



Dr. Patrick Matschoss  
Bernhard Wern  
Frank Baur

## Die Bioenergie in der Energiewende und die „Post-EEG-Frage“ Eine Synopse von Post-EEG-Studien

## Herausgeber

IZES gGmbH  
Altenkesseler Straße 17, A1  
66115 Saarbrücken  
www.izes.de

## Autor\*innen

Dr. Patrick Matschoss, IZES gGmbH  
Mail: matschoss@izes.de  
Bernhard Wern, IZES gGmbH  
Mail: wern@izes.de  
Frank Baur, IZES gGmbH  
Mail: baur@izes.de

Das dieser Schriftenreihe zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde durch die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.



Unser Dank für den Review des Dokuments gilt dem TRANSBIO-Team (Tino Barchmann, Martin Dotzauer, Ludger Eltrop, Annemarie Kronhardt, Mark Paterson, Joachim Pertagnol, Milad Roustá, Uta Schmieder) sowie weiteren Einzelpersonen / Autoren der Post-EEG-Studien (Oliver Haase, Uwe Holzhammer, Benedikt Hümmer, Florian Noll, Bernd Wirth).

## Publikationsnachweis

Matschoss, P.; Wern, B.; Baur, F. (2024): Die Bioenergie in der Energiewende und die „Post-EEG-Frage“. Eine Synopse von Post-EEG-Studien. IZES gGmbH Schriftenreihe 2024\_01. IZES gGmbH, Berlin und Saarbrücken.

## Bildnachweis

Titelbild: Countrypixel - adobe.stock.com

Die **IZES gGmbH Schriftenreihe** soll mit den Themen des Instituts vertraut machen, Forschungsergebnisse präsentieren, zu fachlicher Auseinandersetzung und kritischer Diskussion einladen.

Berlin und Saarbrücken, Juni 2024  
ISSN 2943-8101  
ISBN 978-3-911471-00-8

**Inhaltsverzeichnis**

	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>2</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>3</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung: Energiewende, Bioenergie und die „Post-EEG-Frage“</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Studienvergleich: Anlagen, Geschäftsfelder, systemische Aspekte</b>	<b>7</b>
	2.1 Betrachtete Anlagen	8
	2.2 Betrachtete Geschäftsfelder	8
	2.2.1 Flexibilisierung, Substratwechsel	9
	2.2.2 Wärmenutzung(spotenziale): BGA und Altholzanlagen	11
	2.2.3 Systemdienstleistungen im Strommarkt	13
	2.2.4 Biogasaufbereitung / Biomethanproduktion / Methanisierung	14
	2.2.5 Weiterführende Aspekte: Eigenversorgung, Ökosystemleistung	16
	2.3 Szenarien, Bestandsentwicklung, Systemische Aspekte	17
	2.3.1 Bestandsentwicklung, Weiterbetrieb und Beitrag zum Energiesystem	18
	2.3.2 THG-Reduktion inner- und außerhalb des Energiesystems	22
	2.3.3 Weitergehende Effekte: Abfallverwertung, Landnutzung, Naturschutz	26
	2.4 Handlungsempfehlungen für Regulierung und Betreibende	28
	2.4.1 Handlungsempfehlungen für die Regulierung	28
	2.4.2 Handlungsempfehlungen für Betreibende	29
<b>3</b>	<b>Gesamtergebnis und Schlussfolgerungen</b>	<b>31</b>
<b>4</b>	<b>Anhang: Synopse der Post-EEG-Studien</b>	<b>34</b>
	4.1 MakroBiogas	34
	4.2 Biogas 2030	38
	4.3 Biogas Autark	41
	4.4 BiogasNatur	45
	4.5 AuRaSa	48
	4.6 NxtGenBGA	52
	4.7 BE20plus	58
	4.8 OPTIBIOSY	64
	4.9 ProBiogas	68
	4.10 SmartBio	73
<b>5</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>77</b>

## Abkürzungsverzeichnis

BfN	Bundesamt für Naturschutz
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BR	Bundesregierung
CO <sub>2</sub> / CO <sub>2</sub> -Äq	Kohlendioxid/ Kohlendioxid-Äquivalente
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
FNR	Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HKW	Heizkraftwerk
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
kW/ kW <sub>el</sub> / kWh	Kilowatt/ Kilowatt <sub>elektrisch</sub> / Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost Of Electricity (Stromgestehungskosten)
Mt	Megatonne
MW/ MW <sub>el</sub> / MWh	Megawatt/ Megawatte <sub>elektrisch</sub> / Megawattstunde
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PV	Photovoltaik
RED II	Renewable Energy Directive II (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien)
SDL	Systemdienstleistungen
SRL	Sekundär-Regelleistung
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
TW/ TW <sub>el</sub> / TWh	Terawatt/ Terawatt <sub>elektrisch</sub> / Terawattstunde
VOV	Vor-Ort-Verstromung

**Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Infobox Geschäftsfeld, Folgekonzept, Betriebsmodell	8
Abbildung 2: Infobox MakroBiogas	34
Abbildung 3: Infobox Biogas 2030	38
Abbildung 4: Infobox Biogas Autark	41
Abbildung 5: Infobox BiogasNatur 2020	45
Abbildung 6: Infobox AuRaSa	48
Abbildung 7: Infobox NextGenBGA	52
Abbildung 8: Infobox BE20plus	58
Abbildung 9: Infobox OPTIBIOSY	64
Abbildung 10: Infobox ProBiogas	68
Abbildung 11: Infobox SmartBio	73

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Geschäftsfelder zu Flexibilisierung & Substratwechsel nach Anlagengröße	10
Tabelle 2: Geschäftsfelder & Analysen zur Wärmenutzung	12
Tabelle 3: Geschäftsfelder & Analysen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Strommarkt	13
Tabelle 4: Geschäftsfelder & Analysen zur Biogasaufbereitung	15
Tabelle 5: Geschäftsfelder & Analysen zu Eigenversorgung und Ökosystemleistungen	16
Tabelle 6: Entwicklung des BGA-Bestands, Beitrag und systematische Effekte im Strommarkt	19
Tabelle 7: THG-Emissionen inner- und außerhalb des Energiesystems	23
Tabelle 8: Weitergehende Funktionen und Effekte von BGA jenseits des Energiesystems	26

## 1 Einleitung: Energiewende, Bioenergie und die „Post-EEG-Frage“

Das vorliegende Papier behandelt die Leitfragen, welchen sinnvollen Beitrag die Bioenergie – insb. Biogas – zu den deutschen Zielen der Energiewende und der Treibhausgasneutralität bis 2045 leisten kann (und sollte) und was das für Anlagenbetreibende bedeutet. Dabei sind drei Aspekte zu beachten, die im Folgenden diskutiert werden.

*Erstens* ist der jetzige Biomasseanlagenbestand politisch gewollt entstanden. Angefangen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2000, erfolgte bis in den Anfang der 2010er Jahre hinein, ein politisch flankierter Aufwuchs z.B. des Biogas- und Biomethananlagenbestands bis auf rund 5 GW. Der überwiegende Teil (rund 4,5 GW) entfiel auf Anlagen, die nachwachsende Rohstoffe verwenden (NawaRo-Anlagen; vgl. beispielhaft MakroBiogas Abb. 10 oder BE20plus, Abb. 3). Dieser Ausbau-fördernde Prozess wurde mit dem EEG 2014 gestoppt. Es folgten weitere Änderungen, die v.a. auf die Steuerung des Bestands, die Begrenzung der Kosten für die EEG-Vergütung und die Reduktion des Einsatzes von NawaRo abzielten, sodass sich der Biogasanlagenbestand und die bereitgestellte Menge an Biogas seitdem kaum verändert haben. Im Jahr 2022 war Bioenergie – über alle Sektoren und Bereitstellungsformen betrachtet – dennoch mit einem Anteil von 51% an den Erneuerbaren Energien bzw. 9% am Primärenergieverbrauch der wichtigste erneuerbare Energieträger (AGEB 2023). In der sektoralen Betrachtung (Endenergieverbrauch) hatte Bioenergie einen Anteil von 20% an der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien (davon Biogas 11%), einen Anteil von 84% an der erneuerbaren Wärme und Kälte (davon 40% biogene Festbrennstoffe in Haushalten) sowie einen Anteil von 85% an den erneuerbaren Energien im Verkehrssektor (davon 61% Biodiesel). Weiterhin entfielen 32% der durch die Nutzung erneuerbarer Energien vermiedenen Treibhausgase auf die Bioenergie (davon 15% auf biogene Festbrennstoffe) (AGEE-Stat / BMWK 2023).

*Zweitens* impliziert der genannte frühe Kapazitätsaufbau, dass der 20-jährige Finanzierungszeitraum durch das EEG für viele Anlagen bald ausläuft, und diese ggf. in eine neue Phase überführt werden sollen oder müssen (sog. „Post-EEG-Phase“ oder „Ü20-Anlagen“). Wenn auf die o.g. Beiträge nicht verzichtet werden soll, ist daher das Problem im Biomassebereich besonders virulent, betriebswirtschaftlich tragfähige Optionen für den Weiterbetrieb (Geschäftsfelder, Folgekonzepte, Betriebsmodelle – vgl. Abbildung 1) zu finden, die neben den Marktgegebenheiten maßgeblich von einer Anschlussregelung seitens des Gesetzgebers für die sog. Post-EEG-Phase abhängen. Da für Letzteres der politische Wille für lange Zeit kaum erkennbar war, wurden ab Mitte der 2010er Jahre mehrere sogenannter Post-EEG-Studien vergeben. Viele der Studien zielten darauf ab, mögliche Geschäftsfelder (alternativ: Geschäftsmodelle, Betriebsmodelle etc.) in der Post-EEG-Phase und deren anlagenseitigen Voraussetz-

ungen bzw. Investitionsnotwendigkeiten zu identifizieren und auf ihre Eignung hin zu untersuchen. Aufgrund der Vielseitigkeit – und damit Komplexität – der Biomasseanlagen haben sich einige Studien darüber hinaus auch mit den verschiedenen Rollen der Bioenergie im Energiesystem befasst und geprüft, welche Implikationen ein Wegfall dieser Kapazitäten hätte. Schließlich haben einige Studien auch auf die weiteren Rollen jenseits des Energiesystems, z. B. in der Land- oder Kreislaufwirtschaft (z.B. Altholzentsorgung) hingewiesen.

*Drittens* haben die Post-EEG-Studien über die Jahre unterschiedliche Aspekte beleuchtet und sind von unterschiedlichen Annahmen ausgegangen. Darüber hinaus haben sich die regulatorischen Rahmenbedingungen über den Zeitraum der Daten der Veröffentlichung der hier aufgeführten Studien von Ende 2019 bis Anfang 2023 mehrfach geändert. So ist bei der Anzahl an Studien zum scheinbar gleichen aber doch vielfältigen Thema ein zusammenfassender Vergleich notwendig, um die zentralen Ergebnisse der Post-EEG-Projekte darzustellen, zu synthetisieren und Lehren für die Politik und für Anlagenbetreibende hieraus zu ziehen.

Daraus leitet sich das konkrete Ziel des vorliegenden Papiers ab, diese Synthese vorzunehmen. Sie ist im Rahmen des Projekts „Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem“ (TRANSBIO)<sup>1</sup> entstanden. Ziel von TRANSBIO ist es, die zentralen Ergebnisse der Post-EEG-Projekte zu bündeln, zu harmonisieren, verständlich aufzubereiten und Handlungsoptionen abzuleiten. Letztere sollen einerseits aus der Anlagenperspektive und andererseits aus der systemischen bzw. regulatorischen Sichtweise heraus betrachtet werden. Schließlich sollen die Erkenntnisse an ein möglichst breites und bisher nicht Bioenergiespezifisches energiewissenschaftliches und -wirtschaftliches Umfeld kommuniziert werden.

Damit zielt das Papier auf die o.g. Leitfragen „Was ist der (sinnvolle) Beitrag der Bioenergie zur Energiewende?“, „Welche Perspektiven ergeben sich daraus für Anlagenbetreibende?“ sowie schließlich „Was folgt daraus für die Politik bzw. Regulierung?“ ab. Unter Nutzung der genannten Literatur ergibt sich daher die Aufgabe in diesem Papier zu beleuchten, was die „großen“ Post-EEG-Studien zu den Fragestellungen sagen. Daher wird – nach dieser Einleitung – im zweiten Kapitel eine Meta-Analyse der Post-EEG-Studien durchgeführt. Dies erfolgt in den Abschnitten 2.1 und 2.2. zunächst für die Perspektiven der Betreibenden mit einer Kategorisierung der jeweils in den Studien gewählten Anlagenkategorien, gefolgt von zugehörigen Geschäftsfeldern. Im Abschnitt 2.3 erfolgte eine analoge Meta-Analyse mit Blick auf die systemischen Aussagen der Studien. Im Abschnitt 2.4 werden schließlich die Handlungsoptionen für die Regulierung und für Betreibende zusammengefasst. Im dritten Kapitel folgen schließlich das Gesamtergebnis und die Implikationen zur Rolle der Bioenergie in der Energiewende.

<sup>1</sup> vgl. <https://www.dbfz.de/transbio> und <https://www.izes.de/de/projekte/transbio>

Interessierte Leser:innen können Zusammenfassungen der Studien in den Anhängen im Kapitel 4 nachschlagen, die dort kurz mit Untersuchungsgegenstand, Methode und Ergebnissen in Form von Synopsen dargestellt sind und die Grundlage der o.g. Analysen bilden. Dabei wurde der Versuch unternommen, eine Tiefe zu erreichen, die über Einleitungs- und Ergebnistexte hinausgeht, aber trotzdem noch einen lesbaren Überblick bietet.

## 2 Studienvergleich: Anlagen, Geschäftsfelder, systemische Aspekte

Um die Post-EEG-Studien miteinander vergleichen zu können, sind die teilweise unterschiedlichen Zielstellungen und Rahmenbedingungen der Studien zu beachten. Mit Blick auf die Zielstellungen behandeln fast alle Studien Anlagen und Geschäftsfelder, einige gehen aber darüber hinaus und machen Aussagen zur möglichen Entwicklung des Gesamt-Anlagenbestandes und dessen Wirkungen im Energiesystem. Mit Blick auf die Rahmenbedingungen ist es wichtig, dass die Aussagen im „zeitlichen Kontext“ zu verstehen sind, d. h. dem zum Zeitpunkt der Studie gültigen regulatorischen und politisch-ökonomischen Rahmen. Als regulatorischer Rahmen ist insb. die jeweils gültige Version des EEG sowie Ziele zum EE-Ausbau und zur THG-Reduktion zu nennen. Als politisch-ökonomischer Rahmen sind vor allem die Strom- und Wärmepreise entscheidend.

Das Großereignis, das derzeit den politischen Rahmen bestimmt, ist zweifellos die Tragödie des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine mit der daraus folgenden Energiekrise und der von Bundeskanzler Scholz ausgerufenen „Zeitenwende“ (Scholz 27.02.2023) und die Regelungen zum Ausgleich der Disruptionen auf den Energiemärkten (BMWK 2023). Allerdings liegen die Datenstände der behandelten Studien sowie die daraus gezogenen Schlussfolgerungen vor diesem Ereignis.

Im Folgenden wird zunächst die einzelwirtschaftliche Perspektive (Anlagen, Geschäftsfelder) der analysierten Studien betrachtet, bevor auf systemische Aspekte eingegangen wird. Die Aussagen sind häufig direkt mit den Akronymen der jeweiligen Studien sowie den dort verwendeten (unterschiedlichen) Anlagenkonzepte („GF 1.5“, BE20Plus) oder Szenarien („Gülle+“, AuRaSa) versehen. So können interessierte Leser:innen die weiteren Ausführungen dazu direkt in den Zusammenfassungen der Studien in Kapitel 4 oder in den Studien selbst nachschlagen.

## 2.1 Betrachtete Anlagen

Die meisten Studien versuchen den jeweils interessierenden Anlagenbestand (Bundesgebiet, Bundesland, Netzgebiet) durch repräsentative Anlagenkonzepte bzw. Referenzanlagen abzubilden. Eine Studie (BE20plus) kategorisiert den gesamten Anlagenbestand in Gruppen bzw. Clustern. Zwei Studien (Biogas Autark, BiogasNatur) stellen beispielhafte reale Anlagen dar, die in Ort und/oder Funktionalität als jeweils repräsentativ angesehen werden. I. d. R. werden folgende Charakteristika unterschieden:

- Typ (häufig mit Substratmix verbunden),
- Größe(nklassen): installierte und/oder Bemessungsleistung,
- Flexibilität: Überbauungsgrad / Flexibilitätsfaktor (i. V. m. Größe),
- Produkte und
- Jahrgänge.

Je nach Zweck (Einzelanalysen, Energiesystemmodellierung) sind die Anlagen unterschiedlich stark differenziert bzw. bilden bestimmte Charakteristika unterschiedlich differenziert ab.

## 2.2 Betrachtete Geschäftsfelder

Die meisten Studien weisen als Ergebnis Anlagen-seitig bestimmte Optionen für eine betriebswirtschaftliche Perspektive für ihre jeweils definierten Referenz- oder Beispielanlagen für den Zeitraum nach der ersten EEG-Förderperiode aus. Dabei besteht keine einheitliche Bezeichnung bzw. Definition der Termini Geschäftsfeld, Betriebsmodell oder Folgekonzept. Die Unterschiede sind in der Abbildung 1 dargestellt. Stellvertretend sei hier der Begriff Geschäftsfeld verwendet.

Geschäftsfeld: Dazu wurden Referenzmodelle für eine Auswahl relevanter Geschäftsfelder und dazu passenden Betriebsstrategien abgeleitet ... (BE20plus, S. 1).

Folgekonzept: Synonyme: Post-EEG Konzepte, Anschlusskonzepte, Konzepte für den Weiterbetrieb. Konzept einer BGA, das den längerfristigen Weiterbetrieb (10a+) der Anlage im Anschluss an die 1. EEG-Förderperiode ermöglichen soll. D. h. Umsetzbarkeit eines wirtschaftlichen Betriebs unter Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen. Ein Folgekonzept muss sich nicht zwingend innerhalb des EEG bewegen. Ein Folgekonzept kann wie auch eine Betriebsanpassung aus Veränderungen der Betriebsweise, Prozessparameter oder Anlagentechnik bestehen und verschiedene Maßnahmen beinhalten (NextGenBGA, S. 16).

Betriebsmodell: In Abgrenzung zum Terminus „Geschäftsmodell“ wird stattdessen der Terminus „Betriebsmodell“ verwendet, um auszudrücken, dass es um die Darstellung von Maßnahmen geht und das Erreichen der Gewinnzone nicht automatisch gewährleistet ist. (ProBiogas, S. 15-18).

Abbildung 1: Infobox Geschäftsfeld, Folgekonzept, Betriebsmodell

Energiesystemisch liegt der Hauptfokus der Geschäftsfelder auf dem Strommarkt, häufig auch auf dem Wärmemarkt. Weiterhin behandeln einige Studien entweder die Analyse bestimmter Geschäftsfelder unter den Bedingungen der Energiewende und deren Effekte im Energiesystem (Systemdienstleistungen, SDL) bzw. nehmen bestimmte Geschäftsfelder als Grundlage der Studie an, um deren Effekte und Möglichkeiten zu prüfen (SmartBio, Biogas Autark). Einzelne Studien gehen schließlich über das Energiesystem hinaus und beleuchten weitergehende Effekte, z. B. in der Reststoffverwertung der Landwirtschaft (MakroBiogas).

Einige Studien unterscheiden dabei zwischen Modellen innerhalb und außerhalb des EEG. Weiterhin werden Szenarien gebildet, um unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Anlagen bezüglich der Marktentwicklungen (Strompreis-höhen und -spreads, Wärmebedarfe etc., in Einzelfällen Einsatzstoffpreise) abzubilden. Schließlich dient die Szenarienbildung auch der Abschätzung der Entwicklung des Gesamtbestands und – in einigen Fällen – der Implikationen für das restliche Energiesystem. So lassen sich die Geschäftsfelder folgendermaßen einteilen:

- Flexibilisierung Strommarkt
- Wärmenutzung(spotenziale): BGA und Altholz
- Systemdienstleistungen im Strommarkt
- Biogasaufbereitung (Methanisierung)
- Weiterführende Aspekte: Eigenversorgung, Ökosystemleistungen

Generell betonen fast alle Studien die Individualität der Anlagen und Gegebenheiten vor Ort. Daher sind allgemeine Empfehlungen über alle Studien hinweg – auch wenn dies hier im Rahmen der Synthese versucht wird – oft schwierig und mit gewisser Distanz zu betrachten.

### **2.2.1 Flexibilisierung, Substratwechsel**

Für Biogasanlagen in der Vor-Ort-Verstromung (VOV) gehört die Flexibilisierung und Reduktion von NawaRo-Anteilen / Erhöhung von Reststoffen (Substratwechsel) zu den am häufigsten empfohlenen Konzepten (vgl. Tabelle 1). Einige Empfehlungen unterscheiden sich allerdings nach der Anlagengröße.

Empfehlung / Geschäftsfeld	Studie & Geschäftsfeld (Akronym)
<i>Kleinanlagen (75-250 kWel)</i>	
Beibehaltung hoher Reststoff-Anteile (Weiterbetrieb)	Biogas 2030 (BM0)
Reduktion von NawaRo-Anteilen (Flexibilisierung „nach unten“)	ProBiogas (Option 1) NxtGenBGA (Substratwechsel)
Reduktion / Elimination von NawaRo-Anteilen („Flexibilisierung nach unten“), wenn Anlage „hinreichend groß“ (einzelw. Sicht)	AuraSa (Gülle Opt / Gülle Min)
Reduktion von NawaRo-Anteilen (teilw. „Flexibilisierung nach unten“), (v.a. wg. THG-Reduktion)	Biogas 2030 (BM1)
Flexibilisierung mit Überbauung, Reduktion von NawaRo-Anteilen	Be20plus (GF 1.5)
Flex mit Überbauung	Biogas 2030 (BM2)
Flexibilisierung mit doppelter Überbauung	AuraSa (Flex Regulär)
<i>Mittelgroße Anlagen (ca. 380-750 kWel)</i>	
Reduktion von NawaRo-Anteilen (Flexibilisierung „nach unten“)	ProBiogas (Option 1) NxtGenBGA (Substratwechsel)
Flexibilisierung mit Überbauung, Reduktion von NawaRo-Anteilen	Be20plus (GF 1.5)
Flexibilisierung mit doppelter Überbauung	AuraSa (Flex Regulär)
Flexibilisierung mit Überbauung, trotz sinkendem Nutzen-Kosten-Verhältnis (einzelw. Sicht)	ProBiogas (Option 3: 3-Flex, 4-Flex)
<i>Großanlagen (ca. 800-2000 kWel)</i>	
Reduktion von NawaRo-Anteilen (Flexibilisierung „nach unten“)	Be20plus (GF 1.4) ProBiogas (Option 1) NxtGenBGA (Substratwechsel)
Reduktion / Elimination von NawaRo-Anteilen („Flexibilisierung nach unten“), wenn Anlage „hinreichend groß“ (einzelw. Sicht)	AuraSa (Gülle Opt / Gülle Min)
Flexibilisierung mit doppelter Überbauung	AuraSa (Flex Regulär)

Tabelle 1: Geschäftsfelder zu Flexibilisierung & Substratwechsel nach Anlagengröße

Für Kleinanlagen (ca. 75-250 kW<sub>el</sub> inst. Leistung) wird häufig eine Flexibilisierung empfohlen (vgl. „BM2“, Biogas 2030; „Flex regulär“ AuRaSa; z. T. „GF 1.5“, BE20Plus). Dies geht auch häufig einher mit einer Reduktion von NawaRo-Anteilen (vgl. „BM1-2“, Biogas 2030; „Option 1“; ProBiogas, „Substratwechsel“, NxtGenBGA) bzw. der Beibehaltung hoher Reststoffanteile, wenn es sich z. B. um Güllekleinanlagen handelt („BM0“, Biogas 2030). Die mit der Reduktion der NawaRo-Anteile einhergehende „Flexibilisierung nach unten“ (Reduktion der Bemessungsleistung) führt jedoch zu unterschiedlichen Empfehlungen. Wird die THG-Reduktion stärker gewichtet, führt dies genau zur Empfehlung der Reduktion der Bemessungsleistung („BM1“, Biogas 2030). Wird hingegen die reine Betriebswirtschaft der Anlage betrachtet, betont eine Studie, dass die Anlage „hinreichend groß“ sein muss, um die Absenkung der Bemessungsleistung kompensieren zu können („Gülle Min“ und „Gülle Opt“, AuRaSa). Schließlich werden bei Kleinanlagen auch – bei ausreichender Wärmenutzung – Selbstversorgungskonzepte außerhalb des EEG empfohlen (s.u., „KWK-Eigen“ AuRaSa; „GF 1.2“, BE20Plus).

