

Biogasanlagen nach 20 Jahren EEG – Was ist möglich?

Dr. Gerd Reinhold

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Jena

Abstract

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 % bis 90 % auszeichnen. Dementsprechend erfüllen mehr als 60 % der BGA nicht die Forderung nach 150 d Verweilzeit. Ausgehend von den rechtlichen, vergütungsseitigen und strukturellen Rahmenbedingungen des EEG 2017 ist ein Weiterbetrieb in einer zweiten Förderperiode in folgenden Auslegungsvarianten, die im Beitrag hinsichtlich Vor- und Nachteile diskutiert werden, möglich:

- Realisierung der im EEG geforderten Überbauung durch Leistungsreduzierung bei Verzicht auf NAWARO-Einsatz zur Umgestaltung als "Gülleanlage"
- Eigenstromerzeugung bei ausgeglichenem hohem Strombedarf am Standort
- Umgestaltung der Anlage als BGA zur Biomethaneinspeisung
- BGA zur Eigenwärmeerzeugung bei hohem Wärmebedarf
- Abschaltung der BGA und Nutzung von Fermenter und Nachgärbehälter als Güllelager
- Änderung des Inbetriebnahme-Datums bei mehr als 50 % Re-Invest.

1. Problemstellung

Die landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung ist heute ein wichtiger Betriebszweig der Landwirtschaft. Die Anlagen liefern mit 28 TWh erneuerbarem Strom und 12,6 TWh KWK-Wärme einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende. Flexible BGA eignen sich darüber hinaus dazu, die Schwankungen aus den fluktuierenden erneuerbaren Quellen Wind und Photovoltaik auszugleichen. Im landwirtschaftlichen Bereich können die Anlagen besonders in Ackerbauregionen die Funktion der Tierhaltung übernehmen und durch die Verwertung unterschiedlicher Substrate Fruchtfolgen auflockern sowie ökologische Aufwüchse einer gezielten Nutzung zuführen. Die anfallenden Gärprodukte tragen zum internen Nährstoffkreislauf in der Landwirtschaft und zur Humusreproduktion bei. Unter Umweltgesichtspunkten leisten die Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasen und zur Verminderung von Geruchsemissionen tierischer Exkrememente sowie deren Hygienisierung.

In der Folge der EEG-Novellen 2004 und 2009 wurden verstärkt gülledominierte Biogasanlagen (BGA) in Thüringen errichtet. Diese Jahrgänge dominieren noch heute den Anlagenbestand. Während im EEG 2004 besonders 500 kW-Anlagen die Vorzugslösung waren, stellten im EEG 2009 kleinere BGA möglichst mit Satelliten BHKW, häufig die ökonomisch günstigste Variante dar. Das EEG 2012 bevorzugte die etwas größeren Anlagen und das EEG 2014 brachte den BGA-Bau aufgrund einer drastischen Vergütungskürzung fast vollständig zum Erliegen.

Mit dem EEG 2017 wurde das bisherige Fördersystem auf einen obligatorischen Ausschreibungsmechanismus umgestellt, der für alle Biomasseanlagen über 150 kW installierter Leistung vorgeschrieben ist. Die dabei festgesetzte Gebotsobergrenze (2018) von 14,73 ct/kWh für Neuanlagen führt dazu, dass über Ausschreibungen nahezu keine Neuanlagen errichtet werden. Auch Bestandsanlagen, die sich für eine zweite Förderperiode bei einer Gebotsobergrenze von 16,73 ct/kWh bewerben konnten, erreichten nicht, dass der sehr kleine Ausbaupfad von 150 MW/a für

Biomasse nur zu 34 % ausgeschöpft wurde. Insgesamt ist einzuschätzen, dass selbst bei Ausschöpfung der Ausbaukorridore von 150/200 MW/a die Stromeinspeisung aus Biomasse ab 2020 deutlich zurückgehen und 2035 ein Niveau von nur 22,3 % der derzeitigen Stromeinspeisung erreichen wird.

