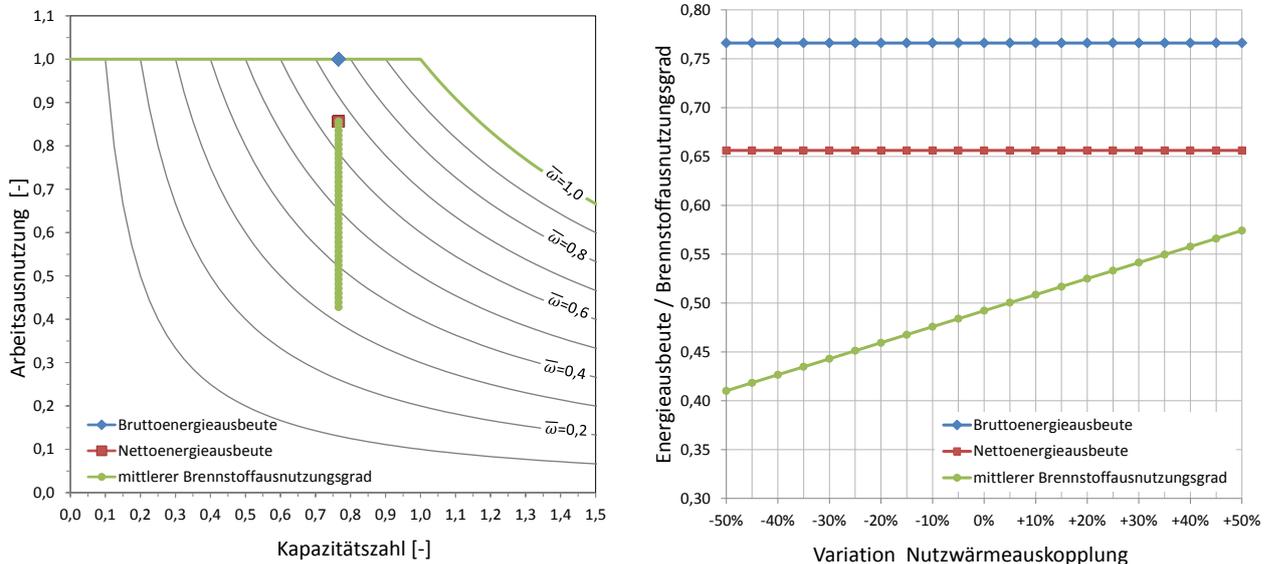


Abbildung 35: Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der Nutzwärmeauskopplung; links: K-n_A-Diagramm; rechts: Q_{nutz} - \bar{w} -Diagramm

Das Maß der Nutzwärmeauskopplung beeinflusst ausschließlich die Arbeitsausnutzung der Biogasanlage, sodass sich eine vertikale Verschiebung des Anlagenbetriebspunktes im K-n_A-Diagramm ergibt. Die installierten Nennleistungen und die zugeführte Substrateistung bleiben unberührt, somit die Kapazitätzahl konstant. Die Brutto- und Nettoenergieausbeuten bleiben ebenso unverändert, da die Variation der Wärmenutzung auf die Nutzenergieebene beschränkt ist.

Ausgehend von einer 50 %-igen Nutzung der bereitgestellten Nettowärmemenge, wird bei einer Verdopplung der Nutzwärmemenge das Maximum der möglichen Nutzwärmemenge erreicht. Der Brennstoffausnutzungsgrad ist dann gleich der Nettoenergieausbeute und beträgt 0,656. Voraussetzung ist, dass die erzeugte Nettostrommenge zu 100 % als Nutzstrommenge Absatz findet (dies ist bei den hier durchgeführten Betrachtungen eine Grundannahme). Unter den gegebenen Rahmenbedingungen stellt dies den effizientesten Betriebspunkt der Biogasanlage dar. Erfolgt eine Minderung der Nutzwärmeauskopplung auf 0 % der Nettowärmemenge, so verringert sich der Brennstoffausnutzungsgrad auf das Niveau der Nettostromausbeute (hier gleichzusetzen mit der Nutzstromausbeute von 0,328).

3.2.13 Zusammenfassung Parametervariation

Um das Maß des Einflusses der einzelnen Parameter darzustellen, werden im Folgenden die Ausbeuten über die Parametervariation dargestellt. Hierbei wird zwischen den einzelnen Bilanzierungsebenen Brutto, Netto und Nutz unterschieden. Abbildung 36 zeigt den Einfluss auf Bruttoenergieebene.

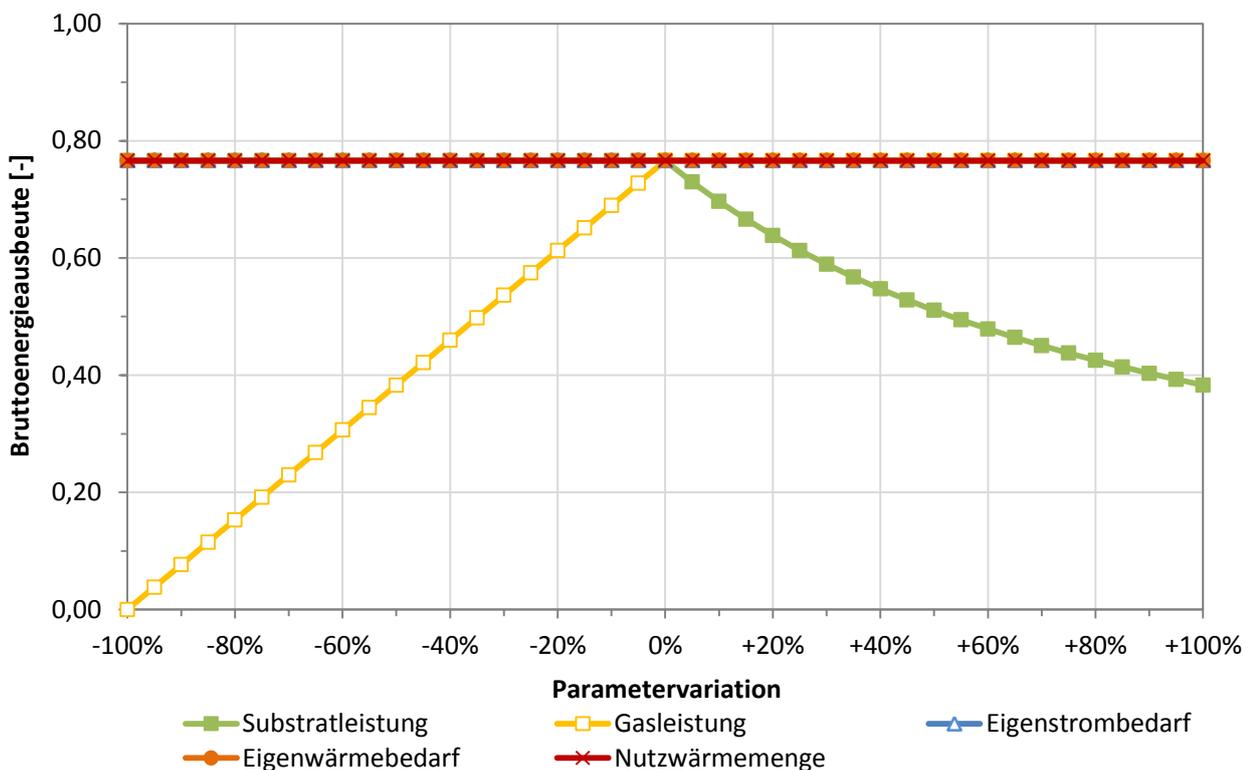


Abbildung 36: Überblick der Parametervariationen auf Bruttoenergieebene (Bruttoenergieausbeute)

Nur die Beeinflussung der Substratleistung und der im Biogas enthaltenen Brennstoffleistung (im Diagramm als Gasleistung bezeichnet) haben einen Einfluss auf die Bruttoenergieausbeute. Mit sinkender Gasproduktion sinken die Bruttoenergieausbeuten direkt proportional. Dem Konversionsaggregat steht zunehmend weniger Energie zur Verfügung, bis die Energiezufuhr und Energieproduktion den Wert 0 erreicht (Parametervariation -100 %). Eine steigende Gasproduktion hat bei vollausgelastetem Konversionsaggregat keinen Einfluss auf die Bruttoenergieausbeute, da die zusätzliche Leistung nicht verwertet werden kann. Die Bruttoenergieausbeute bleibt dann konstant.

Dem gegenüber steht eine Reduktion der Substrateleistung. Diese bewirkt, dass die Bruttoenergieausbeute konstant bleibt, da sich Energieproduktion und Energiezufuhr im gleichen Maße verringern. Mit steigender Substratzufuhr verschlechtert sich allerdings die Bruttoenergieausbeute, da sich das Verhältnis Output/Input (Kapazitätzahl) verringert und somit die Bilanz verschlechtert. Die Variation der Eigenbedarfe und der Nutzwärmeauskopplung haben keinen Einfluss auf die Bruttoenergieausbeute. Somit verbleibt nur die Steigerung der Gasausbeute, bei zeitgleicher Beibehaltung der Energieproduktionsleistung als Optimierungsmaßnahme den Substrateinsatz zu verringern und landwirtschaftliche Flächen freizugeben. In Abbildung 37 werden die Auswirkungen auf Nettoenergieebene dargestellt.

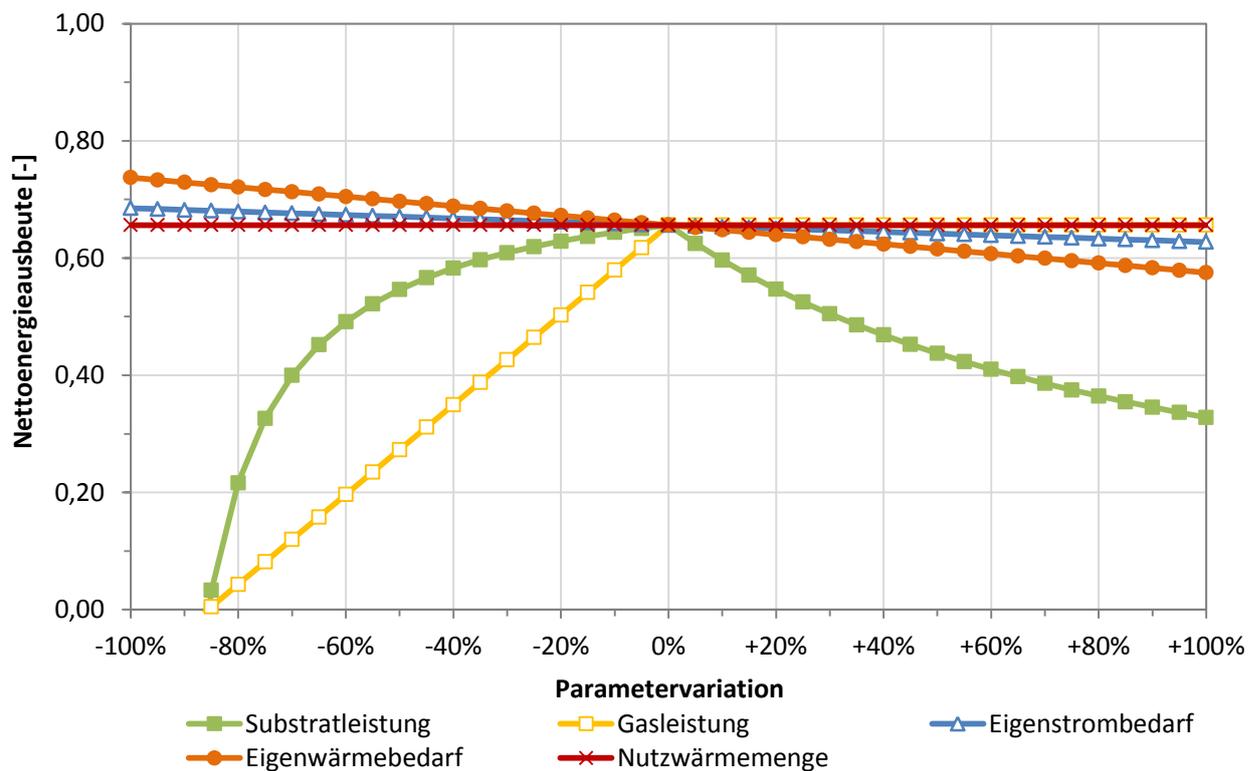


Abbildung 37: Überblick der Parametervariationen auf Nettoenergieebene (Nettoenergieausbeute)

Es zeigt sich, dass der Einfluss der Gasleistung auf die Nettoenergieproduktion im gleichen Maße wirkt, wie auf Bruttoenergieebene. Dies gilt auch für die Zunahme der Substrateleistung. Eine abnehmende Substrateleistung verringert jedoch die Nettoenergieausbeute, da die absoluten Eigenbedarfe als konstant angenommen wurden, sich relativ zum Output jedoch erhöhen. Bei sehr starker Reduzierung der Substrateleistung werden die Eigenbedarfe größer als die Bruttoenergieproduktion. Die Nettoenergieausbeute geht gegen 0 bis sie oberhalb einer Reduzierung von rund -86 % negative Werte annimmt (nicht im Diagramm dargestellt). Die Variation der Eigenbedarfe bewirkt leichte Änderungen in positiver und negativer Richtung gleichermaßen. Hierbei übt der Wärmeeigenbedarf einen größeren Einfluss aus als der Eigenstrombedarf. Ursache ist der prozentual höhere Eigenbedarf, der eine stärkere Varianz hervorruft. Eine Variation des Nutzwärmeabsatzes hat keinen Einfluss auf die Nettoenergieausbeute.

Abbildung 38 stellt den Einfluss der aufgeführten Kenngrößen auf den Brennstoffausnutzungsgrad dar.

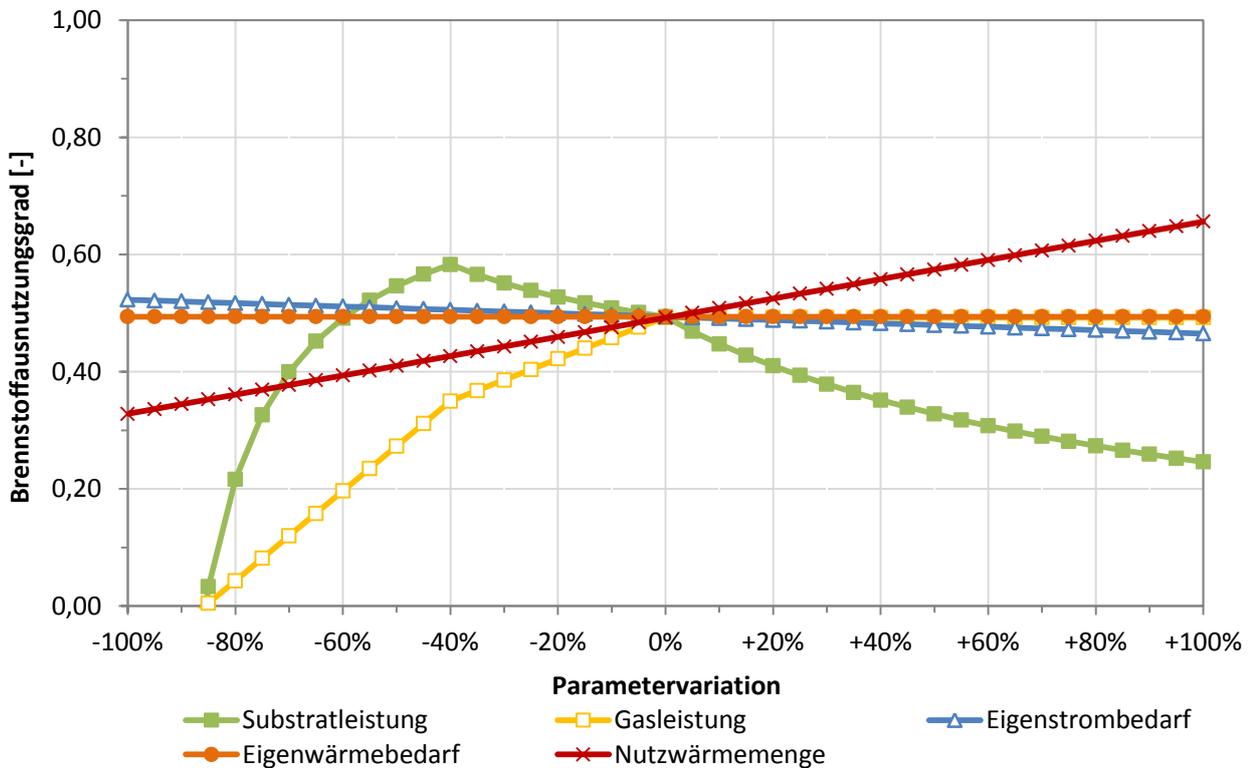


Abbildung 38: Überblick der Parametervariationen auf Nutzenergieebene (mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad)

Der Einfluss einer reduzierten Gasleistung auf den Brennstoffausnutzungsgrad ist abhängig vom Grad der Nutzwärmeauskopplung. Bei einer Nutzwärmeauskopplung $< 100\%$ sinkt der Brennstoffausnutzungsgrad in geringerem Maße als bei 100-%iger Auskopplung. Bei vollständiger Nutzwärmeauskopplung ist der Anstieg der Änderungen gleich der Anstiege auf Brutto- und Nettoenergieebene. Eine steigende Gasproduktion hat bei vollausgelastetem Konversionsaggregat hingegen keinen Einfluss auf die Nutzenergieausbeute, da auf Bruttoenergieebene die zusätzliche Leistung nicht verwertet werden kann. Eine Erhöhung der Substrateleistung wirkt sich auf Nutzenergieebene im gleichen Maße aus wie auf Nettoenergieebene. Die Effizienz sinkt auf Grund der Leistungsbeschränkungen des Energiekonversionsaggregates. Bei abnehmender Substrateleistung, steigt zunächst die Effizienz, da der prozentuale Anteil der Nutzenergieauskopplung an der produzierten Brutto-/Nettoenergiemenge steigt. Das Maximum bei der unterstellten 50-%igen Nutzwärmeauskopplung wird bei einer 40-%igen Reduktion der Substrateleistung erzielt. Liegt eine noch geringere Nutzwärmeauskopplung vor, so wird sich ein maximaler Brennstoffausnutzungsgrad bei einer noch stärkeren Reduktion der Substrateleistung einstellen. Erfolgt eine Reduzierung der Substrateleistung unterhalb einer vollständigen Auskopplung der Nutzenergien, so kann die ursprüngliche Energiemenge nicht mehr produziert werden, sodass der energetische Ertrag gegen 0 tendiert, bis die Eigenenergiebedarfe größer werden als die eigentliche Energieproduktion und eine negative Energiebilanz zu verzeichnen ist ($< -86\%$ Reduktion der Substrateleistung). Eine Änderung der Nutzwärmeauskopplung hat einen entscheidenden Einfluss auf den Brennstoffausnutzungsgrad, der stärker ist als die Variation des Eigenstrombedarfes. Der Eigenwärmebedarf übt unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen keinen Einfluss aus, da die Nutzwärmeauskopplung $< 100\%$ beträgt. Erst bei vollständiger Nutzwärmeauskopplung würde sich ein veränderter Eigenwärmebedarf

auf Nutzenergieebene auswirken. Der Brennstoffausnutzungsgrad würde sich dann im gleichen Maße ändern wie die Nettoenergieausbeute in Abbildung 37.