Ähnlich gilt für mittlere Anlagengrößen (ca. 386-750 kW<sub>el</sub> installierte Leistung) die Flexibilisierung i. d. R. als vorteilhaft („Flex regulär“, AuRaSa; „GF 1.5“, BE20Plus; „Option 1“, ProBiogas). Aber z. T. wird hier auf ein sinkendes – aber dennoch positives – Nutzen-Kosten-Verhältnis bei steigender Flexibilisierung v.a. im Fall mit Überbauung („Option 3“ („3-Flex“ und „4-Flex“), ProBiogas) hingewiesen. Aber meist geht dies auch hier mit einer Reduktion von NawaRo-Anteilen einher („Option 1“, ProBiogas; „Substratwechsel“ NxtGenBGA). Schließlich empfiehlt eine Studie trotz individueller Vorteile bereits ab dieser Größe die Umstellung auf die Biogasaufbereitung, da die systemischen Vorteile als wichtiger eingeschätzt werden (s.u., „BM3“ anstatt „BM0-2“, Biogas 2030).

Schließlich gelten auch für Großanlagen (ca. 800-2000 kW<sub>el</sub> installierte Leistung) die Empfehlungen zur Reduktion von NawaRo-Anteilen („Option 1“, ProBiogas), meist in Kombination mit einer Flexibilisierung („Substratwechsel“, NxtGenBGA; „Flex regulär“, AuRaSa). Hier gilt die oben erwähnte ausreichende Anlagengröße für eine „Flexibilisierung nach unten“ („Gülle Min“ und „Gülle Opt“, AuRaSa; „GF 1.4“, BE20Plus).

### **2.2.2 Wärmenutzung(spotenziale): BGA und Altholzanlagen**

Die Bedeutung der Wärmenutzung wird in fast allen Studien unter verschiedensten Aspekten hervorgehoben. So wird dies einzelwirtschaftlich bei den o. g. Konzepten zur Flexibilisierung und NawaRo-Reduktion / Substratwechsel der BGA in der VOV behandelt. Aber es werden auch Potenzialanalysen zur Abschätzung des gesamten Wärmepotenzials des BGA-Bestands vorgenommen. Schließlich wird auch der ganz eigene Bereich der Wärmenutzung aus Altholzheizkraftwerken untersucht (vgl. Tabelle 2).

Ergebnis / Empfehlung / ggfs. Geschäftsfeld	Studie (Akronym)
Steigerung der Wärmenutzung	Fast alle explizit
Saisonale Flexibilisierung (bei saisonalem Wärmelastprofil)	NxtGenBGA
Bei 50% der BGA, Wärmesenke im Umkreis von 5 km, Großteil 1,5 km	BE20plus (Abschnitt 2.5)
Altholzanlagen: bei ausreichender Wärmenutzung (und Entsorgungserlösen) auch ohne EEG finanzierbar	BE20plus (Abschnitt 2.2.6)

Tabelle 2: Geschäftsfelder & Analysen zur Wärmenutzung

Bei BGA wird die Steigerung der Wärmenutzung für fast alle Anlagenkategorien empfohlen, wenn die Voraussetzungen (Wärmelastprofil, Wärmenetze) gegeben sind oder geschaffen werden können. Eine Studie zeigt Gewinnsteigerungen sowohl bei NawaRo- als auch bei Gülleanlagen auf („Option 2 Wärmenetze“, ProBiogas). Eine andere Studie betont die Vorteile der saisonalen Flexibilisierung – ein entsprechendes saisonales Wärmelastprofil vorausgesetzt („Saisonalisierung“, NxtGenBGA). Neben der generellen Erwartung, dass Biogas stärker in die regionale Wärmeversorgung eingebunden wird (Biogas 2030), wird betont, dass Wärmenutzungen und -erlöse – gegebenenfalls mit saisonaler Flexibilisierung – wichtiger sind als die Flex-Erlöse aus dem Strommarkt (AuRaSa). Allerdings wird immer wieder auf die Notwendigkeit entsprechender Wärmepreise und individueller Konzeptionen verwiesen.

Eine andere Studie hat eine Potenzialabschätzung der Wärmenutzung des BGA-Bestands mittels GIS-Analyse vorgenommen. Es wurde gezeigt, dass bei rund 50 % der Anlagen geeignete Wärmesenken im Umkreis von 5 km liegen und bei einem Großteil dieser Anlagen die Distanz zur nächsten Wärmesenke nur 1,5 km beträgt. Wärmeauskopplung ist auch deshalb für alle Anlagentypen entscheidend, weil die Erlöse des Strommarktes – zum Zeitpunkt der Studie – alleine zu Refinanzierung nicht ausreichen (BE20plus, Abschnitt 2.5).

Schließlich haben Untersuchungen zum Bereich Altholz basierend auf Altholz Quo Vadis (vgl. BE20plus, Abschnitt 2.2.6) gezeigt, dass Altholzanlagen – aufgrund der Entsorgungserlöse für das Altholz – bei ausreichender Wärmenutzung (wiederum zum Zeitpunkt der Studie) selbst ohne EEG refinanzierbar wären (Strom-, Wärme- und Altholzerlöse). Fallen diese Erlöse durch die präferierte stoffliche Verwertung des Gesetzgebers (60 % Recyclingquote bis 2030) weg, ist die Finanzierung der Anlagen gefährdet und es entstünde ein akutes Entsorgungsproblem, wenn die – als sehr ambitioniert angesehene – Recyclingquote nicht eingehalten werden kann. Anlagen zur Verwertung von Waldrestholz benötigen hingegen – auch bei hoher Wärmenutzung – ein Vielfaches der Strommarkterlöse von Altholzanlagen, um wirtschaftlich zu sein. Als „konventionelle“ Dampfkraftwerke bieten Holzkraftwerke insgesamt weniger Raum für Anlagenflexibilisierung und daraus entstehende Erlössteigerungen am Strommarkt.

### 2.2.3 Systemdienstleistungen im Strommarkt

Einige Studien untersuchen die – zur Zeit der Studien häufig noch hypothetische – Geschäftsfelder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Strommarkt (vgl. Tabelle 3).

Geschäftsfeld & Ergebnis / Empfehlung	Studie (Akronym)
Regelleistung: Zusatzerlöse für BGA im Bereich SRL	BE20plus (Abschnitt 2.2.2)
Engpassmanagement: Zusatzerlöse BGA bei PV-bedingten Engpässen: Großanlagen 15%, andere 3-7%	OPTIBIOSY
Engpassmanagement im Smart-Market: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mittlere Zusatzerlöse BGA in Schleswig-Holstein 5-16%</li> <li>- Mittlere Zusatzerlöse BGA in Bayern 0,1%</li> </ul>	SMARTBIO
Blindleistung: Zusatzerlöse BGA bis zu 1%	OPTIBIOSY
Netzwiederaufbau: Kosten der BGA-Gasspeicher 17-30 Mal niedriger als Batteriespeicher	OPTIBIOSY

Tabelle 3: Geschäftsfelder & Analysen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Strommarkt

Zwei Studien untersuchen im Rahmen von Modellierungen gezielt die Effekte der (hypothetischen) Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) durch Biogasanlagen auf das Stromsystem und auf die Biogasanlagen selber (OPTIBIOSY, SMARTBIO). Eine weitere Studie hat eine Umfrage bei Direktvermarktern zum Geschäftsfeld Regelenergie durchgeführt (BE20Plus, Abschnitt 2.2.2). Dabei bestehen von den untersuchten SDL aktuell – zum Zeitpunkt der Studien – lediglich Märkte für Regelenergie/ -leistung. Für alle anderen SDL (Engpassmanagement, Blindleistung etc.) müssten zunächst entsprechende Märkte geschaffen werden. Die Umfrage bei den Direktvermarktern ergab, dass Regelenergie nach deren Einschätzung – zum Zeitpunkt der Studie – wahrscheinlich nur einen Zusatzerlös und dies auch nur im Segment der Sekundär-Regelleistung (SRL) darstellen wird. Dies lenkt den Fokus im Strombereich eher auf die Spotmärkte (kurzfristige Großhandelsmärkte), um Zusatzerlöse durch Anlagenflexibilisierung zu generieren (BE20plus, Abschnitt 2.2.2).

Die Studie OPTIBIOSY gibt eine Übersicht über die SDL Engpassmanagement, Blindleistung, Momentanreserve und Netzwiederaufbau als mögliche Geschäftsfelder und zeigt, dass diese eine zusätzliche Einnahmequelle zum Spotmarkt für BGA darstellen können. So sind diese im Engpassmanagement bei PV-bedingten Engpässen für die flexibilisierte (Referenz-) Großanlage bei ca. 15 % der jährlichen Spotmarkterlöse und für andere Referenzanlagen bei ca. 3 % und 7 %. Bei Wind-bedingten Engpässen liegen die Erlöse deutlich niedriger. Bei der Bereitstellung von Blindleistung können bis zu 1 % Zusatzeinnahmen generiert werden.

Weiter können BGA einen geringen – aber inhärenten – Beitrag zur Bereitstellung von Momentanreserve leisten. Für einen Netzwiederaufbau wären BGA – lt. Literaturstudie – grundsätzlich technisch geeignet. Entsprechende Regulierungen zu den SDL, auf denen ein Geschäftsfeld aufschließen könnte, bestehen – mit Ausnahme des Engpassmanagements – allerdings (noch) nicht (OPTIBIOSY).

Die Studie SMARTBIO untersucht explizit den Vorschlag des Smart-Market-Konzepts als mögliche, bald kommende Regulierung zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und deren mögliche Zusatzerlöse für BGA. Auch hier steigen die Zusatzerlöse mit zunehmender Flexibilität der Anlagen („Flexfaktor“). V.a. werden hier die geographische Lage der BGA und die Art des Engpasses (Redispatch-Situation) als bestimmende Faktoren deutlich. So liegen die Zusatzerlöse im jeweiligen Mittel in Schleswig-Holstein mit 5-16 % („Flexfaktor 2-5“, SMARTBIO) generell höher als in Bayern mit 0,1 % („Flexfaktor 2-3“, SMARTBIO). Beim Signal „Leistungssteigerung“ kommen nur Anlagen aus Bayern zum Zug, allerdings mit niedrigeren Zusatzerlösen. Von den höheren Zusatzerlösen beim Signal „Leistungsreduktion“ profitieren v. a. BGA in Schleswig-Holstein.

#### **2.2.4 Biogasaufbereitung / Biomethanproduktion / Methanisierung**

Als grundsätzliche Alternative zur VOV wird die Biogasaufbereitung (Methanisierung), entweder mit Einspeisung in das Erdgasnetz oder mit Verkauf an Fahrzeuge mittels eigener Tankstelle, empfohlen (vgl. Tabelle 4). Allerdings entstehen hierbei vergleichsweise hohe Investitionskosten. Daher wird das Konzept im „Stand-Alone“-Modus einerseits erst ab einer gewissen Anlagengröße wirtschaftlich. Für kleine (und mittlere) Anlagen besteht die Alternative im Zusammenschluss mittels Mikrogasnetz, auch Pooling genannt, sodass die Kosten auf mehrere (Klein-)Anlagen verteilt werden können. Andererseits haben die Zusatzeinnahmen des THG-Quotenhandels eine analoge Wirkung zu Größenvorteilen, sodass die Biogasaufbereitung doch auch für kleinere Anlagen wirtschaftlich werden kann. Mehrere Studien heben verschiedene Voraussetzungen hervor, die von der Nähe zu einem Gasanschluss über – im Fall des Pooling – Nähe der Anlagen zueinander bis zu geeigneter Topographie reichen. Aufgrund der energiesystemischen Bedeutung der Gasaufbereitung (flexible Nutzung in allen Gasverwendungen und im Verkehr) hat eine Studie auch das Potenzial des gesamten BGA-Bestands untersucht.

Empfehlung (ggfs. Bedingung), Ergebnis	Studie & Geschäftsfeld (Akronym)
<i>Gasaufbereitung mit Netzeinspeisung (Einzelanlage)</i>	
Ab 250 m <sup>3</sup> Rohgas/h (ca. 250 kW) trotz einzelwirtschaftlicher Vorteile anderer GF (systemische Sicht)	Biogas 2030 (BM3)
250- & 500-kW <sub>el</sub> -Klasse	BE20plus (GF1.3)
Fast alle Größen (hohe Bedeutung von Zusatzerlösen aus THG-Quotenhandel)	AuRaSa (Biomethan-Netz) NxtGenBGA (Gasaufbereitung)
1 MW <sub>el</sub>	ProBiogas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- positives aber geringeres Betriebsergebnis als bei „Substratwechsel“ (Option 1, s.o.)</li> <li>- Mit Tankstelle nochmal geringeres aber positives Betriebsergebnis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Option 4: Aufb.: Gasnetzeinspeisung</li> <li>- Option 4: Aufb. + Tank: Gasnetzeinspeisung mit Tankstelle</li> </ul>
<i>Gasaufbereitung mit Netzeinspeisung (Pooling)</i>	
Fast alle Größen (bei Großanlagen sinkt Betriebsergebnis weniger als bei Option 4 (Einzelanlage))	ProBiogas (Option 2: Mikro + Aufb.: Pooling)
<i>Biomethanpotenzial 2030</i>	
Energiesystemmodelle (top-down-Ansatz): 32,5 TWh/a	BE20Plus (Abschnitt 2.2.3)
GIS-Analyse (Bottom-Up-Ansatz): 24,9 TWh/a	BE20Plus (Abschnitt 2.5.2)

Tabelle 4: Geschäftsfelder & Analysen zur Biogasaufbereitung

So wird das Konzept mit Blick auf die energiesystemischen Vorteile in einer Studie bereits ab 250 m<sup>3</sup> Rohgas/h („BM3“, Biogas 2030) empfohlen, auch wenn andere Geschäftsfelder (s. o.) rein betriebswirtschaftlich vorteilhafter sind. Aber auch mit betriebswirtschaftlicher Begründung können Anlagen mittlerer Größenklasse (250 & 500 kW) Anfang der 2030 in die Biogasaufbereitung wechseln („GF1.3“ BE20plus). Eine andere Studie zeigt, dass das Betriebsergebnis der Biogasaufbereitung einer Großanlage im „Stand-Alone“-Modus sinkt und sich mit dem Zubau einer Tankstelle weiter reduziert, aufgrund der guten Ausgangsposition der Anlage aber positiv bleibt („Option 4“, ProBiogas). Unter dem Modus des Pooling („Option 2“, ProBiogas) wird das Konzept aber v. a. für kleine und z. T. auch für mittlere Anlagen vorteilhaft. Auch hier sinkt die Wirtschaftlichkeit der Großanlage aber weniger als im „Stand-Alone“-Modus, d. h. auch sie profitiert von der Verteilung der Kosten.

Andere Studien betonen die entscheidende Bedeutung von Zusatzeinnahmen durch den THG-Quotenhandel des Verkehrssektors (sog. THG-Quotenhandel), die ihrerseits vom Substrateinsatz abhängen (steigende Erlöse mit steigenden Reststoff-/ Gülleanteilen). Ihre Wirkung ist ana-

log zu Größenvorteilen und entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Konzepts, auch für kleinere Anlagen („Biomethan-Netz“, AuRaSa, „Gasaufbereitung“, NxtGenBGA).

Schließlich hat eine Studie zwei Potenzialabschätzungen (basierend auf Matschoss et al. 2020) der Methanisierung vorgenommen. In einem Vergleich von Energiesystemmodellen (top-down-Ansatz) wird für 2030 ein durchschnittliches Biomethan-Potenzial von 32,5 TWh/a (Bandbreite: 11-54 TWh/a) geschätzt. In einer infrastrukturorientierten GIS-Analyse (Bottom-Up-Ansatz) wird das Potenzial für 2030 mit 24,9 TWh/a geschätzt (BE20Plus, Abschnitt 2.2.3 & 2.5.2).

### 2.2.5 Weiterführende Aspekte: Eigenversorgung, Ökosystemleistung

Einige Studien fokussieren auf Eigenversorgungskonzepte nach der EEG-Zeit (vgl. Tabelle 5). So untersucht eine Studie explizit die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Eigenversorgung in der Landwirtschaft anhand sieben realer Beispiele. Während sich bilanzielle Eigenanteile in der Stromerzeugung von 85-96 % mit einigen Investitionen erreichen lassen, ist eine „echte“ Autarkie (Trennung vom Stromnetz) für keinen der Betriebe – unter den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der Studie – wirtschaftlich (Biogas Autark). Auch eine andere Studie nennt Eigenversorgungskonzepte, hebt hier aber die Notwendigkeit einer hohen Wärmenutzung und höherer Strom-, Wärme- und CO<sub>2</sub>-Preise hervor („KWK-Eigen“ und „Wärme-Eigen“, AuRaSa; „GF 1.2“, BE20Plus). Eine andere Studie erwartet generell eine stärkere regionale Strom- und Wärmeversorgung (Biogas 2030).

Geschäftsfeld & Ergebnis / Empfehlung	Studie & Geschäftsfeld (Akronym)
<i>Eigenversorgung als Geschäftsfeld</i>	
Strom Landwirtschaft: bilanzielle Stromeigenanteile (ohne Netztrennung) in untersuchten Betrieben von 85-96% möglich	Biogas Autark
Treibstoffe Landwirtschaft: in untersuchten Großbetrieben zu 100% möglich	Biogas Autark
Generell: Bei höherer Wärmenutzung, höheren Strom-, Wärme- & CO <sub>2</sub> -Preisen wirtschaftlich	AuRaSa (KWK-Eigen & Wärme-Eigen) Be20plus (GF 1.2: Eigenstrom)
<i>Landschaftspflege &amp; NawaRo-Absenkung als Geschäftsfeld</i>	
Landschaftspflegegras: Substitution von NawaRo möglich, insb. wenn „Flex nach unten“ möglich	Biogas Natur
NawaRo-Absenkung generell: v. a. bei hohen Substratpreisen und in Überschussgebieten	Biogas 2030 (BM1)

Tabelle 5: Geschäftsfelder & Analysen zu Eigenversorgung und Ökosystemleistungen

Die Studie Biogas Autark untersucht auch die prinzipiellen Möglichkeiten zur Erhöhung des Autarkiegrades für Treibstoffe für die beiden untersuchten Großbetriebe „G“ und „A“ ( Biogas Autark, S. 118f, 124f). Dabei wurden drei Möglichkeiten betrachtet: Der Einsatz von Pflanzenöl aus Rapsanbau, der Einsatz erneuerbaren Methans auf NawaRo-Basis (jeweils auf eigenen Flächen) und schließlich die Stromnutzung aus betriebseigenen PV- und/oder BGA. In fast allen Fällen könnten die Betriebe ihren Energiebedarf selber decken, wenn bestimmte Synergien genutzt bzw. eingerechnet werden.

Die Studie BiogasNatur fokussiert auf Konzepte zur besseren Synergie von Geschäftsfeldern mit den Erfordernissen der Natur- und Landschaftspflege, hier die Nutzung von Landschaftspflegegras. Hierfür wurden reale Beispielanlagen mit Szenarien unterschiedlicher Verfügbarkeit von Landschaftspflegegras an den jeweiligen Standorten analysiert. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht bietet die (teilweise) Substitution von Anbaubiomasse durch Landschaftspflegegräser die Möglichkeit, mit steigenden Preisen und verschärften „Maisdeckeln“ bei NawaRo-basierten Substraten umzugehen. Besondere Chancen bestehen hier für Anlagenbetreibende, die noch keine Investitionen z. B. in Überbauung getätigt und die Möglichkeit zur „Flexibilisierung nach unten“ haben. Dagegen betont die Studie Biogas 2030 die regional differenzierte Betrachtung und empfiehlt die NawaRo-Absenkung v. a. bei hohen Substratpreisen und in Gegenden mit hohen Viehdichten (Überschussgebieten) („BM1“, Biogas 2030).

### **2.3 Szenarien, Bestandsentwicklung, Systemische Aspekte**

Während alle Studien Bewertungen zu Geschäftsfeldern, Betriebsmodellen etc. abgeben, betrachten einige darüber hinaus auch explizit das energiewirtschaftliche Umfeld in Form von Modellierungen. Damit wird einerseits gezeigt, unter welchen wirtschaftlichen Umständen sich bestimmte Konzepte einzelwirtschaftlich unterschiedlich darstellen. Andererseits kann gezeigt werden, wie sich der Anlagenbestand unter alternativen Annahmen als Ganzes entwickelt, um so Rückschlüsse für die Regulierung zu ziehen. So sollen die Auswirkungen der zum Zeitpunkt der jeweiligen Studie aktuellen Regulierungen (z. B. EEG 2017) durch deren Fortschreibung sowie die Auswirkungen langfristiger Zielsetzungen (z. B. EE-Ausbau, THG-Reduktionsziele) ermittelt werden. Weiterhin werden mögliche Beiträge des Bestands zum Energiesystem (überwiegend Strom und Wärme, teils auch Treibstoffe) durch hypothetische Annahmen über die Bestandsentwicklung und/oder das (Nicht-)Zulassen von Maßnahmen untersucht. Schließlich untersuchen einige Studien die Auswirkungen der Bestandsentwicklung auf die THG-Reduktion sowie – vereinzelt – auf weitergehende Effekte außerhalb des Energiesystems (v. a. Landwirtschaft).

### 2.3.1 Bestandsentwicklung, Weiterbetrieb und Beiträge zum Energiesystem

Manche Studien machen Aussagen zur Bestandsentwicklung, welche Rolle die Bioenergie im Energiesystem spielt oder spielen könnte und von welchem regulatorischen Rahmen dies abhängt (vgl. Tabelle 6). Die Studie MakroBiogas hat mit den Szenarien „Referenz“ (Auslaufen des BGA-Bestands), „Ausschreibungsdesign“ (basierend auf dem EEG 2017 und resultierendem Teilerhalt des Bestands von rund einem Drittel der install. Leistung bzw. 2000MW) und „konstante Leistung“ (rund 6000MW install. Leistung) einen Raum möglicher Szenarien eröffnet, um die Effekte auf das Energiesystem und auf weitere umweltrelevante Faktoren darzulegen. Dabei wurde gezeigt, dass im Referenzszenario bis 2035 30 TWh Strom, 15 TWh Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und 4,8 GW steuerbare Leistung ersetzt werden müssten. Dies entspräche einem kumulierten Zubau an installierter elektrischer Leistung bis 2035 von rund 6,1 GW Wind und 19,7 GW PV bzw. im Jahresdurchschnitt 0,4 GW Wind und 1,2 GW PV – zusätzlich zum normalen Ausbaupfad. Für Speicher wären dies bis 2035 zusätzlich 4,8 GW kumuliert bzw. 0,3 GW jahresdurchschnittlich (MakroBiogas S. 100-108, 119).

Die Energiesystemmodellierung der Studie BE20plus nimmt eine Abstufung in Bezug auf die zugelassenen Maßnahmen mit Blick auf die Bioenergieanlagen und den daraus resultierenden Wirkungen auf das Energiesystem vor: ein auslaufender Biogasanlagenpark bis 2035 ohne weitere Maßnahmen („OBM2035“), eine Flexibilisierung im Betrieb als einzige Maßnahme („Ref“), zusätzlich Repowering und Neubau („Trend I“) und schließlich weitere Erlösmöglichkeiten außerhalb des Strom- und Wärmemarkts („Trend II“). Als Hauptergebnis führen Flexibilisierung, Repowering und (flexibler) Neubau des Bioenergieparks zur Senkung der Energiesystemkosten. Dies wird besonders bei hohen EE-Anteilen, hoher Stromnachfrage und mit Blick auf den Kohleausstieg virulent. Damit ist Flexibilität als Eigenschaft das entscheidende Kriterium, da sie dem Ausgleich der Residuallast dienen kann. So steigt die Stromproduktion insb. aus neuen und repowerten Großanlagen (500 & 1.000 MW) fast kontinuierlich über den gesamten Zeitraum an. Die Stromproduktion aus Altanlagen kommt ab 2035 zum Erliegen (BE20plus, S. 89-90. Abb. 50). Gleichzeitig steigen auch die Volllaststunden im Zuge des Kohleausstiegs und des steigenden Stromverbrauchs durch Sektorkopplung.