Biomasse, als neben der Wasserkraft einzig nicht fluktuierende erneuerbare Energie, wird somit aufgrund der Rahmenbedingungen nur sehr wenig zu Erfüllung der ambitionierten Ausbauziele genutzt. Aber gerade Länder wie Österreich oder Norwegen zeigen, dass hohe Anteile an erneuerbarer Energie am Strommix nur erreichbar sind, wenn steuerbare nicht fluktuierende Quellen wesentlich an der Stromerzeugung beteiligt sind. Auch bei wesentlicher Überbauung der PV- und Windkapazitäten müssen „must run“-Kapazitäten vorgehalten werden, wenn nicht über Strom- Ex- und Import das Problem ins Ausland verlagert werden soll.

2. Ausschreibungsverfahren

Eine Voraussetzung zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und damit einer 2. Förderperiode über 10 Jahre ist, dass BGA doppelt überbaut sein müssen und dass eine gültige Genehmigung für den Weiterbetrieb vorliegt. Eine Eigennutzung von Strom ist im Rahmen der Ausschreibung ausgeschlossen.

Entsprechend des Flexibilisierungsumfangs sind verschiedene Aufwendungen zu beachten, die von der Erweiterung der BHKW- und Gasspeicherkapazitäten über die Vergrößerung des Trafos bis zur Anpassung des Entschwefelungsverfahrens und den Austausch der Gasleitungen reichen (Tab. 1). Es ist festzustellen, dass je nach Grad der Flexibilisierung und Zustand der Bestandsanlage sehr unterschiedliche investive Vorleistungen erforderlich werden.

Tab. 1: Arten der Flexibilisierung

Parameter	Leistungs- reduzierung	mittlere Flexibilisierung	starke Flexibilisierung
Flex-Umfang	50 %	120 – 200 %	200 – 500 %
Veranlassung	Restlaufzeit nutzen	Fahrplan u. ggf. Regel- energie	vergütungsoptimierte Fahrweise und Regelenergie
Investitionsbedarf	keiner	gering bis mittel	hoch bis sehr hoch
Investition für	-	BHKW-Kapazität, ggf. Gasspeicher, ...	BHKW-Kapazität, Gasspeicher, Gasleitungen, Entschwefelung, Reingasspeicher, ...
Substratkosten	deutlich reduziert	gering reduziert (Wirkungsgrad)	gering reduziert bis unverändert
Erlöse	50 % + Flexzu- schlag + ggf. Markterlös	100 % + Flexzuschlag + Markt- mehrerlös + Mehrerlöse nur bei bedarfsgerechter Erzeugung	

3. Handlungsoptionen

3.1 Doppelt überbaut in die Ausschreibung

Bei der doppelten Überbauung ist in der Regel eine neue Genehmigung erforderlich. Zusätzlich sind Investitionen in die Anlagentechnik erforderlich die zu Mehrkosten führen. Auch ist zu erwarten, dass bei der weiteren Flexibilisierung auf dem heutigen Niveau der Flex-Deckel voraussichtlich in den nächsten ein bis zwei Jahren erreicht werden wird. Damit fällt ca. 1 ct/kWh für die Deckung der Kosten

der doppelten Überbauung weg.

Besonders die Realisierung der geforderten 150 Tage gasdichter Verweilzeit führt bei gülledominierten Bestandsanlagen (Investitionsumfang: 50 bis 80 €/m³ Behältervolumen) zu einer oft nicht tragfähigen weiteren Kostenbelastung. Der Ausweichtatbestand, über ein nachgewiesenes maximales Restgaspotential von maximal 1,5 %, die 150 Tage gasdichte Verweilzeit nicht realisieren zu müssen, ist im EEG 2017 nicht mehr vorgesehen.