3.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgewählter Biogasanlagen

Nachdem die ausgewählten Biogasanlagen auf die Auswirkungen der durchgeführten Repoweringmaßnahmen auf die energetische Effizienz der jeweiligen Anlage untersucht wurden sind, sollen in diesem Kapitel die ökonomischen Effekte der Maßnahmen erörtert werden. Dafür wurde den Anlagenbetreibern ein Erfassungsbogen zu relevanten Größen der ökonomischen Betrachtung vorgelegt. Ziel war es, eine aussagekräftige und anlagenspezifische Aussage über den wirtschaftlichen Erfolg der Repoweringmaßnahmen zu erhalten. Dadurch mussten nur wenige Annahmen getroffen werden, welche die Aussagekraft der Ergebnisse hätten relativieren können.

3.3.1 Biogasanlage 01

Die Biogasanlage 01 wurde im Oktober 2003 in Betrieb genommen und fällt damit unter das EEG 2000. Die Anlage erhält neben der Grundvergütung den NawaRo-Bonus, den Gülle-Bonus sowie den Formaldehyd-Bonus nach dem EEG 2004. Zusätzlich erhält die Anlage einen KWK-Bonus nach dem EEG 2009. Die Investitionshöhe für den Bau der Anlage betrug 973.596 €. Dabei erhielt die Biogasanlage 01 einen staatlichen Investitionszuschuss in Höhe von 270.000 €.

Die Summe der Kosten der Repoweringmaßnahmen belaufen sich auf 549.765 €. Darin enthalten sind die Kosten für die Inbetriebnahme eines neuen BHKW (385.000 €), der Bau eines neuen Hydrolysereaktors inkl. des Umbaus des Zentralrührwerks in der bereits bestehenden Anmischgrube (zusammen 128.068,32 €), eines elektrokinetischen Desintegrationsaggregates „BioCrack“ inkl. Peripherie und Inbetriebnahme (21.000 €) sowie eines Lochscheibenzerkleinerers (15.697 €). Zusätzlich gibt es Daten über die komplette Finanzierungsstruktur von Biogasanlage 01. Dabei liegt, nach einer 10-jährigen Zinsbindung von 2003 bis 2012, der effektive Jahreszins mit 4,06 % seit dem Jahr 2013 deutlich niedriger als vorher mit 6,5 %. Alle wichtigen ökonomischen Rahmenparameter sind in Tabelle 29 wieder gegeben.

Tabelle 29: Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 01

Parameter / Repoweringmaßnahme	Einheit	Wert
Erstinbetriebnahme	-	Okt. 2003
Invest. Biogasanlage	€	973.596
Investitionszuschuss	€	270.000
Eigenkapital	€	0
Fremdkapital	€	703.596

Fortführung Tabelle 29: Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 01

Parameter / Repoweringmaßnahme	Einheit	Wert
Effektiver Jahreszins 2003 bis 2012	%	6,5
Effektiver Jahreszins ab 2013	%	4,06
Zinsbelastung 2011 (ohne Tilgung)	€	34.500
Summe Repowering-Maßnahmen 2011	€	549.765
Alt-BHKW Wirkungsgrad (elektrisch) η_{el}	%	38,7
Neu-BHKW Wirkungsgrad (elektrisch) η_{el}	%	40,4

Bei den Substratpreisen findet laut Betreiberangaben für jedes Jahr eine Preissteigerung statt. Die „kostenlosen“ Substrate Rindergülle und -mist sind direkt an der Biogasanlage 01 durch den angeschlossenen Milchviehbetrieb verfügbar. Der Kostensatz für die Maissilage-Abdecke ist derselbe wie für Maissilage und liegt zwischen 28,50 €/t_{FM} im Jahr 2010 und 38 €/t_{FM} im Jahr 2012. Dabei ist zu beachten, dass die jeweiligen Kostensätze für jedes Wirtschaftsjahr neu kalkuliert werden. Das Wirtschaftsjahr läuft, wie in der Landwirtschaft üblich, bei Biogasanlage 01 vom 1. Juli eines Jahres bis zum 30. Juni des folgenden Jahres. Somit beträgt der Kostensatz für Getreide in der 1. Jahreshälfte 2011 130 €/t_{FM} und steigt für die 2. Jahreshälfte deutlich auf 180 €/t_{FM} an.

Tabelle 30: Preisspanne der eingesetzten Substrate für Biogasanlage 01

Substrat	Mais-silage	Zucker-rüben	Getreide	Anwelk-silage	Kartoffeln	Gras	Rinder-festmist	Rinder-gülle	Zwiebeln
Preis in [€/t _{FM}]	28,50 – 38,00	30,00	100,00 – 180,00	28,50 – 32,30	30,00	3,00	0,00	0,00	3,00

Der durchschnittliche Substratpreis in Tabelle 30 steigt von Jahr zu Jahr konstant an. Dieser Preis wird insbesondere durch die steigenden Kostensätze bei Maissilage, Getreide und Anwelksilage bestimmt. Eine Zusammenfassung der ökonomischen Betrachtung von Biogasanlage 01 ist in Tabelle 31 wiedergegeben.

Tabelle 31: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 01

Position	Einheit	2010	2011	2012
kapitalgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	3,74	5,93	4,46
betriebsgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	2,79	3,38	2,64
verbrauchsgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	6,61	7,69	8,80
sonstige Kosten	[ct/kWh _{el}]	0,39	0,43	0,28

Fortführung Tabelle 31: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 01

Position	Einheit	2010	2011	2012
Stromgestehungskosten	[ct/kWh _{el}]	13,54	17,42	16,36
Gesamterlöse Verkauf Strom & Wärme	[ct/kWh _{el}]	21,78	21,71	21,46
Jahresergebnis	[ct/kWh _{el}]	8,24	4,29	5,10
Gesamtkosten	[€/a]	353.620	569.980	684.151
Gesamterlöse	[€/a]	569.116	710.279	897.582
Jahresergebnis	[€/a]	215.496	140.299	213.431

Die Stromgestehungskosten für Biogasanlage 01 sind in Abbildung 39 grafisch dargestellt.

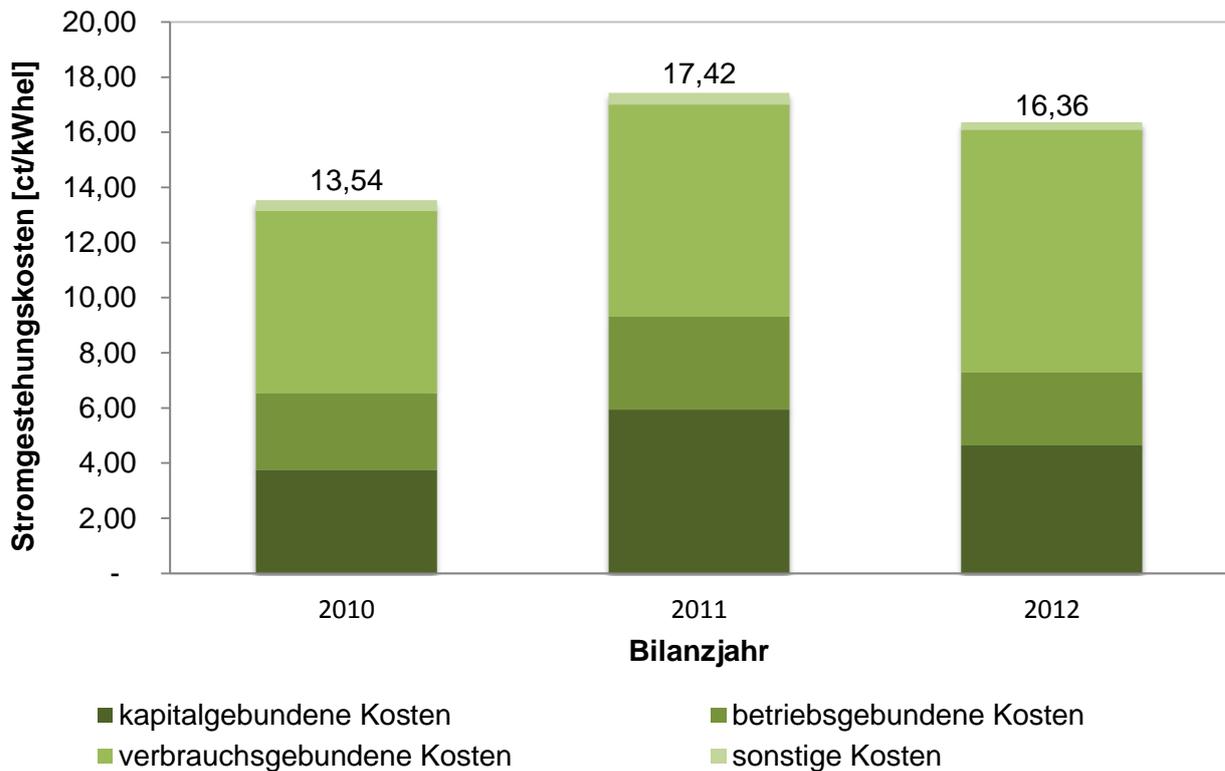


Abbildung 39: Stromgestehungskosten BGA 01

Insgesamt fallen die Stromgestehungskosten für Biogasanlage 01 sehr niedrig aus, was vor allem den laut Betreiberangaben geringen kapital- und betriebsgebundenen Kosten geschuldet ist. So liegen die Stromgestehungskosten im Jahr 2010 lediglich bei 13,54 ct/kWh_{el} und steigen im darauffolgenden Jahr durch die zahlreichen Repoweringmaßnahmen auf 17,42 ct/kWh_{el}. 2012 liegen die Stromgestehungskosten etwas niedriger bei 16,36 ct/kWh_{el}.

Aufgrund der sehr niedrigen kapitalgebundenen Kosten weist Biogasanlage 01 das beste Jahresergebnis aller drei untersuchten Biogasanlagen aus. Im Jahr 2010 weist Biogasanlage 01 ein Jahresergebnis von

215.496 € aus. Dies verringert sich aufgrund der umfangreichen Repoweringmaßnahmen im Jahr 2011 auf 140.299 € und steigt letztlich im Folgejahr auf 213.431 € an. Dabei erhöht sich durch die Durchsatzsteigerung und die Installation des neuen BHKW die eingespeiste Strommenge um über 60 %.

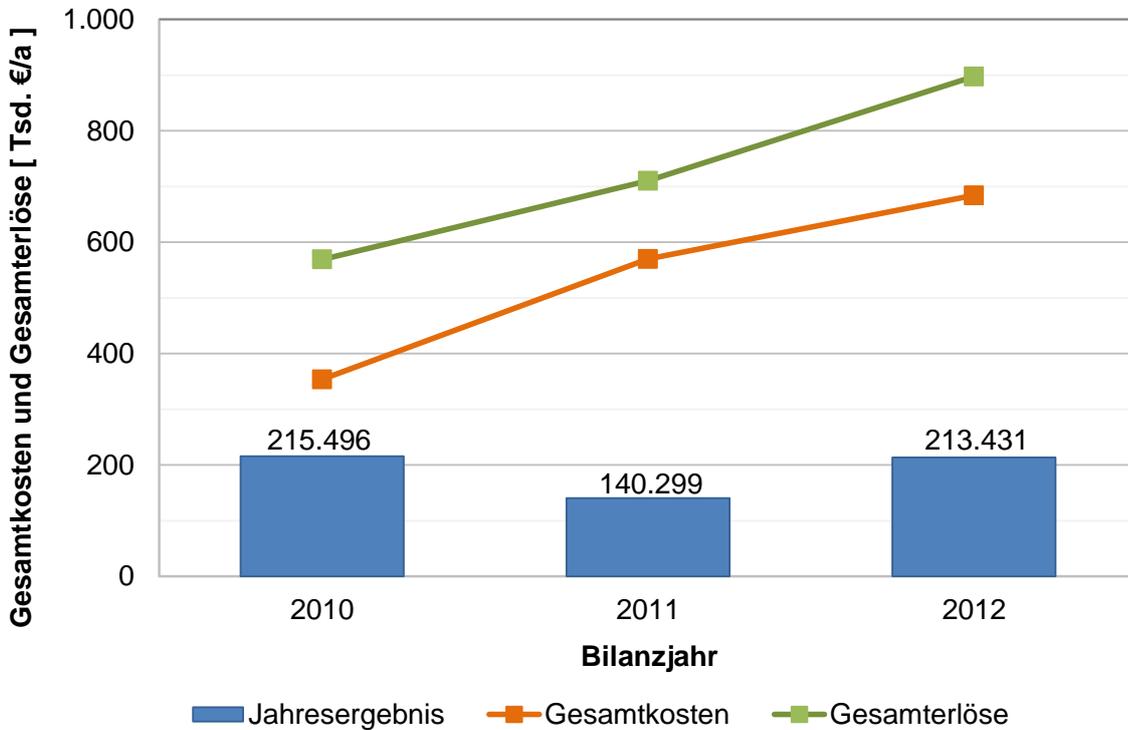


Abbildung 40 : Gesamtkosten und Gesamterlöse BGA 01

Die Sensitivitätsbetrachtung von Biogasanlage 01 für das Jahr 2011 zeigt in Abbildung 41 für die Ökonomie ein ähnliches Bild wie die Biogasanlagen 06 und 07. Eine Variation der eingespeisten Strommenge hat, z.B. bei einem höheren Wirkungsgrad des BHKW, unter Konstanzhaltung aller anderen Parameter, den größten ökonomischen Effekt. Wird die eingespeiste Strommenge bspw. um 5 % reduziert, sinkt das Jahresergebnis im betreffenden Jahr bereits um etwa 40.000 €. Hingegen steigt das Jahresergebnis bei einer Reduzierung des durchschnittlichen Substratpreises um 10 % lediglich um etwa 10.000 €.

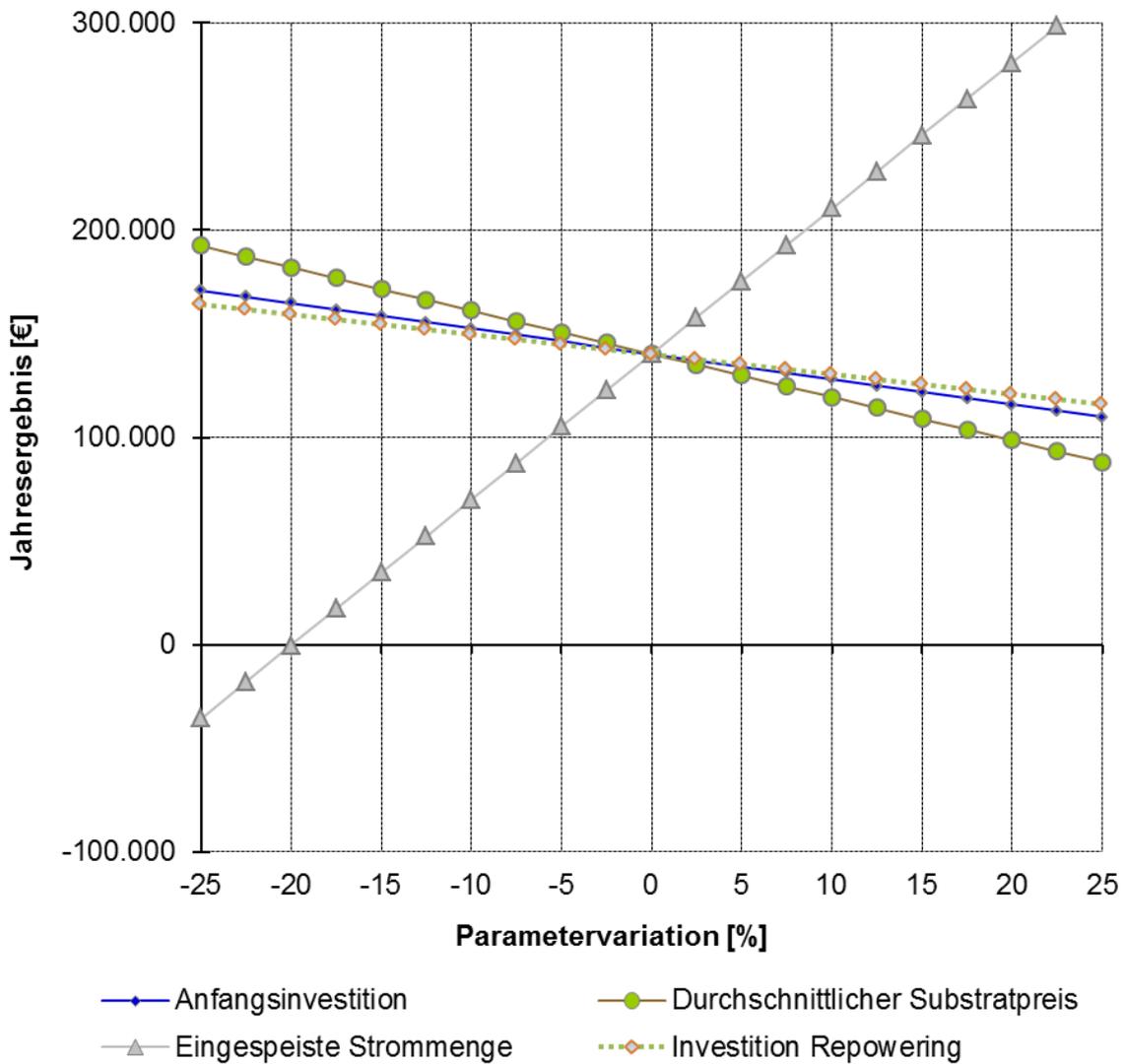


Abbildung 41: Sensitivitätsbetrachtung Ökonomie für 2011 - Biogasanlage 01

3.3.2 Biogasanlage 06

Die Biogasanlage 06 wurde im Dezember 2007 in Betrieb genommen und fällt damit unter das EEG 2004. Da der Betrachtungszeitraum in dieser Arbeit allerdings die Jahre 2010 bis 2013 umfasst, gelten die Vergütungssätze des EEG 2009, nachdem der Anlagenbetreiber diese Option in Anspruch genommen hat. Zusätzlich zur Grundvergütung erhält er den KWK-, den Gülle- sowie den NawaRo-Bonus. Die Investitionshöhe für den Bau der Anlage (1.879.551 €) sowie die Repoweringmaßnahmen² (insg. 550.944 €, darin enthalten sind 484.938 € für die Erhöhung des Fermentationsvolumens und 66.006 € für die Abdeckung des Gärrestlagers) sind bekannt. Zusätzlich gibt es Daten über die komplette Finanzierungsstruktur.

² Für den Ausbau der Wärmenutzung war laut Betreiberangabe kein zusätzlicher Invest notwendig.