Ergebnis / Empfehlung	Studie & Szenario (Akronym)
<i>Bestandsentwicklung &amp; Ergebnisse bis 2035</i>	
Szenario mit auslaufendem BGA-Bestand - Notwendiger kumulierter Zubau bis 2035 als Ersatz: 6,1 GW Wind, 19,7 GW PV, 4,8 GW Speicher	MakroBiogas (Referenz)
Fortschreibung EEG 2017: - Anlagenzahl: Absenkung grob um 80% (AuRaSa, NxtGenBGA) - Inst. Leistung: Absenkung um rund zwei Drittel (MakroBiogas, AuRaSa, NxtGenBGA) - Stromproduktion: sinkt auf 16% (NxtGenBGA)	MakroBiogas (Ausschreibungsdesign) AuRaSa (REF) NxtGenBGA (REF)
Fortschreibung EEG 2017 mit besseren Konditionen zur Güllenutzung: - Anlagenzahl: Absenkung um ein gutes Drittel - Inst. Kapazität: Absenkung um ca. 10%	AuRaSa (Gülle+)
Szenario mit stärkerer Biomethannutzung im Kraftstoffsektor, höhere Preisniveaus & Spreads am Strommarkt - Anlagenzahl: Absenkung um ein knappes Drittel - Inst. Kapazität: Zunahme um 43%	AuRaSa (Flex++)
Szenario mit höherem Flexibilitätsbedarf - Anlagenzahl: Absenkung grob um die Hälfte - Inst. Leistung: Zunahme um rund 20% - Stromproduktion: sinkt auf 43%	NxtGenBGA (FLEX++)
Szenario mit modifizierten EEG-Bedingungen - Anlagenzahl: Absenkung grob um die Hälfte - Inst. Leistung: nahezu konstant - Stromproduktion: sinkt auf 39%	NxtGenBGA (EEG-MOD)
Szenarien mit Flex, Repowering, Neubau - sinkende Energiesystemkosten - Substitution von Erdgaskapazitäten	BE20plus (OBM2035, Ref, Trend I)
Szenario mit verschiedenen Geschäftsfeldern - Ausscheiden von insg. 600-1.580 MW <sub>el</sub> Bem.-leistung (bis 2030)	Biogas 2030 (Auslaufen+ Wechsel zu BM1-3)
<i>Mögliche Systemdienstleistungen im Strommarkt</i>	
Abregelenergie: 30-70 % durch BGA Blindleistungspotenzial: - Netzseitig: bis ca. ein Drittel des Jahreshöchstbedarfs (in einigen Netzgruppen) - fahrplanmäßig verfügbar: 1,5-11 % des im Jahresverlauf höchsten Bedarfs Momentanreserve: - geringer aber inhärenter Beitrag Netzwiederaufbau: - Speicherkosten BGA um den Faktor 17-30 niedriger als bei Batteriespeichern	OPTIBIOSY
Beitrag zum (noch zu schaffenden) Smart Market - 65 % bzw. 55 % der Engpassvolumina in „typischer“ Redispatch-Situation (hohe EE-Einspeisung im Norden)	SmartBio

Tabelle 6: Entwicklung des BGA-Bestands, Beitrag und systemische Effekte im Strommarkt

Die Studie Biogas 2030 hat anhand der Anforderungen des zukünftigen Energiesystems nur bestimmten Betriebsweisen (und BGA) eine Zukunft bescheinigt. So scheiden bis 2030 insgesamt 600-1.580 MW<sub>el</sub> Bemessungsleistung aus. (Biogas 2030, S. 139).

Die Studie AuRaSa, die speziell den BGA-Bestand des Bundeslandes Sachsen untersucht, geht in den Szenarien besonders auf die dortigen Bedingungen ein, nimmt neben der Fortschreibung des EEG 2017 („REF“) die Weiterentwicklung desselben mit besseren Konditionen zur GÜllenutzung („Gülle+“) und schließlich eine stärkere Biomethannutzung im Kraftstoffsektor sowie höhere Preisniveaus und Spreads am Strommarkt („Flex++“) an (AuRaSa, S. 28-29).

Weiterhin wird in den Empfehlungen stark zwischen Modellen inner- und außerhalb des EEG unterschieden. Daraus folgt, dass im Szenario der Fortschreibung des EEG 2017 („REF“, AuRaSa) die Anlagenzahl am stärksten reduziert wird (grob um 80%) und gerade für kleinere Anlagen (in Sachsen in großer Zahl vorhanden) wenig Aussicht auf Weiterbetrieb besteht. Generell sind – analog zu anderen Bundesländern – größere Anlagen im Rahmen der EEG-Ausschreibungen mit Möglichkeiten zur Flexibilisierung im Vorteil. Eine entsprechende Verschiebung des Anlagenbestands würde im Szenario mit besseren Konditionen zur GÜllenutzung („Gülle+“, AuRaSa) zumindest abgefedert werden. Für Kleinanlagen sind Folgekonzepte außerhalb des EEG (Biomethan) am ehesten erfolgsversprechend. Generell handelt es sich aufgrund der hohen THG-Minderung in Sachsen um einen vergleichsweise vorteilhaften Anlagenbestand. Aber unter den – zum Stand der Studie – herrschenden Bedingungen („REF“, AuRaSa) sinkt die Anlagenzahl selbst in den Szenarien, die die THG-Minderung monetär stärker honorieren („Gülle+“, AuRaSa), um ein Drittel. Die geringste Absenkung (um ein knappes Drittel) erfolgt in dem Szenario, in dem höhere Einnahmen aus dem Strommarkt und der THG-Quote zusammenkommen („Flex++“, AuRaSa). Folgekonzepte außerhalb des EEG sind insgesamt nur für wenige BGA erfolgsversprechend und dann am ehesten die Konzepte zur Biomethaneinspeisung in das Gasnetz („Biomethan-Netz“, AuRaSa) und zur Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mit Strom und Wärme („KWK-Eigen“, AuRaSa) (AuRaSa, S. 52-53, 59). Mit Blick auf die install. Kapazität geht diese im Zeitraum 2020-2035 im Szenario der Fortschreibung des EEG 2017 („REF“) grob um über zwei Drittel zurück. Im Szenario, das die THG-Minderung monetär stärker honoriert („Gülle+“, AuRaSa), sinkt sie nur um rund 10% und im Szenario mit stärkerer Biomethannutzung im Kraftstoffsektor sowie höheren Preisniveaus und Spreads am Strommarkt („Flex++“) steigt sie sogar um 43% (AuRaSa, S. 52-53, Abb. 26). Insgesamt zeigt der BGA-Bestand damit eine hohe Abhängigkeit von der Regulierung bzw. den gesetzten Annahmen.

Die Studie NxtGenBGA untersucht den Bestand der Bundesländer Niedersachsen, Baden-Württemberg und Thüringen anhand der angenommenen Fortführung des EEG 2017 („REF“), eines höheren Flexibilitätsbedarfs („FLEX++“) sowie einer Modifikation der EEG-Bedingungen („EEG-MOD“) und einer vereinfachten Abbildung der zuvor einzelwirtschaftlich untersuchten Folgekonzepte. Dabei geht die gemeinsame installierte Leistung der drei Bundesländer im Szenario REF um grob fast zwei Drittel zurück. Im Szenario EEG Mod bleibt sie hingegen nahezu konstant und im Szenario Flex++ nimmt sie um rund 20% zu. Die Stromproduktion sinkt hingegen in allen Szenarien, d.h. in „REF“ auf 16% des 2020er Werts und in den Szenarien „EEG Mod“ und „Flex++“ auf 39 und 43%. (NxtGenBGA, S. 84-85). In allen Bundesländern zeigen die Szenarien einen großen Einbruch der Anlagenzahl, der im Szenario REF mit fast 80% am größten ist. In den Szenarien EEGMod und Flex++ sinken sie dagegen auf grob die Hälfte. In der Struktur der verbleibenden Anlagen ist neben der (abnehmenden Bedeutung der) Größe v.a. der Substratmix und die Wärmenutzung für den Erfolg der Folgekonzepte entscheidend. Insgesamt bestätigt die Modellierung die Ergebnisse der einzelwirtschaftlichen Betrachtung der Folgekonzepte. Eine regional-ökologischen Optimierung des Substratinputs („Substratwechsel“, NxtGenBGA) und eine stärkere Anpassung an das saisonal unterschiedliche Wärmelastprofil („Saisonalisierung“, NxtGenBGA) könnten im besten Fall bis zu 50% des untersuchten Bestands einen Weiterbetrieb außerhalb des EEG ermöglichen, was aber stark vom Design und Preisniveau des Strommarkts (und Wärmemarkts) abhängt. Für das Folgekonzept „Gasaufbereitung“, d.h. zur Biomethaneinspeisung mit CNG-Nutzung im Verkehrssektor (in der Modellierung zusammen mit „Substratwechsel“ umgesetzt), sind neue Lösungen (Mikrogaskonzept, Förderung von Rohgasinfrastruktur in der ländlichen Regionalplanung etc.) notwendig (NxtGenBGA, S. 101). Bei NawaRo-geprägten Anlagen sind die Rückgänge am größten. Auch der Weiterbetrieb kleiner Gülleanlagen sowie der Wechsel in das Folgekonzept „Gasaufbereitung“ ist nur in Szenarien mit höheren CO<sub>2</sub>-Preisen möglich. Hier ist v. a. die Alterskohorte mit Inbetriebnahmejahr 2009-2011 betroffen (NxtGenBGA, S. 102-104).

Die o.g. Studie OPTIBIOSY untersucht auch mögliche systemische Effekte eines Engagements von BGA bei SDL im Strommarkt und zeigt, dass BGA 30-70 % der Abregelenergie übernehmen und zwischenspeichern könnten. Das netzseitige Blindleistungspotenzial von BGA beträgt in einigen Netzgruppen bis zu einem Drittel des Jahreshöchstbedarfs. Das fahrplanmäßig verfügbare Blindleistungspotenzial beträgt hingegen zwischen 1,5-11 % des im Jahresverlauf höchsten Blindleistungsbedarfs. (OPTIBIOSY, S. 37). Zur Bereitstellung von Momentanreserve können BGA nur einen geringen – aber inhärenten – Beitrag leisten. Für den Netzwiederaufbau müsste zunächst ein Bottom-Up-Ansatz entwickelt werden. Eine kursorische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass die Kosten des Biogasspeicherausbaus um den Faktor 17-30 niedriger liegen als diejenigen des Batteriespeicherausbaus (zusätzliche Faktoren, wie Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade nicht eingerechnet).

Auch die o.g. Studie SmartBio mit Fokus auf den (noch zu schaffenden) Smart Market greift die systemischen Effekte eines Engagements von BGA auf. Der Smart Market kann einen relevanten Teil der auftretenden Engpässe bewirtschaften und daran haben BGA wiederum einen signifikanten Anteil, insbesondere in der „typischen“ Redispatch-Situation mit hoher EE-Einspeisung im Norden (Signal „Leistungssaldo reduzieren“ in Schleswig-Holstein, „Leistungssaldo erhöhen“ in Bayern). Hier übernehmen BGA 65 % bzw. 55 % der Engpassvolumina (SmartBio, S. 29-30, 41).

### **2.3.2 THG-Reduktion inner- und außerhalb des Energiesystems**

Sowohl über die angenommenen Geschäftsfelder als auch die Bestandsentwicklungen werden Aussagen zum Beitrag zur THG-Reduktion auf Anlagenebene als auch durch den Biogasanlagenbestand als Ganzes möglich (vgl. Tabelle 7).

Ergebnis / Empfehlung	Studie & Szenario (Akronym)
<i>THG-Vermeidung im Stromsystem bis 2035</i>	
Wegfall kumulierter THG-Vermeidung bis 2035 im Szenario mit auslaufendem BGA-Bestand	MakroBiogas (Referenz)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 117 Mt CO<sub>2</sub> bei BGA in baseload (Ersatz durchschnittl. Strommix)</li> <li>- 210 Mt CO<sub>2</sub> bei BGA in flexibler Fahrweise (Ersatz von Gaskraftwerken)</li> </ul>	
Szenarien mit Flex, Repowering, Neubau	BE20plus (OBM2035, Ref, Trend I)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringere Emissionen durch Nutzung von BGA-Maßnahmen (Flex, Repowering, Neubau)</li> <li>- Alternativ Zubau &amp; Einsatz von Erdgaskapazitäten</li> </ul>	
Fortschreibung EEG 2017	AuRaSa (REF)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verringerung vermiedener THG-Minderungen um 45%-55% (AuRaSa, NxtGenBGA)</li> </ul>	NxtGenBGA (REF)
Fortschreibung EEG 2017 mit besseren Konditionen zur Güllenutzung	AuRaSa (Gülle+)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Steigerung vermiedener THG-Minderungen um 32%</li> </ul>	
Szenario mit stärkere Biomethannutzung im Kraftstoffsektor, höhere Preisniveaus & Spreads am Strommarkt	AuRaSa (Flex++)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Steigerung vermiedener THG-Minderungen um 27% (AuRaSa)</li> <li>- Verringerung vermiedener THG-Minderungen grob um &lt;7% (NxtGenBGA, ähnlich EEGMod)</li> </ul>	NxtGenBGA (Flex++)
Szenario mit modifizierten EEG-Bedingungen	NxtGenBGA (EEG-Mod)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verringerung vermiedener THG-Minderungen um 7%</li> </ul>	
<i>THG-Vermeidung auf Anlagenebene</i>	
THG-Einsparungen in der Vor-Ort-Verstromung ggü. Basisanlage (anlagenspez.) ggü. dem Strommix	ProBiogas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Änderung des Substratmix (Option 1): min. 17 %</li> <li>- Änderung des Substratmix bei kleinen Gülleanlagen (Option 1, Basis 4): negative THG-Emission</li> <li>- Bau von Wärmenetzen (Option 2): min. 35 %</li> <li>- Bau von Wärmenetzen bei mittelgroßen Gülleanlagen (Option 2, Basis 5): negative THG-Emission</li> <li>- Flexibilisierung (Option 3): kaum Effekte</li> </ul>	
THG-Einsparungen in der Biogasaufbereitung ggü. Basisanlage (absol. Jahresemissionen, ggü. Erdgas): 35-43 %.	ProBiogas (Option 2: Rohbiogasnetze; Option 4: Biomethan)
<i>Nicht-energetische THG-Vermeidung</i>	
Nicht-energetische THG-Vermeidung 2018 (Lagerung tierischer Exkremente):	MakroBiogas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1,98 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. entsprechend</li> <li>- rund 40 Mio. € bei 20€/t (damaliger Börsenpreis) oder</li> <li>- 356 Mio. € bei 180€/t (unterer Rand globale Schadkosten; Methodenkonvention 3.0 UBA)</li> </ul>	

Tabelle 7: THG-Emissionen inner- und außerhalb des Energiesystems

Die Studie MakroBiogas zeigt, dass mit dem Auslaufen des BGA-Bestands auch dessen kumulierte THG-Vermeidung durch Verdrängung fossiler Stromproduktion wegfällt. Wird davon ausgegangen, dass in erster Linie der durchschnittliche Strommix verdrängt wird, beträgt die kumulierte Vermeidung bis 2035 117 Mt CO<sub>2</sub>. Wird hingegen eine zukünftig flexible Fahrweise der BGA und damit ein hauptsächlicher Ersatz der Gaskraftwerke (mit Emissionen über dem durchschnittlichen Strommix) angenommen, beträgt der Beitrag kumuliert bis 2035 etwa 210 Mt CO<sub>2</sub>. (MakroBiogas, S. 151).

Die Studie BE20plus zeigt, dass flexible Bioenergie den Erdgasbedarf und damit die THG-Emissionen senkt. Der Zubau und Einsatz an Erdgaskapazitäten steigt v. a. ohne Repowering („REF“, BE20plus) relativ zum Trend-Szenario. Dies verstärkt sich noch, falls die Bioenergiekapazitäten bis 2035 ganz auslaufen („OBM2035“, BE20plus) (BE20plus, S. 96).

Auch die Studie AuRaSa mit Fokus auf Sachsen hebt das hohe Potenzial zur THG-Minderung hervor, die allerdings auch hier regulativ bedingt sind. D.h. im Szenario der Fortschreibung des EEG 2017 („REF“) brechen die vermiedenen Emissionen ein (-45%). Im Szenario, das die THG-Minderung monetär stärker honoriert („Gülle+“, AuRaSa), steigen sie hingegen um +32% an. Im Szenario mit stärkerer Biomethannutzung im Kraftstoffsektor sowie höheren Preisniveaus und Spreads am Strommarkt („Flex++“) schließlich, steigen sie um +27%. (AuRaSa , S. 54, Abb. 27).

Ähnlich zeigt die Studie NxtGenBGA mit Blick auf die Bundesländer Niedersachsen, Baden-Württemberg und Thüringen, wie das Potential zur THG-Reduktion regulativ bedingt ist. So mangelt es gerade den Folgekonzepten mit der höchsten THG-Reduktion an Wirtschaftlichkeit, die u. a. mit einer fehlenden CO<sub>2</sub>-Vergütung im EEG begründet wird. Die Anteile an Gülle und Festmist steigen je nach Szenario unterschiedlich aber in allen Szenarien deutlich an. Dadurch bleibt die THG-Minderung im Szenario „EEG Mod“ zu 93% erhalten, mit ähnlicher Reduktion im Szenario Flex++. Im Szenario „REF“ fällt hingegen 55% der THG-Minderung weg. (NxtGenBGA, S. 85-86). Schließlich wurden auch in der Studie ProBiogas die THG-Bilanzen der dort kategorisierten Basis-Modellanlagen mit den in Clustern gruppierten Betriebsmodellen für die Post-EEG-Phase verglichen. Dabei sind die THG-Emissionen pro kWh<sub>el</sub> der Basis-Modellanlagen und der Betriebsmodelle zur Strom- und Wärmeerzeugung („erstes Cluster“) maßgeblich durch den Substratmix bestimmt. Deshalb sind die spezifischen Emissionen der Basis-Modellanlagen mit hohem Gülleanteil („Basis 4 und 5“, ProBiogas) durch entsprechende Gutschriften der Wirtschaftsdüngervergärung deutlich niedriger (für Basis 4 nahe Null) als die der NawaRo-Anlagen („Basis 1-3“, ProBiogas). Alle Basis-Anlagen erreichen deutliche Emissionseinsparungen ggü. dem deutschen Strommix 2019 (ProBiogas, S. 98-99).

Im Ergebnis entstehen im ersten Cluster die höchsten spezifischen THG-Einsparungen ggü. den Basis-Anlagen bei den Betriebsmodellen mit Wärmenetzausbau („Option 2“, ProBiogas) von min. 35 % aufgrund der Wärmegutschrift. Auch durch die Änderung des Substratmixes („Option 1“, ProBiogas) können signifikante THG-Einsparungen von min. 17 % erreicht werden. Bei den Gülleanlagen führt dies sogar zur Stromerzeugung mit negativen THG-Emissionen – bei der kleinen Gülleanlage („Basis 4“, ProBiogas) durch den Substratwechsel („Option 1“, ProBiogas) und bei der mittelgroßen Gülleanlage („Basis 5“, ProBiogas) durch den Wärmenetzausbau („Option 2“, ProBiogas). Flexibilisierungen haben hingegen kaum Effekte auf die anlagenspezifischen THG-Emissionen (ProBiogas, S. 100-107). Bei den Betriebsmodellen zur Biomethanproduktion („zweites“ und „drittes“ Cluster, ProBiogas) werden die absoluten Jahresemissionen verglichen. Hier liegen die THG-Einsparungen ggü. den Basisanlagen bei 35-43 %. Sie sind damit insgesamt niedriger im Vergleich zu denen des ersten Clusters, da die Einsparungen gegenüber Erdgas – anstatt des emissionsintensiveren Strommix – gerechnet werden und zudem keine Wärmegutschriften angerechnet werden können (ProBiogas, S. 104-107).

Die Studie MakroBiogas hebt hervor, dass die nicht-energetische THG-Vermeidung zu den Leistungen jenseits des Energiesystems gehört, die am besten quantifizierbar ist. So hat der Bestand an Biogasanlagen im Jahr 2018 1,98 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. durch die Lagerung tierischer Exkremente vermieden, die – zum Stand des Gutachtens mit einem Börsenpreis von 20€/t bewertet – rund 40 Mio. € entsprachen. Wird hingegen der untere Rand der globalen Schadkosten der Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes (UBA) von 180€/t angesetzt, entspricht dies einem Wert von 356 Mio. € (MakroBiogas, 97-99, 148-50).

### 2.3.3 Weitergehende Effekte: Abfallverwertung, Landnutzung, Naturschutz

Schließlich machen einige Studien vereinzelt Aussagen zu weitergehenden Effekten, die jenseits des Energiesystems und der (energetischen wie nicht- energetischen) THG-Vermeidung liegen (vgl. Tabelle 8).

Ergebnis / Empfehlung	Studie (Akronym)
<p>Abfallverwertung, Reststoffentsorgung und Kreislaufwirtschaft:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Abfallverwertung nach KrWG: Zusatzerlös (Entlastung Abfallgebühren) in 2017: 35 €/t Bioabfall (170 Mio. € insgesamt)</li> <li>- Entsorgung landwirtschaftlicher Gärreste, Nutzung im biologischen Landbau</li> <li>- Substitution von Phosphor-/ Mineraldüngerimporten</li> </ul> <p>Weitere landwi. Bezüge der BGA</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Boden: Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge</li> <li>- Landnutzung &amp; Ökosystemleistung: Biodiversität &amp; Grünlandschutz, Tourismus &amp; Erholung</li> </ul>	MakroBiogas
<p>Nicht-energetische Effekte eines auslaufenden BGA-Bestands</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Wegfalls der o.g. Systemleistungen, insb. Entsorgungsproblem Landwirtschaft</li> <li>- Effekte freiwerdender landwi. NawaRo-Flächen von alternativer Flächennutzung abhängig; Umfrageergebnis BE20plus: Nutzung zum Anbau von Marktfrüchten</li> <li>- Verringerung der Gülleverwertung um 40-50 Mt &amp; entsprechend geringere THG-Vermeidung</li> </ul>	MakroBiogas (Szenario „Referenz“) BE20plus
<p>Mögliche Synergien mit Naturschutz:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Naturschutzfachlich sinnvolle energetische Verwertung von Landschaftspflegegras; Aufhalten der beobachteten Verschlechterung der Qualität von Grünlandflächen</li> </ul>	BiogasNatur

Tabelle 8: Weitergehende Funktionen und Effekte von BGA jenseits des Energiesystems

Die Studie MakroBiogas hat für das Jahr 2017 für die Verwertung organischer Abfälle im Entsorgungssektor nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) einen Zusatzerlös von 35 €/t Bioabfall berechnet. Daraus ergeben sich insgesamt 170 Mio. €, um die die Abfallgebühren entlastet wurden (MakroBiogas S. 97-99, 148-50).

Weiterhin zeigt die Studie MakroBiogas, dass der gesamte Bereich Verwertung und Entsorgung mit den Gärresten der BGA auch eine biologische Alternative zum Mineraldünger liefert. Neben der möglichen Nutzung im biologischen Landbau rückt hier in den Vordergrund, dass es sich um ein biologisches Recycling-System für Phosphor handelt, mit dem Phosphorimporte – und somit Mineraldüngerimporte – ersetzt werden könnten. Die in der Studie MakroBiogas

dargelegten naturwiss.-agronomischen Wirkbereiche „Boden“ (Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge) sowie „Landnutzung & Ökosystemleistung“ (Biodiversität & Grünlandschutz, Tourismus & Erholung) stehen in engem Bezug zur Landwirtschaft und zum Energiepflanzenanbau (nachwachsende Rohstoffe, NawaRo). Hier können vielfältige Verbesserungen durch einen diversifizierten Energiepflanzenanbau und/oder die Pflege offener Kulturlandschaften (Mähwiesen, Blühstreifen) erreicht werden. Diese weisen allerdings geringere Hektarerträge auf als bspw. Mais, sodass i) der Flächenbedarf steigt und ii) die zusätzlichen Leistungen entsprechend vergütet werden müssten (MakroBiogas, S. 97-99, 148-50).

Schließlich zeigt auch die Studie MakroBiogas, dass für den Landwirtschaftsbereich das Szenario eines auslaufenden BGA-Bestands („Referenz“, MakroBiogas) ein entsprechendes Freiwerden von landwirtschaftlichen NawaRo-Flächen bedeutet. Die Effekte auf die o. g. naturwiss.-agronomischen Wirkbereiche hängen stark von der alternativen Flächennutzung ab (Anbau von Marktfrüchten vs. alternative Fruchtfolgen vs. Stilllegungen etc.). Weiterhin entsteht bei dem genannten Szenario ein akutes Entsorgungsproblem bei Gülle und Mist (MakroBiogas, S. 150).

Die Studie BE20plus hat hierzu eine Umfrage unter landwirtschaftlichen BGA-Betreibenden durchgeführt (BE20plus, Abschnitt 2.2.5). So wurde angegeben, dass die freiwerdenden NawaRo-Flächen (geschätzte 1,6 Mio. ha landwirtschaftliche Nutzfläche) für den Anbau von Marktfrüchten anstatt zu Gunsten des Naturschutzes (Extensivierung) genutzt würden. Zudem würden 40-50 Mt weniger Gülle verwertet und entsprechend weniger THG vermieden, wodurch auch hier – neben der fehlenden THG-Vermeidung – ein akutes Entsorgungsproblem entstünde.

Die Studie BiogasNatur zeigt, dass die energetische Verwertung von Landschaftspflegegras aus Sicht des Naturschutzes sinnvoll sein kann, wenn die Nutzung auf das naturverträgliche Potenzial des jeweiligen Standorts abgestimmt ist. Die (bisher verbotene) energetische Verwertung von nicht landwirtschaftlichem Grünschnitt in der klassischen BGA könnte die Kosten kompensieren und so dazu beitragen, die beobachtete Verschlechterung der Qualität der Grünlandflächen (aus Naturschutzfachlicher Sicht) aufzuhalten (BiogasNatur S. 111-113).

## **2.4 Handlungsempfehlungen für Regulierung und Betreibende**

Insbesondere mit Blick auf die Empfehlungen zur Regulierung ist der oben erwähnte historisch/regulative Kontext – insb. die zu Grunde liegende Version des EEG – zu beachten. Aber auch zum Zeitpunkt der Studie aktuelle Gegebenheiten der Energiemärkte – insb. Strom-, Wärme- und Gaspreise –, die den Vergleichsmaßstab für die Rentabilität entsprechender Geschäftsfelder bilden, spielen eine entscheidende Rolle. Die Handlungsempfehlungen für Betreibende sind mit Blick auf die jeweils avisierten Geschäftsfelder zu verstehen. So sollen die Anlagen für die neue Post-EEG-Phase „fit“ gemacht werden.