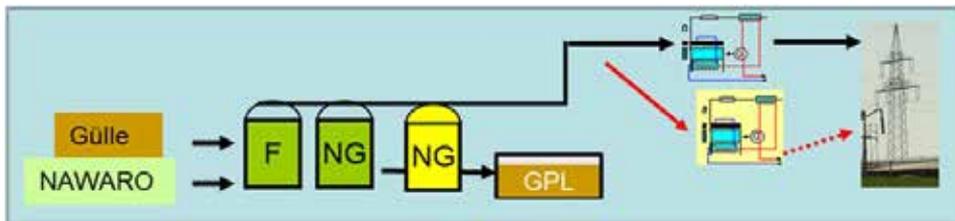


Abb. 1: BGA mit doppelter Überbauung (F-FERMENTER, NG-Nachgärer, GPL-Gärproduktlager)

Die Vorteile dieser Variante sind ein Weiterbetrieb mit bisheriger Leistung, Mehrerlöse aus Flexzuschlag und die Sicherung der Wärmelieferung. Dem stehen aber als Nachteile ein hoher Investitionsaufwand (BHKW, Trafo, Gasspeicher und -leitungen ...) als finanzielle Vorleistungen und somit Wirtschaftlichkeitsfragen sowie die erforderliche Neugenehmigung entgegen. Die Chancen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Bestandsanlagen werden auch aufgrund der Degression der Gebotsobergrenze weiter abnehmen. Höhere Flexibilisierungen steigern den Umrüstaufwand und das wirtschaftliche Risiko. Nur bei perspektivischer deutlicher Steigerung der Preisausschläge an der Börse können solche Konzepte eine Berechtigung haben.

Somit ist diese Handlungsoption nur für sehr wenige hoch effiziente Anlagen mit geringem Nachinvestitionsbedarf denkbar, sofern die Flexibilisierung bereits über die Flexprämie realisiert und finanziert wurde.

3.2 Leistungsverminderung

Ein sehr guter technischer und baulicher Zustand der Anlage sowie eine dem Förderzeitraum entsprechende Restnutzungsdauer der wesentlichen Anlagenteile stellt eine Voraussetzung für den ökonomischen erfolgreichen Übergang in die zweite Förderperiode dar. Besonders bei älteren gülledominierten BGA Thüringens zu erwarten, dass die Realisierung von 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten Raum nicht finanzierbar ist, da ja oft auch noch die Errichtung einer Umwallung zu erheblichen Investitionen führt.

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 % bis 90 % auszeichnen. Aufgrund des geringen TS-Gehaltes der Exkrememente liegen die mittleren hydraulischen Verweilzeiten oft bei 50 bis 70 Tagen. Eine Leistungsreduzierung kann in der Regel ohne neue Genehmigung und mit geringen investiven Vorleistungen erfolgen.

Durch Reduzierung des Gülleanteils lässt sich das Problem der 150 Tage gasdichter Verweilzeit und die geforderte Überbauung in der Regel realisieren. Allerdings führt die Reduzierung der Güllemenge zu einer Steigerung der spezifischen Substratkosten, da das kostenarme Substrat reduziert wird. Da eine gemeinsame Lagerung von Gärprodukt und Wirtschaftsdünger aus Emissionsschutzgründen nicht sinnvoll ist, muss oft zusätzlich in ein neues Güllelager investiert werden (Abb. 2).

3.3 Biogaserzeugung außerhalb des EEG

Wird die Ausschreibung nicht gewonnen, so kann die bedarfsgerechte Erzeugung von Eigenstrom auf Basis von Wirtschaftsdünger und Reststoffen im Netzparallelbetrieb eine weitere mögliche Alternative sein. Es entfallen die Bereitstellungskosten für die NAWARO. Da die Leistungsbegrenzung der 75 kW-Gülleanlagen nicht greifen, man außerhalb des EEG arbeitet und für reine Gülleanlagen in der VDI 3475 auch keine Mindestverweilzeit gefordert ist, ergibt sich die Option für einen wirtschaftlich tragfähigen Betrieb.