Tabelle 32: Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 06

Parameter / Repoweringmaßnahme	Einheit	Wert
Erstinbetriebnahme	-	Dez. 2007
Invest Biogasanlage	€	1.879.551
Eigenkapital	€	613.900
Eigenkapitalzins	%	k. A.
BHKW Wirkungsgrad (elektrisch) η_{el}	%	40,4
Summe Repowering-Maßnahmen	€	550.944

Bei den Substratpreisen findet laut Betreiberangaben keine Preissteigerung statt. Lediglich für Getreide liegt ein Preisanstieg im Jahr 2013 vor (auf 130 €/t_{FM}). Die „kostenlosen“ Substrate Rindergülle und -mist sind direkt an der Biogasanlage verfügbar. Anfallende Kosten für Transport und Lagerung werden über die Betriebskosten geführt (bspw. über den Eigenstromverbrauch der Gülle-Pumpen).

Tabelle 33: Preisspanne der eingesetzten Substrate für Biogasanlage 06

Substrat	Einheit	Rinder- gülle	Festmist	Mais- silage	Gras- silage	Getreide	Eisen- hydroxid
Preis [€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	0	0	30	30	110 - 130	940
Anteil Eigenproduktion	[%]	100	100	100	100	100	0

Der durchschnittliche Substratpreis in Tabelle 33 variiert von Jahr zu Jahr relativ stark. So liegt er 2011 und 2013 bei ca. 5,7 €/t_{FM}, während er 2010 6,3 €/t_{FM} und 2012 sogar 7,1 €/t_{FM} beträgt. Ursachen dafür sind die unterschiedlichen Nutzungsmengen der „kostenlosen“ Exkrememente, die vor allem 2012 reduziert wurden, sowie die Substitution von teurerem Getreide durch Mais- und Grassilage.

Da für den Ausbau der Wärmenutzung 2011 keine Kosten angegeben sind, steigen die kapitalgebundenen Kosten erst 2012 um ca. 0,8 ct/kWh_{el} durch die Erhöhung des Fermentationsvolumens und der gasdichten Abdeckung des Gärrestlagers.

Tabelle 34: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 06

Position	Einheit	2010	2011	2012	2013
kapitalgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	4,04	4,20	5,01	4,99
betriebsgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	4,59	5,82	5,45	6,35
verbrauchsgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	6,79	6,73	7,50	6,41
sonstige Kosten	[ct/kWh _{el}]	3,27	3,30	3,75	3,63

Fortführung Tabelle 34: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 06

Position	Einheit	2010	2011	2012	2013
Stromgestehungskosten	[ct/kWh _{el}]	18,69	20,04	21,69	21,38
Gesamterlöse Verkauf Strom & Wärme	[ct/kWh _{el}]	20,80	21,10	21,23	21,36
Jahresergebnis	[ct/kWh _{el}]	2,11	1,06	-0,46	-0,02
Gesamtkosten	[€/a]	814.901	840.338	948.288	938.038
Gesamterlöse	[€/a]	906.694	885.068	928.142	937.285
Jahresergebnis	[€/a]	91.792	44.723	-20.146	-753

Einen höheren Anteil an den Stromgestehungskosten haben die betriebsgebundenen Kosten, die jährlich ansteigen und 2013 bei ca. 6,35 ct/kWh_{el} liegen. 2010 sind es noch ca. 4,59 ct/kWh_{el}. Neben den steigenden Preisen für den Eigenstrombezug steigen vor allem die Aufwendungen für Wartungen und Instandhaltungen an, was u.a. auf das Alter der Anlage zurück zu führen ist.

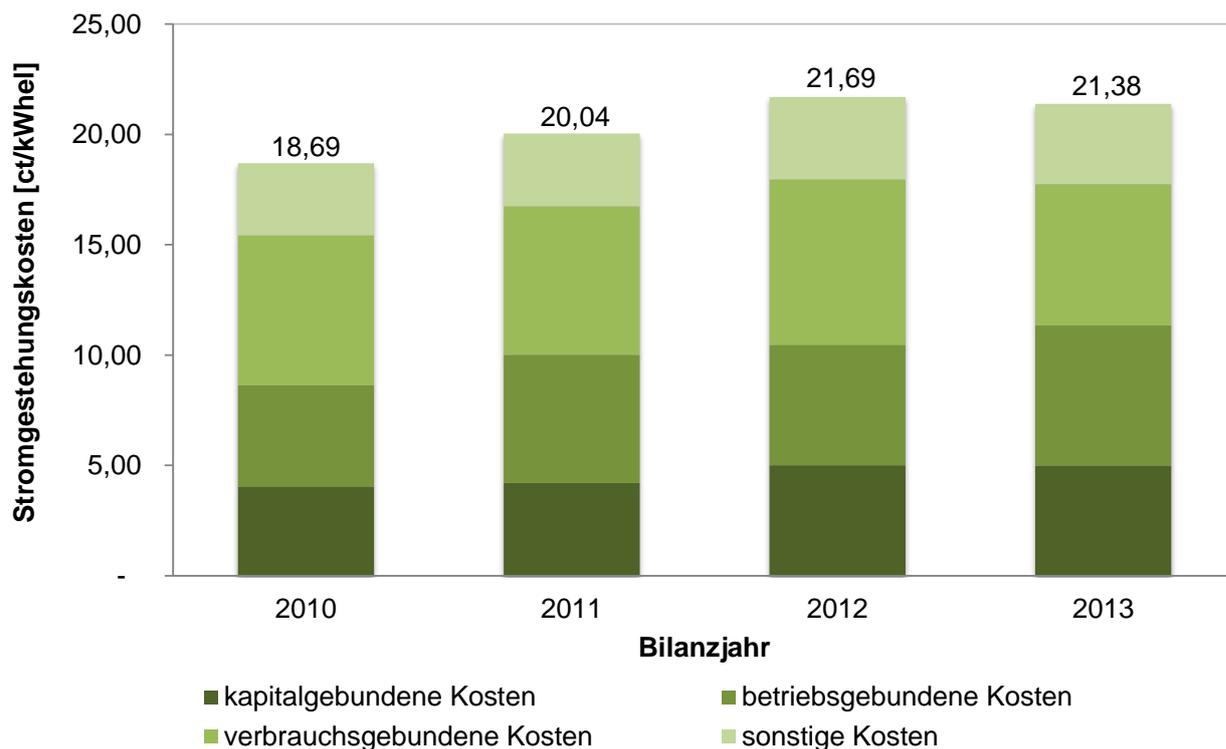


Abbildung 42: Stromgestehungskosten BGA 06

Die verbrauchsgebundenen Kosten stiegen von zuvor konstanten 6,7 ct/kWh_{el} auf 7,5 ct/kWh_{el} im Jahr 2012 an und sanken 2013 auf 6,4 ct/kWh_{el}. Sie nehmen damit den größten Anteil an den Stromgestehungskosten ein. Auffällig bei Biogasanlage 06 sind die weiterhin relativ hohen sonstigen Kosten. Welche Kostenpositionen genau darunter fallen, wurde vom Anlagenbetreiber nicht weiter ausgeführt. Vor den baulichen Veränderungen im Jahr 2012 sind die sonstigen Kosten konstant, um danach um ca. 0,4 ct/kWh_{el} zu steigen.

Letztlich sind die Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2012 jährlich gestiegen. Kostentreiber im Jahr 2011 sind insbesondere die betriebsgebundenen Kosten, welche von 4,59 ct/kWh_{el} auf 5,82 ct/kWh_{el} angestiegen sind. Im Jahr 2012 sind es vor allem die kapitalgebundenen Kosten aufgrund der Repoweringmaßnahmen sowie die gestiegenen Substratpreise, die die Stromgestehungskosten auf 21,69 ct/kWh_{el} ansteigen ließen. Erst 2013 sinken die Stromgestehungskosten wieder auf leicht 21,38 ct/kWh_{el}, was vor allem, trotz steigender Betriebskosten, durch die sinkenden verbrauchsgebundenen Kosten zu begründen ist.

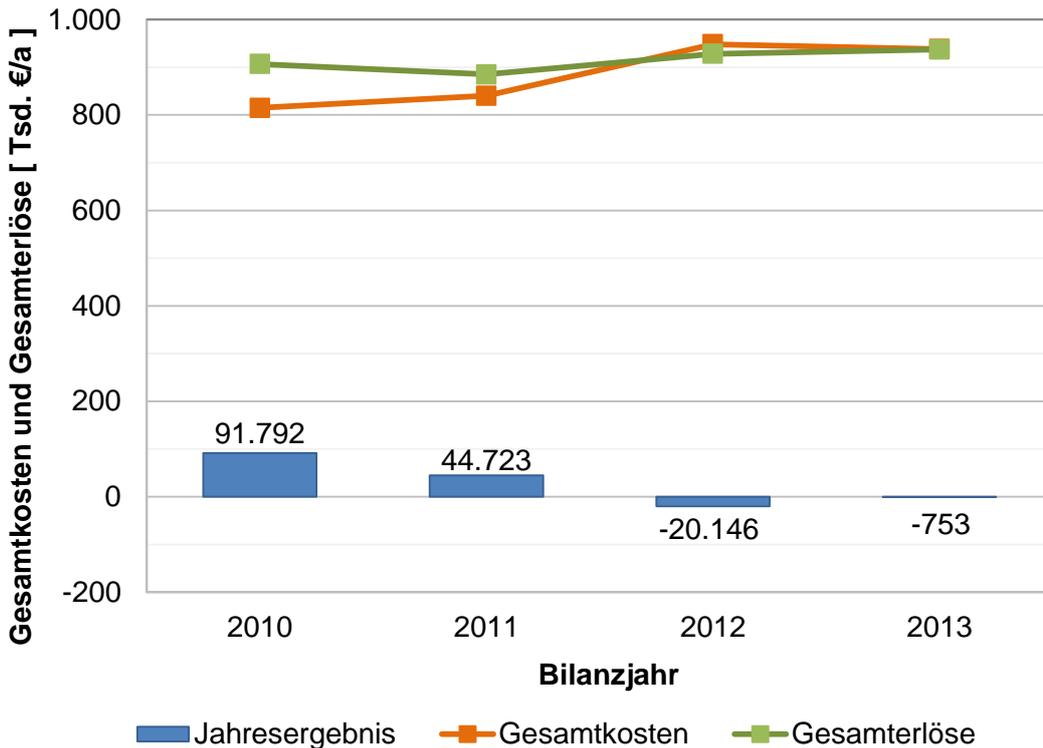


Abbildung 43: Gesamtkosten und Gesamterlöse BGA 06

Die abgeführte, extern genutzte Wärme wird jedes Jahr mit etwa 1,9 ct/kWh_{el} vergütet. Im Ausbaujahr der Wärmenutzung 2011 sind keine Steigerungen des Wärmeabsatzes sichtbar, es kommt sogar zu einer Reduzierung der Wärmeerlöse. Erst ab 2012 steigen die Wärmeerlöse um ca. 5.000 € auf ca. 26.500 € an. Im Jahr 2013 können knapp 30.000 € aus dem Verkauf von Wärme erzielt werden. Der größte Teil der Erlöse generiert sich aber durch die Einspeisevergütung für die eingespeiste Strommenge nach dem EEG. Die Wärmeerlöse haben mit 3,2 % einen nur sehr geringen Anteil an den Gesamterlösen.

Insgesamt kommt es zu keiner signifikanten Erhöhung der produzierten bzw. eingespeisten Strommenge infolge der Repoweringmaßnahmen, zumal das BHKW bereits vor der Repoweringmaßnahme eine hohe Auslastung erreicht hat. Zudem lassen sich kaum Erlössteigerungen aus der Stromeinspeisung verzeichnen. Im Jahr 2013 hingegen ist ein leichter Zuwachs der Erlöse zu verzeichnen, welche mit leicht reduzierten Kosten für die Biogasanlage einhergehen. Diese Kostenreduktion ist insbesondere auf niedrigere verbrauchsgebundene Kosten zurück zu führen, weshalb das Jahresergebnis nur geringfügig negativ (- 700 €) ausfällt. Es muss festgehalten werden,

dass die Repoweringmaßnahmen nicht zu der erhofften Ertragssteigerung für Biogasanlage 06 geführt haben.

Die Sensitivitätsbetrachtung des Jahresergebnisses für die Biogasanlage 06 für das Jahr 2012 ist in Abbildung 44 dargestellt. Für dieses Jahr wird ein leicht negatives Jahresergebnis (Jahresfehlbetrag) von etwa - 20.000 € ermittelt. Könnte bspw. die Stromproduktion um 2,5 % erhöht werden (z.B. durch einen höheren elektrischen Wirkungsgrad des BHKW), wäre bereits für das Jahr 2012 eine Verbesserung des Jahresergebnisses auf knapp über 0 € realisierbar. Würde der durchschnittliche Substratpreis um 5 % sinken, wäre ebenfalls ein fast ausgeglichenes Jahresergebnis realisierbar, sofern alle anderen Parameter konstant bleiben. Anderenfalls würde bei einer Reduzierung der eingespeisten Strommenge um knapp 10 % (z.B. deutlich geringerer Biogas- bzw. Methanertrag des eingesetzten Substrates aufgrund höherer Siliiverluste) das Jahresergebnis 2012 schon bei - 100.000 € liegen. Der Investitionsbedarf der Repoweringmaßnahmen hat hingegen nur einen sehr marginalen Einfluss auf das Jahresergebnis.

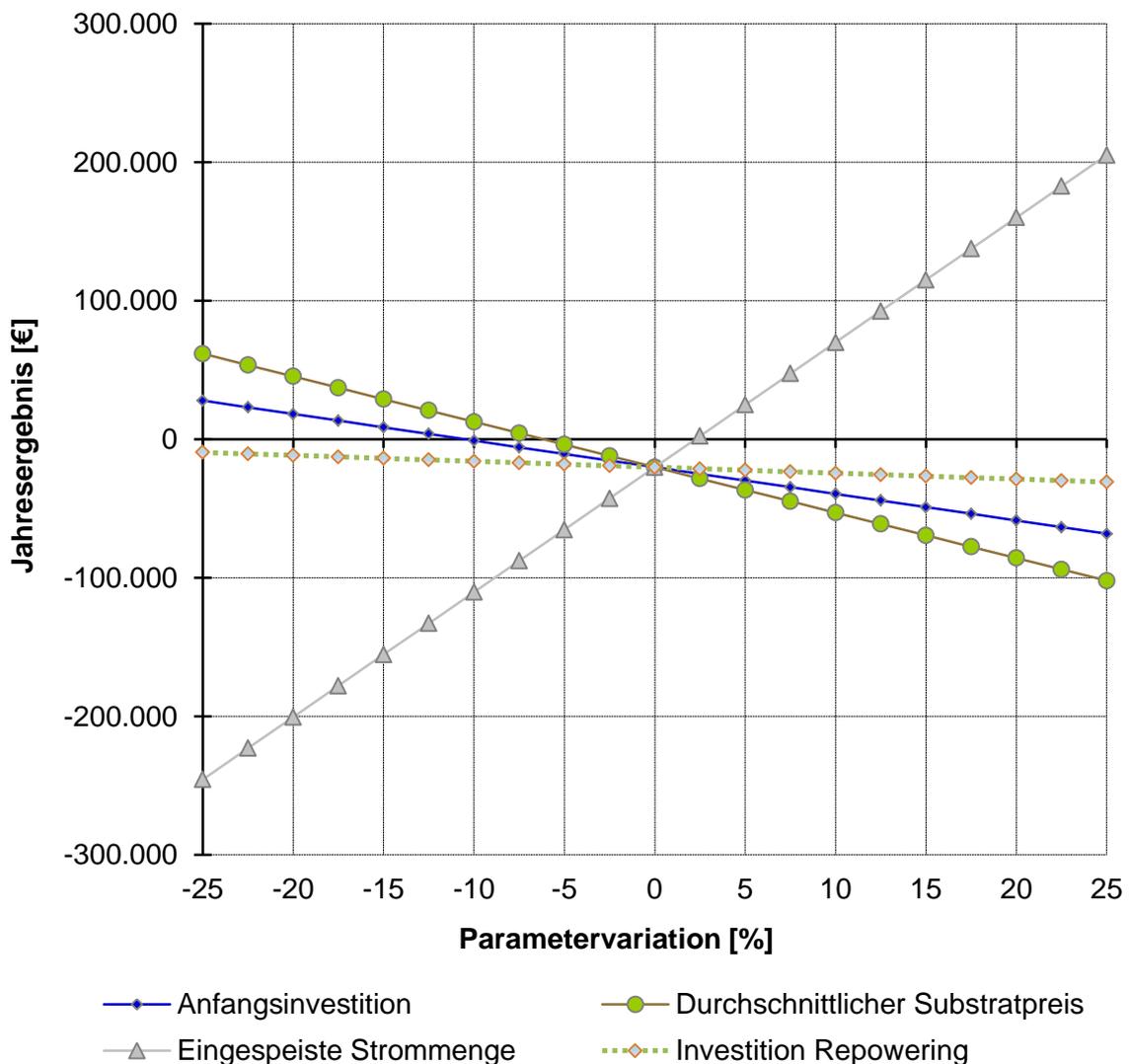


Abbildung 44: Sensitivitätsbetrachtung Ökonomie für 2012 - Biogasanlage 06

3.3.3 Biogasanlage 07

Die Biogasanlage 07 wurde im Dezember 2010 in Betrieb genommen und fällt daher unter das EEG 2009. Neben der Grundvergütung wird der eingespeiste Strom zusätzlich mit dem KWK-, dem Gülle-, dem NawaRo- und ab 2014 mit dem Formaldehydbonus vergütet. Die Investitionshöhe für den Bau der Biogasanlage (2.460.000 €) und die Investitionen für die Repoweringmaßnahmen (ca. 460.000 €, davon entfallen 200.000 € in den Ausbau des Nahwärmenetzes und 200.000 € in den Ausbau der Wärmenutzung) sind bekannt. Des Weiteren liegen die Daten über die komplette Finanzierungsstruktur der Biogasanlage 07 zugrunde.

Tabelle 35: Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 07

Parameter / Repoweringmaßnahme	Einheit	Wert
Erstinbetriebnahme	-	Dez. 2010
Invest. Biogasanlage	€	2.505.100
Eigenkapital	€	501.020
Eigenkapitalzins	%	4
BHKW Wirkungsgrad (elektrisch) η_{el}	%	39,4
Summe Repowering-Maßnahmen	€	460.000

Laut den Angaben des Betreibers findet bei den Substratpreisen im Betrachtungszeitraum keine wesentliche Preissteigerung statt. Ein Großteil der Substrate wird zudem selbst produziert (außer Kartoffeln und Getreideschrot). In Tabelle 36 sind die Preisspannen der jeweiligen Substrate für den Betrachtungszeitraum aufgeführt. Die Preise sind dabei frei Anlage angegeben, d.h. alle vorgelagerten Kosten für Ernte, Transport, Silierung, Aufbereitung, u.a. sind bereits enthalten.

Tabelle 36: Preisspanne der eingesetzten Substrate für Biogasanlage 07

Substrat	Einheit	Rinder- gülle	Festmist	Mais- silage	Gras- silage	GPS	Kartoffeln	Getreide
Preis	[€/t _{FM}]	0 - 2	0 - 5	29 - 30	23,5 - 24,5	27,5 - 28,5	30	130
Anteil Eigen- produktion	[%]	91	61	60	73	53	0	30

Der durchschnittliche Substratpreis variiert aufgrund unterschiedlicher Substratverhältnisse von Jahr zu Jahr relativ stark im Betrachtungszeitraum. Im Jahr 2010 liegt der durchschnittliche Substratpreis bei 15,28 €/t_{FM} und sinkt für die Jahre 2012 und 2013 auf bis zu 13,30 €/t_{FM}, was auf die erhöhte Nutzung von Gülle und Mist sowie einer gleichzeitigen, leichten Minderung der NawaRo-Menge zurückzuführen ist. Im Jahr 2014 steigt der durchschnittliche Substratpreis auf 17,55 €/t_{FM} durch den reduzierten Einsatz von Exkrementen und dem etwa gleichbleibendem Niveau der NawaRo-Menge.