### **2.4.1 Handlungsempfehlungen für die Regulierung**

Der Großteil der Studien, der eine große Bandbreite möglicher Geschäftsfelder abdeckt – MakroBiogas, Biogas 2030, BiogasNatur, AuRaSa, NxtGenBGA, BE20plus, ProBiogas – nimmt das EEG 2017 mit dem damals eingeführten und durch das Energiesammelgesetz 2018 fortgeschriebenen Ausschreibungsverfahren zur Grundlage. So werden zu geringe Ausschreibungsvolumina sowie ein fehlender Pfad ab 2023 kritisiert und teils als zentral angesehen. Weiterhin werden der „strategische Erhalt des Bestands“ zur EE-Produktion und Senkung der Gesamtsystemkosten genannt. Auch wird eine bessere Ausgestaltung der Flexibilitätsprämie empfohlen. Schließlich werden auch immer wieder die infrastrukturellen Voraussetzungen bestimmter Geschäftsfelder angesprochen (insb. Wärme- u. Gasnetze), die ihrerseits durch Regulierung bedingt sind.

Weiterhin wird empfohlen, Anreize für die THG-Minderung zu schaffen. Dazu gehört die Förderung von Anlagen-Pooling, die Übergabe der Verantwortung für Kompression und Konditionierung des Biomethans an Netzbetreiber, den Einsatz von Biomethan in innovativen KWK-Konzepten, die Einführung einer THG-Quote für (Erd-)Gase (Biomethan als Erfüllungsoption) und auch die Anpassung an die Referenzwerte aus der RED II (Kraftstoffsektor). Für Kleinanlagen – bei denen die THG-Reduktion im Vordergrund steht – wird die Weiterführung der Festvergütung empfohlen.

Studien, die auf bestimmte Geschäftsfelder / Bereiche fokussieren, geben dementsprechende Empfehlungen ab. So stehen einer gewünschten Erhöhung des Stromeigenanteils verschiedene regulatorische Hemmnisse im Weg, wie z. B. die Einspeiseverpflichtung bei Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen, Belegung mit sämtlichen aus dem Netz bezogenen Strommengen mit Umlagen sowie bestimmte Anforderungen an die Definition des Autarkiebegriffs (Biogas Autark). Mit Blick auf das Geschäftsfeld Systemdienstleistungen (SDL) wird darauf verwiesen, dass für eine Teilnahme der BGA am Smart-Market letzterer erst geschaffen werden muss (SmartBio). Auch für die andere marktliche Erbringung von SDL müssen zunächst dort, wo notwendig, die entsprechenden regulatorischen Grundlagen geschaffen werden, sodass BGA daran ggfs. teilhaben können (OPTIBIOSY). Mit Blick auf die Nutzung von Landschaftspflegematerial wird auf ein fehlendes Verwertungsgebot verwiesen, das, als generelles Gebot, mit einer Herausnahme des Landschaftspflegematerials aus der Abfalldefinition einhergehen sollte. Je nach Situation vor Ort (falls keine Zusatzgewinne möglich sind, die für den Naturschutz eingesetzt werden können) sind ggfs. Ausgleichszahlungen notwendig (BiogasNatur).

Schließlich wird immer wieder auf das insgesamt unvorteilhafte energiewirtschaftliche Umfeld in Form zu niedriger Strom- und Wärmepreise verwiesen. Diese sind u.a. das Resultat unzureichender CO<sub>2</sub>-Preise, d. h. einer mangelnden Internalisierung gesellschaftlicher Kosten der THG-Emissionen. Somit sind viele der untersuchten – systemisch sinnvollen – Folgekonzepte nicht wirtschaftlich.

#### **2.4.2 Handlungsempfehlungen für Betreibende**

Fast alle Studien, die mehrere Geschäftsfelder vergleichen (MakroBiogas, Biogas 2030, BiogasNatur, AuRaSa, NxtGenBGA, BE20plus, ProBiogas), heben zunächst die großen Anlagenunterschiede und die Notwendigkeit individueller Lösungen hervor. Dann werden zwei grundsätzliche Strategiepfade gesehen, die sich wiederum an den verschiedenen Regulierungen orientieren: Der eine Strategiefeld verfolgt ein Beibehalten des Konzepts der VOV mit einer Beteiligung an den EEG-Ausschreibungen. Je nach anlagenspezifischen und örtlichen Gegebenheiten sind hier unterschiedliche Kombinationen von Flexibilisierung, Verringerung des NawaRo-Einsatzes und besserer Wärmenutzung sinnvoll. Da die Absenkung des NawaRo-Anteils durch die Regulierung praktisch gesetzt ist, wird je nach Gegebenheiten zwischen einer Flexibilisierung durch Überbauung – und dessen Grad – oder einer reinen Absenkung der Bemessungsleistung („Flexibilisierung nach unten“) mittels Absenkung des NawaRo-Anteils unterschieden. Weiterhin sehen fast alle Studien in einer (verbesserten) Wärmenutzung den betriebswirtschaftlich entscheidenden Faktor, für den wiederum unterschiedliche Voraussetzun-

gen erfüllt sein bzw. geschaffen werden müssen. Schließlich sind weitere Randbedingungen, wie z. B. Anlagengröße, Substratpreise etc. zu beachten. So sollen neben dem EEG als „Grundvergütung“ mit den jeweils neuen Konzeptionen Zusatzeinnahmen generiert werden, wie z. B. höhere Erträge am Spot- oder Regelleistungsmarkt und durch Wärmeabgabe.

Der andere Strategiefad sieht die Abkehr von der VOV und eine Umrüstung als Biomethananlage vor. Diese Strategie wird v. a. dann empfohlen, wenn die o. g. Voraussetzungen der VOV nicht gegeben sind, d. h. nur geringe Chancen für eine erfolgreiche Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen gesehen werden und eine Wärmeermarktung kaum bis gar nicht gegeben ist. Da bei dieser Strategie einerseits zwischen dem Konzept der großen Einzelanlage und des Poolings mehrerer kleinerer Anlagen und andererseits zwischen der Einspeisung des Biomethans in ein Gasnetz oder alternativ des Verkaufs über eine Tankstelle unterschieden werden kann, sind mehrere Kombinationen möglich. Dies hängt wiederum von den örtlichen Gegebenheiten (Topographie, Gasanschluss, Lage der Anlagen) ab. Die Erträge entstehen durch den Verkauf des Biomethans und Zusatzerlösen durch Teilnahme am THG-Quotenhandel. Die o. g. Notwendigkeiten zur Umstellung des Substratmix spielt hier eine besondere Rolle, da – über unterschiedliche Anrechenbarkeit – auch die Zusatzeinnahmen durch den THG-Quotenhandel davon abhängen.

Generell wird eine frühzeitige Planung und damit Ausrichtung auf ein Geschäftsfeld als strategisch entscheidend angesehen. Dies ist auch mit Blick auf Erfordernisse zu technischer Planung, Investition, Umbau und Nachgenehmigungen, die mit den verschiedenen Geschäftsfeldern einhergehen, zu sehen, die für sich genommen Herausforderungen darstellen.

### 3 Gesamtergebnis und Schlussfolgerungen

Aus der Gesamtheit der Studien ist zunächst deutlich geworden, dass Bioenergie – und hier insb. Biogas – neben der (nicht unerheblichen) EE-Produktion eine Reihe weiterer Systembeiträge erbringt oder erbringen kann. Dadurch kommt der Bioenergie eine Schlüsselrolle im ansonsten zukünftig auf fluktuierenden EE basierenden Energiesystem zu. Dies betrifft sowohl Beiträge zum gesamten zukünftigen Energiesystem (flexible Produktion und Systemdienstleistungen Strom, Wärmeauskopplung, Biomethan), als auch Einflussbereiche darüber hinaus, wie z.B. Naturschutz, Reststoffentsorgung sowie Land- und Forstwirtschaft. Letzteres zeigt zudem den engen Bezug zur Landnutzungspolitik auf. In Summe erwächst aus den Funktionen außerdem eine hohe Relevanz für die THG-Minderung. Somit können auch Gegensätze zwischen Biomassenutzung und verschiedenen Naturschutzbereichen durch Regulierung moderiert bzw. es können entsprechende Synergien geschaffen werden. Anreize für diese weitergehenden Systembeiträge im Rahmen des EEG wurden in den Studien nur punktuell adressiert. Hier wurde insb. die Ausgestaltung der Flexibilitätsanreize für BGA über längere Zeit – d.h. im Zeitraum der meisten Studien – als wenig wirksam kritisiert. Andere Geschäftsfelder erfordern gänzlich neue Regulierungen, da sich freiwillige Leistungen im Markt bisher als wenig wirksam erwiesen haben.

Letztlich lassen sich zwei Schlussfolgerungen ziehen. Erstens kann festgestellt werden, dass es – neben der Notwendigkeit individueller Lösungen und rechtzeitiger Planung – für Betreibende eine starke Abhängigkeit zwischen Geschäftsfeld und regulatorisch-ökonomischem Umfeld gibt. So war es das Ziel der Studien zu zeigen, mit welchen neuen Strategien und Geschäftsfeldern die Biomasseanlagen „fit“ für die Post-EEG-Phase gemacht werden können. Gleichzeitig wurde deutlich, welche entscheidende Bedeutung der regulatorische Kontext – insb. die zu Grunde liegende Version des EEG und die zum Zeitpunkt der Studie aktuellen Gegebenheiten der Energiemärkte (insb. Strom-, Wärme- und Gaspreise) – für die Tragfähigkeit der Geschäftsfelder hat. Anders ausgedrückt werden Betreibende ihre Anlagen nur auf die Geschäftsfelder umstellen, die betriebswirtschaftlich tragfähig und regulatorisch verlässlich sind. So zielen zwar die meisten Geschäftsfelder auf die o. g. Systembeiträge und gehen auch mit betriebswirtschaftlichen Vorteilen einher, gleichzeitig reichen diese – zu den Zeitpunkten der jeweiligen Studienerstellung – für eine dauerhafte betriebswirtschaftliche Tragfähigkeit häufig nicht aus. Neben entsprechenden Änderungen am EEG (höhere Ausschreibungsmenge, höherer anlegbarer Wert, höhere Flexibilitätsprämie) lässt sich aus den Studien als zentrale Empfehlung ein verlässlicher Pfad einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in ausreichender Höhe ableiten. Die vorübergehenden, kriegsbedingten rapiden Strom- und Gaspreiserhöhungen (s.u.) erscheinen als Er-

satz verfehlt. Mit Blick auf die o. g. Abhängigkeit zwischen Geschäftsfeld und marktlichem Umfeld ist die Investitionssicherheit entscheidend. Abgesehen vom Hauptzweck der THG-Reduktion ist ein entsprechender CO<sub>2</sub>-Preisfad v. a. dann unerlässlich, wenn die EEG-Vergütung nur noch einen Grundsockel der Vergütung darstellen soll.

Zweitens wird deutlich, dass es bisher keinen Konsens in der Regulierung – und damit in der Gesellschaft – darüber gibt, die vorhandene Ressource Biomasse weiter zu nutzen. Zwar zielte die Kritik der Studien zeitpunktbedingt vor allem auf die Schwächen des EEG 2017 und des Energiesammelgesetzes 2018 (zu geringe Ausschreibungsvolumina, zu niedriger anlegbarer Wert, fehlender Pfad ab 2023), von denen mit dem im EEG 2021 erstmals definierten Ausschreibungspfad für das Zieljahr 2030 zumindest der letzte Punkt korrigiert wurde. Aber trotz des aufgezeigten substitutiven Charakters von Biogas zu Erdgas und der kostensenkenden Wirkung eines „strategischen Erhalts“ des einst politisch aufgebauten (und über das EEG finanzierten) Kraftwerksparks scheint auch vor dem Hintergrund der neueren geopolitischen Risiken die Nutzung von Erdgas der bevorzugte Energieträger in der näheren Zukunft zu sein. Wie Anfangs erwähnt, stellt die Tragödie des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine das – nicht nur energiepolitisch – alles bestimmende Großereignis dar. So wuchs – zumindest auf europäischer Ebene – das Interesse an der Bioenergie als „heimische Energie“ zur Verringerung geopolitischer Risiken im Sinne der Steigerung der Resilienz des Energiesystems und es folgte eine Verdoppelung des in der „Fit für 55“-Strategie vorgesehenen Produktionsziels für Biomethan auf 35 Mrd m<sup>3</sup> (Europäische Kommission 2022, S. 9). Auf nationaler Ebene scheint die aktuelle Kraftwerkstrategie der Bundesregierung (BR), die ausreichende steuerbare Kapazitäten sicherstellen soll, hingegen hauptsächlich auf neue Erdgaskraftwerke zu setzen. Bereits in den Handlungsempfehlungen von Anfang 2023 – basierend auf dem entsprechenden Bericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) und dem Ausschreibungspfad des EEG – ist die BR von einem Zubaubedarf für flexible Gaskraftwerke von 17-21 GW bis 2031 ausgegangen (BR 2023, S. 11; BNetzA 2023; S. 12). Erste Informationen zur aktuellen Kraftwerksstrategie sehen nun Ausschreibungen von 10 GW „H2-ready“ Erdgaskraftwerke in 4 Runden (erste Runde noch in 2024) vor. Es ist vorgesehen, die Kapazitäten im Zeitraum 2035-2040 auf Wasserstoff umzustellen (PM BMWK / BR 5.2.24). Über eine Ausweitung der Nutzung der Bioenergie ist bisher nichts bekannt.

Somit lässt sich als Gesamtergebnis im regulatorischen Kontext festhalten, dass die Entwicklung der Bioenergie mit Ihren verschiedenen Beiträgen zum Energiesystem und darüber hinaus maßgeblich vom Willen der Regulierung (und damit der Gesellschaft) abhängig ist. Letztlich ist ein über mehrere Wahlperioden haltender Konsens über die Rolle der Bioenergie im Energiesystem erforderlich, der eine entsprechende Konstanz der Regulierung erlaubt.

Schließlich sind neuere Aspekte zu berücksichtigen, die von den betrachteten Studien noch nicht aufgenommen werden konnten. Zum einen sind dies neue Nutzungskonkurrenzen, die aus der stofflichen Nutzung entstehen und zu denen erste Ansätze im Entwurf der nationalen Biomassestrategie vorhanden sind. Zum anderen geht die neue europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) mit neuen/geänderten Nachhaltigkeitsanforderungen einher, die von den untersuchten Studien noch nicht berücksichtigt werden konnten.

## 4 Anhang: Synopse der Post-EEG-Studien

In diesem Anhang folgt eine Darstellung und ein Vergleich der Forschungsprojekte zum Thema „Post-EEG Perspektiven für die Bioenergie“ in Form von Synopsen. Aus den Infoboxen am Anfang sind die jeweiligen „Eckdaten“ ersichtlich. Im Text sind Ansatz / Fokus, Methode und Ergebnisse – aus Sicht der jeweiligen Studienautor:innen – beschrieben. Zur besseren Übersichtlichkeit wurde auf weitere Tabellen oder Abbildungen verzichtet.

### 4.1 MakroBiogas

#### Akronym

MakroBiogas

#### Langtitel

Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG

#### Laufzeit; Veröffentlichung

01.10.2017 – 31.12.2018; 12.11.2019

#### Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)

- Teilvorhaben A: Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme (IZES gGmbH), FKZ: 22403616
- Teilvorhaben B: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), FKZ: 22406517
- Teilvorhaben C: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UfZ), FKZ: 22406717

#### Fördermittelgebende

BMEL/FNR

#### Zitat / Quintessenz

*Insgesamt zeigt die Studie, dass Biogas eine Reihe von Leistungen in anderen Bereichen – d.h. jenseits des Stromsektors – erbringt, auch wenn diese teilweise schwer zu quantifizieren sind ... Gleichzeitig ist die Rolle des Biogases als steuerbare Energie, die gleichzeitig in der Wärme, im Verkehr und in sämtlichen stofflichen Nutzungen eingesetzt werden kann, aus Sicht der Energiepolitik von großer Wichtigkeit. (MakroBiogas, S. 151).*

Abbildung 2: Infobox MakroBiogas

Beim Verbundvorhaben MakroBiogas handelt es sich um eine breit angelegte Übersichtsstudie zur Analyse gesamtwirtschaftlicher Wirkungen von Biogasanlagen. Neben den verschiedenen Sektoren des Energiesystems (Elektrizität, Wärme, Methan, Verkehr) werden erstmalig auch die sog. „wissenschaftlich-agronomischen“ Bereiche systematisch erfasst und teilweise quantifiziert. Dazu gehören die Bereiche Boden (Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge), Landnutzung & Ökosystemleistung (Biodiversität & Grünlandschutz, Tourismus & Erholung), Verwertung und Entsorgung (Bioabfall, Grünschnitt, Wirtschaftsdünger) sowie die nichtenerge-

nichtenergetische Treibhausgasvermeidung (THG-Vermeidung). Dies wird für den aktuellen Bestand erfasst. Weiterhin wird eine Literaturübersicht über die makroökonomischen Effekte (Wertschöpfungseffekte) von Biogasanlagen gegeben. Schließlich werden mit Szenario-Analysen die Effekte eines auslaufenden BGA-Bestandes bis 2035 auf den Energiesektor und auf Flächennutzungen unterlegt.

Als Gesamtergebnis wird in Makrobiogas festgehalten, dass BGA neben der Produktion von Strom (und teils Wärme und Biomethan) eine Reihe anderer Dienstleistungen – vor allem im wiss.-agronomischen Bereich – erbringen, die aber nicht zu ihrer Finanzierung beitragen, jedoch im gesamtwirtschaftlichen Kontext zu berücksichtigen wären. Die Finanzierung erfolgt bei landwirtschaftlichen Anlagen zu großen Teilen über das EEG - d.h. über eine Maximierung der Stromproduktion – sowie ggf. über eine Vermarktung der KWK-Wärme. D. h. die nicht-privilegierten Stromkunden finanzieren die außerhalb des Energiesektors erbrachten Leistungen – zum Stand des Gutachtens – über den Strompreis mit. Wäre ein entsprechender regulatorischer Rahmen vorhanden, der diesen anderen Leistungen Rechnung trägt, könnten zum einen mehr davon erbracht und gleichzeitig die negativen Auswirkungen der BGA-Nutzung (v.a. negative Umweltfolgen in den Bereichen Boden und Landnutzung sowie die damaligen finanziellen Belastungen für die nicht-privilegierten Stromkunden) eingedämmt werden. Erst dadurch würde ein Level-Playing Field vis-à-vis anderer EE-Technologien geschaffen. Durch das Fehlen dieses Rahmens ist die politische Diskussion zudem auf die Stromerzeugung verengt. Damit werden auch andere für die Energiewende relevante Aspekte (d.h. jenseits des Stromsystems) nicht ausreichend gewürdigt. Z. B. sollte die Biogasaufbereitung zu Biomethan und Einspeisung ins Gasnetz als strategischer Schlüsselbereich betrachtet werden, da hier fossiles Erdgas in allen Anwendungen (wenn auch nicht in der Menge) ersetzt werden kann (Makrobiogas, S. 151-2).

Im Einzelnen sind für den damals aktuellen Anlagenbestand die nicht-energetische THG-Vermeidung und die Verwertung organischer Abfälle nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) die zusätzlichen Leistungen, die am besten quantifizierbar sind. Für Ersteres hat der Bestand an Biogasanlagen im Jahr 2018 1,98 Mt. CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-Äq) durch die Verwertung tierischer Exkreme vermieden, die – zum Stand des Gutachtens mit einem Börsenpreis von 20 €/t bewertet – rund 40 Mio. € entsprachen. Wird hingegen der untere Rand der globalen Schadkosten der Methodenkongvention 3.0 des Umweltbundesamtes (UBA) von 180€/t angesetzt (UBA 2019), entspricht dies einem Wert von 356 Mio. €. Für die Verwertung organischer Abfälle im Entsorgungssektor nach KrWG wurde für das Jahr 2017 ein Zusatzerlös von 35 €/t Bioabfall berechnet. Daraus ergeben sich insgesamt 170 Mio. €, um die die Abfallgebühren im Kontext einer hochwertigen Verwertungslösung entlastet wurden. Schließlich liefert der

gesamte Bereich Verwertung und Entsorgung mit den Gärresten der BGA auch eine biologische Alternative zum Mineraldünger, da es sich um ein biologisches Recycling-System für Phosphor handelt, mit dem Phosphorimporte – und somit Mineraldüngerimporte – ersetzt werden könnten. Die Wirkungsbereiche Boden (Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge) sowie Landnutzung & Ökosystemleistung (Biodiversität & Grünlandschutz, Tourismus & Erholung) stehen in engem Bezug zur Landwirtschaft und zum Energiepflanzenanbau (NawaRo). Hier können vielfältige Verbesserungen durch einen diversifizierten Energiepflanzenanbau und/oder die Pflege offener Kulturlandschaften (Mähwiesen, Blühstreifen) erreicht werden. Diese weisen allerdings geringere Hektarerträge auf als bspw. Mais, sodass i) der Flächenbedarf steigt und ii) die zusätzlichen Leistungen entsprechend vergütet werden müssten (MakroBiogas, S. 97-99, 148-50).

Für die Szenarioanalyse wurde der Bestand, basierend auf einer Betreibendenumfrage, in die vier Referenzanlagen Gülle-BGA (75 kW), Abfall-BGA (844 kW), NawaRo-BGA (537 kW) und Biomethan-BHKW (288 kW) geclustert. Dann wurden drei Szenarien, jeweils für 2035, erstellt: i) „Referenz“ mit Auslaufen des Bestands (Ausnahme: Gülleklein- und Abfall-BGA), ii) „Ausschreibungsdesign“ mit Fortführung der Ausschreibungsmengen des EEG 2017 und resultierendem Teilerhalt von rund einem Drittel des Bestands (grob rund 2000MW install. Leistung) sowie iii) „konstante Leistung“ mit Erhalt der installierten Leistung (grob knapp 6000MW) (MakroBiogas, S. 100-108). Wird das Referenz-Szenario (auslaufender BGA-Bestand) zu Grunde gelegt, müssten im Zeitraum 2020-2035 30 TWh Strom, 15 TWh Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und 4,8 GW steuerbare Leistung ersetzt werden. Zur Kompensation müssten – zusätzlich zum normalen Ausbaupfad – kumuliert im gleichen Zeitraum rund 6,1 GW Wind und 19,7 GW PV zugebaut werden bzw. im Jahresdurchschnitt 0,4 GW Wind und 1,2 GW PV. Für Speicher wären dies im Zeitraum 2020-2035 4,8 GW kumuliert bzw. 0,3 GW jahresdurchschnittlich (MakroBiogas, S. 119).

Weiterhin entsteht über die Zeit durch die Verdrängung fossiler Stromproduktion auch eine kumulierte THG-Vermeidung im Stromsystem. Auch dieser Beitrag entfällt mit Auslaufen des BGA-Bestands. Die Höhe des wegfallenden Beitrags hängt u.a. von der Annahme ab, welche Stromproduktion durch die BGA (zukünftig nicht mehr) verdrängt wird. Werden die sinkenden Emissionen des durchschnittlichen Strommixes zu Grunde gelegt (der annahmegemäß durch einen steigenden EE-Ausbau und Kohleausstieg gekennzeichnet ist), wird über die Zeit auch der Abstand gegenüber den Emissionen des auslaufenden BGA-Bestands (und somit die wegfallende Vermeidung) geringer. Die kumulierte Vermeidung im Zeitraum 2020-2035 beträgt dann 117 Mt. CO<sub>2</sub>-Äq. Wird hingegen eine zukünftig flexible Fahrweise der BGA angenommen, kann stattdessen von einem Ersatz der Gaskraftwerke

mit Emissionen über dem durchschnittlichen Strommix durch BGA über die gesamte Zeit ausgegangen werden. Dieser höhere Beitrag fällt mit auslaufendem BGA-Bestand weg und wird kumuliert bis 2035 auf 210 Mt. CO<sub>2</sub>-Äq beziffert (MakroBiogas, S. 151). Für den Landwirtschaftsbereich bedeutet das gleiche Szenario ein entsprechendes Freiwerden von landwirtschaftlichen NawaRo-Flächen. Die Effekte auf die o.g. wiss.-agronomischen Bereiche hängen stark von der alternativen Flächennutzung ab (Anbau von Marktfrüchten vs. alternative Fruchtfolgen vs. Stilllegungen etc.). Weiterhin entsteht bei dem genannten Szenario ein akutes Entsorgungsproblem bei Gülle und Mist. Schließlich sinkt die nicht-energetische THG-Reduktion von rund 2 Mt. CO<sub>2</sub>-Äq. in 2018 auf 0,26 Mt. CO<sub>2</sub>-Äq. im Jahr 2035 (MakroBiogas, S. 150).