Die Strombezugskosten für die Agrarbetriebe (Bezug 100 MWh/a) liegen zwischen 18 ... 19 ct/kWh und sind abhängig von der genutzten Wirkarbeit und dem Leistungsbezug. Bei höherem Strombezug sind entsprechend niedrigere spezifische Werte möglich. Ausgehend von der Höchstgebotsgrenze im EEG 2017 von 16,73 ct/kWh im Jahre 2018 und den gleichzeitigen Anforderungen, die Anlagen zu überbauen, liegt der Gedanke nahe, Bestandsbiogasanlagen nach dem Ende der 1. Förderperiode auf Eigenstromerzeugung umzustellen, da die Forderungen des EEG wie doppelte Überbauung, 150 Tage gasdichte Verweilzeit etc. entfallen.

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 % bis 90 % auszeichnen. Aufgrund des geringen TS-Gehaltes der Exkremete liegen die mittleren hydraulischen Verweilzeiten bei 50 bis 70 Tagen. Eine Umsetzung der Anforderung von 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten Raum würde zu erheblichen Investitionsbedarfen in zusätzliches Faulraumvolumen führen und damit, besonders für die güllebetonten Anlagen, die Chancen auf eine wirtschaftlich tragfähige 2. Förderperiode deutlich verschlechtern.

Eine betriebliche Voraussetzung ist, dass ein möglichst ausgeglichener Strombezug besteht, der durch den Regelbereich des BHKW von 50 ... 100 % weitgehend abgedeckt werden kann. In diesem Falle ist zu prüfen, welcher Stromanteil aus den verfügbaren Wirtschaftsdüngern erzeugt werden kann. Aus den vom Energieversorger beziehbaren Strombedarfswerten aus den ¼ Stundenmessungen lässt sich leicht das Wochen- und Jahresprofil bewerten, aber auch Maßnahmen zur Glättung der Stromkurven ableiten, um eine bessere Passfähigkeit aus BHKW-Einspeisung und Verbrauch zu erreichen.

Die Prüfung der Machbarkeit der Eigenstromerzeugung erfolgt anhand einer im Jahr 2001 errichteten BGA mit 3 000 m³ Faulraum, die 80 m³ Rindergülle, 10 t/d Silomais und 1,9 t/d Grassilage füttert. Allein aus der Gülle lassen sich 220 kW Bemessungsleistung generieren. Die Leistungskurve eines Milcherzeugers zeigt einen Strombedarf zwischen 50 und 130 kW, bei einer Stromspitze am Morgen und einem ausgeprägten Tageslastprofil (Abb. 3).

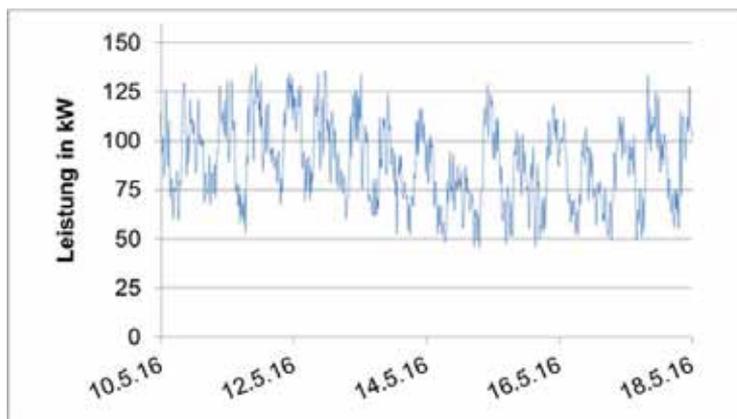


Abb. 3: Wochengang des Strombezugs

Anhand der Jahreskurve des Strombezugs im Beispielbetrieb ist zu erkennen, dass unabhängig von der BHKW-Auslegung, Zeiten mit zusätzlichem Netzbezug auftreten, da die BHKW-Leistung nicht für alle Lastspitzen ausreicht (Abb. 4). Zusätzlich treten Phasen auf, in denen besonders nachts der Strombedarf unter die 50%-Grenze des BHKW fallen würde. Es liegt der Gedanke nahe, mit einer Aufteilung in ein Grundlast-BHKW und ein Spitzenlast-BHKW, dass die Strombedarfskurve gut nachgefahren werden kann. Es stellte sich dabei heraus, dass der Eigenbedarf fast vollständig abgesichert wird, doch führte diese Auslegung mit 2 BHKW zu 4 663 Startvorgängen, verteilt über beide Aggregate. Da diese Werte auch aus Verschleißsicht nicht realisierbar sind, erscheint die Auslegung mit nur einem BHKW vorteilhafter.