Für die ökonomische Betrachtung spielt das Jahr 2011 eine gesonderte Rolle, da der Volllastbetrieb der Anlage erst ab der zweiten Jahreshälfte erreicht wird und damit eine verminderte Biogaskonversion einhergeht. Die kapitalgebundenen Kosten müssen an den kürzeren Zeitraum angepasst werden, da

die Kosten für das volle Kalenderjahr herangezogen werden, die Energiemengen jedoch in der zweiten Jahreshälfte produziert wurden. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Biogasanlage 07 sind in Tabelle 37 dargestellt.

Tabelle 37: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 07

Position	Einheit	2011	2012	2013	2014
kapitalgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	7,87	7,40	7,41	7,49
betriebsgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	1,91	2,18	2,14	2,01
verbrauchsgebundene Kosten	[ct/kWh _{el}]	9,74	8,08	6,46	6,28
sonstige Kosten	[ct/kWh _{el}]	0,55	0,20	0,43	0,44
Stromgestehungskosten	[ct/kWh_{el}]	20,07	17,86	16,45	16,21
Gesamterlöse Verkauf Strom & Wärme	[ct/kWh_{el}]	24,34	18,44	18,89	19,23
Jahresergebnis	[ct/kWh_{el}]	-3,47	0,59	2,43	3,03
Gesamtkosten	[€/a]	379.489	548.749	504.505	492.049
Gesamterlöse	[€/a]	332.108	566.801	579.171	583.966
Jahresergebnis	[€/a]	-47.381	18.052	74.666	91.917

Die Investitionen in die Repoweringmaßnahmen (Ausbau des Nahwärmenetzes sowie Ausbau der Wärmenutzung) führen zu steigenden Kapitalkosten um ca. 8 %. Ab 2012 bleiben diese nahezu konstant. Die betriebsgebundenen Kosten liegen bei durchschnittlich 2 ct/kWh_{el}. Dem gegenüber sinken die Verbrauchs- bzw. die Substratkosten von Jahr zu Jahr (von 9,74 ct/kWh_{el} in 2011 auf 6,28 ct/kWh_{el} in 2014), was neben der allgemeinen Reduzierung der Substratmenge auf den gestiegenen Einsatz preiswerter Grassilage sowie der gleichzeitigen Reduzierung teurerer Mais- und Ganzpflanzensilage zurückzuführen ist. Dabei muss jedoch festgehalten werden, dass die Kostenreduktion auf Basis konstanter Substratpreise geschieht. Mit einer sonst üblichen Preissteigerung würde die deutlich verminderte Substratmenge der günstigeren Exkrementen viel stärker ins Gewicht fallen. Dennoch kann für diese Anlage festgehalten werden, dass es dem Anlagenbetreiber gelungen war, die jährlichen Substratkosten kontinuierlich zu senken, was letztlich ab 2012 zu jährlich sinkenden Gesamtkosten geführt hat. Demzufolge sinken auch die Stromgestehungskosten von 20,07 ct/kWh_{el} im Jahr 2011 auf bis zu 16,21 ct/kWh_{el} im Jahr 2014.

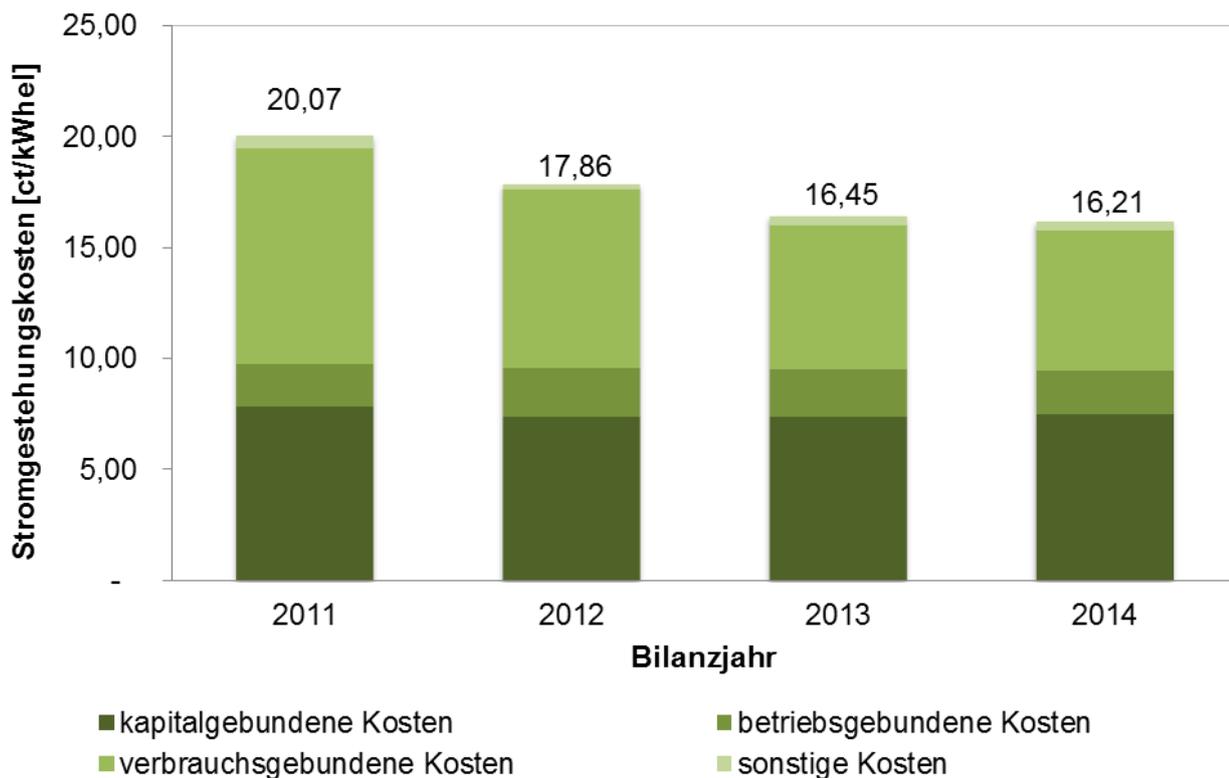


Abbildung 45: Stromgestehungskosten Biogasanlage 07

Auf Seiten der Erlöse stehen hauptsächlich der Wärme- und Stromabsatz. Für den Stromabsatz gelten die Einspeisevergütungen des EEG 2009. Die produzierte Wärme wird für 3 ct/kWh_{th} in das errichtete Nahwärmenetz eingespeist. Obwohl die eingespeiste Strommenge ab 2012 leicht sank, stiegen die EEG-Erlöse nach den Angaben des Betreibers von Jahr zu Jahr leicht.

Aus den zuvor beschriebenen Entwicklungen der Erlöse und Kosten ergibt sich ein positiver Trend im Hinblick auf das Jahresergebnis von Biogasanlage 07. So wurde im Jahr 2011 noch ein Jahresfehlbetrag von - 47.381 € erwirtschaftet, wohingegen ab dem Jahr 2012 stets ein Überschuss generiert wurde. 2014 lag dieser bei 91.917 €. Der Jahresfehlbetrag aus dem Jahr 2011 ist vor allem auf die bereits erläuterte Gewichtung der Kapitalkosten zurückzuführen, welche in diesem Jahr verhältnismäßig hoch waren, während sich die Stromproduktion noch nicht im Volllastbetrieb befand. Die ab dem Jahr 2012 sinkenden verbrauchsgebundenen Kosten in Verbindung mit den leicht steigenden Erlösen führen letztlich zu einem von Jahr zu Jahr steigendem Jahresergebnis.

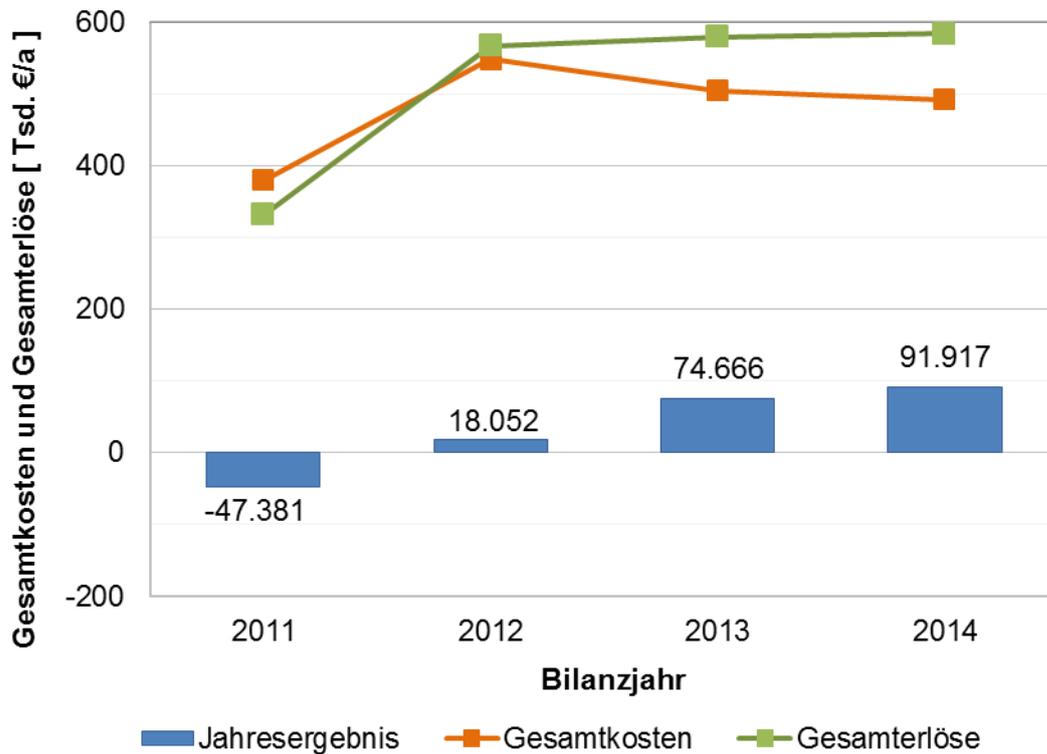


Abbildung 46: Gesamtkosten und Gesamterlöse Biogasanlage 07

Die Sensitivätsbetrachtung von Biogasanlage 07 für das Jahr 2012 zeigt für die Ökonomie ein ähnliches Bild wie bei Biogasanlage 01 und Biogasanlage 06. Das Jahresergebnis weist für das genannte Jahr ein positives Jahresergebnis von etwa 18.000 € auf. Eine Variation der eingespeisten Strommenge hat, unter Konstanthaltung aller anderen Parameter, den größten ökonomischen Effekt zur Folge. Zudem liegt die Änderungsrate des durchschnittlichen Substratpreises deutlich unterhalb derer der anderen betrachteten Biogasanlagen. Somit hat eine Änderung dieses Parameters nur einen sehr marginalen Einfluss auf das Jahresergebnis dieser Anlage.

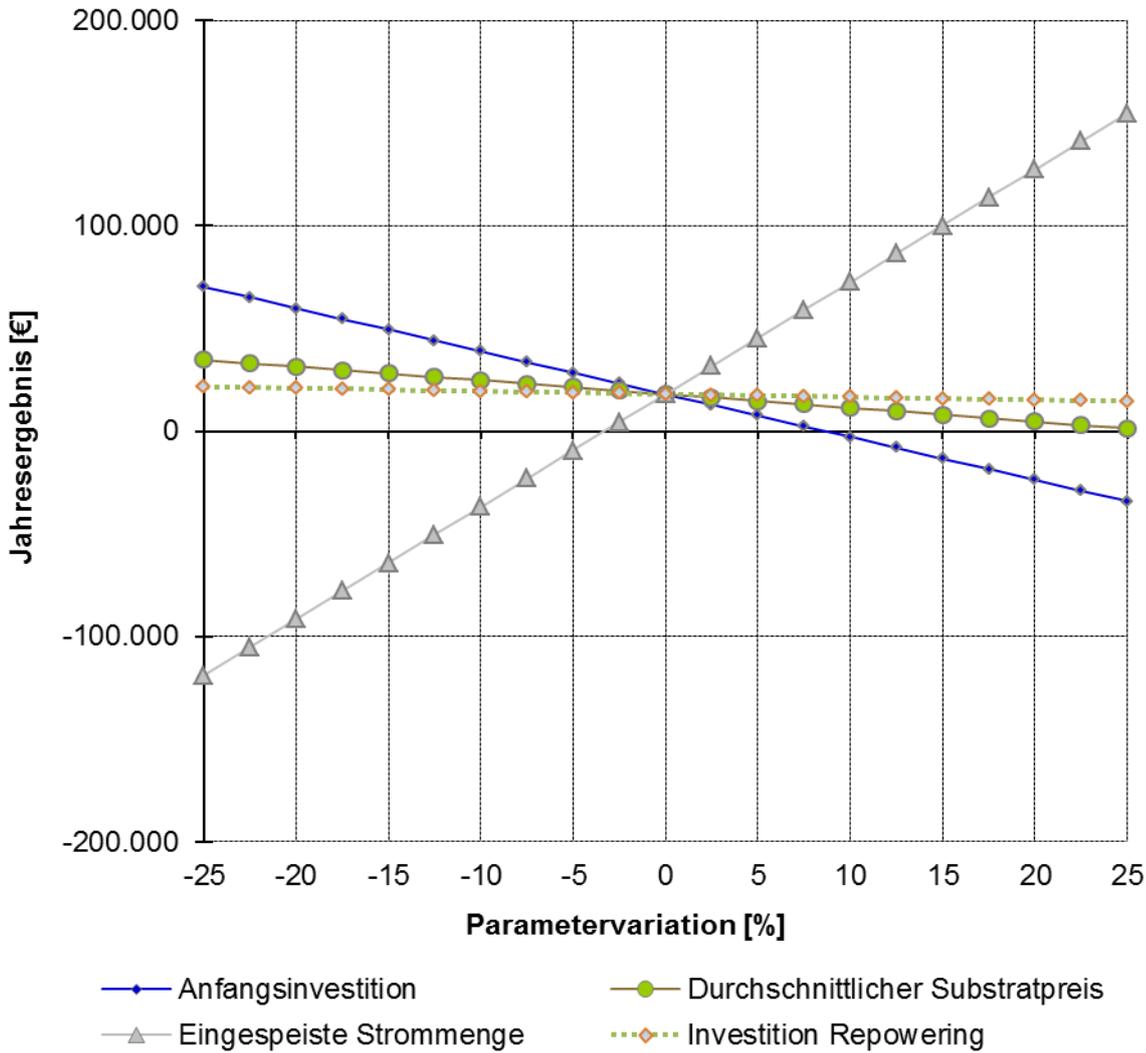


Abbildung 47: Sensitivitätsbetrachtung Ökonomie für 2012 - Biogasanlage 07

3.3.4 Anlagenvergleich der Stromgestehungskosten

In diesem Unterkapitel erfolgt der ökonomische Vergleich der beiden Kennzahlen „Stromgestehungskosten“ und „Jahresergebnis“ der drei untersuchten Biogasanlagen. Abbildung 48 zeigt einen Vergleich der jeweiligen Stromgestehungskosten. Auffällig ist, dass zwischen den drei untersuchten Biogasanlagen erhebliche Unterschiede in der Höhe der Stromgestehungskosten festgestellt werden konnten. Diese liegen, wie in Tabelle 38 dargestellt, zwischen 13,54 ct/kWh_{el} im Jahr 2010 für Biogasanlage 01 und 21,69 ct/kWh_{el} im Jahr 2012 für Biogasanlage 06. Dies bedeutet einen Unterschied von mehr als 60 % zwischen den betrachteten Anlagen.

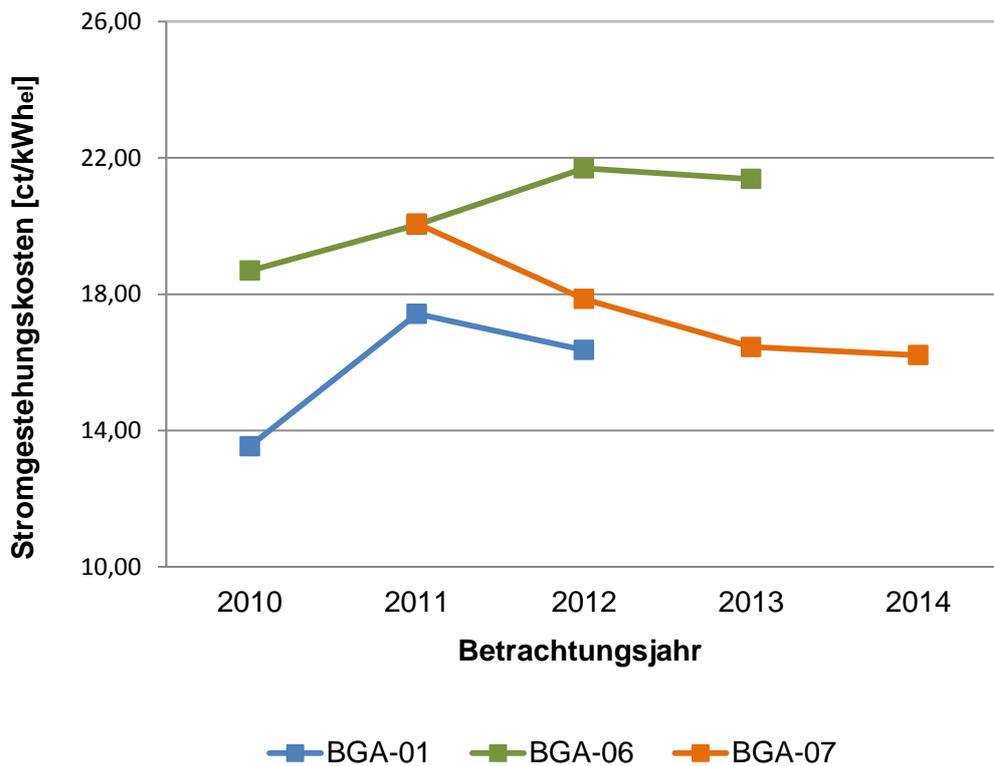


Abbildung 48: Vergleich Stromgestehungskosten der Biogasanlagen

Dieser Unterschied in der Höhe der Stromgestehungskosten in den jeweiligen Jahren der drei untersuchten Biogasanlagen macht sich auch bei der Analyse der Jahresergebnisse bemerkbar. Auffällig ist zunächst der Zusammenhang, dass bei steigenden Stromgestehungskosten der Anlagen das Jahresergebnis schlechter als in den vorherigen bzw. nachfolgenden Jahren ausfällt. Dieser Zusammenhang gilt für alle Biogasanlagen in allen betrachteten Jahren. Zudem weisen Biogasanlage 06 und Biogasanlage 07 in einzelnen Jahren sogar einen Jahresfehlbetrag auf, d.h. die schreiben Verluste. Biogasanlage 01 weist hingegen in allen drei Jahren das beste Jahresergebnis aus mit einem sehr deutlichen Überschuss von 215.496 € im Jahr 2010 bzw. 213.431 im Jahr 2012. Die möglichen Gründe hierzu wurden bereits in Kapitel 3.3.1 näher erläutert. Hingegen weist Biogasanlage 07 im Jahr 2011 einen Jahresfehlbetrag von - 47.381 € auf. Allerdings verbessert sich die Wirtschaftlichkeit, wie bereits in Kapitel 3.3.3 beschrieben, kontinuierlich auf 91.917 € im Jahr 2013. Dies lässt den Schluss zu, dass Repoweringmaßnahmen nicht per se in den betreffenden Jahren zu höheren Stromgestehungskosten führen und damit zu einem niedrigeren Jahresergebnis. Insgesamt verbessert Biogasanlage 07 ihre wirtschaftliche Situation nach Durchführung der Repoweringmaßnahmen. Biogasanlage 01 verzeichnet nach Durchführung der Repoweringmaßnahmen im Jahr 2012 ein ähnlich hohes Jahresergebnis wie bereits im Jahr 2010. Bei Biogasanlage 06 ist, wie bereits in Kapitel 3.3.2 näher erläutert wurde, ein etwas gegenläufiger bzw. negativer Trend zu verzeichnen, mit sogar einem leicht negativem Jahresergebnis in den Jahren 2012 und 2013.