Analysen zur Wertschöpfung zeigen, dass diese bei Bioenergie – mehr als bei anderen EE-Technologien – vorwiegend während der Nutzungsphase entsteht, was für strukturschwache Regionen bedeutsam sein kann. So liegt der Wertschöpfungsanteil in der Nutzungsphase (Stromerzeugung) für Bioenergie (Zahlen für Biogas waren nicht verfügbar) bei 70% am gesamten Wertschöpfungszyklus (Bau, Installation, Nutzung/Stromerzeugung, Rückbau). Für Wind liegt der entsprechende Wert bei 54% und für PV bei 36%. In der Wärmeerzeugung liegt für Bioenergie der Wertschöpfungsanteil der Nutzungsphase bei 78% (Wärmepumpe: 45%, tiefe Geothermie und Solarthermie: je 44%, Nahwärmenetze: 16%) (MakroBiogas, S. 69).

## 4.2 Biogas 2030

### Akronym

Biogas 2030

### Langtitel

Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht

### Laufzeit; Veröffentlichung

Laufzeit 1/2017 – 7/2019, Abschlussdatum 9/2019, veröffentlicht 1/2020, UBA-Texte 24/2020

### Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)

- Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE)
- Deutsche Energieagentur (dena)
- Becker Büttner Held

### Fördermittelgebende, Forschungskennzahl

BMU/UBA, 37EV 161110

### Zitat / Quintessenz

*Je nach Min/Max-Betrachtung werden rd. 600 bis 1.580 MWel nicht weiterbetrieben (S. 139) ... Die Erkenntnisse zeigen, dass die ökologisch sinnvollsten Anlagenkonzepte diejenigen sind, die auf der Basis von Rest- und Abfallstoffen betrieben werden. Insbesondere bei der Nutzung von Gülle können hohe THG-Einsparungen ... erzielt werden. Je nach Wichtung der Kriterien (ökologisch, ökonomisch, energiesystemtechnisch) kann sich auch eine Weiterführung der bisherigen Betriebsweise als die präferierteste Variante herausstellen, ... (Biogas 2030, S. 150).*

Abbildung 3: Infobox Biogas 2030

Das Forschungsvorhaben Biogas 2030 stellt den aktuellen Bestand (Stand 2017) an Biogasanlagen (BGA) den zukünftigen Anforderungen des Energiesystems gegenüber. Die heutigen Anlagenkonzepte (Art, Größe, Einsatzstoffe, Edukte), die für eine Umstellung geeignet sind (techno-ökonomisch und ökologisch machbar und sinnvoll etc.), stellen „Kandidaten“ für bestimmte neue „sinnvolle“ Betriebsmodelle dar, die für die Post-EEG-Phase entwickelt werden können.

Zunächst werden die Anforderungen des zukünftigen Energiesystems an Biogas aus einer Literaturrecherche abgeleitet. Sie bestehen aus einer Reihe von Beiträgen zur Energiewende: energie- und klimapolitische Ziele, Versorgungssicherheit, bedarfsgerechte Strombereitstellung, Deckung der Residuallast, Systemdienstleistungen und Biomethan als Kraftstoff (Biogas 2030, S. 68). Als relevanteste zukünftige Betriebsmodelle (Modifikation der Anlagenkonzepte) werden festgelegt: i) BM1: 50% Reduktion der Anbaubiomasse (Mais, Ganzpflanzensilage) mit/ ohne Substitution durch Grassilage aus extensiver Bewirtschaftung (letzteres Flex "nach un-

ten"), ii) BM2: Flexibilisierung durch Überbauung und iii) BM3: Umstellung Vor-Ort-Verstromung (VOV) zu Biomethan mit Gasnetzeinspeisung für verschiedene Verwendungen. BM0 bedeutet die Beibehaltung des bisherigen Anlagenkonzepts (Biogas 2030, Abschnitt 3.3.1, S. 70). Dann wird der aktuelle Anlagenbestand (Stand 2017) nach den relevantesten Anlagenkonzepten geclustert. Dies sind i) Güllekleinanlagen, ii) NawaRo-/Gülle-Anlagen mit 70% oder 30 % NawaRo (Rest Gülle), iii) Bioabfall-Anlagen (100% Biotonne) und iv) Biogasaufbereitungsanlagen jeweils aus NawaRo und Bioabfall (Biogas 2030, Abschnitt 3.3.2, S. 72). Daraus ergibt sich eine Reihe von Betriebsmodell-Anlagenkonzept-Kombinationen (vgl. Tabelle 9). Aus der Kombination der einzelnen Anforderungen des zukünftigen Energiesystems mit den Betriebsmodell-Anlagenkonzept-Kombinationen entsteht eine Bewertungsmatrix. Nach der Bewertung werden die besten Betriebsmodelle einer weiteren, vertieften Bewertung aus drei Sichtweisen heraus unterzogen: energiesystemisch/technisch (s. Literaturrecherche oben), ökonomisch (Gestehungskosten) und ökologisch (THG) (Biogas 2030, S. 74, 80ff., 92ff.). Weiterhin wurde eine Hemmnisanalyse durchgeführt (Biogas 2030, S. 106ff.).

Schließlich werden drei Betriebsmodelle anhand der drei Sichtweisen bewertet. Aus ökologischer Sicht (THG-Reduktion) ist die Erhöhung der Anteile von Gülle, Grassilage aus extensiv bewirtschafteten Flächen oder Reststoffen geboten. Daher ist das BM1 für NawaRo-/Gülle-Anlagen vorteilhaft. Auch aus ökonomischer Sicht sind BM1 und BM2 günstiger als BM3, wenn Kosten und Erlöse (inkl. Wärme- & evtl. zukünftig CO<sub>2</sub>-Erlöse) berücksichtigt werden. Dabei liegen BM1 und BM2 in vergleichbarer Höhe. Für Bioabfall-Anlagen ist das BM2 günstiger als BM3. Generell sind die spezifischen Gestehungskosten bei größeren Anlagen geringer. Aus energiesystemischer Sicht ist schließlich das BM3 aufgrund der Aspekte „Beitrag zu den EE-Mengenzielen“ und „optionaler Einsatz als EE-Kraftstoff“ am besten bewertet. Hier sind auch größere Anlagen im Vorteil. (Biogas 2030, S. 141ff.).

Im Ergebnis wird schließlich, basierend auf den drei – teilweise in Konflikt stehenden – Sichtweisen, jeweils eine Gesamtempfehlung durch das Konsortium abgegeben, die teilweise regional und/oder nach Anlagengröße differenziert zu sehen ist. Für Gülle(klein)anlagen wird die Beibehaltung des bisherigen Anlagenkonzepts (BM0) empfohlen, da bei 100% Gülleanteil die hohe THG-Reduktion durch die Vergärung in der Biogasanlage im Vordergrund steht und der Wechsel in andere Betriebsmodelle nicht sinnvoll erscheint. Daher wird hier auch keine vertiefte Betrachtung angestellt. Für kleinere NawaRo-/Gülle-Anlagen (unter 250 m<sup>3</sup> Rohgas/h) wird bei hohen NawaRo-Anteilen (70%) der Wechsel nach BM1 oder BM2 empfohlen, da beide ähnliche Kostenwirkungen haben; BM1 wäre obendrein aus THG-Sicht zu präferieren. Sind die NawaRo-Anteile bereits gering (30%) und damit die THG-Minderung hoch, sollte das Anlagenkonzept entweder beibehalten (BM0) oder in das BM2 gewechselt werden. Bei größeren NawaRo-

/Gülle-Anlagen (über 250 m<sup>3</sup> Rohgas/h) wird generell der Wechsel in das BM3 empfohlen, da hier die vergleichsweise kostengünstige Biomethanproduktion und der damit verbundene Beitrag zum Energiesystem im Vordergrund steht. Aus dem gleichen Grund wird auch für Bioabfall-Anlagen ab 250 m<sup>3</sup> Rohgas/h das BM3 empfohlen, auch wenn aus ökologischer und ökonomischer Sicht das BM2 Vorteile aufweist. Generell wird das BM1 für Bioabfall-Anlagen nicht als Option betrachtet, da die damit einhergehende Kapazitätsreduktion dem eigentlichen Auftrag der Anlagen – Abfallverwertung – widerspricht. Daher wird auch die ökologische Sichtweise für Bioabfall-Anlagen nicht im Detail bewertet. Bei kleineren Bioabfall-Anlagen (unter 250 m<sup>3</sup> Rohgas/h) wird hingegen die Fortführung des Anlagenkonzepts (BM0) oder Wechsel nach BM2 empfohlen (Biogas 2030, S. 141ff.). Dort, wo Zielkonflikte zwischen den Sichtweisen bestehen oder einzelne Betriebsmodelle ähnliche Kostenwirkungen haben (z. B. BM1 & BM2 bei Nawaro-Anlagen), ist die Empfehlung regional differenziert zu betrachten. So wird das BM1 vor allem bei hohen Substratpreisen und in Gegenden mit hohen Viehdichten (Überschussgebiete) empfohlen. Generell wird erwartet, dass Biogas stärker in die regionale Strom- und Wärmeversorgung (Deckung des landwirtschaftlichen Eigenbedarfs, regionale Direktvermarktung an Haushalte und Gewerbe und z.T. Industrie) und damit auch in die Wertschöpfung vor Ort eingebunden werden wird und somit auch wichtige Systembeiträge leistet.

Auch bzgl. der Anreize und Instrumente werden Empfehlungen ausgesprochen: Für das BM1 sollte bei hohem Gülleanteil die Festvergütung fortgeführt bzw. eine Anschlussförderung gefunden werden. Letzteres könnte im Rahmen der Ausschreibung, in Form THG-abhängiger Vergütungssätze (für die Vermeidung) oder einer besser ausgestalteten Flexibilitätsprämie geschehen. Für das BM2 wird ein besseres Ausschreibungsmanagement mit konkreten, planbaren Volumina ab 2023 gefordert. Für das BM3 sollte ein Anlagen-Pooling gefördert werden, die Verantwortung für Kompression und Konditionierung des Biomethans an Netzbetreiber abgegeben werden sowie der Einsatz in innovativen KWK-Konzepten, Einführung einer THG-Quote für (Erd-)Gase (Biomethan als Erfüllungsoption) und die Beseitigung von Hemmnissen in der 38. BImSchV erwogen werden.

So sind bestimmte unterschiedliche Betriebsmodelle geeignet, um jeweils bestimmte Anforderungen des zukünftigen Energiesystems zu erfüllen. Für die restlichen Betriebsweisen (und BGA) wird in der Post-EEG-Phase keine Zukunft gesehen, sodass bis 2030 insgesamt 600-1580 MW<sub>el</sub> Bemessungsleistung ausscheiden (Biogas 2030, S. 139). Voraussetzung sind ausreichende Anreize für die Betriebsmodelle und die Beseitigung von Hemmnissen. Als entscheidend wird weiterhin die Entwicklung einer Gesamtstrategie angesehen.

## 4.3 Biogas Autark

**Akronym**

Biogas Autark

**Langtitel**

Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase – Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen

**Laufzeit; Veröffentlichung**

01.10.2017 – 31.08.2020; Erstellung: 09/2020

**Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)**

- Teilvorhaben 1: Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme (IZES gGmbH), FKZ: 22404816
- Teilvorhaben 2: Universität Hohenheim, FKZ: 22404817

**Fördermittelgebende**

BMEL/FNR

**Zitat / Quintessenz**

*Die Wirtschaftlichkeit der energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlage ist aktuell [Anm.: zum Zeitpunkt der Studie] noch nicht gegeben. Dies liegt zum einen an den noch zu hohen Kosten für Batteriespeicher. Zum anderen ist die Differenz zwischen Strombezugspreis und Stromgestehungskosten der BGA noch zu gering ... Neben den technischen und ökonomischen Hürden lassen sich aber auch politische Hemmnisse feststellen. (Biogas Autark, S. 131).*

Abbildung 4: Infobox Biogas Autark

Das Verbundvorhaben Biogas Autark untersucht, inwiefern Biogasanlagen (BGA) eine autarke Strom-, Wärme- und teilweise auch Kraftstoffversorgung in landwirtschaftlichen Betrieben gewährleisten können. D. h. es wird anhand realer Beispiele und praxisnaher Szenarien ein bestimmtes Post-EEG-Geschäftsmodell im Detail analysiert, wobei auch die Effekte der aktuellen Regulierung – zum Zeitpunkt der Studiererstellung – berücksichtigt werden. Untersucht werden sieben Betriebe unterschiedlicher Ausrichtung (d.h. mit unterschiedlichen Verbrauchsprofilen) mit ihren jeweiligen BGA: vier süddeutsche mittelständische Betriebe mit überwiegender Tierhaltung (40 kW Milchvieh, 75 kW Milchvieh, 75 kW Legehennen, 366 kW Schweine), ein süddeutscher wärmegeführter Betrieb (250 kW) sowie je ein ostdeutscher Großbetrieb mit Schwerpunkt auf Ackerbau (Betrieb A, 870 kW) bzw. Viehhaltung und Grünland (Betrieb G, 549 kW) (Biogas Autark Abschn. 2.2).

In Bezug auf die Verbrauchsprofile werden die Strom-, Wärme- und Gasverbräuche an den wesentlichen Verbrauchszweigen der untersuchten Betriebe je nach Datenlage möglichst detailliert (beim Strom möglichst 15min-scharf) über ein Jahr ermittelt. In Bezug auf das Energieangebot werden die Leistungs- und Flexibilitätseigenschaften der Strom- und Wärmeerzeugung für die jeweiligen BGA in einer Modellierung individuell abgebildet (v.a. Größe des BHKW, ggfs. weiteres BHKW vorhanden). Damit wird zunächst untersucht, bis zu welchem Grad die BGA in der Lage sind, die zuvor ermittelten Strombedarfe „ihrer“ Betriebe zeitgenau zu decken (den Lastgang abzufahren). Hier wird auch die Erzeugung aus evtl. vorhandenen PV-Anlagen berücksichtigt. Mit dem so festgelegten Betriebsprofil (stromgeführte Anlage) werden auch die einhergehende Wärmeerzeugung und der Beitrag zur Wärmebedarfsdeckung ermittelt. Dabei werden etwaige Biogas-Überschüsse, die für eine zusätzliche Wärmeerzeugung (Direktverbrennung) genutzt werden können, einbezogen (Biogas Autark, S. 27-28, Abschn. 2.2).

Für die Eigenversorgung wird sowohl ein Pfad nur mit dem elektrischen Bedarf der Landwirtschaft als auch inkl. des Eigenbedarfs der BGA (Gesamtbetrieb) ermittelt. Anhand der jeweiligen Kombination aus Verbrauchsprofil und Fähigkeit der Anlage, den Bedarf zu decken, werden zunächst „technisch sinnvolle“ (d.h. vor Ort umsetzbare) Entwicklungspfade abgeleitet. Diese können z. B. im Weiterbetrieb des bestehenden BHKW bei optimierter Wärmenutzung und Überschussstromeinspeisung oder in einer stromgeführten Fahrweise eines kleineren BHKW mit Stromspeicher und optimierter Wärmenutzung bestehen (Betrieb 40 kW Milchvieh, S.42). Schließlich werden die ökonomischen Implikationen dieser Optionen bewertet. Dafür werden drei Szenarien zukünftiger Stromgestehungskosten für die nächsten zehn Jahre definiert. Diese reichen vom Szenario „retrofit“ (Investition in einen Großteil der BGA inkl. neuem BHKW) über „ohne Investition“ (nur Reparatur, Wartung und Betriebsstoffe aber ein neues BHKW) bis zum Szenario „erhöhte Reparatur“ (Ist-Zustand der BGA, keine Investitionen, kein neues BHKW, dafür steigende Reparatur- und Verbrauchskosten). V.a. das letzte Szenario gilt als praxisnah.

Anhand der zuvor ermittelten elektrischen Deckungsgrade werden zudem die notwendige Batteriekapazität, Speicherbedarfe und -kosten für einen autarken Betrieb abgeleitet. Schließlich wird zwischen einer Variante ohne und mit Vergütung für die produzierte Wärme unterschieden. Anhand dieser Bausteine können die Kosten und Nutzen eines „wirklich“ autarken Betriebs (mit physischer Trennung vom Netz) und einer bilanziellen Erhöhung des Stromeigenanteils verglichen werden. Für den autarken Betrieb werden die Kosten der notwendigen Batterieleistung, ggfs. eines kleineren BHKW etc. zu den Stromgestehungskosten addiert und den

Strombezugskosten (Rechnung des Stromanbieters) gegenübergestellt (jeweils mit und ohne Wärmegutschrift). Bei der bilanziellen Erhöhung des Eigenanteils fallen einige der o.g. Kosten (Akkus, Anlagentechnik etc.) weg. Ferner wird der Stromkauf und -verkauf vom und an das Netz einbezogen. Hier werden bei den Strombezugskosten auch die verschiedenen Umlagen und mehrere Varianten der EEG-Umlage (0%, 40%, 100%) berücksichtigt (Biogas Autark, Abschn. 2.2).

Im Ergebnis lassen sich gemäß der oben dargestellten Analyse bilanzielle Eigenanteile in der Stromerzeugung zwischen 85% (40 kW Milchvieh) und 96% (75 kW Legehennen) technisch erreichen (Biogas Autark, Tabelle 39). Voraussetzung ist allerdings in allen Betrieben ein kleineres (und damit neues) BHKW, um die Teillastbereiche abfahren zu können. Eine „echte“ Autarkie (Trennung vom Stromnetz) ist unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für keinen der Betriebe wirtschaftlich. Weiterhin ist sie technisch und organisatorisch ambitioniert. Neben den notwendigen Batteriekapazitäten ist zusätzliche Mess- und Regelungstechnik und ein Umbau der Stromverteilung erforderlich. Um Ausfallsicherheit zu gewährleisten, ist weiterhin ein guter Zustand der BGA notwendig, der nicht in allen Fällen gegeben war. Schließlich obliegen dem landwirtschaftlichen Betrieb mit der Autarkie die Systemverantwortung und das Management für das eigene Stromnetz, was entsprechenden Aufwand und Kompetenzen erfordert und ggfs. eine zusätzliche psychologische Belastung darstellt. Wird stattdessen die Strategie einer Erhöhung des Stromeigenanteils verfolgt, bestehen eine Reihe regulatorischer Hemmnisse (Biogas Autark, S. 133ff): Nimmt eine BGA an den EEG-Ausschreibungen für die Post-EEG-Phase teil, ist die Einspeisung der gesamten produzierten Strommenge – zum Zeitpunkt der Studiererstellung – Pflicht. Der Fall der betrieblichen Eigenversorgung ist somit nicht vorgesehen. Weiterhin sind bei einer Erhöhung des Stromeigenanteils sämtliche aus dem Netz bezogene Strommengen mit den o.g. Umlagen belegt (zum Stand des Gutachtens v.a. die EEG-Umlage), die die Strombezugskosten deutlich erhöhen. Schließlich erfordert die aktuelle Definition des Autarkiebegriffs, dass Produzent und Verbraucher dieselbe juristische Person sind. Dies entspricht nicht der Realität der meisten landwirtschaftlichen Betriebe, in denen die Betriebe selbst und die BGA in verschiedenen Rechtsformen geführt werden.

Für die beiden Großbetriebe G und A wurden auch die prinzipiellen Möglichkeiten zur Erhöhung des Autarkiegrades für Treibstoffe ermittelt (Biogas Autark, S. 118f, 124f). Dabei wurden drei Möglichkeiten betrachtet: Beim Einsatz von Pflanzenöl aus Rapsanbau (erstens) könnte Betrieb G mit Rapsanbau auf 21,6% seiner Anbaufläche den eigenen Kraftstoffbedarf decken. Wird berücksichtigt, dass damit auch Eiweißfutter erzeugt und so nur ein Drittel des Flächenbedarfs der Kraftstoffproduktion zugeschlagen wird, sinkt der rechnerische Flächenbedarf auf

7,2%. Bei Betrieb A liegen die entsprechenden Werte bei 18,8% bzw. 6,3% der Ackerfläche. Wird – zweitens – erneuerbares Methan auf Basis nachwachsender Rohstoffe verwendet, kann Betrieb G zunächst 42% des Kraftstoffbedarfs (umgerechnet in Methan) aus überschüssigem Methan aus der BGA verwenden. Die Deckung der restlichen Menge durch NawaRo (Mais) würde 4,4% der Ackerfläche beanspruchen. Die Nutzung bisher ungenutzter Grünlandaufwüchse würde die NawaRo-Fläche entsprechend verringern. Betrieb A hat kein überschüssiges Methan zur Verfügung und die Deckung des Gesamtbedarfs durch NawaRo würde 7,7% der Ackerfläche erfordern. Allerdings entsteht bei der Methanstrategie ein hoher Investitionsbedarf durch ein notwendiges mehrfaches Faulraumvolumen an der BGA sowie weitere Anlagentechnik zur Biogasaufbereitung zu Biomethan und CNG. Weiterhin ist CNG an Fahrzeugen im Landwirtschaftsbereich deutlich weniger erprobt als Rapsöl. Schließlich könnte – drittens – Strom aus den betriebseigenen PV- und/oder BG-Anlagen genutzt werden. So könnte Betrieb G rechnerisch 97,5% des Bedarfs mit Strom aus der eigenen PV-Anlage decken. Für Betrieb A liegt der Wert bei 55,7% bzw. die Anlage müsste zur Deckung des Gesamtbedarfs um das 1,8-fache vergrößert werden. Aufgrund der variablen Erzeugung und des saisonal stark unterschiedlichen Verbrauchs entsteht allerdings ein hoher Speicher- und somit Investitionsbedarf. Wird der Strom aus Methan mittels VOV gewonnen, sind die Speicherbedarfe evtl. geringer, aber es entstehen andere Herausforderungen in Bezug auf die Verfahrenstechnik und das Management. Eine VOV des Methans würde bei Betrieb G einen Maisanbau von 6,8% der Ackerfläche erfordern.

## 4.4 BiogasNatur

### Akronym

BiogasNatur

### Langtitel

Naturschutzbezogene Optimierung der Rohstoffbereitstellung für Biomasseanlagen

### Veröffentlichung

BfN-Skripten 555, 2020

### Auftragnehmende

- Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme (IZES gGmbH)
- Bosch & Partner GmbH
- Treurat & Partner Unternehmensberatung mbH

### Fördermittelgebende, Förderkennzeichen

BMUV/BfN, FKZ 3517 86 1100

### Zitat / Quintessenz

*Die Studie zeigt auch, dass die energetische Verwertung von Landschaftspflegegras aus Sicht des Naturschutzes sinnvoll sein kann, solange die Nutzung auf das naturverträgliche Potenzial der Einzelstandorte abgestimmt ist. Dabei bieten die ... aufgezeigten Möglichkeiten ... besondere Chancen zum Erhalt des wertvollen Grünlands. Die durch die energetische Nutzung motivierte Bewirtschaftung von Grünlandflächen ... eröffnet vor allem an den Standorten mit einer überdurchschnittlichen naturschutzbezogenen Wertigkeit des Grünlands und einer vergleichsweise geringen Nutzungsintensität ein erhöhtes Synergiepotenzial zwischen Naturschutz und Biogaserzeugung (BiogasNatur S. 16).*

Abbildung 5: Infobox BiogasNatur

Die Studie BiogasNatur untersucht mögliche Synergien zwischen Naturschutz und Biogaserzeugung durch die (teilweise) Nutzung von Landschaftspflegegras (grasartiges Landschaftspflegematerial von landwirtschaftlich genutzten Flächen) anhand von vier realen BGA-Standorten. Einerseits werden die Refinanzierungsmöglichkeiten für die Biogasanlage, andererseits das Potenzial und die Grenzen aus Sicht des Naturschutzes untersucht. So werden Aussagen zur möglichen Entwicklung des Anlagenparks unter Berücksichtigung naturschutzfachlicher Belange der Grünlandpflege, auch zum sog. „EU-Greening“, gemacht. Schließlich werden daraus Regelungsvorschläge zur naturschutzbezogenen Optimierung der Grünlandnutzung mit sich daraus ergebenden Konsequenzen für den Anlagenbetrieb abgeleitet.

Dabei handelt es sich beim Standort bzw. BGA 01 um eine Anlage in Rheinland-Pfalz (B-Standort, 500kw, Wärmenetz, sinkender NawaRo-Anteil von über 50% auf unter 50% im Laufe der Zeit, Rest Gülle und Mist). Beim Standort bzw. BGA 02 handelt es sich um eine Anlage in Schleswig-Holstein (C-Standort, 370 kW, reduzierter aber dominanter NawaRo-Anteil).