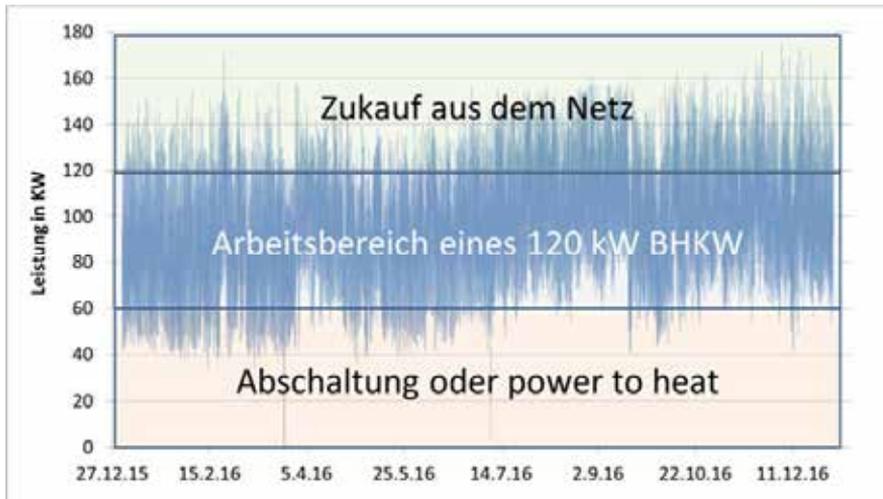


Abb. 4: Jahresleistungskurve und Arbeitsbereich des BHKW

Bei unterschiedlichen BHKW-Größen zeigt sich in der Modellierung, dass eine Abdeckung des Strombedarfs von 85 bis fast 94 % erreichbar ist (Tab. 2). Zur Abdeckung der nicht abgedeckten Bedarfsspitzen ist noch ein Bezug je nach BHKW-Auslegung von 0,4 bis zu 112 MWh erforderlich. Aufgrund der Unterschreitung der minimalen BHKW-Leistung resultieren je nach BHKW-Größe zwischen 0,3 und 14 MWh zusätzlichen Stromverbrauch, um ein Abschalten in diesen Zeiträumen zu verhindern. Über einen zusätzlichen Verbraucher (z.B. eine power-to-heat-Anlage) könnte der Strom in Wärme gewandelt werden. Wird die Abschaltung in Kauf genommen, so entstehen zusätzliche Startvorgänge, die zu Lasten der BHKW-Lebensdauer gehen.

Tab. 2: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und power to-heat-Arbeit

BHKW Größe	Abdeckung Strombedarf	Netzbezug	Abschaltung wegen BHKW Minimalleistung	power to heat Strommenge
kW	%	MWh	Anzahl	MWh
90 kW	86,4%	111,8	171	0,3
100 kW	90,9%	69,1	422	0,8
110 kW	93,3%	38,6	801	2,0
120 kW	93,9%	18,6	1154	3,7
130 kW	92,7%	7,2	1466	6,2
150 kW	85,3%	0,4	2151	14,0

Es zeigt sich, dass der höchste zu erreichende Autarkiegrad von > 93 % zwischen 110 und 130 kW installierter BHKW-Kapazität erreicht wird. Ausgehend vom Wärmekonzept ist zu entscheiden, welche Leistung der zusätzliche Stromverbraucher (power-to-heat-Anlage) haben sollte, oder ob eine zeitweise Abschaltung toleriert werden kann.

Die bedarfsoptimierte Fahrweise erfordert zusätzlichen Gasspeicherbedarf. Ausgehend von einer 1000 m³ Speicherfüllung zu Beginn der Periode, zeigt sich, dass bei täglich angepasster Fütterung ein Speicherbedarf von ca. 260 Nm³ ausreichend für die flexible bedarfsorientierte Fahrweise zur Eigenstromerzeugung ist.