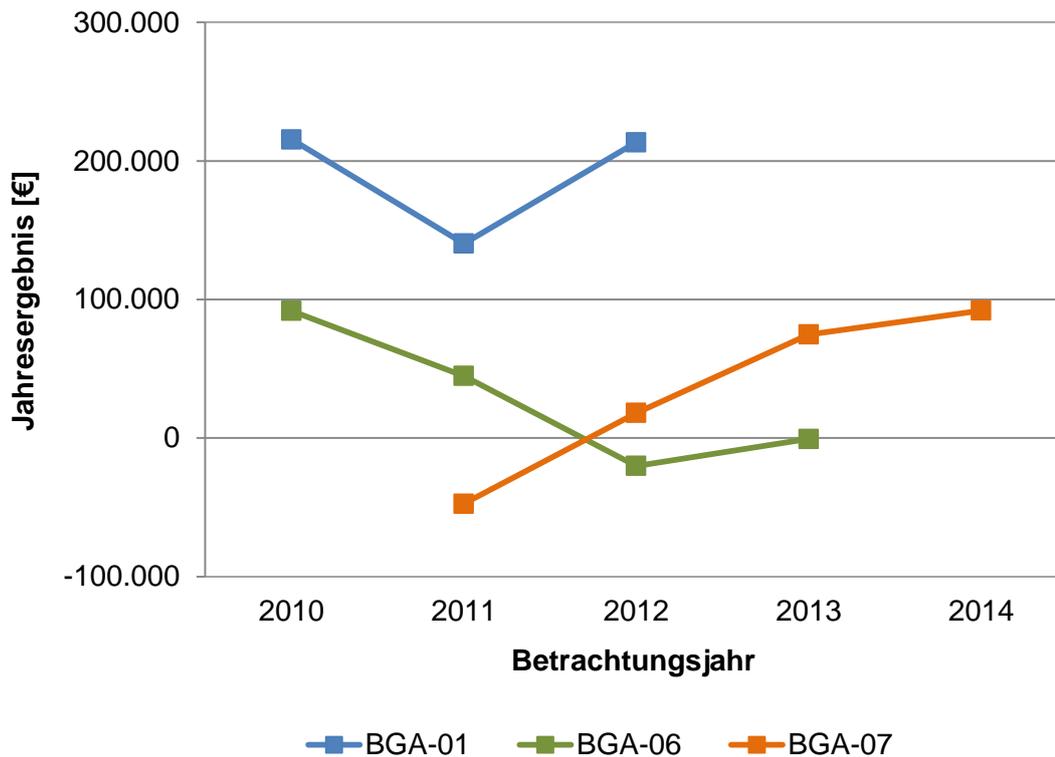


Abbildung 49: Vergleich der Jahresergebnisse der Biogasanlagen

Tabelle 38 fasst die dargestellten Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten und den Jahresergebnissen der drei Biogasanlagen nochmal für die einzelnen Jahre aufgeschlüsselt zusammen.

Tabelle 38: Vergleich Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Biogasanlagen – Stromgestehungskosten (SGK) und Jahresergebnis

Position	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014
SGK – BGA-01	[ct/kWh _{el}]	13,54	17,42	16,36	-	-
SGK – BGA-06	[ct/kWh _{el}]	18,69	20,04	21,69	21,38	-
SGK – BGA-07	[ct/kWh _{el}]	-	20,07	17,86	16,45	16,21
Jahresergebnis – BGA-01	[€/a]	215.496	140.299	213.431	-	-
Jahresergebnis – BGA-06	[€/a]	91.792	44.723	-20.146	-753	-
Jahresergebnis – BGA-07	[€/a]	-	-47.381	18.052	74.666	91.917

3.4 Abschätzung der Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und die Energieproduktion

Grundsätzlich zeichnen sich zwei prinzipielle Auswirkungen des Repowering ab. Zum einen werden durch einen optimierten Anlagenbetrieb die Steigerung der Substratvariabilität und die Reduzierung der Substratinputmenge ohne eine Änderung des Energieoutputs verfolgt. Zum anderen wird eine gezielte Leistungssteigerung bei gleichbleibendem Substratinput angestrebt.

Ein Repowering ohne Leistungssteigerung erfolgt vorwiegend durch Zubau baulicher Komponenten, ohne dass sich an der bisherigen rechtlichen Einstufung der Gesamtanlage etwas ändert. Somit können Einbringtechnik, Rührwerke und Pumpen komplett erneuert und dem jeweiligen Substrateinsatz angepasst werden. Weiterhin kann allein durch die Optimierung der Betriebsweise zum Beispiel der Fütterungsprogramme, der Durchmischungsintervalle und Pumpenregime die Substratausbeute gesteigert und ggf. der Eigenenergiebedarf reduziert werden.

Soll die Leistung der Gesamtanlage erhöht werden, so kann dies auf unterschiedliche Arten geschehen: Entweder wird ein BHKW bzw. Satelliten-BHKW hinzugebaut oder das bestehende BHKW durch ein leistungsstärkeres Aggregat ersetzt. In der Vergangenheit war eine Leistungssteigerung mit einer Erhöhung des Substratdurchsatzes verbunden oder diente zur Bereitstellung von Flexibilität im Sinne der bedarfsgerechten Stromerzeugung. Eine weitere Möglichkeit der Leistungssteigerung stellt die Biogasaufbereitung und anschließende Biomethaneinspeisung in das öffentliche Gasnetz dar (vgl. BGA 08).

3.4.1 Flächenbedarf

Für die Ermittlung des Flächenbedarfes wird der gesamte Einsatz von NawaRo in Biogasanlagen auf Basis der Daten aus dem EEG-Monitoring 2015 [17] betrachtet und ist in Tabelle 39 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 39: Einsatz von NawaRo in Biogasanlagen in Deutschland (EEG-Monitoring 2015 mit dem Bezugsjahr 2014) [17]; [34]

NawaRo	Menge 2014 [Mio. t FM/a]	Anteil [%-Masse]
Mais	49,12	73
Gras	7,73	12
Getreide (GPS)	5,02	7
Getreide (Korn)	1,53	2
Zuckerrübe	1,53	2
Sonstiges	2,04	4
NawaRo-Gesamt	66,97	100

Demnach wurden im Jahr 2014 rund 67 Mio. Tonnen Frischmasse an NawaRo in Biogasanlagen eingesetzt. Mit 73 % der eingesetzten NawaRo-Menge dominiert Maissilage mit einer Menge von ca. 49 Mio. Tonnen. Der Anteil von Grassilage beträgt mit rund 8 Mio. Tonnen ca. 12 %, gefolgt von GPS-Getreide mit 5 Mio. Tonnen (ca. 7 %) und Getreidekorn mit 1,5 Mio. Tonnen (2 %).

Die Berechnung der Flächeneinsparung ergibt sich aus der Annahme, dass 50 % des derzeitigen Anlagenbestandes an Biogasanlagen in Deutschland (ca. 8.000 Biogasanlagen ([13], Stand 2015) eine Effizienzsteigerung durch einen angepassten Anlagenbetrieb erfahren. Die ermittelte Reduzierung von Energiepflanzen resultiert in der möglichen Freigabe landwirtschaftlicher Ackerflächen. Hierbei wird unterstellt, dass im Jahr 2015 ein dem Jahr 2014 vergleichbarer Substrateinsatz stattfand. Die verwendete NawaRo-Anbaufläche für das Jahr 2014 ist in Tabelle 40 dargestellt.

Tabelle 40: NawaRo-Anbaufläche für Biogasanlagen in Deutschland 2014 [17]

NawaRo	Anbaufläche 2014 [ha]	Anteil [%]
Mais	982.000	65
Gras	64.500	4
Getreide (GPS)	125.000	8
Getreide (Korn)	283.000	19
Zuckerrüben	28.000	2
Sonstiges	25.000	2
NawaRo - Gesamt	1.507.500	100

Hierbei ergibt sich eine gesamte Anbaufläche für NawaRo für den Einsatz in Biogasanlagen von ca. 1,5 Mio. Hektar. Auf rund 1 Mio. Hektar wurde Mais als Hauptsubstrat mit einem Flächenanteil von 65 % angebaut. Zweithöchster Flächenanteil mit 19 % wird durch den Anbau von Getreidekorn eingenommen. Die restlichen 16 % der Anbaufläche werden von Gras, GPS-Getreide, Zuckerrüben und anderen belegt.

In der Annahme, dass eine signifikante Substratreduzierung durch die Effizienzsteigerung wie zum Beispiel bei BGA 05 (vgl. Kapitel 3.2.5) und BGA 07 (vgl. Kapitel 3.2.7) durch ein Repowering erfolgen kann, wird in der folgenden Abschätzung eine mögliche Substrateinsparung von 5 % und 10 % zu Grunde gelegt. Tabelle 41 zeigt die prinzipiell mögliche rechnerische Flächenreduzierung unter der Annahme, dass die Hälfte der Biogasanlagen in Deutschland (4.000 BGA) ein Repowering erfährt.

Tabelle 41: Abschätzung der Flächeneinsparung durch Repowering von 50 % des BGA-Bestandes (4.000 BGA)

NawaRo	NawaRo [Mio. t FM/a]	Flächenreduzierung [ha]	Anteil der Gesamtanbaufläche [%]
Substratreduzierung um 5%	1,67	35.730	2,4
Substratreduzierung um 10%	3,35	71.460	4,7

Demnach könnte sich bei einer Substrateinsparung von 5 % eine Flächenreduzierung von 35.730 Hektar ergeben. Dies entspräche einer Flächenfreigabe von ca. 2,4 % der Gesamtanbaufläche von NawaRo für Biogasanlagen. Würde ein Repowering 10 % Einsparung bezogen auf den NawaRo-Einsatz ergeben, könnten bei Übertrag auf 4.000 Biogasanlagen knapp 5 % der Anbaufläche, ca. 71.460 Hektar, eingespart werden.

3.4.2 Energiesystem

Bei Vorortverstromungsanlagen liegt der Fokus auf dem BHKW als Biogasverwertungseinheit. Bei diesen wurden die elektrischen Wirkungsgrade durch Weiterentwicklung der Technik deutlich gesteigert. Neue BHKW erreichen laut Herstellerangaben unter optimalen Testbedingungen 43 bis 48 % elektrischen Wirkungsgrad. Auf dem ersten Blick ist aus ökonomischer Sicht ein BHKW mit hohem elektrischem Wirkungsgrad sinnvoll. Höhere elektrische Wirkungsgrade können die Effizienz einer Biogasanlage steigern, wenn keine vollständige Nutzung der Abwärme erfolgt. Allerdings sollte für ein wirksames Repowering zwischen Wirkungsgrad und Nutzungsgrad der Gesamtanlage unterschieden werden. Letztendlich muss der Nutzungsgrad der Gesamtanlage gesteigert werden. Insbesondere die Steigerung des Nutzwärmeabsatzes ist hierbei ein tragendes Moment. Die Erweiterung des Nahwärmenetzes und die daraus folgende höhere Nutzwärmeabgabe ermöglichen eine spürbare energetische Effizienzsteigerung der Gesamtanlage. Diese Effizienzsteigerung bewirkt allerdings keine Substrateinsparung, da die Wärmeenergie ohnehin vom BHKW produziert wird - letztlich nur einem erweiterten Nutzungspfad zugeordnet wird. Eine erhoffte Flächenfreigabe durch die Erweiterung der Nutzenergieanwendung ist nicht möglich.

Auf Grundlage der energetischen Bilanzierung der betrachteten Biogasanlagen wird in Tabelle 42 der Ausbau der Nutzwärme durch das Repowering dargestellt.

Tabelle 42: Änderung des Nutzwärmeanteils der betrachteten Biogasanlagen (vgl. Kapitel 3.2)

Biogasanlagen	Nutzwärmeanteil an der Nettowärmemenge [%]	
	Erstes Bilanzjahr	Letztes Bilanzjahr
BGA 01	24	26
BGA 02	100	100
BGA 03	38	31
BGA 04	0	24
BGA 05	72	95
BGA 06	42	52
BGA 07	22	24
BGA 08	19	100
BGA 09	50	51
BGA 10	16	91
Mittelwert	38	59

Demnach ergibt sich ein mittlerer Nutzwärmeanteil von 38 % im ersten Bilanzjahr der hier bemessenen Biogasanlagen. Durch entsprechende Repoweringmaßnahmen wurde eine mittlere Erhöhung der Nutzwärmeausspeisung auf 59 % bezogen auf die Nettowärmemenge der Biogasanlagen erreicht. Im Mittel zeigt dies eine Steigerung der Wärmeabgabe an Dritte um 55 % in Bezug auf das erste Bezugsjahr. Insgesamt ist festzustellen, dass 21 % mehr Nettowärme in Form von Nutzwärme ausgespeist wird.

Gemäß dem Bericht des EEG-Monitoring 2015 beträgt der Anteil der extern genutzten Wärmemenge (nach Abzug des Eigenbedarfs) bei Biogasanlagen deutschlandweit rund 57 % [17]. Im Vergleich dazu zeigt die hier ermittelte Nutzwärmeausspeisung von 59 % ein leicht höheres Niveau.

Weiterhin kann festgestellt werden, dass der Umbau von Vor-Ort-Verstromung hin zu Biomethaneinspeisung eine überdurchschnittliche Nutzungsgradsteigerung der Biogasanlage aufweist, wie am Beispiel BGA 08 zu erkennen ist (vgl. Kapitel 0 Tabelle 42).

Technische Konzepte zur Flexibilisierung bei Biogasanlagen haben sich in den letzten Jahren etabliert und werden durch aktuelle Rahmenbedingungen mit entsprechenden Anreizen forciert. Weiterhin werden in verschiedenen Veröffentlichungen Anlagenverbünde und Entwicklungen in raumbezogenen Szenarien untersucht [32]. Der Zusammenschluss von Biogasanlagen wird zum Beispiel als sinnvoll erachtet, wenn eine geeignete Wärmesenke vorhanden ist.

4 Diskussion und Zusammenfassung

4.1 Umfrage

Im Ergebnis der Betreiberbefragung wurden an den Biogasanlagen im Mittel 3,5 Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und -optimierung durchgeführt. Durchschnittlich drei Jahre nach Inbetriebnahme der Biogasanlage wurde die erste Maßnahme zum Anlagenrepowering umgesetzt, wobei im kleinen Leistungsbereich ($< 150 \text{ kW}_{\text{el}}$) die Repoweringmaßnahmen im Mittel später nach Inbetriebnahme der Anlage durchgeführt wurden, als bei Anlagen im mittleren Leistungsbereich (500 – 1.000 kW_{el}). Hier erfolgte die Umsetzung der ersten Repoweringmaßnahmen im Mittel bereits zwei Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage.

Anlagenerweiterung und -optimierung waren stark fokussiert auf die Biogaskonversion und die Abnahme der Wärme. Über 60 % aller durchgeführten Maßnahmen wurden hinsichtlich der Maximierung der Konversions- und Abnahmeseite durchgeführt. Produktionsseitige Maßnahmen und Maßnahmen die den Substratinput betrafen, spielten eine untergeordnete Rolle. Vorrangig erfolgte der Austausch und die Leistungserhöhung des BHKW (41 bzw. 73 % der Anlagen) und/oder Ausbau und Erschließung der externen Wärmenutzung (75 % der Anlagen). Dies lässt schlussfolgern, dass eine Vielzahl von Biogasanlagen ohne bestehendes bzw. realisiertes Wärmenutzungskonzept in Betrieb gegangen ist. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Rahmen des Projektes ausschließlich Biogasanlagen betrachtet wurden, die überhaupt Repoweringmaßnahmen durchführten. Sofern jedoch Anlagenrepowering durchgeführt wurde, betraf dies vorrangig den Ausbau der Wärmenutzung oder den Austausch/Leistungserhöhung des BHKW. Das bestätigten Ergebnisse deutschlandweiter Befragungen von Biogasanlagen. Die im Rahmen der Projekte „Stromerzeugung aus Biomasse“ (FZK: O3MAP250) [1] und „Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Stromerzeugung aus Biomasse“ (FZK: O3MAP138) [2][17] durchgeführten Erhebungen zeigten sehr ähnliche Ergebnisse hinsichtlich der Umsetzung von Repoweringmaßnahmen. Die von Glötzl [14] dargestellten Ergebnisse zum Anlagenrepowering an bayrischen Biogasanlagen zeigten ebenfalls, dass die Umsetzung von Wärmenutzungskonzepten die mit Abstand am häufigsten durchgeführte Repoweringmaßnahme darstellt und Anlagenrepowering auf die Gasnutzung/ Biogaskonversion fokussiert ist. Die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage stand dabei im Vordergrund [14]. Der Fakt, dass im mittleren Leistungsbereich sehr schnell nach Inbetriebnahme

der Anlage Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und -optimierung umgesetzt wurden und dies vorrangig der Ausbau von Wärmenutzungskonzepten und/ oder eine Leistungserhöhung des BHKW war, deutet darauf hin, dass die Biogasanlagen vor allem in diesem Leistungsbereich gezielt ohne bestehendes Wärmenutzungskonzept und/ oder ohne volle angestrebte Anlagenleistung in Betrieb gingen. Vor dem Hintergrund der im EEG festgeschriebenen jährlichen Degression der Vergütung ist es insbesondere in den Zeiträumen des starken Anlagenzubaus (2004-2011) verstärkt dazu gekommen, dass Biogasanlagen rasch in Betrieb genommen wurden, um die sehr vorteilhaften Vergütungssätze voll in Anspruch zu nehmen [2][30][31]. Die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes ist dabei oftmals auch ohne Erlöse aus Wärmenutzungskonzepten gegeben, weshalb diese erst nachträglich umgesetzt werden. Die Realisierung von Wärmenutzungskonzepten erfolgte vorrangig um die Akzeptanz der Biogasanlage vor Ort zu steigern und zusätzliche Absatzwege zu erschließen. Insgesamt war die Steigerung der Akzeptanz der Biogasanlage neben einer angestrebten Wirkungsgradsteigerung wesentlicher Motivationspunkt für das Anlagenrepowering. Dabei erfolgte vor dem Hintergrund einer angestrebten Wirkungsgradsteigerung vorrangig die Leistungssteigerung und/ oder Austausch von BHKW. Aus der Motivation heraus einen höheren Gasertrag durch bessere Substratausnutzung zu erzielen, wurde vielfach das Fermentationsvolumen vergrößert und eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers nachgerüstet. Beweggründe für Repoweringmaßnahmen, welche die Veränderungen des Substrateinsatzes betrafen, z.B. aufgrund hoher Substratbereitstellungskosten, Störstoffen und Verwertungsschwierigkeiten, spielten nur eine untergeordnete Rolle.