Der Standort bzw. die BGA 03 liegt in Nordrhein-Westfalen (A-Standort, 795 kW, Gülle, Festmist und NawaRo) und beim Standort / der BGA 04 handelt es sich um eine weitere Anlage in Schleswig-Holstein (C-Standort, 2 MW inkl. Satelliten-BHKW für Wärmenetz) (BiogasNatur S. 40-47). Nach näherer Untersuchung der Flächenkulissen an den vier Standorten aus naturschutzfachlicher Sicht wurden schließlich die techno-ökonomischen Möglichkeiten und Grenzen eines erhöhten Anteils von Landschaftspflegegras in den vier Anlagen in jeweils vier Szenarien abgebildet. Bei den Szenarien handelt es sich um i) Einsatz von Landschaftspflegegras ohne Investition, ii) Reduktion des Maisanteils auf max. 35% des Ausgangswerts, ggfs. mit Investitionen, iii) Downsizing: Teilnahme an EEG-Ausschreibung 2020 mit flexiblerer Nutzung vorhandener Kapazität, und iv) wärmegeführte Fahrweise nach Investition in Gasbrenner (BiogasNatur, S. 65). Zunächst wurden die Szenarien ohne naturschutzfachliche Restriktionen (d.h. ohne Mengenrestriktionen des Landschaftspflegegrases) betriebswirtschaftlich bewertet (BiogasNatur, S. 70-84). Im Anschluss werden erhöhte (standortspezifische) Transportkosten aufgrund der (standortspezifischen) geringer zur Verfügung stehenden Mengen an Landschaftspflegegras an den vier BGA-Standorten (Transport des Landschaftspflegegrases und der Gärreste) einbezogen. Schließlich wurden aus den Ergebnissen Aussagen auf den gesamten BGA-Bestand übertragen und Handlungsempfehlungen für die Biogasbranche und den Naturschutz abgeleitet (BiogasNatur, S. 86-106).

Die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse zeigen, dass – unter Beachtung naturschutzfachlicher Restriktionen – nur das Szenario iii) für alle BGA-Standorte betriebswirtschaftlich vorteilhaft ist und somit eine (teils recht hohe) Zahlungsbereitschaft aus Betreibendensicht besteht. Im Szenario ii) ist die Zahlungsbereitschaft an allen BGA-Standorten negativ, d.h. es müsste ein zusätzlicher Anreiz (Entsorgungsentgelt) gegeben werden. In den Szenarien i) und iv) hängt dies von der Anlagenkonfiguration und weiteren spezifischen Bedingungen ab. So besteht im Szenario i) eine (geringe) Zahlungsbereitschaft an den Standorten 02-04, während am Standort 01 ein (geringes) Entsorgungsentgelt notwendig wäre. Allerdings wird eine höhere Zahlungsbereitschaft nur für den Fall genannt, wenn primär Ganzpflanzensilage verdrängt wird. Im Szenario iv) hingegen wäre ein Entsorgungsentgelt am Standort 02 notwendig, während an den Standorten 01, 03 und 04 (teils recht hohe) Zahlungsbereitschaften bestehen. Hier werden ein bereits vorhandenes Wärmenetz und eine noch nicht erfolgte Überbauung als Voraussetzung gesehen (BiogasNatur, S. 106, 111-113). Der Vergleich der Ergebnisse ohne und mit naturschutzfachlichen Restriktionen zeigt, dass ein geringer Anteil an Landschaftspflegegras betriebswirtschaftlich vorteilhaft ist. Daher sind die größten Synergien bei BGA-Standorten der Flächenkategorie B zu erwarten (BiogasNatur, S. 106-108).

Anlagenseitig ist der Einsatz von Landschaftspflegegras – trotz besonderer Anforderungen an die Anlagentechnik – technisch möglich und er kann auch wirtschaftlich tragfähig sein. So bietet die (teilweise) Substitution die Möglichkeit, mit Problemen bei NawaRo-basierten Substraten – steigende Preise, verschärfte „Maisdeckel“ – umzugehen. Besondere Chancen bestehen hier für Anlagenbetreibende, die noch keine Investitionen z. B. in Überbauung getätigt und die – mit Blick auf kommende Ausschreibungen – die Möglichkeit zum Downsizing haben.

Aus naturschutzfachlicher Sicht zeigen die Ergebnisse weiterhin, dass die energetische Verwertung von Landschaftspflegegras aus Sicht des Naturschutzes sinnvoll sein kann, wenn die Nutzung auf das naturverträgliche Potenzial des jeweiligen Standorts abgestimmt ist. Da die landwirtschaftliche Grünlandnutzung – je nach regionaler oder betrieblicher Ausgangslage – aufgrund rückläufiger Tierbestände tendenziell unbedeutender wird, bietet die energetische Nutzung besondere Chancen bei Grünlandflächen, die bereits aus der Nutzung gefallen sind oder zu fallen drohen (z. B. Rückgang der Schafbeweidung). Auch die Nutzung des Aufwuchses naturschutzrechtlicher Ausgleichsflächen erscheint naheliegend. Schließlich können auch bei Stilllegungsflächen als Greening-Maßnahmen Synergien entstehen. Das Verbot der energetischen Verwertung und die Kosten für (die naturschutzfachlich vorteilhafte) Abfuhr und Kompostierung des Grünschnitts machen diese Flächen i. d. R. wirtschaftlich wenig attraktiv, sodass letzteres häufig nicht erfolgt. Die Verwertung in der BGA könnte hingegen die Kosten kompensieren und so dazu beitragen, die beobachtete Verschlechterung der Qualität der Grünlandflächen (aus naturschutzfachlicher Sicht) aufzuhalten (BiogasNatur, S. 111-113).

Insgesamt stellt Landschaftspflegematerial ein sowohl aus naturschutzfachlicher wie aus energetischer Sicht noch nicht erschlossenes Potenzial dar. Als regulatorisches Hemmnis wird ein fehlendes Verwertungsgebot genannt, das bei Greening-Maßnahmen diskutiert werden sollte. Vielmehr wären ein generelles Verwertungsgebot (ggfs. als Bedingung für den Erhalt von Fördergeldern) und die Herausnahme des Landschaftspflegematerials aus der Abfalldefinition zu erwägen. Zu den vor Ort vorhandenen Mengen bestehen sowohl seitens des Naturschutzes als auch bei BGA-Betreibenden Informationsdefizite, die durch die Erarbeitung überörtlicher, standortangepasster Konzepte gelöst werden können. Gewinne und Kosten können je nach Situation vor Ort unterschiedlich sein. Generiert der Einsatz von Landschaftspflegegras Zusatzgewinne, könnten diese für den Naturschutz eingesetzt werden. In anderen Beispielen kann sich das Betriebsergebnis verschlechtern, sodass Ausgleichszahlungen notwendig werden.

## 4.5 AuRaSa

### Akronym

AuRaSa

### Langtitel

Auswirkungen von veränderten energie- und umweltrelevanten Rahmenbedingungen und Technologiefortschritt auf die Entwicklung sächsischer Biogasanlagen

### Laufzeit; Veröffentlichung

Redaktionsschluss 13.08.2020; Schriftenreihe des LfULG, Heft 14/2020

### Auftragnehmende

- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

### Auftraggebende

Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), Freistaat Sachsen

### Zitat / Quintessenz

*Die Ausschreibungsbeteiligung in der Post-EEG-Phase mit einer deutlichen Flexibilisierung des Anlagenbetriebes bleibt die wirtschaftlichste Option für den Weiterbetrieb von BGA .... Eine hohe Wärmenutzung ... sind für die Wirtschaftlichkeit ... wichtiger als z.B. die Flexerlöse und ein hoher Überbauungsgrad. Eine saisonaler Ausrichtung könnte hierzu ebenfalls beitragen ... Eine strategische Ausrichtung auf das zukünftige Betriebskonzept sollte frühzeitig getroffen werden. ... Bei den Nicht-EEG-Konzepten speziell im Bereich Biomethan könnten langfristige Abnahmeverträge das Risiko eines nicht-wirtschaftlichen Betriebes mindern und eine ähnliche Erlössicherheit bieten wie das EEG. ... Unter den Rahmenbedingungen des bestehenden EEG stehen speziell kleinere Anlagen, ... wie sie in Sachsen in großer Zahl betrieben werden, großen Schwierigkeiten gegenüber. ... Prinzipiell [besitzt] ... der BGA-Bestand in Sachsen ... eine hohe THG-Minderung, deren Wertigkeit zunehmend – wie im Kraftstoffsektor durch die Quoten bereits aktuell vorhanden – monetär besser honoriert werden könnte. Der aktuelle EEG-Rahmen ermöglicht voraussichtlich trotzdem nur einem kleinen Teil des Anlagenbetriebes in Sachsen den Weiterbetrieb. Selbst unter sehr positiven Rahmenbedingungen sinkt der Bestand um ca. ein Drittel (AuRaSa, S. 58-59).*

Abbildung 6: Infobox AuRaSa

Das Projekt AuRaSa entwickelt mögliche Betriebskonzepte, Geschäftsmodelle und Technologieoptionen – sog. Folgekonzepte – für den Weiterbetrieb von BGA nach der zwanzigjährigen EEG-Phase im Bundesland Sachsen. Es werden hierfür fünf Referenz-BGA abgeleitet und in einem Modell abgebildet, die den Anlagenpark repräsentieren sollen. Damit wurden verschiedene wirtschaftliche Szenarien sowie unterschiedliche Folgekonzepte für die BGA abgebildet.

Mittels Aufbereitung von EEG-Daten der Übertragungsnetzbetreibenden und einer Umfrage unter Anlagenbetreibern werden Kennzahlen des sächsischen Anlagenbestands erfasst. Durch Einteilung in Größenklassen und weitere Parameter, wie Wirtschaftsdüngeranteil (WD-

Anteil), Wärmenutzung, Abdeckung des Gärrestelagers wurden die fünf Referenz-BGA (REF BGA 1-5) hergeleitet. Dies sind zwei mittelgroße Anlagen (REF BGA 1-2) von 425 bzw. 420 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung sowie 72% bzw. 77% WD-Anteil und offener bzw. geschlossener Gärrestelager-Abdeckung, beide mit externer Wärmenutzung. Die restlichen drei Referenz-BGA haben ein offenes Gärrestelager, davon eine Kleinanlage mit 72 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung und 100% WD-Anteil (REF BGA 3) sowie eine klein-mittlere Anlage mit 267 kW<sub>el</sub> und 51% WD-Anteil (REF BGA 4). Schließlich eine Großanlage mit 913 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung und 77% WD-Anteil (REF BGA 5) (AuRaSa, S. 9-22, 41). Im Modell RePoMod, das am IER zur Analyse von Repoweringkonzepten für BGA entwickelt wurde, wurden der Substrateinsatz (Modul 1), die Auslegung der Referenz-BGA (Modul 2) und mögliche Repoweringkonzepte (Modul 3) analysiert und im Rahmen verschiedener Szenarien die unterschiedlichen Folgekonzepte integrativ untersucht. Als Ergebnis werden u. a. stündlich aufgelöste BHKW-Einsatzpläne, Wärme- und Gasspeicherfüllstände ermittelt (AuRaSa, S. 23-27). Als Szenarien werden die Fortschreibung des EEG 2017 (REF), die Weiterentwicklung des EEG mit besseren Konditionen zur Gülle- und Gasspeicherung (Gülle+) und schließlich eine stärkere Biomethannutzung im Kraftstoffsektor sowie höhere Preisniveaus und Spreads am Strommarkt (Flex++) angenommen (AuRaSa, S. 28-29). Als Folgekonzepte zum Anschlussbetrieb innerhalb des EEG werden eine doppelte Überbauung (Flex Regulär), der Umbau zur reinen Gülle-BGA mit dem kompletten Verzicht auf NawaRo und sonstiger Substrate (Gülle Min) sowie mit reduziertem NawaRo-Einsatz (Gülle Opt) angenommen. Als Folgekonzepte zum Weiterbetrieb außerhalb des EEG werden die Eigenversorgungskonzepte durch eigene Strom- und Wärmeerzeugung mittels BHKW (KWK-Eigen) sowie die reine eigene Wärmeerzeugung mittels Biogaskessel (Wärme-Eigen) betrachtet. Ferner wird in dieser Gruppe auch die Gasaufbereitung sowohl mit Einspeisung in das Gasnetz (Biomethan-Netz) als auch mit einer lokalen Gastankstelle (Biomethan-CNG) betrachtet (AuRaSa, S. 30-32). Nach einer Einzelbetrachtung der Folgekonzepte (Vorteilhaftigkeit, Einfluss auf Differenzbetrag und anlegbaren Wert etc.) anhand der Referenz-BGA (AuRaSa, S. 41-49) erfolgt eine Analyse der Entwicklung des sächsischen Anlagenbestands (AuRaSa, S. 49-54).

Im Ergebnis zeigt der Vergleich der Folgekonzepte für sächsische BGA (in Bezug auf das Szenario REF), dass das Konzept Flex Regulär für alle Anlagen den niedrigsten anlegbaren Wert ausweist und somit i. d. R. wirtschaftlich günstig ist (v.a. für REF BGA 1, 2, 4). Die Reduktion der Bemessungsleistung in den Konzepten Gülle Min und Gülle Opt ist hingegen nur von Vorteil, wenn die Ausgangs-BGA hinreichend groß ist (REF BGA 5). Das Folgekonzept KWK-Eigen ist stark von individuellen Gegebenheiten abhängig, kann aber – eine hohe Wärmenutzung vorausgesetzt – bei Bezugsstrompreisen >20ct/kWh schnell wirtschaftlich werden (v.a. für REF BGA 3 & 5).

Das Folgekonzept Wärme-Eigen ist häufig nicht wirtschaftlich und bei den – zum Zeitpunkt der Studie – aktuellen Gaspreisen reicht auch der neu eingeführte CO<sub>2</sub>-Preis des BEHG nicht aus. Die Biomethankonzepte erfordern die höchsten Investitionen, bewegen sich aber bei größeren Anlagen und solchen mit hohen Gülleanteilen nahe der Wirtschaftlichkeit. Letzteres zeigt, dass die Einberechnung der THG-Quotenerlöse bei steigenden Gülleanteilen eine analoge Wirkung zu Größenvorteilen hat und entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist. Folgerichtig ist auch Biomethan-Netz das vorteilhafteste Folgekonzept außerhalb des EEG für alle BGA, die die THG-Quote nutzen können. Die Ausnahme stellt REF BGA 4 dar (keine Einhaltung der Mindest-THG-Minderung), für sie ist das Konzept KWK-Eigen – von den Konzepten außerhalb des EEG – am vorteilhaftesten. Die Nähe zum Gasnetz bzw. Absatzmarkt für CNG ist bei Biomethankonzepten eine Voraussetzung. Eine „echte“ Wirtschaftlichkeit ist im Szenario REF jedoch bei keinem der Folgekonzepte außerhalb des EEG gegeben, es sei denn die Einnahmen aus dem Strommarkt und der THG-Quote steigen (Szenario Flex++). Einnahmen aus der THG-Quote sorgen v.a. für eine Wirtschaftlichkeit der REF BGA 2, 3 & 5 (AuRaSa, S. 41-42, 57-58).

Als Ergebnis aus Betreibendensicht folgt, dass die Beteiligung an den EEG-Ausschreibungen und eine deutliche Flexibilisierung die beste Option darstellt. Dennoch sind Wärmenutzung und -erlöse – gegebenenfalls mit saisonaler Flexibilisierung – wichtiger als die Flex-Erlöse aus dem Strommarkt. Schließlich kann strategisches Bieten (mehrfaches Bieten, Berücksichtigung von Degression und eigener Restlaufzeit, Vermeidung BGA-starker Jahrgänge) zur Erreichung eines höheren Zuschlags beitragen. Bei den Biomethan-Konzepten können langfristige Abnahmeverträge für eine ähnlich hohe Sicherheit, wie bei den EEG-Ausschreibungen sorgen. Insgesamt sind für alle Folgekonzepte im Vergleich zur ersten EEG-Phase hohe Investitionen und komplexere Geschäftsmodelle notwendig, die die Risiken erhöhen und die Finanzierung erschweren (AuRaSa, S. 58-59).

Als Ergebnis folgt für den sächsischen BGA-Bestand, dass die Anlagenzahl bis 2035 auf jeden Fall gegenüber dem 2020er Wert deutlich zurückgehen wird und für kleinere Anlagen, die in Sachsen in großer Zahl vorhanden sind, wenig Aussicht auf einen rentierlichen Weiterbetrieb besteht. Unter den aktuellen – zum Stand der Studie – Rahmenbedingungen (Szenario REF) geht die Anlagenzahl grob um rund 80% zurück und selbst unter den sehr positiven Rahmenbedingungen (Szenario Gülle+, Flex++) geht die Anlagenzahl im Schnitt um über ein Drittel zurück (AuRaSa, S. 52-53, Abb. 26). Insgesamt handelt es sich aufgrund der hohen THG-Minderung in Sachsen um einen vergleichsweise vorteilhaften Anlagenbestand.

Aber selbst im Szenario, das die THG-Minderung monetär stärker honoriert (Gülle+), sinkt die Anlagenzahl und auch hier bleibt Flex Regulär das bevorzugte Folgekonzept – trotz verstärkter Nutzung von Gülle Opt, v.a. von REF BGA 4 & 5. Die geringste Absenkung der Anlagenzahl erfolgt im Szenario Flex++, da hier höhere Einnahmen aus dem Strommarkt und der THG-Quote zusammenkommen. Folgekonzepte außerhalb des EEG sind insgesamt nur für wenige BGA erfolgsversprechend und dann am ehesten für die Varianten Biomethan-Netz und KWK-Eigen (AuRaSa, S. 52-53, 59).

Generell sind – analog zu anderen Bundesländern – größere Anlagen im Rahmen der EEG-Ausschreibungen im Vorteil, dann mit dem Konzept Flex Regulär für die meisten Referenz-BGA. Dies führt voraussichtlich zu einer Verschiebung des Anlagenbestands, v.a. dann, wenn es nicht mit einer Änderung der Rahmenbedingungen (Szenario Gülle+) zumindest abgedeckt wird. Für Kleinanlagen sind Folgekonzepte außerhalb des EEG (Biomethan) aufgrund der hohen Gülleanteile und der Honorierung des THG-Vorteils (THG-Quote im Kraftstoffmarkt) am ehesten erfolgsversprechend. (AuRaSa, S. 52-54, 59)

Mit Blick auf die install. Kapazität zeigt sich für den BGA-Bestand, dass im Szenario REF die installierte Leistung im Zeitraum 2020-2035 grob um über zwei Drittel zurückgeht. Im Szenario Gülle+ sinkt sie nur um rund 10% gegenüber dem 2020er Wert und im Szenario Flex++ steigt sie sogar um 43% (AuRaSa, S. 52-53, Abb. 26). Ähnlich verhalten sich die THG-Minderungen des Bestands. D.h. im Szenario REF brechen die vermiedenen Emissionen ein (-45%) und sie steigen hingegen in den Szenarien Gülle+ (+32%) und Flex++ (+27%) (AuRaSa, S. 54, Abb. 27). Insgesamt zeigt der BGA-Bestand damit eine hohe Abhängigkeit von der Regulierung bzw. den gesetzten Annahmen.

## 4.6 NxtGenBGA

### Akronym

NxtGenBGA

### Langtitel

Next Generation [BIOGAS] – einen Schritt weitergedacht. Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen

### Laufzeit; Veröffentlichung

01.11.2017 – 29.02.2020; 08/2020

### Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)

- Teilvorhaben 1: Universität Stuttgart, FKZ: 22404616
- Teilvorhaben 2: Leuphana Universität Lüneburg, FKZ: 22407217
- Teilvorhaben 3: Hochschule Nordhausen, FKZ: 22407717

### Fördermittelgebende

BMEL/FNR

### Zitat / Quintessenz

*Für die untersuchten Folgekonzepte werden keine größeren Potenziale der Kostenreduktion gesehen, da auch im Anschlussbetrieb weiterhin viele Investitionen anfallen und mögliche Einsparung im Bereich der Substratbereitstellung gering sind ... Im Zusammenspiel mit verstärkt komplexeren, vielfältigen und volatilen Ertragsströmen steigt hierdurch das Risiko für Betreiber ... Die aktuellen Ertragsoptionen und -höhen der Energiemärkte reichen dabei nicht aus, um die bestehenden Kosten zu decken und machen eine weitere öffentliche Finanzierung für einen Anschlussbetrieb notwendig. Diese weiteren Finanzierungsinstrumente sollten aber nicht ausschließlich in den energiewirtschaftlichen Aspekten des Biogassektors gründen, sondern sollten auch andere Leistungsbereiche wie z. B. Landschafts- und Ökosystempflege, Wirtschaftsförderung (des Landwirtschaftssektors) oder eine nachhaltige Regionalentwicklung in den Blick nehmen ... Die größte Chance außerhalb des EEG liegt deswegen im Kraftstoffsektor (Biomethanaufbereitung), da hier bereits die hohe Treibhausgas (THG)-Minderung durch Biogasanlagen, speziell im Bereich der Güllevergärung, mit hohen CO<sub>2</sub>-Preisen honoriert wird. (NxtGenBGA, S. 5).*

Abbildung 7: Infobox NxtGenBGA

Auch das Projekt NxtGenBGA untersucht bestimmte Technologie-, Konzept- und Systemvarianten – sog. Folgekonzepte – eines Weiterbetriebs für BGA nach der zwanzigjährigen EEG-Phase. Hierbei werden die Anlagenparks in den drei Bundesländern Baden-Württemberg, Niedersachsen und Thüringen besonders in den Blick genommen und untersucht. Dazu wurden Folgekonzepte sowohl für den Betrieb außer- als auch innerhalb des EEG (Ausschreibungen) entwickelt, es wurden Referenz-BGA festgelegt sowie technische, ökologische, ökonomische und systemische Faktoren einbezogen, d. h. neben der einzelwirtschaftlichen Betrachtung wurde auch eine gesamtwirtschaftliche Modellierung genutzt (NxtGenBGA, S. 5, 100).

Im Projekt NxtGenBGA wurde im Rahmen von Experteninterviews, einer standardisierten Betreiberbefragung und eines regionalen Workshops eine größere Zahl von Folgekonzepten (teils mit Unterkonzepten) abgefragt und bewertet und somit ihre Anzahl reduziert (NxtGenBGA, S. 25-26). Schließlich wurden die Folgekonzepte „Substratwechsel“, „saisonale Fahrweise“, „Flexibilisierung“ (mit regionaler Stromvermarktung) und „Gasaufbereitung“ (mit regionaler Kraftstoffbereitstellung) gewählt (NxtGenBGA, Tabelle 16). Anhand von EEG- und weiteren Daten wurden repräsentative Anlagencluster anhand von Kennzahlen wie Bemessungsleistung, Substratmix/Gülleanteil, Wärmenutzung und Gärrestlager-Abdeckung für die o.g. Bundesländer gebildet. Daraus wurden schließlich sechs Referenz-BGA abgeleitet: BGA 1-2 bilden mit  $75 \text{ kW}_{\text{el}}$  bzw.  $250 \text{ kW}_{\text{el}}$ , einem Gülleanteil von 85% bzw. 51%, ohne und mit Wärmenutzung sowie mit und ohne Gärrestlager-Abdeckung insb. Anlagen in Baden-Württemberg ab, während BGA 3 mit  $365 \text{ kW}_{\text{el}}$ , 71% Gülleanteil, mit Wärmenutzung, aber ohne Gärrestlager-Abdeckung insb. Anlagen in Thüringen repräsentiert. Schließlich sind BGA 4-6 mit 500, 760 und  $265 \text{ kW}_{\text{el}}$  und Gülleanteilen von 40, 18 und 18% repräsentativ für Niedersachsen, wobei Referenz-BGA 4 & 6 mit Gärrestlager-Abdeckung ausgelegt sind, eine Wärmenutzung hingegen nur bei Referenz-BGA 4 vorliegt (NxtGenBGA, Tabelle 3).

Zur Modellierung von Folgekonzepten auf Anlagenebene werden die Referenz-BGA mit „Fällen“ verschnitten. Diese zielen v.a. auf den Effekt einer saisonalen Flexibilisierung ab, die sich primär nach dem saisonalen Wärmelastprofil richtet. So werden neben einem „normalen“ Referenzfall (REF) auch einer mit erhöhtem Wärmebedarf (REF+) sowie ein Fall mit reduzierter Bemessungsleistung durch Reduktion des NawaRo-Anteils um 67% (REDU) betrachtet. Im ersten saisonalen Fall (SEA) wird die Bemessungsleistung in gleicher Weise reduziert (dadurch die Gasproduktion der Wärmenachfrage angepasst) und im zweiten (SEA+) wird die Bemessungsleistung stattdessen – mittels geänderter Gasproduktion – in den Winter verschoben, wodurch ein höherer Wärmebedarf abgedeckt wird. In allen Fällen gilt eine tageszeitlich stromgeführte Fahrweise mit entsprechendem BHKW- (ggfs. auch Gas- und Wärmespeicher-) Zubau. Hierfür wurden verschiedene Varianten und Sensitivitätsanalysen durchgeführt (NxtGenBGA, S. 26ff).

Die Workshops hatten unterschiedliche Fokusse und neben der o.g. Auswahl der Folgekonzepte selbst wurden sozio-ökonomische, ökologische und technische Gütekriterien zur Bewertung der Folgekonzepte ausgewählt und bewertet. Schließlich wurden Wirtschaftlichkeit, Finanzierung und Vermarktungsoptionen der Folgekonzepte behandelt. Die Modellierung im Energiesystem erfolgt anhand von Szenarien „Fortführung EEG 2017“ (REF), „höherer Flexibilitätsbedarf“ (FLEX++) sowie „Modifikation der EEG-Bedingungen“ (EEG-MOD).

Die Folgekonzepte werden insgesamt vereinfacht und integrativ abgebildet und bestehen aus den VOV-Konzepten „Flex-regular“, „Substratwechsel“ und „Saisonal“ sowie den Biomethan-Konzepten „Gasnetz“, „Bio-CNG“ und „Bio-LNG“ (NxtGenBGA, S. 43-46).