Der untersuchte Agrarbetrieb hat ein Wärmekonzept und nutzt im Jahresdurchschnitt 1 704 MWh Wärme. Der Prozesswärmebedarf der Biogasanlage ist aufgrund der geringen Raumbelastung von nur 1,2 kg/m³ d und des hohen Wärmebedarfs für die Gülleaufheizung relativ hoch. Es zeigt sich, dass das BHKW nur im Sommer ausreichend Wärme zur Verfügung stellen kann. Zur Absicherung bietet sich eine saisonale Fahrweise der BGA an. Im Winterhalbjahr wird die gesamte anfallende Gülle eingesetzt und die überschüssige Gasmenge über den vorhandenen Gaskessel in Wärme umgesetzt. Damit könnte der Wärmebedarf fast vollständig abgesichert werden. Zur Verringerung des Prozesswärmebedarfs lässt sich der 2. Fermenter als Speicherdurchflussfermenter ohne Heizung betreiben. Ein zusätzlicher Effekt ist die Generierung von zusätzlichem Gärproduktlager, welches im Rahmen der Umsetzung der Düngeverordnung dringend gebraucht wird.

Vorteilhaft an diesem Konzept ist, dass hier keine Überbauung erforderlich wird, Kosten für eine neue Wärmeerzeugungsanlage und den Brennstoff gespart werden. Allerdings ist nach heutigem Recht auf den ausschließlichen Eigenverbrauch die EEG-Umlage auf den selbst erzeugten Strom fällig. Damit würde solch ein Konzept schnell unwirtschaftlich werden, weshalb nach heutigen Rahmenbedingungen diese Option nicht zu empfehlen ist.

3.4 sonstige Optionen für den Weiterbetrieb der BGA

Folgende mögliche weitere Optionen ergeben sich in Abhängigkeit von den verfahrenstechnischen, agrarstrukturellen und regionalen Bedingungen:

- Bei ausreichend hohem und ganzjährigem Wärmebedarf, z.B. für die Verarbeitung (Fleischer, etc.) bzw. ganzjährige Trocknung ist ein Betrieb der BGA allein zur Wärmeerzeugung denkbar.
- Besitzt die BGA eine ausreichende Größe, bzw. befinden sich weitere BGA in unmittelbarer Nähe ist der Aufbau einer Anlage zur Biomethanherzeugung und Einspeisung in das Erdgasnetz bzw. die Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff denkbar.
- Eine weitere, wenn auch nicht optimale Möglichkeit, besteht darin, die Behälter als Güllelagerbehälter umzurüsten, um die Forderungen der Düngeverordnung besser erfüllen zu können.

4. Zusammenfassung

Mit dem Auslaufen der ersten Förderperiode des EEG stehen die Betreiber von Biogasanlagen nach 20 Betriebsjahren vor der Entscheidung, ob und unter welchen Bedingungen die Anlagen weiter betrieben werden sollen. Besonders für BGA die vor bzw. in 2001 in Betrieb genommen wurden, besteht nur noch bis 2019 die Möglichkeit, ohne Vergütungslücke an der Ausschreibung teilzunehmen. Die notwendigen technischen Vorleistungen dazu sind sehr hoch (doppelte

Überbauung, 150 Tage Verweilzeit im gasdichten Raum, Umwallung, Trafo- und Gasspeichervergrößerung). Insgesamt ist anlagenindividuell zu prüfen, wie die geforderte Überbauung erreichbar ist und zu welchem Gebotspreis an der Ausschreibung teilgenommen werden kann.

Alternativ zur Ausschreibung, bzw. wenn das abgegebene Gebot keinen Zuschlag erhält, ist für größere Agrarbetriebe die güllebasierte Eigenstromerzeugung denkbar. Bei entsprechend hohem ausgeglichenen Strombedarf kann dies eine lohnenswerte Alternative sein. Allerdings erschweren die rechtlichen Regelungen der EEG-Umlage auf Eigenstrom solche Konzepte.