Eine Bewertung, ob die durchgeführten Maßnahmen letztlich erfolgreich waren, fiel Anlagenbetreibern zum Teil schwer. Die Mehrheit der Anlagenbetreiber konnte Auswirkungen von Umbaumaßnahmen hinsichtlich ihrer ökonomischen und technischen Effizienz besser bewerten als in Bezug auf eine erzielte Emissionsminderung. Insgesamt wurden die umgesetzten Maßnahmen, die Wirtschaftlichkeit und Effizienz der Anlage betreffend, als erfolgreich bewertet. Die Ergebnisse lassen vermuten, dass die durchgeführten Maßnahmen erst eine gewisse – erkennbare/ messbare – Wirkung erreicht haben müssen, um festgestellt und bewertet werden zu können. Aussagen zur wirtschaftlichen und technischen Vorteilhaftigkeit zu treffen, sind anhand von greifbaren und offenkundigen Werten, wie Ausgaben, Erlösen, Datenblättern und Messungen, einfacher zu treffen. Deutlich wird eine relativ enge Verknüpfung ökonomischer und technischer Effizienz dadurch, dass ein höherer Nutzungsgrad direkt mit gesteigerten Erlösen verbunden ist [15]. Demgegenüber sind Maßnahmen bezüglich ihrer Umweltwirkung schwer einzuschätzen. Das könnte zum einen damit zusammenhängen, dass entsprechende Überwachungs- und Monitoringsysteme an Biogasanlagen fehlen, um Wirkungen zu quantifizieren und zum anderen Emissionsminderungen nicht immer direkt einer entsprechenden Maßnahme zugeordnet werden können [15].

Weiterer Optimierungsbedarf lag in der Wirkungsgradsteigerung sowie einer verbesserten Substratausnutzung. Vergleichbar mit den bereits durchgeführten Maßnahmen konzentrierte sich das weitere Optimierungspotenzial auch auf die Biogaskonversion. Daneben rückte die verbesserte Biogasproduktion stärker in den Fokus für weitere Repoweringmaßnahmen. Dies zeigten ebenso die Ergebnisse von Glötzl [14], welche vor allem die Erhöhung der Gasausbeute und Maßnahmen zur Optimierung der Gasverwertung als zukünftiges Optimierungspotenzial herausstellten [14]. Emissionsminderung wurde daneben nur nachrangig als verbesserungsbedürftiger Bereich benannt. Dies zeigt mit Hinblick auf die Beweggründe und Erfolgsbewertung zum Anlagenrepowering deutlich, dass Aspekte der Emissionsminderung durch die Biogasanlage bzw. an der Biogasanlage eine sehr untergeordnete Rolle spielten. Maßnahmen, die im Ergebnis auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit

zusammen mit der Akzeptanz der Biogasanlage abzielten, standen klar im Vordergrund. Dabei wurde Repowering zuerst auf Konversions- und Abnahmeseite umgesetzt und anschließend im Bereich der Produktion bzw. prozessseitig. Die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage war die wesentliche Motivation und Bewertungskriterium für Repowering an Biogasanlagen.

4.2 Energiebilanz

Der Ansatz zur Verwendung des Brennwertes im Rahmen der energetischen Bilanzierung ist in der Biogasbranche relativ neu. Bisherige Ansätze arbeiten zumeist mit einer separaten Betrachtung der Biogasproduktion und der Biogasverwertung unter Verwendung der relativen Gasausbeute und der Arbeitsauslastung des BHKW auf Basis der geleisteten Volllaststunden. Im Rahmen einer energetischen Bilanzierung sind jedoch die relativen Gasausbeuten als Verhältnis eines gemessenen Biogasertrags im Verhältnis zum potenziell möglichen Biogasertrag nur unzureichend geeignet. Effenberger [25] arbeitet mit einem „Futterwert-Modell“ zur Abschätzung des potentiellen Biogasertrages. Dieses Modell unterschätzt allerdings den tatsächlich erzielbaren Biogasertrag, sodass hier Erträge > 100 % des theoretisch möglichen erzielt werden. Ähnlich verhält es sich mit den Gasausbeuten in [20], deren Bezeichnung als „Richtwert“ schon darauf hinweist, dass hier nicht das maximale, theoretisch erzielbare Energiepotential zugrunde gelegt werden kann. Hier hilft der Bezug auf den Brennwert der Einsatzstoffe um das maximale, der Biogasanlage zugeführte Energiepotential darzustellen. Im Gegensatz zu [24] und [26] wird nicht auf den Heizwert des zugeführten Einsatzstoffstroms abgestellt. Auf diese Weise wird zum einen dem in der Gasbranche üblichen Größenbezug entsprochen, zum anderen neuere, auf der Brennwerttechnologie basierende Energiekonversionsanlagen berücksichtigt. Dies hat den Vorteil, dass die Methode zum Brennstoffausnutzungsgrad mit der Arbeitsausnutzung von $n_A = 1$ einen physikalischen Benchmark erhält, welcher nicht überschritten werden kann.

Die Handhabung des Gesamtprozesses der Biogaserzeugung und -nutzung als Blackbox, ohne eine Betrachtung erzeugter Biogasmengen als Prozessteilschritt, vereinfacht die Anwendung der Methode, da auf die zumeist schwierige Messung bzw. Abschätzung der Gasausbeuten verzichtet wird. Somit wird ein direkter Bezug der genutzten Outputenergieströme zum Substratinputenergiestrom hergestellt und der Prozess in seiner Gesamtheit bewertet. Der Nachteil: eine im Ergebnis konstatierte geringe Arbeitsausnutzung kann mehreren Ursachen zugeordnet werden. An dieser Stelle müssen dem Brennstoffausnutzungsgrad ergänzende Methoden, wie z.B. in [25], [27] oder [28] beschrieben, herangezogen werden. Eine weitere Möglichkeit könnte das Einbetten einer Massenbilanzierung nach [29] sein, welche die Methode des Brennstoffausnutzungsgrades ergänzt und so den Schritt der Biogasproduktion detaillierter fasst.

Die Darstellung der Anlageneffizienz im K - n_A -Diagramm ist sehr gut geeignet zur Interpretation der Effekte, da sich die Auswirkungen von Repoweringmaßnahmen direkt ablesen lassen. Zur Einschätzung der Repoweringmaßnahmen können nicht nur die absoluten Zahlen (Energieausbeuten auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene) herangezogen werden, sondern auch der Verlauf der Änderungen im K - n_A -Diagramm. Denn jede Repoweringmaßnahme, die eine Änderung der zugeführten oder abgeführten Energien bewirkt, kann anhand eines für sie typischen Verlaufs identifiziert werden. Zudem ermöglicht die Einführung der Kapazitätzahl einen darstellenden Vergleich von Biogasanlagen unabhängig der eigentlichen Anlagengröße in Bezug auf die üblicherweise zur Klassifizierung angewandte installierte elektrische Nennleistung des BHKW. Auf diese Art und Weise können Kleinstanlagen oder auch Anlagen mit starker Überbauung zum flexiblen Betrieb leicht gegenübergestellt werden. Zusätzlich sind auch

Biogaskonversionsanlagen abbildbar, die nicht auf Kraft-Wärme-Kopplung setzen, dennoch ein Leistungspotential als Produkt bereitstellen (nur Wärme, nur Strom oder eine im Biogas enthaltene Leistung).

Der Brennstoffausnutzungsgrad ist eine einsatzstoffabhängige Kenngröße. Er wird in der Energietechnik unter anderem dafür verwendet, den energetisch bestmöglichen Konversionspfad zur Erzeugung von Energie darzustellen. Mit der Einführung im Bereich der Energieerzeugung aus Biogas, können Biogasanlagen erstmals in diesem Kontext dargestellt und verglichen werden. Prinzipiell zu beachten ist, ob der jeweiligen Bilanzierung der Heizwert oder der Brennwert der eingesetzten Inputstoffe zugrunde liegt und auf welcher Ebene der energetische Output betrachtet wird (Brutto, Netto, Nutz). Im Gegensatz zur VDI 4661 [26] wurde hier auf den Brennwert und die Nutzenergieebene abgestellt, um die tatsächlichen 100 % des energetischen Inputenergiestroms sowie den für den Biogasanlagenbereich wichtigen Ausbau der Nutzwärme zu erfassen.

Die Substratabhängigkeit des Brennstoffausnutzungsgrades stellt gut vergärbare Einsatzstoffe besser und bewertet Anlagen als effizienter. Davon betroffen sind auch die Einsatzstoffe Gülle oder Mist, welche gegenüber NawaRo auf diese Weise schlechter gestellt werden (kleinere Kapazitätzahl). Aus diesem Grund kommt der FoTS-bezogene Brennwert zur Anwendung, wenn Biogasanlagen und Betriebsjahre mit unterschiedlichen Einsatzstoffspektren miteinander verglichen werden sollen. Gerade bei der Beurteilung von Substratwechseln und / oder veränderlichen Einsatzstoffmengen ist der FoTS-Bezug des Brennwertes sehr gut zum Vergleich der Anlageneffizienz anwendbar. Die im Kapitel 2.2.1 beschriebene und in [3] exemplarisch durchgeführte Anpassung des Brennwertes auf die fermentierbare organische Trockensubstanz stellt eine überschlägige Näherung dar. Hier sind weitere Arbeiten notwendig, die auf die Bestimmung fermentierbarer und nicht fermentierbarer organischer Anteile im Einsatzstoff sowie deren spezifischer Brennwerte abzielen.

Prinzipiell muss festgehalten werden, dass die Repoweringmaßnahmen bei den meisten Biogasanlagen eine nur geringe Steigerung der Bruttoenergieausbeute bewirkten. Ausnahmen sind die BGA 05 und 07. Diese beiden Anlagen verzeichnen signifikante Effizienzsteigerungen, da sie sich vor der Maßnahme nicht im geplanten Normal-Betriebszustand befanden. Anlagen, welche die Substratenergie zuvor gut ausnutzten, verzeichnen nur leichte Änderungen der Effizienz, ohne dabei einem eindeutigen Trend zu folgen. Das liegt auch daran, dass viele der Maßnahmen sich zeitlich überschneiden, sich gegenseitig beeinflussen.

Maßnahmen zur Steigerung des Durchsatzes mit dem Ziel der Erhöhung der Stromeinspeisemenge beruhen zumeist auf einem massiven Anlagenumbau mit leistungsstärkerem BHKW, Installation von Substrataufbereitungsaggregaten, Anpassungen der Betriebsweise des biologischen Prozesses und/oder dem Ausbau des Fermentationsvolumens. Die erzielbaren energetischen Effekte sind jedoch relativ gering (vgl. BGA 01, 03, 04) und nur durch den zeitgleichen Ausbau der Wärmenutzung auf Nutzenergieebene überhaupt positiv. Folgt man der Überlegung, dass eine Anlagenerweiterung mit einer Steigerung des Input- und Outputenergiestroms in gleicher Höhe einhergeht, so bleibt die Kapazitätzahl unverändert. Bei konstanter Arbeitsausnutzung bleibt folglich auch die Energieausbeute konstant. Demnach kann mit einer bloßen Anlagenerweiterung per Durchsatzerhöhung und gleichwertiger Erhöhung des Outputs keine Effizienzsteigerung erzielt werden. Vielmehr ist zu beachten, dass die Effizienz nicht sinkt, wie bei Anlage BGA 03 zu beobachten. Während BGA 01 und BGA 04 den Durchsatz mit einem Zubau von Fermentationsvolumen verbunden haben, wurde die

Durchsatzsteigerung bei BGA 03 mit gleichbleibenden Fermentationsvolumen durchgeführt. Dies führte zur Überlastung der Biologie und zum Einbruch der Biogasbildung.

Die Repoweringmaßnahmen durch Zugabe von Spurenelementen (BGA 02) und die Integration eines Separators vor dem Gärrestlager (BGA 09) dienten eher der Verbesserung des Anlagenbetriebes, statt der Steigerung der energetischen Effizienz. Krassowsky et. al. [32] zeigt, dass durch eine Zugabe von Enzymen und Spurenelementen die Fließfähigkeit des Fermenterinhalt und damit die Substratausnutzung gesteigert werden konnte. Die Zugabe von Spurenelementen bei der BGA 02 hatte einen ähnlichen Effekt auf die Viskosität, der zu einem verringerten Rühraufwand und zu einem stabileren biologischen Prozess führte. Eine signifikante Steigerung der Substratausnutzung und Effizienz konnte jedoch nicht festgestellt werden. Positive (BGA 02) als auch negative Auswirkungen (BGA 09) auf die Effizienz sind hier den betrieblich positiv wirkenden Effekten nachzuordnen.

Der Austausch und die Leistungserhöhung des BHKW sind sehr häufig durchgeführte Maßnahmen (BGA 01, 03, 04). Hierbei wird die Strategie verfolgt, den elektrischen Wirkungsgrad des Neu-BHKW zu erhöhen und dadurch eine Effizienzsteigerung herbeizuführen. Krassowsky et. al. [32] zeigt, wie sich der Einsatz von Mais durch eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades reduzieren lässt. Ob dies zu einer Effizienzsteigerung beiträgt, verlangt nach einer differenzierten Betrachtung. In der Regel bewegen sich die Gesamtwirkungsgrade der BHKW in einem Bereich von 83- 86 % (heizwertbezogene Angabe) bezogen auf die zugeführte Brennstoffleistung. Wird hier der Gesamtwirkungsgrad erhöht und damit auch der anteilige Wirkungsgrad der Strom- und Wärmeerzeugung, so liegt tatsächlich eine Effizienzsteigerung vor, da die gleiche Bruttoenergiemenge bei reduzierter Substratleistung produziert werden kann. Wird ein Neu-BHKW mit gleichbleibendem Gesamtwirkungsgrad installiert, das Wirkungsgradverhältnis (Leistungszahl) aber zugunsten der Stromerzeugung verändert, so liegt nur bei unvollständiger Nutzwärmeauskopplung eine Effizienzsteigerung vor. Bei vollständiger Nutzwärmeauskopplung würde die Effizienzsteigerung auf der Strom- zu einer Effizienzminderung auf der Wärmeseite führen. Die einseitige Optimierung der BHKW, hin zur hocheffizienten Verstromung wurde oft durchgeführt und ist aus ökonomischer Sicht nachvollziehbar. Aus energetischer Sicht muss aber hinterfragt werden, ob die Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades tatsächlich zu einer Effizienzsteigerung der Biogasanlage führt.

Die Erhöhung des Nutzwärmeabsatzes übt den messbarsten Einfluss auf die Anlageneffizienz aus. Hierbei wird Wärme in seiner Wertigkeit dem Strom gleichgestellt, unabhängig unterschiedlicher exergetischer Einstufung beider Energien. Anlage 08 zeigt, dass der Ausbau der Wärmenutzung (hier Umstellung von Vor-Ort-BHKW auf Biomethaneinspeisung) erhebliche Effizienzzuwächse auf Nutzenenergieebene erbringt, die allerdings mit einem sehr hohen Prozessenergiebedarf generiert werden.

Alle Maßnahmen beeinflussen in gewissem Maße die zugeführte Substratleistung, die im Biogas enthaltene Brennstoffleistung (Biogasmenge, Biogasqualität), die Eigenbedarfe und den Energieabsatz. Unabhängig welche konkrete Maßnahme zu einer Änderung der genannten Parameter beiträgt, kann die Änderung dargestellt werden und durch die Richtung der Änderung im $K-n_A$ -Diagramm identifiziert werden. Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass unabhängig der speziellen Anlagenkonfiguration allgemein übertragbare Aussagen zum Verhalten der energetischen Effizienz abgeleitet werden können. Maßgebliche Aussagen sind:

- Die Reduzierung der zugeführten Substratleistung/-energiemenge und der im Biogas enthaltenen Energiemenge haben den größten Einfluss auf die Anlageneffizienz und wirken auf Brutto-, Netto- und Nutzenergieebene.
- Maßnahmen zur Steigerung der Gasausbeute, Methangehalt, Verringerung von Gasverlusten auf Seiten der Biogasproduktion sind geeignet, um bei gleichbleibenden Leistungen des Konversionsaggregates die Einsatzstoffmenge zu reduzieren und so die Effizienz zu steigern.
- Bei unvollständiger Nutzwärmeauskopplung führt eine Reduzierung der zugeführten Substratenergie bis zum Betriebspunkt der vollständigen Nutzenergieauskopplung, zur Steigerung des Brennstoffausnutzungsgrades.
- Eine unvollständige Nutzenergieauskopplung schmälert den energetischen Ertrag einer Optimierungsmaßnahme, der auf Brutto- und Nettoenergieebene erzielt wurde (Reduzierung des Eigenenergiebedarfes, Steigerung der Gasausbeute /Reduzierung von Gasverlusten)
- Durch den Ausbau der Wärmenutzung können direkt große energetische Erfolge erzielt und indirekt die Effekte weiterer Optimierungen auf vorgelagerten Ebenen (Optimierung Gasproduktion und/oder Eigenbedarfe, Konversionsaggregate mit höherem Gesamtwirkungsgrad) vollständig in die Nutzenergieebene übertragen werden
- Reduzierung des Eigenwärmebedarfes ist energetisch nur sinnvoll, bei 100 %iger Nutzwärmeauskopplung

4.3 Ökonomie

Biogasanlage 01

Im Ergebnis ist bei Biogasanlage 01 festzustellen, dass im Jahr 2011 die Stromgestehungskosten durch eine Reihe an Repoweringmaßnahmen (u.a. durch die Inbetriebnahme eines neuen BHKW, des Hydrolysereaktors sowie eines elektrokinetischen Desintegrationsaggregates „BioCrack“) zunächst moderat ansteigen. Insbesondere die kapitalgebundenen Kosten führen hierbei zu einer Reduzierung des Jahresergebnisses durch die Summe an Investitionen. Bereits im darauffolgenden Jahr 2012 steigt allerdings das Jahresergebnis wieder auf das Niveau von 2010 an und die Stromgestehungskosten reduzieren sich wieder etwas. Das sehr niedrige Ausgangsniveau aus dem Jahr 2010 kann bei den Stromgestehungskosten allerdings aufgrund gestiegener kapitalgebundener und verbrauchsgebundener Kosten nicht wieder erreicht werden. Biogasanlage 01 ist die, von den drei ökonomisch untersuchten Biogasanlagen, mit Abstand wirtschaftlichste Anlage. Sie weist zudem für die dargestellte Leistungsgröße sehr geringe Stromgestehungskosten aus. Ein Erklärungsansatz liegt u.a. in den sehr geringen Erstinvestitionen im Jahr 2003, wobei die Biogasanlage zudem einen Investitionszuschuss erhielt. Die verbrauchsgebundenen Kosten sind eher im unteren Preisniveau angesiedelt und haben lediglich moderate Kostensteigerungen in den jeweiligen Jahren erfahren.