Im Ergebnis werden für die Folgekonzepte aus einzelwirtschaftlicher Sicht insgesamt keine größeren Potenziale zur Kostensenkung gesehen. Die notwendigen Neuinvestitionen sind vergleichsweise hoch und im Verbund mit komplexeren und volatileren Einkommensströmen erhöhen sie das Risiko des Betriebs. Weiterhin reichen die Ertragsmöglichkeiten der Energiemärkte – zum Zeitpunkt der Studie – zur Kostendeckung nicht aus, auch wenn die Vergütung anderer Bereiche (Landschafts- & Ökosystempflege, Regionalentwicklung etc.) einbezogen wird. Daher sind alle Folgekonzepte weiterhin auf Förderinstrumente angewiesen und mit Ausnahme des Folgekonzepts „Gasaufbereitung“, das auf den Kraftstoffmarkt fokussiert, ist dies das EEG. Als generell vorteilhafte Ausgangslagen werden eine Mindestbemessungsleistung von 140-200 kW<sub>el</sub>, ein hoher Reststoff- und Nebenproduktanteil sowie ein Überbauungsgrad größer als drei genannt. Resultierende Skaleneffekte gelten als der wichtigste Effekt (NxtGenBGA, S. 5). Bei den Einzelergebnissen wird das Folgekonzept „Substratwechsel“ – wenn auch kein echtes eigenes Konzept, sondern in Kombination mit anderen Folgekonzepten zu betrachten – speziell für NawaRo-Anlagen als die aussichtsreichste Option angesehen, da gleichzeitig die Bemessungsleistung erhalten und THG-Emissionen gesenkt werden können (NxtGenBGA, S. 5-6). So stellt die Substrataufbereitung nicht nur für alle Folgekonzepte den größten Kostenfaktor in Form variabler Gaskosten dar. Beim Folgekonzept „Gasaufbereitung“ beeinflusst die Substrataufbereitung mit Blick auf den THG-Quotenhandel auch direkt die erzielbaren Erträge (NxtGenBGA, S. 5-6, 99-100). Gleichzeitig ist „Gasaufbereitung“ das wichtigste Folgekonzept außerhalb des EEG. Aufgrund geringerer Investitionen ist die Gasnetzeinspeisung – ein Gasnetzzugang in der Nähe vorausgesetzt – ggü. der lokalen Kraftstoffbereitstellung von Vorteil. Bei vorhandener Wärmenutzung (Referenz-BGA 2-4) stellt das Folgekonzept „saisonale Fahrweise“ für VOV mit KWK – ein entsprechendes saisonales Wärmelastprofil vorausgesetzt – über alle Szenarien betrachtet die beste Option dar, mit der zudem hohe THG-Minderungen erzielt werden können.

Insgesamt erfordert die große Vielfalt an Folgekonzepten eine langfristige Strategie und eine frühzeitige Orientierung hin zu neuen Geschäfts- und Organisationsmodellen. Regulierungsseitig sind v. a. eine Fortführung der EEG-Ausschreibungen mit deutlich höheren Volumina sowie eine Umstellung auf z. B. Bemessungsleistung (Unabhängigkeit vom Flexibilisierungsgrad) erforderlich (NxtGenBGA, S. 100-101).

Die Szenarien zeigen mit Blick auf die gemeinsame Anlagenzahl der drei Bundesländer im Zeitraum 2020-2035, dass im Szenario mit Fortführung des EEG 2017 (REF) grob um fast 80% absinken (auf 23%). In den Szenarien mit Modifikation der EEG-Bedingungen (EEG Mod) und mit höherem Flexibilitätsbedarf (Flex++) sinken sie dagegen grob um die Hälfte (auf 48% bzw. 54%). Die gemeinsame installierte Leistung der drei Bundesländer geht im gleichen Zeitraum im Szenario mit Fortführung des EEG 2017 (REF) grob um fast zwei Drittel zurück. Im Szenario mit Modifikation der EEG-Bedingungen (EEG Mod) bleibt sie hingegen nahezu konstant und im Szenario mit höherem Flexibilitätsbedarf (Flex++) nimmt die installierte Leistung – aufgrund der Annahmen zur Flexibilisierung – um rund 20% zu (NxtGenBGA, S. 84, Abb. 40).

Die Stromproduktion sinkt hingegen in allen Szenarien, d.h. in REF auf 16% des 2020er Werts und in den Szenarien EEG Mod und Flex++ auf 39 und 43%. (NxtGenBGA, S. 84, Abb. 41). In der Struktur der verbleibenden Anlagen zeigt sich, dass neben der (abnehmenden Bedeutung der) Größe – und damit Skalenerträge – v.a. der Substratmix und die Wärmenutzung für den Erfolg der Folgekonzepte entscheidend sind, sodass die durchschnittliche Anlagengröße eher ab- als zunimmt. Die Anteile an Gülle und Festmist steigen je nach Szenario unterschiedlich aber in allen Szenarien deutlich an, was Auswirkungen auf die vermiedenen THG hat. So bleibt die THG-Minderung im Szenario EEG Mod – trotz geringerer Stromproduktion – zu 93% erhalten, mit ähnlicher Reduktion im Szenario Flex++. Im Szenario REF fällt hingegen 55% der THG-Minderung weg. (NxtGenBGA, S. 85-86).

Mit Blick auf die einzelnen Folgekonzepte bestätigt die Modellierung insgesamt die Ergebnisse der einzelwirtschaftlichen Betrachtung. Die Folgekonzepte „Substratwechsel“ und „Saisonalisierung“ sind unter den angenommenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich noch am vorteilhaftesten (und erreichen die höchsten THG-Reduktionen). Sie könnten im besten Fall bis zu 50% des untersuchten Bestands einen Weiterbetrieb außerhalb des EEG ermöglichen. Allerdings ist dies stark vom bestehenden Marktdesign (fehlende regionale Vermarktung, fehlende CO<sub>2</sub>-Preise und/oder CO<sub>2</sub>-Zertifikate für Güllevergärung) und dem Preisniveau des Strommarkts (und Wärmemarkts) abhängig. Zum Zeitpunkt der Studie war das Preisniveau zu niedrig, sodass die VOV mit KWK ohne ein EEG i. d. R. nicht wirtschaftlich darstellbar ist (NxtGenBGA, S. 100-101). Das Folgekonzept „Gasaufbereitung“ (in der Modellierung zusammen mit „Substratwechsel“ umgesetzt) kommt hingegen für mehr Anlagen in Frage. Da die Kostensenkungspotenziale der Rohgasgestehung als gering erachtet werden, sind hier neue Lösungen (Mikrogaskonzept, Förderung von Rohgasinfrastruktur in der ländlichen Regionalplanung etc.) notwendig (NxtGenBGA, S. 101). Bei NawaRo-geprägten Anlagen sind die Rückgänge am größten. Auch der Weiterbetrieb kleiner Gülleanlagen sowie der Wechsel in das Folge-

konzept „Gasaufbereitung“ ist nur in Szenarien mit höheren CO<sub>2</sub>-Preisen möglich (NxtGenBGA, S. 102). Mit Blick auf die Altersstruktur ist aufgrund der geringen EEG-Ausschreibungsvolumina v. a. die Alterskohorte mit Inbetriebnahmejahr 2009-2011 betroffen. Aufgrund der genannten Faktoren (Größe, Substratmix, Alter, Wärmenutzung) ist der Einbruch in Niedersachsen am stärksten und in Baden-Württemberg am schwächsten (NxtGenBGA, S. 103-104).

Mit Blick auf die Handlungsempfehlungen gilt für Betreibende zunächst, dass die großen anlagenspezifischen Unterschiede auch individuelle Folgekonzepte erfordern. Am ehesten gilt als generelle Empfehlung – trotz aller damit einhergehenden Probleme (Komplexität etc.) – eine Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen mit deutlicher Anlagenflexibilisierung. Dies gilt besonders, wenn eine hohe Wärmenutzung möglich ist. Ansonsten kann das Folgekonzept „Gasaufbereitung“ mit langfristigen Abnahmeverträgen evtl. eine ähnliche Sicherheit bieten. Entscheidend ist eine frühzeitige Ausrichtung auf ein Folgekonzept. Insgesamt wird die Ertragsstruktur wichtiger, die z. T. direkt mit dem Substratmix verbunden ist (THG-Quote). Schließlich werden die Geschäftsmodelle komplexer und risikoreicher (NxtGenBGA, S. 105-106). Die zentrale Handlungsempfehlung für zukünftige Rahmenbedingungen ist die Fortführung der EEG-Ausschreibungen über 2023 hinaus, um mit Blick auf die EE-Ausbauziele den Bestand strategisch zu erhalten und keine Erzeugungskapazität für Erneuerbare Energien zu verlieren. Weiterhin sollte in den Ausschreibungen anstatt der installierten Leistung die Bemessungsleistung als Maß genutzt werden, um eine hohe Überbauung zu ermöglichen. Auch sollte eine an die anlagenspezifischen Direktvermarktungserträge gekoppelte Faktorprämie die tatsächliche Flexibilisierung in der Praxis (Fahren nach flexiblem Fahrplan) stärker anreizen. Schließlich würde ein Aussetzen der Degression der Höchstgebotsgrenze die Benachteiligung kleiner BGA etwas entschärfen. Zur verbesserten THG-Minderung sollte – analog zum Kraftstoffsektor – eine Mindestanforderung mittels dynamischer Anpassung der Referenzwerte aus der RED II oder durch eine alternative Förderstruktur (höhere Vergütung der Güllennutzung) geschaffen werden. Alternative Instrumente sind v. a. notwendig, wenn auf eine Förderung aus dem Stromsektor verzichtet werden soll. Gleichzeitig reichen die berechneten Instrumente für auskömmliche Erträge nicht aus, d.h. es sind höhere Einnahmen aus der Strom- und Wärmevermarktung für einen rentierlichen Betrieb der BGA erforderlich. In diesem Zusammenhang werden auch die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise für fossile Brennstoffe die Wettbewerbssituation von BGA entsprechend verändern bzw. günstig beeinflussen.

Zu guter Letzt kann festgestellt werden, dass die bundeseinheitlichen Rahmenbedingungen verschiedene Wirkungen in den unterschiedlichen Bundesländern haben. In Niedersachsen steht das Folgekonzept „Substratwechsel“ im Vordergrund, in Thüringen die „Saisonalisierung“, wohingegen für den Anlagenpark in Baden-Württemberg keine so klare Empfehlung abgegeben werden kann. Andere Maßnahmen, wie z. B. der Zusammenschluss von Anlagen und der (in der Regionalplanung mitgedachte) Aufbau einer Rohgasinfrastruktur für das Folgekonzept „Gasaufbereitung“ sind aber auch bundesweit als sinnvoll anzusehen.

## 4.7 BE20plus

### Akronym

BE20plus

### Langtitel

Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020

### Laufzeit; Veröffentlichung

01.11.2017 – 30.08.2020; 04.02.2021

### Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)

- Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ)
- Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen und Landwirtschaft (IZES)
- Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER)
- Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (UHH)
- Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ)
- Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT)

### Fördermittelgebende

BMEL/FNR

### Zitat / Quintessenz

*Nach den Berechnungen im Projekt BE20plus, die auf dem Ausschreibungsdesign und den Rahmenbedingungen des EEG 2017 basieren, werden voraussichtlich nur wenige Bioenergieanlagen nach Auslaufen der ersten Förderperiode im EEG unter Ausnutzung zusätzlicher Geschäftsfelder den Weiterbetrieb umsetzen ... können. Gleichzeitig zeigen die Berechnungen in der Systemperspektive, dass Bioenergieanlagen einen essentiellen Baustein für ein kostengünstiges Energiesystem nach der Energiewende darstellen. Dafür bedarf es ... einen passenden und verlässlichen Regulierungsrahmen, ... (BE20plus, S. 154).*

Abbildung 8: Infobox BE20plus

Das breit angelegte Verbundvorhaben BE20plus leitet angesichts des vorhandenen Anlagenparks mögliche Geschäftsfelder für Bioenergieanlagen (Biogas und feste Biomasse) ab, die diese prinzipiell in der Post-EEG-Phase nutzen könnten. Die Geschäftsfelder werden sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch aus volkswirtschaftlicher / energiesystemischer Perspektive bewertet. So wird einerseits untersucht, welche Anlagen(-typen) mit welchem Geschäftsfeld prinzipiell in einen Folgebetrieb gehen könnten. Weiterhin wird untersucht, welche Geschäftsfelder unter welchen betriebswirtschaftlichen Bedingungen miteinander kombinierbar sind. Zudem gibt es eine Reihe von Einzeluntersuchungen und Literaturrecherchen zu einigen Geschäftsfeldern und weiteren Aspekten. Andererseits wird aus energiesystemischer Perspektive untersucht, welchen Beitrag Biogas / Bioenergie zur Erreichung der Energiewende leisten kann und welche Charakteristika der Anlagenbestand dazu aufweisen müsste („idealer Anlagenbestand“).

Aus den Ergebnissen werden sieben Handlungsfelder abgeleitet, die sich überwiegend an die Anlagenbetreibenden richten. Allerdings lassen sich aus allen Handlungsfeldern auch Empfehlungen für die Gesetzgebung / Regulatorik ableiten.

Für die *betriebswirtschaftliche Post-EEG-Perspektive* erfolgt zunächst eine detaillierte Abbildung des Anlagenparks mit den jeweiligen ökonomischen und technischen Charakteristika (sog. Input-Output-Modell). So werden aus den acht Hauptgruppen Gülleklein-BGA, NawaRo-BGA, Abfall-BGA, Altholz-HKW, Holzheiz-Kraftwerke, Pflanzenöl-BHKW, Biomethan-BHKW und HKW-Papier-Zellstoffproduktion mit jeweiligen (unterschiedlichen) Größenklassen 20 Untergruppen gebildet. Weiter untergliedert in unterschiedliche Jahrgänge entstehen so insgesamt 400 Untergruppen, für die die Bestandsentwicklung von 2000 bis 2020 abgebildet wird (BE20plus, S. 4-7). Danach werden mögliche Geschäftsfelder und deren Kombinationsmöglichkeiten festgelegt und einer betriebswirtschaftlichen Modellanalyse unterzogen (BE20plus, Abschnitt 2.1.1). Zunächst stehen alternativ wählbare Referenz- Geschäftsfelder zur Wahl: G1: 1.0 Stilllegung, 1.1. §104 EEG 2017, 1.2 Eigenstrom, 1.3 Biomethan, 1.4 Ausschreibung mit Absenkung der Bemessungsleistung (Flexibilisierung nach „unten“), 1.5 Ausschreibung mit Erhöhung der installierten Leistung (Überbauung). Davon können einige mit sogenannten kumulativ-optimierten Geschäftsfeldern (G2: 2.1 erhöhter KWK-Anteil, 2.2 Spotmarkt, 2.3 Regelleistung) kombiniert werden. Diese können schließlich mit sogenannten innovativen Geschäftsfeldern (G3: 3.1 Verteilnetz-Systemdienstleistung, 3.2 Ökosystemleistung, 3.3. Nitratentlastung) kombiniert werden (BE20plus, Abb. 5), sodass sich bestimmte Geschäftsfeld-Kaskaden ergeben. Die Einnahmen der Geschäftsfeld-Kaskaden (Ausschreibungsdesign, Strom- & Wärmepreise etc.) werden auf die jeweiligen Untergruppen angewendet. Die Kombination verschiedener Annahmen zu Technik und Kosten der Untergruppen sowie unterschiedliche Preisniveaus der Einsatzstoffe und weiteren Rahmenbedingungen ergibt entsprechende Einnahmeströme (BE20plus, Abb. 8). Im Ergebnis dieser betriebswirtschaftlichen Modellanalyse zeigt sich, dass in der Post-EEG-Phase im Trendszenario (mittlere Kaskade: reguläres & optimiertes Geschäftsfeld, mittlere Einsatzstoffpreise) fast alle Anlagen in eine Form des Ausschreibungsdesigns (GF 1.4-1.5) wechseln und dort verbleiben. Nur kleine NawaRo-Anlagen-Klassen (250 & 500kW) wechseln Anfang der 2030er in das GF 1.3 (Biomethaneinspeisung). Kaskadierte Geschäftsfelder (Kumulation GF 2 & 3) werden nicht gewählt.

Dazu kommt eine Reihe von *vertiefenden Einzelanalysen* und Literaturrecherchen zu bestimmten Geschäftsfeldern und weiterführenden Aspekten.

- Ein besonderer Fokus liegt auf dem Geschäftsfeld Wärmenutzung. Der kurze Problemaufriß für Wärmenutzung in Bioenergieanlagen (Abschnitt 2.2.4) zeigt, dass dieses wichtige und bereits lange diskutierte Geschäftsfeld aufgrund der meist „verstreut“ liegenden Wärmesenken entweder eine Sondernutzung (Gewächshaus, Schwimmbad o. ä.) oder den Anschluss an ein Wärmenetz benötigt. Aufgrund unterschiedlicher Voraussetzungen und der schwierigen Vergütungssituation – zum Zeitpunkt der Studie – ist die mögliche Bandbreite an Erlösen groß. Seit 2015 werden Wärmesenken systematisch in Katastern erfasst. Eine aktuelle GIS-Analyse (BE20plus, Abschnitt 2.5) zeigt, dass bei rund 50% der Anlagen geeignete Wärmesenken im Umkreis von max. 5 km liegen und bei einem Großteil dieser Anlagen die Distanz zur nächsten Wärmesenke nur max. 1,5 km beträgt. Wärmeauskopplung ist auch deshalb für alle Anlagentypen entscheidend, weil die Erlöse des Strommarktes – zum Zeitpunkt der Studie – alleine zu Refinanzierung nicht ausreichen.
- Die Einzelanalysen zum Bereich Holzwirtschaft (BE20plus, Abschnitt 2.2.6) zeigen für den Bereich Altholz (basierend auf dem Projekt Altholz Quo Vadis), dass Altholzanlagen – aufgrund der Entsorgungserlöse für das Altholz – bei ausreichender Wärmenutzung (wiederum zum Zeitpunkt der Studie) selbst ohne EEG refinanzierbar wären (Strom-, Wärme- und Altholzerlöse). Daher ist – neben anderen regulatorischen Änderungen (Harmonisierung des EU-Rahmens der Altholzverwertung) – in der Post-EEG-Phase v. a. der Erhalt der Altholzerlöse entscheidend. Fallen diese Erlöse durch die präferierte stoffliche Verwertung des Gesetzgebers (60% Recyclingquote bis 2030) weg, ist nicht nur die Finanzierung der Anlagen gefährdet. Es entstünde zudem – mit Blick auf zu erwartende Altholzmengen – ein akutes Entsorgungsproblem, wenn ein Ersatz für alte Altholzanlagen nicht mehr finanzierbar wäre, zumal die Recyclingquote als sehr ambitioniert eingestuft wird. Anlagen für Waldrestholz benötigen hingegen – auch bei hoher Wärmenutzung – ein Vielfaches der Strommarkterlöse von Altholzanlagen, um wirtschaftlich zu sein. Als „konventionelle“ Dampfkraftwerke bieten Holzkraftwerke insgesamt weniger Raum für Anlagenflexibilisierung und daraus entstehende Erlössteigerungen am Strommarkt.
- Mit Blick auf den Strommarkt bietet das Geschäftsfeld Regelenergie (BE20plus, Abschnitt 2.2.2) nach Einschätzung von befragten Direktvermarktern auch für BGA ohnehin wahrscheinlich nur einen Zusatzerlös und dies auch nur im Segment der Sekundär-Regelleistung (SRL). Dies lenkt den Fokus im Strombereich eher auf die Spotmärkte (kurzfristige Großhandelsmärkte), um Zusatzerlöse durch Anlagenflexibilisierung zu generieren. Dazu wird im Abschnitt 2.6.3 ausgeführt, dass der größte Anteil der Zusatzerlöse

am Day-Ahead Auktionsmarkt generiert werden kann. Mit zunehmender Flexibilität der Anlage (mögliche Start-Stopp-Vorgänge und höhere Überbauung) verschiebt sich dieser Anteil in Richtung kontinuierlichem Intraday Handel.

- Für das Geschäftsfeld Biomethan werden zwei Potenzialabschätzungen vorgenommen. In einem Vergleich von Energiesystemmodellen (Top-Down-Ansatz; BE20plus, Abschnitt 2.2.3, basierend auf Matschoss et al (2020)) wird für 2030 ein durchschnittliches Biomethan-Potenzial von 32,5 TWh/a (Bandbreite: 11-54 TWh/a) geschätzt. In einer infrastrukturorientierten GIS-Analyse (Bottom-Up-Ansatz; BE20plus, Abschnitt 2.5.2) wird das Potenzial für 2030 mit 24,9 TWh/a geschätzt. Damit liegen beide Werte – obwohl durch unterschiedliche Methoden ermittelt – in vergleichbarer Größe.
- Über landwirtschaftliche Aspekte der Biogasnutzung gibt eine Betreibendenumfrage unter landwirtschaftlichen Betrieben Aufschluss (Abschnitt 2.2.5). So wurde angegeben, dass die freiwerdenden NawaRo-Flächen (geschätzte 1,6 Mio. ha landwirtschaftliche Nutzfläche) für den Anbau von Marktfrüchten anstatt zu Gunsten des Naturschutzes (Extensivierung) genutzt würden. Zudem würden 40-50 Mt weniger Gülle verwertet und entsprechend weniger THG vermieden, wodurch auch hier – neben der fehlenden THG-Vermeidung – ein akutes Entsorgungsproblem entstünde.

Für die *energiesystemische Post-EEG-Perspektive* (BE20plus, Abschnitt 2.3) wird ein Energiesystemmodell für Strom und Wärme um den bestehenden Bioenergieanlagenpark (Biogas- und Holzheiz-KW) erweitert (Modell E2M2-Bio). Damit wird – neben fossilen Technologien, anderen EE-Technologien etc. – auch die Bioenergie Bestandteil endogener Investitions- und Einsatzplanung, um die Energiewendeziele kostenminimal zu erreichen. D. h. ausgehend vom vorhandenen Anlagenpark (Brownfield-Ansatz) wird in einige der oben genannten Geschäftsfeldern in Bestands- oder Neuanlagen investiert, wenn dies kostenoptimal ist. Der vorhandene BGA-Park ist dabei in Größen-Clustern von 75 kW, 250 kW, 500 kW, 1000 kW und 2000 kW und 5-Jahres-Kohorten (2000, 2005, 2010, 2015) abgebildet (BE20plus, Abb. 42, Tab. 20, Tab. 22). Diese können bis zu 5-fach überbaut werden und es sind entsprechend unterschiedliche Investitions- und Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity – LCOE) für das Repowering (im Rahmen der EEG-Ausschreibungen für 10 Jahre) der Bestandsanlagen und für den Neubau hinterlegt. Das festgelegte gesamte Biogaspotenzial bildet eine Restriktion für den BGA-Gesamtbestand, sodass die Stilllegung von BGA-Kapazität vormals gebundenes Potenzial freigibt. Der Bestand an Holz-Heizkraftwerke ist in „groß“ (10 MW<sub>el</sub>) und „klein“ (5 MW<sub>el</sub>) mit analogen Alterskohorten geclustert, in die entsprechend investiert werden kann (BE20plus, S. 78). Die Investitionsentscheidungen erfolgen im Rahmen von Szenarien, in denen das Erreichen der Energiewendeziele (EE-Anteil 95%, THG-Reduktion 95% ggü. 1990 beides bis 2050)

stets vorgegeben ist. Allerdings erfolgt eine Abstufung in Bezug auf die zugelassenen Maßnahmen mit Blick auf die Bioenergieanlagen und die daraus resultierenden Wirkungen auf das Energiesystem: ein auslaufender Biogasanlagenpark bis 2035 ohne weitere Maßnahmen (OBM2035), eine Flexibilisierung im Betrieb als einzige Maßnahme (REF), zusätzlich Repowering und Neubau (Trend I) und schließlich weitere Erlösmöglichkeiten außerhalb des Strom- und Wärmemarkts (Trend II).

Als Hauptergebnis der Energiesystemanalyse (BE20plus, Abschnitt 2.3.5) führen Flexibilisierung, Repowering und (flexibler) Neubau des Bioenergieparks zur Senkung der Energiesystemkosten. Dies wird besonders bei hohen EE-Anteilen, hoher Stromnachfrage und mit Blick auf den Kohleausstieg virulent. Damit ist die Eigenschaft „Flexibilität“ das entscheidende Kriterium, da sie damit dem Ausgleich der Residuallast dienen können. So steigt die Stromproduktion insb. aus neuen & repowerten Großanlagen (500 MW & 1000 MW) fast kontinuierlich über den gesamten Zeitraum an, sodass das Neubaupotenzial ab 2040 erschöpft ist. Die Stromproduktion aus Altanlagen kommt ab 2035 zum Erliegen (BE20plus, Abb. 50). Gleichzeitig steigen auch die Volllaststunden im Zuge des Kohleausstiegs und des steigenden Stromverbrauchs durch Sektorkopplung. Weiterhin senkt flexible Bioenergie den Erdgasbedarf und damit die THG-Emissionen. Wird kein Repowering zugelassen (REF-Szenario), steigt der Zubau und Einsatz an Erdgaskapazitäten, relativ zum Trendszenario. Dies verstärkt sich noch, falls die Bioenergiekapazitäten bis 2035 ganz auslaufen (OBM2035-Szenario). Kleine Biogasanlagen und Biomethan sind – im Modellrahmen – zu teuer, u.a. weil Wärme nur bis 100 °C und keine indirekten landwirtschaftlichen Emissionen oder sonstige Ökosystemleistungen abgebildet sind (BE20plus, S. 96).