Biogasanlage 06

Für Biogasanlage 06 lässt sich konstatieren, dass die durchgeführten Repoweringmaßnahmen insgesamt nicht zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit geführt haben, wie vom Anlagenbetreiber angenommen worden ist. Während die Erweiterung der Wärmenutzung eine geringe, aber belegbare Verbesserung mit sich bringt, hat vor allem die Erhöhung des Fermentationsvolumens keinen direkten positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Dafür erhöhte sich die eingespeiste Strommenge nicht signifikant genug, um die höheren Kapitalkosten auszugleichen. Des Weiteren können keine

Einsparungen der verbrauchsgebundenen Kosten verzeichnet werden, sodass besonders in 2012 negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage auftreten. Demnach wird eine ausbleibende Effizienzsteigerung in der ökonomischen Betrachtung widerspiegelt. Insgesamt weist Biogasanlage 06 die höchsten Stromgestehungskosten aus. Dadurch ergibt sich für die Jahre 2012 und 2013 sogar ein Jahresfehlbetrag.

Die Erlöse aus dem Wärmeverkauf könnten theoretisch weiter erhöht werden, wenn mehr Wärme extern genutzt werden würde. Prinzipiell sind weitere Kostenreduktionen möglich. Dies gilt beispielsweise bei den betriebsgebundenen Kosten durch effizientere Wartungen, bei den verbrauchsgebundenen Kosten durch die Nutzung kostengünstigerer Substrate (ohne Verluste in der Qualität bzw. des Biogas- bzw. Methanertrages). Letztlich ist es nicht eindeutig belegbar, wie sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage entwickeln wird. Eine Betrachtung der Folgejahre könnte darüber Aufschluss geben.

Biogasanlage 07

Bei der abschließenden ökonomischen Betrachtung kann für Biogasanlage 07 festgehalten werden, dass die durchgeführten Repoweringmaßnahmen in Summe einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage haben. Dabei konnten die mittleren Stromgestehungskosten stetig reduziert und zugleich das Jahresergebnis kontinuierlich verbessert werden. Während der Ausbau der Wärmenutzung nur geringe ökonomische Auswirkungen hat, wird vor allem aufgrund der Substratänderungen eine Reduzierung der verbrauchsgebundenen Kosten erreicht, welche letztlich zu einer Verringerung der jährlichen Gesamtkosten und einem dementsprechend besseren Jahresergebnis führt. Da die Wärmeerlöse nur einen geringen Teil an den Gesamterlösen einnehmen, lässt sich besonders hier ein ungenutztes Potential erkennen. Durch die stetige Reduzierung der Stromgestehungskosten von Biogasanlage 07 verbessert sich insgesamt das im Jahr 2011 noch negative Jahresergebnis kontinuierlich zu einem beachtlichen positiven Jahresergebnis im Jahr 2013 und 2014.

4.4 Abschätzung der Auswirkungen des Repowering auf den Flächenbedarf und die Energieproduktion

Die Auswirkungen von Repoweringmaßnahmen an Biogasanlagen auf den Flächenbedarf werden nur durch Effizienzsteigerungen auf Bruttoenergieebene durch Verbesserung des biologischen Abbaus, durch Verringerungen von Emissionen der Gärstrecke und die Steigerung des Gesamtwirkungsgrades der Konversionseinheit bewirkt. Die Steigerung auf Nutz- und Nettoenergieebene ist für die Flächenfreigabe unerheblich, d.h. dass die Reduzierung des Eigenenergiebedarfs, Ausbau der Wärmenutzung wirken sich im Input - mit dem Ziel der Substratminimierung - nicht aus. Die theoretische Betrachtung der Flächenfreigabe unter Kapitel 3.4.1 hat gezeigt, dass eine Flächenfreigabe von rund 7.150 ha je Prozentpunkt NawaRo-Reduktion durch die Hälfte des Biogasanlagenbestandes von 4.000 Anlagen möglich ist. In Bezug auf die im Projekt untersuchten Biogasanlagen (vgl. Kapitel 3.2) kann festgestellt werden, dass Maßnahmen wie Anlagenerweiterung, Durchsatzsteigerung und Ausbau der BHKW-Leistung zu einem verstärkten Einsatz von NawaRo geführt haben. Da die Inbetriebnahmejahre der betrachteten Anlagen zwischen 2003 und 2011 liegen, ist zu vermuten, dass ökonomische Anreize (EEG-Förderung) als Antrieb für den Umbau und die

Erweiterungsmaßnahmen sorgten. Dieser Anreize wurden mit der Einführung der Höchstbemessungsleistung im EEG 2014 abgeschafft.

Eine Erhöhung der Nutzenergieausbeute durch Ausbau der Wärmenutzung wirkt sich stark positiv auf das Energiesystem aus, da umfangreiche Potentiale im Bestand gehoben werden können. Eine einseitige Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von BHKW, wie in den letzten Jahren zu beobachten, ist bei unzureichender Nutzung der BHKW-Abwärme effizienzsteigernd. Bei vollständiger Abwärmenutzung ist keine Effizienzsteigerung durch das einseitige Anheben des elektrischen Wirkungsgrades möglich, da dies zumeist mit einem Sinken des thermischen Wirkungsgrades verbunden ist. Liegt eine vollständige Nutzung der produzierten Strom- und Wärmemengen vor, so kann nur über die Anhebung des Gesamtwirkungsgrades der Konversionseinheit die Energieeffizienz gesteigert werden. Die untersuchten Biogasanlagen erfahren durch das Repowering eine relativ geringere Steigerung der Netto-/Nutztstromausbeute (vgl. Kapitel 3.4.2). Bereinigt um den Leistungszubau, können 9 der betrachteten Vor-Ort-Verstromungsanlagen eine Steigerung der eingespeisten Nettostrommenge von 4,2 % im jeweils letzten Bilanzjahr gegenüber dem ersten Bilanzjahr (ohne BGA 08 als Biomethaneinspeiseanlage) verzeichnen. Aufgrund der bereits vorhandenen Fokussierung auf die Stromabnahme ist nur noch eine geringe Effizienzsteigerung durch Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades des BHKW möglich. Zu berücksichtigen ist, dass Wirkungsgradsteigerungen und verringerte spezifische Eigenstrombedarfe als Repoweringmaßnahmen durch differierende Arbeitsausnutzungen innerhalb der Betriebsjahre egalisiert werden können (z.B. aufgrund von gestiegenen Wartungsaufwendungen). Aufgrund dessen ist zukünftig nicht zu erwarten, dass Repoweringmaßnahmen zur Steigerung der Stromausbeute von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung einen relevanten zusätzlichen Beitrag für das Energiesystem leisten können.

Der Umbau von Vor-Ort-Verstromungsanlagen hin zur Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist mit einer zum Teil erheblichen Steigerung der Eigenenergiebedarfe verbunden (vgl. BGA 08 Kapitel 0), weshalb die Nettostrom- und Nettowärmeausbeute geringer sind. Dieser Mehraufwand kann wärmeseitig durch einen höheren Nutzwärmeabsatz gerechtfertigt werden. Der stromseitige Nutzenergieertrag kann durch den erhöhten Prozessaufwand allerdings geringer ausfallen als bei der Vor-Ort-Verstromung. Sollte eine hohe Wärmenutzung am Standort der Biogasanlage vorhanden sein, ist aus energetischer Sicht und im Sinne der Effizienzbetrachtung die Biogasanlage mit Vor-Ort-BHKW der Biomethaneinspeisung mit gleichartiger Biomethannutzung vorzuziehen.

5 Fazit, Ausblick und weiterer Forschungsbedarf

Die Optimierung der Biogasverwertung in Form des Ausbaus der Abwärmenutzung sowie des Austauschs und der Leistungserhöhung des BHKW stehen im Vordergrund. Die Optimierung der Gasproduktion erfolgt nachrangig und zumeist durch den Zubau von Fermentationsvolumen bzw. durch die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers. Geht man davon aus, dass Repoweringmaßnahmen nur durchgeführt werden, solange die wirtschaftliche Situation der Biogasanlage mindestens gleichwertig derer zuvor ist, so sind die maßgeblichen Motivationen der Betreiber die Steigerung des Wirkungs- bzw. des Nutzungsgrades und die Steigerung der Akzeptanz der Biogasanlage. Die Steigerung des Wirkungs-/Nutzungsgrades wird maßgeblich durch den Ausbau der Abwärmenutzung sowie durch den Austausch und die Leistungserhöhung des BHKW erzielt. Die Akzeptanzsteigerung soll durch Maßnahmen zum Ausbau der Abwärmenutzung, Abdeckung des Gärrestlagers und durch das Vergrößern des

Gär volumens erzielt werden. Die Reduktion von Emissionen als Motivation zur Durchführung von Repoweringmaßnahmen steht nicht im Vordergrund. Dies wird darauf zurückgeführt, dass die Auswirkungen von Maßnahmen auf mögliche Emissionen oftmals nur schwer einzuschätzen sind. Denkbar wäre, mögliche Emissionsquellen direkt messtechnisch zu erfassen und Maßnahmen, die indirekte Emissionsminderungen an anderer Stelle der Prozesskette bewirken, bspw. über Treibhausgasbilanzen oder ökonomische Kennzahlen, sichtbar und bewertbar zu machen.

Mit der Berechnung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades wurde ein einfach anzuwendendes Modell in die Biogasbranche überführt. Hiernach können Biogasanlagen anhand eines allgemeinen energietechnischen Bewertungsstandards auf Basis des tatsächlichen Grades der Brennstoffausnutzung bemessen werden. Der Trockensubstanz-bezogene Brennstoffausnutzungsgrad eignet sich unter Beachtung des Brenn- bzw.- Heizwertbezugs zum Vergleich mit anderen Energiekonversionspfaden. Über die Abschätzung des Energieinhaltes der zugeführten fermentierbaren organischen Trockensubstanz sind Biogasanlagen ohne den Einfluss der Einsatzstoffe untereinander und in ihren Betriebsjahren vergleichbar. Dies eignet sich im Besonderen für die Bewertung der Energieeffizienz bei der Betrachtung von Repoweringmaßnahmen. Als vorteilhaft haben sich der Ausbau der Wärmenutzung und die Steigerung der Gasausbeute gezeigt. Kaum Auswirkungen hingegen hat die Reduktion des Eigenenergiebedarfes, umso weniger, wenn keine 100 %-ige Nutzung der produzierten Energiemengen erfolgt, wie es bei der Wärmenutzung oftmals der Fall ist.

Die Methode basiert auf relativ wenigen Eingangsgrößen und kann schnell durchgeführt werden. Es sollten zukünftig verstärkt Brennwerte zur Beurteilung der im Substrat enthaltenen Energie analysiert werden, damit die Entwicklung von standardisierten Kenngrößen ermöglicht wird. Diese könnten zumindest eine Bilanzierung der Inputenergiemengen von Energiepflanzen ohne vorherige Brennwertanalyse ermöglichen (vgl. [15]).

Um eine detaillierte Aussage zu generieren, könnte die vorgestellte Methode um den Zwischenschritt der Bilanzierung des biologischen Prozesses ergänzt werden. Die Darstellung der Effizienz des biologischen Umsatzes könnte helfen, geringe Arbeitsausnutzung und damit eine geringe Bruttoenergieausbeute einer ursächlichen Quelle zuzuordnen.

Die betrachteten Biogasanlagen verzeichneten nach der Durchführung der Repoweringmaßnahmen sowohl eine ökonomische Besserstellung (Biogasanlage 07), eine ökonomische Schlechterstellung (Biogasanlage 06) als auch keine direkte Besser- bzw. Schlechterstellung (Biogasanlage 01).

Aufgrund der Vielzahl an durchgeführten Maßnahmen kann bei den betrachteten Biogasanlagen der Einfluss einer einzelnen Maßnahme auf die mittleren Stromgestehungskosten sowie das Jahresergebnis der Gesamtanlage nicht quantifiziert werden. Zudem ist es beispielsweise denkbar, dass einzelne Maßnahmen sich kostensenkend auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirken. Allerdings wird dieser Effekt durch z.B. mehrere kostensteigernde Repoweringmaßnahmen überkompensiert, was die Stromgestehungskosten auf mittlere Sicht ansteigen lässt. Der gleiche Effekt ist bei entsprechend geändertem Vorzeichen denkbar. Insgesamt ist eine größere Anzahl an Biogasanlagen und damit eine breitere Datenbasis erforderlich, um abzuleiten, ob sich Repowering im Allgemeinen positiv oder negativ auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage auswirkt. Zudem könnte daran ermittelt werden, ob andere Faktoren (z.B. steigende oder sinkende Substratpreise) dem ökonomischen Effekt des Repowerings entgegenwirken oder gar überkompensieren.

Es ist festzustellen, dass die Auswirkungen auf den Flächenbedarf überschaubar bleiben. Aus energetischer Sicht führen nur Maßnahmen zur Steigerung der Biogasausbeute unter Beibehaltung der Strom- und Wärmeproduktion zu einer Reduzierung der NawaRo-Substratmenge und damit zu einer möglichen Flächenfreigabe. Es muss davon ausgegangen werden, dass bisherige Repoweringmaßnahmen eher zu einer steigenden Flächeninanspruchnahme führten. Allerdings ist bei entsprechender Anreizsetzung eine verstärkte Freigabe landwirtschaftlicher Flächen möglich. Hierzu gehört neben der Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz auch die verstärkte Förderung der Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe, welche Energiepflanzen im Substratmix ersetzen können.

6 Weitere Veröffentlichungen und Ergebnisverwertung

Die erzielten Ergebnisse wurden in umfangreichen Veröffentlichungen vorgestellt. Die erarbeitete Methode soll in dem Vorhaben Biogas-Messprogramm III - TEIL 1: „Faktoren für einen effizienten Betrieb von Biogasanlagen“ (FKZ: 2240351) Anwendung finden. Folgende Veröffentlichungen wurden im Rahmen der Bearbeitung des Vorhabens getätigt:

Fischer, El., Postel, J.: Potentiale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen; Poster zur 10. Sächsische Biogastagung, 14.10.2014, Köllitsch, 2014

Fischer, El.: Effizienzsteigerung beim Repowering von Biogasanlagen; Energy Decentral 2014 - Kostengünstige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bei Biogasanlagen, Hannover, 2014

Fischer El., Postel J., Ehrendreich F., Nelles M.: Energetische Bewertung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Hilfe des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades; VGB PowerTech; 1/2 2015

Fischer, El., Postel, J.: Repowering im Biogasanlagenbestand - Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen; Straubing, 2015

Daniel-Gromke J., Reinelt T., Postel J.: Optimierter Anlagenbetrieb von Biogasanlagen; Fokusheft FOCUS ON Schaumbildung in Biogasanlagen; Leipzig 2015, ISSN: 2192-1156

Fischer El., Postel J., Ehrendreich F.: Repowering im Biogasanlagenbestand - Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen; KTBL-Schrift 508 Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven FNR/KTBL-Kongress vom 22. bis 23. September 2015 in Potsdam; ISBN 978-3-945088-07-4

Postel J., Fischer El., Ehrendreich F.: Repowering - Was ist sinnvoll?; DLG-Mitteilungen 10/2015, S. 46-49; Frankfurt/Main 2015; ISSN 0341-0412

Postel, J.: Repowering im Biogasanlagenbestand - Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen, Biogas-Fachgespräch "Repowering von Biogasanlagen", Leipzig 25. November 2015

Fischer El., Postel J., Ehrendreich F., Nelles M.: Energetische Bewertung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Hilfe des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades, LANDTECHNIK 71(4), 2016, 139–154; DOI <http://dx.doi.org/10.15150/lt.2016.3132>

Fischer El., Postel J., Ehrendreich F., Nelles M.: Using the mean fuel efficiency to energetically assess agricultural biogas plants; LANDTECHNIK 71(4), 2016, 139–154, 2016; DOI <http://dx.doi.org/10.15150/lt.2016.3132>

Pohl, M., Liebetrau, J., Trommler, M.; Increasing the flexibility of biogas plants; XI International Congress "Biomass: Fuel & Power", Moskau, 2016

Pohl, M., Postel, J., Liebetrau, J., Trommler, M.: Effizienz & Repowering - Technische Effizienzsteigerung; BIOGAS Convention, Nürnberg, 2016

Pohl, M., Postel, J., Liebetrau, J.: Repowering – motivation and outcome of measures for performance optimization of biogas facilities; 3. Conference of the European Biogas Association, Ghent, 2016

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland [13].....	1
Abbildung 2:	Kategorisierung von Repoweringmaßnahmen anhand eines planvollen Vorgehens und der beabsichtigten Steigerung des Nutzungsgrades.....	3
Abbildung 3:	Grenzen für die Nutz-, Netto- und Bruttoenergiebilanzierung des Gesamtprozesses [3].....	7
Abbildung 4:	Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades sowie der Netto- und Bruttoenergieausbeute bei unterschiedlicher Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung [3].....	10
Abbildung 5:	Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades sowie der Netto- und Bruttoenergieausbeute [3]	11
Abbildung 6:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung - Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067	14
Abbildung 7:	Betreiberbefragung Biogasanlagen [11]	17
Abbildung 8:	Rücklauf Betreiberbefragung - Zuordnung der Biogasanlagen [11].....	19
Abbildung 9:	Verteilung der durchgeführten Maßnahmen [11].....	22
Abbildung 10:	Erfolgseinschätzung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen hinsichtlich verbesserter Wirtschaftlichkeit [11]	23
Abbildung 11:	Erfolgseinschätzung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen hinsichtlich Effizienzsteigerung [11].....	24
Abbildung 12:	Erfolgseinschätzung der durchgeführten Repoweringmaßnahmen hinsichtlich Verringerung von Emissionen [11].....	25
Abbildung 13:	Beweggründe zur Durchführung von Repoweringmaßnahmen [11]	26
Abbildung 14:	Verteilung der Beweggründe zur Durchführung ausgewählter Repoweringmaßnahmen [11]	27
Abbildung 15:	Häufigkeit der Art des Optimierungsbedarfs, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit bezogen auf die Stichprobe n = 138 (Mehrfachnennungen möglich) [11]	28
Abbildung 16:	Relative Häufigkeit der Art des Optimierungsbedarfs nach Größenklassen bezogen auf die Stichprobe der Größenklasse (gesamt n = 134, Mehrfachnennungen möglich) [11]	29
Abbildung 17:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 01 für die Betriebsjahre 2010-2013	34
Abbildung 18:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 02 für die Betriebsjahre 2010-2012	38
Abbildung 19:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 03 für die Betriebsjahre 2010-2013	42
Abbildung 20:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 04 für die Betriebsjahre 2011-2013	46
Abbildung 21:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 05 für die Betriebsjahre 2011-2013	50

Abbildung 22:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 06 für die Betriebsjahre 2010-2013	54
Abbildung 23:	Einsatzstoffmengen der Jahre 2012-2014 der BGA 07	58
Abbildung 24:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 07 für die Betriebsjahre 2012-2014	60
Abbildung 25:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 08 für die Betriebsjahre 2008-2012	64
Abbildung 26:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 09 für die Betriebsjahre 2012-2014	68
Abbildung 27:	TS-bezogene (schwarz) und FoTS-bezogene (blau) Brennstoffausnutzungsgrade der BGA 10 für die Betriebsjahre 2007 - 2010	72
Abbildung 28:	Änderungen der FoTS-bezogenen Brennstoffausnutzungsgrade (Nutzenergieebene) vom ersten zum letzten Bilanzjahr der BGA 01 bis 10 im Überblick	74
Abbildung 29:	Überblick der relativen Änderungen der FoTS-bezogenen Brutto-, Netto- und Nutzenergieausbeuten (Brennstoffausnutzungsgrade) vom ersten zum letzten Bilanzjahr der BGA 01 bis 10	75
Abbildung 30:	FoTS-bezogene Bruttoenergieausbeuten des jeweils letzten Bilanzjahres der BGA 01 bis 10 im Überblick.....	76
Abbildung 31:	Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der zugeführten Substratleistung (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K_{n_A} -Diagramm; rechts: $P_{Sub}-\omega$ -Diagramm	79
Abbildung 32:	Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Gasleistung (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K_{n_A} -Diagramm; rechts: $P_{Gas}-\omega$ -Diagramm.....	80
Abbildung 33:	Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit des Eigenstrombedarfes (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K_{n_A} -Diagramm; rechts: $P_{eigen} - \omega$ - Diagramm.....	82
Abbildung 34:	Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit des Eigenstrombedarfes (bei Nutzwärmeauskopplung 50 %); links: K_{n_A} -Diagramm; rechts: $W_{eigen} - \omega$ - Diagramm	82
Abbildung 35:	Änderungen der Kapazitätzahl, Arbeitsausnutzung und der Ausbeuten in Abhängigkeit der Nutzwärmeauskopplung; links: K_{n_A} -Diagramm; rechts: $Q_{nutz} - \omega$ - Diagramm	83
Abbildung 36:	Überblick der Parametervariationen auf Bruttoenergieebene (Bruttoenergieausbeute).....	84
Abbildung 37:	Überblick der Parametervariationen auf Nettoenergieebene (Nettoenergieausbeute).....	85
Abbildung 38:	Überblick der Parametervariationen auf Nutzenergieebene (mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad).....	86
Abbildung 39:	Stromgestehungskosten BGA 01	89
Abbildung 40 :	Gesamtkosten und Gesamterlöse BGA 01.....	90
Abbildung 41:	Sensitivitätsbetrachtung Ökonomie für 2011 - Biogasanlage 01.....	91
Abbildung 42:	Stromgestehungskosten BGA 06	93

Abbildung 43:	Gesamtkosten und Gesamterlöse BGA 06	94
Abbildung 44:	Sensitivitätsbetrachtung Ökonomie für 2012 - Biogasanlage 06	95
Abbildung 45:	Stromgestehungskosten Biogasanlage 07	98
Abbildung 46:	Gesamtkosten und Gesamterlöse Biogasanlage 07	99
Abbildung 47:	Sensitivitätsbetrachtung Ökonomie für 2012 - Biogasanlage 07	100
Abbildung 48:	Vergleich Stromgestehungskosten der Biogasanlagen	101
Abbildung 49:	Vergleich der Jahresergebnisse der Biogasanlagen	102

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grundannahmen zur Berechnung der Parametervariation.....	12
Tabelle 2:	Ergebnisse auf Basis der Grundannahmen zur Parametervariation.....	13
Tabelle 3:	Allgemeine wirtschaftliche Rahmenparameter	15
Tabelle 4:	Regionale Verteilung des Fragebogenversands und Rücklaufs der Betreiberbefragung bezogen auf die Anlagenzahl [12][18].....	18
Tabelle 5:	Rücklauf Betreiberbefragung - Inbetriebnahmejahr [12].....	20
Tabelle 6:	Rücklauf der Betreiberbefragung - Größenklassenverteilung und Verteilung Gesamtanlagenbestand, Bezug: Anlagenzahl (Biogasanlagen Deutschland, GG) [12][18]	20
Tabelle 7:	Mittleres Alter der Biogasanlage bei Durchführung der ersten Repoweringmaßnahme differenziert nach Leistungsklassen [12].....	21
Tabelle 8:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 01.....	31
Tabelle 9:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 01	32
Tabelle 10:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 02	36
Tabelle 11:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 03.....	40
Tabelle 12:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 03	41
Tabelle 13:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 04.....	44
Tabelle 14:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 04	44
Tabelle 15:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 05.....	48
Tabelle 16:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 05	48
Tabelle 17:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 06.....	52
Tabelle 18:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 06	52
Tabelle 19:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 07.....	56
Tabelle 20:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 07	59
Tabelle 21:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen	61
Tabelle 22:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 08	62
Tabelle 23:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 09.....	66
Tabelle 24:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 09	66
Tabelle 25:	Beweggründe und Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen der BGA 10.....	70
Tabelle 26:	Eingangsdaten und Ergebnisse der BGA 10	71
Tabelle 27:	Übersicht der durchgeführten Repoweringmaßnahmen der Biogasanlagen 01 bis 10	73
Tabelle 28:	Ergebnisüberblick auf Basis der Grundannahmen zur energetischen Sensitivitätsbetrachtung.....	78
Tabelle 29:	Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 01	87
Tabelle 30:	Preisspanne der eingesetzten Substrate für Biogasanlage 01	88
Tabelle 31:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 01.....	88
Tabelle 32:	Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 06	92
Tabelle 33:	Preisspanne der eingesetzten Substrate für Biogasanlage 06	92
Tabelle 34:	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 06.....	92

Tabelle 35: Ökonomische Rahmenparameter Biogasanlage 07	96
Tabelle 36: Preisspanne der eingesetzten Substrate für Biogasanlage 07	96
Tabelle 37: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Biogasanlage 07	97
Tabelle 38: Vergleich Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Biogasanlagen – Stromgestehungskosten (SGK) und Jahresergebnis.....	102
Tabelle 39: Einsatz von NawaRo in Biogasanlagen in Deutschland (EEG-Monitoring 2015 mit dem Bezugsjahr 2014) [17]; [34].....	103
Tabelle 40: NawaRo-Anbaufläche für Biogasanlagen in Deutschland 2014 [17]	104
Tabelle 41: Abschätzung der Flächeneinsparung durch Repowering von 50 % des BGA- Bestandes (4.000 BGA).....	104
Tabelle 42: Änderung des Nutzwärmeanteils der betrachteten Biogasanlagen (vgl. Kapitel 3.2)	105

Literatur- und Referenzverzeichnis

- [1] DBFZ gGMBH: Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250 (Vorhaben Ila Biomasse) - Zwischenbericht, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig, 2013
- [2] DBFZ gGmbH: Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250 (Vorhaben Ila Biomasse) - Zwischenbericht, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig, 2014
- [3] Fischer El., Postel J., Ehrendreich F., Nelles M.: Using the mean fuel efficiency to energetically assess agricultural biogas plants; LANDTECHNIK 71(4), 139–154, DOI <http://dx.doi.org/10.1515/lt.2016.3132> Deutscher Ingenieure: Energiekenngrößen Grundlagen - Methodik, 01.040.27(4661), VDI 4661; Berlin; 2014
- [4] Weissbach, F.: Zur Bewertung des Gasbildungspotenzials von nachwachsenden Rohstoffen. In: Landtechnik, Bd. 63, Nr. 06/2008, S. 356–358; 2008
- [5] Weissbach, F.: Das Gasbildungspotenzial von Halm- und Körnerfrüchten bei der Biogasgewinnung. In: Landtechnik, Bd. 64, Nr. 05/2009, S. 317–321; 2009
- [6] Weissbach, F.: Das Gasbildungspotenzial von frischen und silierten Zuckerrüben bei der Biogasgewinnung. In: Landtechnik, Bd. 64, Nr. 06/2009, S. 394–397; 2009
- [7] Weissbach, F.: Das Gasbildungspotenzial von Schweinegülle bei der Biogasgewinnung; Landtechnik, Bd. 66, Nr. 06/2011, S. 460-464; 2011
- [8] Weissbach, F.: Das Gasbildungspotenzial von Gülle und Stallmist. 5. Rostocker Bioenergieforum S. 267-271; 2011
- [9] Weissbach, F.: Das Gasbildungspotenzial von Hühnertrockenkot bei der Biogasgewinnung; Landtechnik, Nr. 04/2012, S. 299-304; 2012
- [10] Deutsches Institut für Normung: Feste Biobrennstoffe - Bestimmung des Heizwertes, DIN EN 14918:2010-04; Berlin; 2010
- [11] DBFZ: Postalische Betreiberbefragung im Rahmen des Vorhabens „Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen (FKZ: 22400912), November 2014
- [12] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Aus: Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Stand 08.04.2014, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zurgrundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderungweiterer-bestimmungen-desenergiewirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>; 18.06.2014
- [13] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Entwicklung Biogasanlagen; Abbildung 27, Erscheinungsjahr 2015; <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/entwicklung-biogasanlagen.html>; 2015

- [14] Glözl M.: Marktanalyse -Repowering und Kleinbiogasanlagen in Süddeutschland; Präsentation auf dem Biogasfachgespräch „Repowering von Biogasanlagen“; 25. November 2015
- [15] Fischer El., Postel J., Ehrendreich F.: Repowering im Biogasanlagenbestand - Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen; KTBL-Schrift 508 Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven FNR/KTBL-Kongress vom 22. bis 23. September 2015 in Potsdam; ISBN 978-3-945088-07-4
- [16] Onishi, J. et al.: Retrofit of heat exchanger networks with pressure recovery of process streams at sub-ambient conditions, Alicante/Brasilien, September 2014
- [17] DBFZ gGmbH: Stromerzeugung aus Biomasse O3MAP250 (Vorhaben Ila Biomasse) – Zwischenbericht, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig, 2015
- [18] Phyllis2, database for biomass and waste, <https://www.ecn.nl/phyllis2>, Energy research Centre of the Netherlands
- [19] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: Biogasausbeuten verschiedener Substrate; <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>
- [20] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) (Hrsg.): Faustzahlen Biogas, 3. Ausgabe, ISBN 978-3-941583-85-6, Darmstadt, 2013
- [21] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Feste Biobrennstoffe – Bestimmung des Heizwertes; Deutsche Fassung EN 14918:2009, April 2010
- [22] Weißbach, F.; Strubelt, C.: Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. In: Landtechnik Bd. 63 (2008a), Nr. 02/2008, S. 82–83.
- [23] Weißbach, F.; Strubelt, C.: Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Grassilagen als Substrat für Biogasanlagen. In: Landtechnik Bd. 63 (2008b), Nr. 04/2008, S. 210–211a.
- [24] Born, J.; Casaretto, R.: Die theoretischen 100 Prozent geernteter Energie. BIOGAS Journal 15(2), S. 88–91; 2012
- [25] Effenberger, M.; Buschmann, A.; Schober, J.; Djatkov, D.: Webbasierte Schwachstellenanalyse an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Landtechnik 69(2), S. 90–96, 2014; <http://dx.doi.org/10.15150/lt.2014.177>
- [26] Verein Deutscher Ingenieure: Energiekenngrößen – Grundlagen – Methodik. Richtlinie VDI 4661:2014-08, Berlin, Beuth Verlag, 2014
- [27] Braun, R.; Laaber, M.; Madlener, R.; Brachtl, E.; Kirchmayr, R.: Aufbau eines Bewertungssystems für Biogasanlagen – „Gütesiegel Biogas“, Projektnummer 807742, Wien, Endbericht erstellt am 31/05/2007
- [28] Fischer, E.; Postel, J.; Liebetrau, J.; Nelles, M.: Wirkungs- und Nutzungsgrade der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffe und Gülle. VGB PowerTech 95(1/2), S. 68–73; 2015

- [29] Weinrich et al: Massenbilanzierung von Biogasanlagen - Möglichkeiten und Herausforderungen für die Effizienzbewertung von Biogasanlagen; Schriftenreihe Umweltingenieurwesen Band 45, Seiten 357-367; 8. Rostocker Bioenergieforum; Rostock; 2014
- [30] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2004), 2004, BGBl. I S.2550
- [31] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2009), 2008, BGBl. I S. 2074
- [32] Krassowsky et al.: Repowering von Biogasanlagen – Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand, Kurztitel: Repowering (FKZ: 03KB071A-D); Dezember 2015
- [33] VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung, September 2012
- [34] DBFZ: Eigene Daten aus Betreiberbefragung 2015

Anhang Fragebogen zur Betreiberbefragung

Betreiberbefragung Repowering Biogasanlagen



DBFZ | Torgauer Straße 116 | D-04347 Leipzig
 «Unternehmen»
 «Anrede» «Titel» «Vorname» «Nachname»
 «Straße»
 «PLZ» «Ort»

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
 gemeinnützige GmbH
 Torgauer Straße 116
 04347 Leipzig
 Tel.: +49 (0)341 2434-112
 Fax: +49 (0)341 2434-133
 info@dbfz.de
 www.dbfz.de
 Bearbeiter:
 Jan Postel
 Tel.: +49 (0)341 2434-424
 repowering@dbfz.de

Grunddaten	
Inbetriebnahme der Anlage [Monat/Jahr]	_____
zum Zeitpunkt der IBN installierte el. Leistung [kW _e]	_____ Anzahl BHKW _____
Zuordnung der Biogasanlage	<input type="checkbox"/> Anlage <u>mit</u> Anschluss an eigenen landwirtschaftlichen Betrieb <input type="checkbox"/> Anlage <u>ohne</u> Anschluss an eigenen landwirtschaftlichen Betrieb <input type="checkbox"/> andere, welche? _____

Durchgeführte Maßnahmen zur Anlagenerweiterung/ -optimierung					
- Welche der nachfolgenden Maßnahmen wurden seit Inbetriebnahme der Anlage realisiert? - Wie schätzen Sie den Erfolg der durchgeführten Maßnahmen gegenüber dem Zustand vor dem Umbau ein? - Bewerten Sie den Erfolg der Maßnahme hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Effizienz mit folgenden Antwortmöglichkeiten: + erfolgreich o ohne Auswirkung - nicht erfolgreich					
Nr.	Durchgeführte Maßnahme	Jahr	Erfolg der Maßnahme		
			Verbesserte Wirtschaftlichkeit	Verringerte Emissionen	Erhöhte Effizienz der Anlage
1	<input type="checkbox"/> Erhöhung BHKW-Leistung	_____			
2	<input type="checkbox"/> Ersatz/Austausch von Alt-BHKW	_____			
3	<input type="checkbox"/> Ausbau der Wärmenutzung (Art/ Umfang): _____	_____			
4	<input type="checkbox"/> Erhöhung Fermentationsvolumen	_____			
5	<input type="checkbox"/> gasdichte Abdeckung Gärrestlager	_____			
6	<input type="checkbox"/> Rohgasleitung /Satelliten-BHKW	_____			
7	<input type="checkbox"/> Nachrüstung Wärmespeicher	_____			
8	<input type="checkbox"/> Substrataufbereitung-/aufschlussverfahren	_____			
9	<input type="checkbox"/> Substratänderung (Art/ Menge): _____	_____			
10	<input type="checkbox"/> andere: _____	_____			



Beweggründe zur Durchführung von Erweiterungs- und Optimierungsmaßnahmen

- Welche Gründe waren entscheidend zur Durchführung der jeweiligen Maßnahme? Wählen Sie die Maßnahmennr. (1-10) aus umseitiger Tabelle „durchgeführte Maßnahmen“ und tragen Sie diese in die mittlere Spalte ein.
- Wo sehen Sie weiteren Optimierungsbedarf? Bitte kreuzen Sie an.

Beweggründe Mehrfachnennungen möglich	Maßnahmen (Eintragen der Maßnahmennr. 1-10; Mehrfachnennungen möglich)	Optimierungsbedarf (einfaches Ankreuzen)
Änderung der einzusetzenden Substrate		
zur Vermeidung hoher Substratbereitstellungskosten		
aufgrund hoher Störstoffgehalte und Verwertungsschwierigkeiten in der Biogasanlage (technisch oder biologisch)		
aufgrund der Änderung der EEG-Vergütung		
andere, welche? <input type="text"/>		
Erzielung eines höheren Gasertrags durch:		
Erhöhung des Substratdurchsatzes		
verbesserte Substratausnutzung		
andere, welche? <input type="text"/>		
Optimierung von Arbeitsabläufen auf der Biogasanlage zur		
Reduzierung des Arbeitsaufwandes		
andere, welche? <input type="text"/>		
Anpassung der technischen Ausstattung zur		
Erzielung geringeren Verschleißes, längerer Standzeiten der Aggregate		
generellen Verwertung schwieriger Substrate		
Wirkungsgradsteigerung		
Verringerung des Eigenverbrauchs		
Reduzierung von Emissionen (Geruch, Lärm, Gas, Flüssigkeiten)		
andere, welche? <input type="text"/>		
Steigerung der Akzeptanz der Biogasanlage vor Ort		
Erschließung neuer Absatzmöglichkeiten zur Steigerung der Energieausbeute		
Andere Beweggründe, welche? <input type="text"/>		

Vielen Dank für Ihre Unterstützung!

Ansprechpartner	<input type="text"/>	Telefon	<input type="text"/>
Adresse	<input type="text"/>	E-Mail	<input type="text"/>

PUBLIKATIONEN

Bisher erschienene Reports:

DBFZ Report Nr. 27 Neuartiger emissionsarmer Kaminofen (DBU-NEKO)

DBFZ Report Nr. 26 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse - Dissertationsschrift

DBFZ Report Nr. 25 Nachrüstlösung zum katalytischen Abbau von gasförmigen organischen Emissionen aus Kaminöfen

DBFZ Report Nr. 24 Biomasse zur Wärmeerzeugung – Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes

DBFZ Report Nr. 23 Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerbes „Bioenergie-Regionen“

DBFZ Report Nr. 22 Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze

DBFZ Report Nr. 21 Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG

DBFZ Report Nr. 20 KlimaCH4 – Klimaeffekte von Biomethan

DBFZ Report Nr. 19 Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse

DBFZ Report Nr. 18 Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

DBFZ Report Nr. 17 Grünlandenergie Havelland – Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland

DBFZ Report Nr. 16 Algae biorefinery – material and energy use of algae

DBFZ Report Nr. 15 Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil

DBFZ Report Nr. 14 Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 13 Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

DBFZ Report Nr. 12 Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

DBFZ Report Nr. 11 Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 10 Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) – Endbericht

DBFZ Report Nr. 9 Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

DBFZ Report Nr. 8 – Kompakt – Sammelband

DBFZ Report Nr. 7 Final Report – Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials – Status quo and options for specification –

DBFZ Report Nr. 6 Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 5 Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen

DBFZ Report Nr. 4 Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung

DBFZ Report Nr. 3 Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz

DBFZ Report Nr. 2 Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen

DBFZ Report Nr. 1 Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

Weitere Informationen und Downloads unter:
www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

Fax: +49 (0)341 2434-133

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de