Als *Gesamtergebnis* (BE20plus, S. 157-166) wird zunächst auf den vielseitig einsetzbaren Querschnittscharakter der Bioenergie hingewiesen, die ein Schlüsselement für Systemintegration fluktuierender EE auf mehreren Ebenen darstellt. Somit erfüllt die Bioenergie als Leitbild wichtige Funktionen i) im Energiesystem, ii) beim Klimaschutz, iii) in landwirtschaftlichen Betrieben und iv) in Land-, Forst- & Kreislaufwirtschaft. Die *sieben Handlungsfelder* sind im Einzelnen:

- *Systemdienstleistungen für Strom & Wärme:* i) Flexibilität und Versorgungssicherheit: Strom als Flexibilitätsoption dient zur Substitution von Erdgaskraftwerken und ist somit relevant für Systemdienstleistungen und THG-Minderung. Letzteres erfolgt auch im Wärmesektor. ii) Gesamtsystemkosten sinken durch flexible Bioenergie und (über) kompensieren Kosten von Anreizsystemen v. a. bei hohen fluktuierenden EE-Anteilen. Dies erfordert allerdings eine mehrfache Überbauung, die der Strommarkt alleine (Energy-Only-Market) nicht refinanziert.

- *Wärme(-auskopplung):* Die (Steigerung der) Wärmeauskopplung stellt auch für Anlagen mit bereits ausgekoppelter Wärme ein wichtiges Geschäftsfeld dar. Generell ist die Höhe der (zusätzlichen) Wärmeauskopplung vom Verhältnis der Wärmesenke zu den Distributivkosten abhängig. Die genannten Werte zu geeigneten Wärmesenken in Anlagennähe (bei 50% der Anlagen im Umkreis von 5 km, einem Großteil davon nur 1,5 km) zeigen ungenutzte Potenziale auf. Und da die Umsetzung der sogenannten Wärmewende bisher eher verbesserungswürdig ist, steigt in Zukunft möglicherweise der politische Druck, die Rahmenbedingungen für die Wärmeauskopplung zu verbessern.
- *Biomethan:* Die Umrüstung auf Biogasaufbereitung (Methanisierung) stellt eine energiesystemisch sehr sinnvolle Alternative zur VOV dar. Unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist sie allerdings schwierig umzusetzen und hat einige infrastrukturelle Voraussetzungen. So ist diese Option v. a. dann sinnvoll, wenn nur geringe Chancen bei den EEG-Ausschreibungen bestehen und eine Wärmevermarktung nicht gegeben ist. Schließlich sollte ein Anlagen-Pooling möglich sein und ein Gasanschluss in der Nähe sowie die Topographie günstig sein (z. B. keine hinderlichen Straßen, Schienen, Flüsse).
- *Einsatzstoffmix:* Die Umstellung auf Reststoffe muss schrittweise erfolgen, da neben der Anpassung der Anlagen eine Reihe von Herausforderungen in Bezug auf Koppelprodukte, regionaler (Ungleich-)Verteilung und teilweise mangelnder Transportwürdigkeit bestehen.
- *Ökosystemleistung:* Innovative Geschäftsfelder im Bereich Boden & Landnutzung (Blühwiesen, Gewässerschutz, Tourismus; vgl. auch Projekt MakroBiogas) erbringen unter der jetzigen Regulierung nur geringe Finanzierungsbeiträge, da diese meist freiwillig sind.
- *Sonst. Systemwirkungen:* Analog zum Handlungsfeld Ökosystemleistung können innovative Geschäftsfelder an regional angepassten Substratmixen aus regionaler Landschaftspflege (mit Biodiversitäts- und/oder touristischer Motivation) ausgerichtet werden. Weiterhin können Biostrom und -gas regional vermarktet werden.
- *Anlagentechnik und Betrieb:* Viele der oben genannten Geschäftsfelder erfordern den Umbau und die Nachrüstung von Anlagen, weshalb oftmals eine Reihe von Punkten zu beachten ist. So erfordert i) der rechtssichere Weiterbetrieb häufig Nachgenehmigungen und neue Dokumentationspflichten und ii) die Flexibilisierung das richtige Verhältnis zwischen Überbauung und zusätzlichen möglichen Erlösen. Schließlich hat iii) die Wärmeauskopplung als wichtigstes Nebenprodukt Voraussetzungen bzgl. Infrastrukturen, zeitl. Nachfrageprofil etc. Generell sollte iv) eine kritische Überprüfung der Potenziale zur Kostensenkung und Erlössteigerung erfolgen sowie v) eine rechtzeitige Auseinandersetzung mit der Post-EEG-Frage und welche der möglichen Geschäftsfelder für die eigene Anlage in Frage kommen.

## 4.8 OPTIBIOSY

**Akronym**

OPTIBIOSY

**Langtitel**

Untersuchung der Potentiale und Entwicklung eines Optimierungsmodells für Biogasanlagen im Kontext des zukünftigen Stromsystems

**Laufzeit; Veröffentlichung**

01.09.2018 – 31.08.2021; Erstellung: 11/2021; Veröffentlichung 09.05.2022

**Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)**

- Teilvorhaben 1: Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg; FKZ: 22405016
- Teilvorhaben 2: Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden; FKZ: 22410417
- Teilvorhaben 3: Institut für Energietechnik IfE GmbH an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden; FKZ: 22410517

**Fördermittelgebende**

BMEL/FNR

**Zitat / Quintessenz**

*In einer übergreifenden Betrachtung der Ergebnisse zu den vier untersuchten Systemdienstleistungsbeiträgen durch Biogasanlagen muss konstatiert werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Biogasanlagen rein über den Stromverkauf am Spotmarkt und die im Projekt ermittelten Zusatz Erlöse durch Systemdienstleistungen sehr schwierig darzustellen ist. Die Vermarktung von Systemdienstleistungen kann lediglich als mögliche Zusatzeinnahmequelle angesehen werden, die in Kombination mit weiteren Vermarktungsmöglichkeiten zu einem wirtschaftlichen Betrieb beitragen kann. (OPTIBIOSY, S. 41)*

Abbildung 9: Infobox OPTIBIOSY

Das Verbundvorhaben OPTIBIOSY untersucht die möglichen Beiträge durch und Ertragsmöglichkeiten für Biogasanlagen durch die Bereitstellung der Systemdienstleistungen (SDL) Engpassmanagement, Blindleistung, Momentanreserve und verschiedener Netzwiederaufbaukonzepte. Auf die Analyse von Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkten wurde aufgrund der häufigen regulativen Änderungen 2017-2021 verzichtet.

Es wurden fünf repräsentative BGA-Referenzanlagen ausgewählt, die entsprechend ihrer technischen Parameter (BHKW, Gasproduktion etc.) abgebildet sind und in Modellen realer Mittelspannungsnetze der Lechwerke Verteilnetz GmbH integriert wurden. Bei den Referenzanlagen handelt es sich um zwei mittelgroße Anlagen typisch für Bayern (Anlagen 1-2, 250 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung), zwei Güllekleinanlagen (Anlagen 3-4, 75 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung) und eine große, stark flexibilisierte, typisch norddeutsche (Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen) Anlage (Anlage 5, 1.000 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung). Die mittleren und kleinen Anlagen sind jeweils als nichtflexibilisierte (Alt-)Anlagen (1, 3) und flexibilisierte Anlagen (2, 4) ausgelegt, wo-

bei die flexibilisierten Anlagen mit zusätzlichen, teils größeren, BHKW und größeren Gasspeichern ausgerüstet sind, die einen Fahrplanbetrieb ermöglichen (OPTIBIOSY, Tabellen 1-3). Zur Berechnung von Spotmarktpreisen und Residuallast wurden ein kommerziell verfügbares Spotmarktpreisszenario genutzt, weitere Daten erhoben und Berechnungen durchgeführt. Ferner wurden auf Basis der Referenzanlagen ein Spotmarkt-Optimierungsmodell (Spot-OPM) und, darauf aufbauend, ein SDL-Optimierungsmodell (SDL-OPM) aufgebaut. Ersteres berechnet anhand vorgegebener Spotmarktpreise und BHKW-Kosten, Gasspeichervolumina etc. einen optimalen täglichen Fahrplan. Letzteres berücksichtigt die zu erbringenden SDL und passt den Fahrplan entsprechend an, je nachdem, welche SDL anhand von Kostentermen und Nebenbedingungen „zugeschaltet“ sind (OPTIBIOSY, Abschnitt I. 1 bis S. 17).

Für die SDL *Engpassmanagement* (Einspeisemanagement nach §14 EnWG) wurden die flexibilisierten Referenzanlagen (2, 4 und 5) an bestimmten Stellen der Netzmodelle platziert und mit den Simulationsmodellen verknüpft, um deren Fähigkeit zur Abregelung, die Effekte auf Netze sowie Kosten und Nutzen zu testen (OPTIBIOSY, S. 18-26). Im Ergebnis könnten BGA 30-70 % der Abregelenergie der genannten Netzmodelle übernehmen und zwischenspeichern. Zum Ausgleich der Mindererlöse aufgrund der Abweichung vom optimalen (spotmarktorientierten) Fahrplan müssten mit der zwischengespeicherten Energie Zusatzerlöse von 2-6 ct/kWh (zusätzlich zum Spotmarkterlös) erzielt werden. Werden die Abregelungen vergütet, liegen die möglichen Zusatzeinnahmen bei PV-bedingten Engpässen für die Referenzanlage 5 bei ca. 15 % und für die Referenzanlagen 2 und 4 bei ca. 3 % und 7 %. Bei Wind-bedingten Engpässen liegen die Erlöse deutlich niedriger im einstelligen Prozentbereich der jährlichen Spotmarkterlöse (Anlage 2: 2,75 %; Anlage 5: 3,25 %; Anlage 4: 0,1 %). Als Handlungsempfehlung sollte v. a. der Einsatz größerer flexibilisierter BGA von Netzbetreibern geprüft werden. Eine Vergütung ist notwendig und könnte z. B. über Smart Meter erfolgen (OPTIBIOSY, S. 27).

Die SDL *Bereitstellung von Blindleistung* dient vorwiegend der Spannungshaltung in der lokalen und ggfs. in der übergeordneten Netzebene. Die Bereitstellung durch BGA erfordert einen größeren Generator, wodurch ein zusätzlicher Investitionsbedarf und evtl. höhere Betriebskosten entstehen. Derzeit besteht keine Kompensation für die Bereitstellung von Blindleistung, aber die Regelungen nach §12 EnWG lassen zukünftig ein marktorientiertes Beschaffungsverfahren erwarten. Für die Abschätzung wurden aus einer externen Szenario-Studie für zukünftige Bedarfe von Blindleistung bestimmte Netzgebiete mit spezifischen Bedarfsprofilen für Blindleistung für das Jahr 2035 ausgewählt und mit dem vorhandenen zukünftigen Blindleistungspotenzial der Referenzanlagen verglichen. Dabei wurden Szenarien mit reiner Spotmarktoptimierung und zusätzlicher Optimierung der Einnahmen aus Blindleistung unterschieden.

Als Ersatz für Preise wurden Kosten der Blindleistungsbereitstellung der Netzbetreiber angesetzt, um mögliche Zusatzeinnahmen der BGA zu berechnen. Weiterhin wurde abgeschätzt, wieviel Blindleistung damit insgesamt für die jeweiligen Netze unter Berücksichtigung von Fahrplänen und Blindleistungsbedarfen unterer Netzebenen zur Verfügung stehen (OPTIBIOSY, S. 27-35). Im Ergebnis könnten die Referenzanlagen bis zu 1 % Zusatzeinnahmen ggü. den Spotmarkteinnahmen generieren, wenn der Aufwand der Netzbetreiber als Wert angesetzt wird. Werden Einnahmen aus der Blindleistungsbereitstellung im Fahrplan berücksichtigt, kann bis zu einem Drittel mehr Blindleistung bereitgestellt werden. Netzseitig beträgt das Blindleistungspotenzial von BGA in einigen Netzgruppen bis zu einem Drittel des Jahreshöchstbedarfs, das fahrplanmäßig verfügbare Blindleistungspotenzial beträgt hingegen zwischen 1,5-11 % des im Jahresverlauf höchsten Blindleistungsbedarfs (OPTIBIOSY, S. 37). Als Handlungsempfehlung ist eine Vergütung zu erwägen, wenn damit der Neubau von Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung reduziert und stattdessen BGA am Netz gehalten werden können. Betreibende sollten zur Vermarktung möglichst mit etablierten Vertragspartner:innen (Direktvermarktenden) arbeiten. Allerdings sind die individuellen Netzsituationen unterschiedlich und in vielen Fällen stehen auch einfachere / kostengünstigere Maßnahmen zur Verfügung (OPTIBIOSY, S. 37).

Die *Momentanreserve* ist die erste Maßnahme der SDL Frequenzhaltung, bevor die Primärregelleistung einsetzt. Sie wird über das Massenträgheitsmoment rotierender Schwungmassen bereitgestellt, wobei das Moment mit steigender Masse überproportional steigt. Daher wurde diese SDL bisher v. a. durch konventionelle Großkraftwerke erbracht, die allerdings im Zuge der Energiewende zunehmend stillgelegt werden. Soll dieselbe Höhe an Momentanreserve durch BGA (d.h. kleinere, dezentrale Einheiten) erbracht werden, sind überproportional höhere Kapazitäten dafür erforderlich. Anhand einer Reihe von Berechnungen und Annahmen wurde der mögliche Beitrag der BGA zur Momentanreserve berechnet. Zur monetären Bewertung werden die anteiligen Kosten von Batteriespeichern als Wert angesetzt, die – neben der Bereitstellung von Primärregelleistung – diese Aufgabe sonst mit übernehmen würden (OPTIBIOSY, S. 37-39). Im Ergebnis können BGA nur einen geringen – aber inhärenten – Beitrag zur Bereitstellung von Momentanreserve leisten. Pro MW installierter BGA-Kapazität (EU-weit) könnten dabei 3,5 kW Batteriespeicher, entsprechend 4-6 ct Investitionsbedarf (für Batteriespeicher) pro kW Biogasleistung, eingespart werden. Letzteres gilt unter der Annahme der hälftigen Aufteilung des Investitionsbedarfs für Batteriespeicher auf Momentanreserve und Primärregelleistung. Als Handlungsempfehlung sollten zunächst die Zugangsbedingungen für einen zukünftig zu schaffenden Markt so gestaltet werden, dass BGA daran teilnehmen können. Weiterhin ist eine Teilnahme über Aggregatoren / Pooling (ähnlich wie bei Regelleistung) sinnvoll (OPTIBIOSY, S. 39).

Ein *Netzwiederaufbau* (durch Netzbetreiber nach Zusammenbruch des Stromnetzes) würde nach heutigen Konzepten im Übertragungsnetz mit Hilfe eines stabilen Nachbarnetzes oder schwarzstartfähiger Kraftwerke beginnen (Top-Down-Ansatz). Danach würden die unterlager-ten Teilnetze schrittweise zugeschaltet. Sollen BGA dazu beitragen, müsste zunächst ein Bot- tom-Up-Ansatz zum Netzwiederaufbau entwickelt werden, in dem BGA die Rolle schwarzstart- fähiger Kraftwerke zum Netzwiederaufbau von Teilnetzen in der Verteilnetzebene übernehmen. Daher beschränkt sich die Studie auf eine Literaturübersicht zur grundsätzlichen technischen Eignung und einer kursorischen Berechnung der Wirtschaftlichkeit, bei der den Kosten des Bi- ogasspeicherausbaus diejenigen des Batteriespeicherausbaus gegenübergestellt wurden (OPTIBIOSY, S. 40-41). Im Ergebnis zeigt die Literaturübersicht, dass BGA grundsätzlich tech- nisch geeignet sind, zum dezentralen Netzwiederaufbau beizutragen und daher bei der Ent- wicklung entsprechender Konzepte berücksichtigt werden sollten. Die Wirtschaftlichkeitsbe- rechnung ergab, dass die Kosten des Biogasspeicherausbaus um den Faktor 17-30 niedriger liegen als diejenigen des Batteriespeicherausbaus (zusätzliche Faktoren, wie Ein- und Ausspei- cherwirkungsgrade nicht eingerechnet). Eine alternative Begrenzung des minimalen Gasspei- cherfüllstandes auf 30 % zur Vorhaltung von „Notfallenergie“ für Netzwiederaufbau würde die Spotmarkteinnahmen um 0,1-7,1 % verringern, wobei die geringeren Einnahmeausfälle bei den größeren Gasspeichern (Referenzanlagen 4 & 5) angesiedelt sind (OPTIBIOSY, S. 41).

Als *Gesamtergebnis* der Studie wird – für alle Referenzanlagen – festgehalten, dass die unter- suchten SDL lediglich eine zusätzliche Einnahmequelle zum Spotmarkt darstellen können. Ne- ben nicht näher betrachteten Faktoren (künftig höhere Residuallastdeckung, bessere Wärme- nutzungsgrade) ist v. a. die weitere Entwicklung zur Bereitstellung von SDL zu beobachten, die den BGA künftig ggfs. einen höheren Anteil an Einnahmen aus SDL ermöglichen (OPTIBIOSY, S. 41).

## 4.9 ProBiogas

**Akronym**

ProBiogas

**Langtitel**

Schlussbericht: Betriebsmodelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode. Verbundvorhaben: Biogas Progressiv: zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)

**Laufzeit; Veröffentlichung**

Stand: Juni 2022

**Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)**

- Teilvorhaben 1: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL); FKZ: 22405416
- Teilvorhaben 2: Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie an der Universität Hohenheim; FKZ: 22407617
- Teilvorhaben 3: Landwirtschaftskammer Niedersachsen, Fachbereich Energie, Bauen, Technik; FKZ: 22408117

**Fördermittelgebende**

BMEL/FNR

**Zitat / Quintessenz**

*Bei allen Konzepten mit Strom- und Wärmeproduktion ... können die Stromgestehungskosten mindestens um 4 % gesenkt bzw. die jährlichen Gewinne um mindestens 7 % gegenüber denen der Basis-Modelle gesteigert werden ... Zudem steigen die Gewinne bei allen weiteren Betriebsmodellen mit steigender Anlagenleistung (Bemessungsleistung) an ... Insgesamt zeigen die Modellergebnisse, dass die Erweiterung der Wärmenutzung wirtschaftlich besonders interessant ist ... Die beiden Weiterbetriebskonzepte „Flexibilisierung“ sowie „Biomethan“ bieten für Bestandsanlagen ebenfalls eine gute Option, jedoch ist dies von den anlagenspezifischen Rahmenbedingungen abhängig ... Die Option der Substratumstellungen zur Reduktion von Mais hin zu Reststoffen, ist auf Basis der getroffenen Annahmen in den meisten Fällen wirtschaftlich sinnvoll. (ProBiogas, S. 93-94).*

Abbildung 10: Infobox ProBiogas

Das Projekt ProBiogas hat mit Blick auf die existierenden unterschiedlichen Ansätze einer optimierten Biogasproduktion das Ziel, diese für die Post-EEG-Phase zu systematisieren und zu evaluieren. So können Anlagenbetreibende und/oder Beratende aus einem Katalog praxisnaher techno-ökonomischer Betriebsmodelle, die sich aus Basismodellen mit ergänzenden Verfahrensoptionen zusammensetzen, die jeweils passenden Optionen auswählen. In Abgrenzung zum Terminus „Geschäftsmodell“ wird stattdessen der Terminus „Betriebsmodell“ verwendet, um auszudrücken, dass es um die Darstellung von Maßnahmen geht und das Erreichen der Gewinnzone nicht automatisch gewährleistet ist (ProBiogas, S. 15-18).

Dafür sind in einer Modellierung BGA-Basis-Modelle in den drei Leistungsklassen 150 kW<sub>el</sub>, 500 kW<sub>el</sub>, und 1.000 kW<sub>el</sub> installierte Leistung (bzw. 137 kW<sub>el</sub>, 457 kW<sub>el</sub> und 913 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung) abgebildet. Neben einer Variante mit dem gleichen Substrateinsatzverhältnis von 65 % NawaRo / 35 % Wirtschaftsdünger für alle Leistungsklassen („Basis 1-3“, Substrat 1-3“) sind die zwei unteren Leistungsklassen zusätzlich mit den Substrateinsatzverhältnissen 30 % NawaRo / 70 % Wirtschaftsdünger (150 kW<sub>el</sub>, „Basis 4“, Substrat 4“) und 40 % NawaRo / 60 % Wirtschaftsdünger (500 kW<sub>el</sub>, „Basis 5“, Substrat 5“) versehen, sodass fünf Basis-Modellanlagen entstehen (ProBiogas, S. 20; Tabelle 1). Für die – mit Baujahr 2005 angenommenen – Anlagen wurde zudem ein „Modernisierungswerdegang“ abgebildet, sodass sie dem heute verpflichtenden technischen Stand entsprechen. Weiterhin erfordern fast alle Weiterbetriebsoptionen die Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen, wofür weitere Voraussetzungen gelten, die in einer „Ausschreibungsertüchtigung“ (Maisdeckel, Flex-Faktor etc.) abgebildet sind (ProBiogas, S. 21, 24). Schließlich werden die Verfahrensoptionen 1) *Substrate* (Nutzung von Reststoffen als günstigere Substrate), 2) *Netzausbau* (bessere Wärmenutzung durch Nahwärmenetze; Anlagenpooling durch Rohbiogasnetze und gemeinsame Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz), 3) *Flexibilisierung* (Zusatzerlöse im Stromgroßhandel und durch Regenergie) und 4) *Biomethan* (Einspeisung Erdgasnetz, ggfs. mit Tankstelle) unterschiedlich mit den Basis-Modellen kombiniert (ProBiogas, S. 21-23, Abb. 3, Tabelle 1). Für jeden dieser Schritte werden für jede Basis-Modellanlage und jede Verfahrensoption detaillierte Daten zu technischen und ökonomischen Kennzahlen und zur THG-Bilanzierung bei Herstellern, Verbänden, in der Literatur usw. erhoben und in die KTBL-Datenbank eingepflegt (ProBiogas, S. 19-20, 24-50). Aus den Kombinationsmöglichkeiten der Basis-Modellanlagen und Zusatzoptionen entstehen 17 Biogas-Betriebsmodelle (ProBiogas, Tabelle 1). Zunächst werden für jede Verfahrensoption die wichtigsten Kennwerte, notwendige technische Anpassungen an den Basismodellen sowie mögliche Umsetzungshemmnisse einzeln beschrieben / modelliert (ProBiogas, S. 50-66, Abb. 8).

Als Ergebnis folgen die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der in Clustern gruppierten Betriebsmodelle. Zunächst wird die *Wirtschaftlichkeit der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen* an sich und dann der Effekt der jeweiligen Betriebsmodell-Kombination betrachtet. Bei den Basis-Modellanlagen zeigen sich Kostenvorteile durch Größe (Kostendregression), sodass bei den NawaRo-Anlagen (Basis 1-3) die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit durch die kleine Anlage 1 nicht, die mittlere Anlage 2 knapp und die große Anlage 3 deutlich überschritten wird. Bei den Gülle-dominierten Anlagen der kleinen und mittleren Größe (Basis 4-5) wird die Gewinnzone hingegen (auch) nicht erreicht (ProBiogas, S. 67-70).

Dabei gilt immer, dass sämtliche Nebeneinnahmen (Wärmeeinnahmen, Flexibilitätszuschlag, EPEX-Einnahmen) eingerechnet werden müssen. Die „klassischen“ Stromeinnahmen allein reichen in keinem Fall, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen (ProBiogas, Tabelle 19).

Im *ersten Cluster* werden *Basis-Modellanlagen mit Betriebsmodellen zur Strom- und Wärmezeugung* verglichen. Die *erste Gruppe (Kleinanlagen)* zeigt, dass die Umstellung auf Reststoffe etc. (Option 1) weder bei Kleinanlagen auf NawaRo- (Basis 1, Substrat 1) noch auf Güllebasis (Basis 4, Substrat 4) die Stromgestehungskosten ausreichend senkt, um die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit zu erreichen (ProBiogas, S. 71-74). In der *zweiten Gruppe (mittlere Anlagengröße)* werden mehrere Optionen modelliert. Die Senkung der Stromgestehungskosten durch Option 1 ist hier ausreichend, um Anlagen auf NawaRo- (Basis 2, Substrat 2) und Güllebasis (Basis 5, Substrat 5) wirtschaftlich zu machen bzw. die Gewinne zu steigern (ProBiogas, S. 76-77). Auch die Ausstattung der mittleren Anlagengröße mit Wärmenetzen (Option 2) führt sowohl bei NawaRo- (Basis 2, Nahwärme 2) als auch bei Gülleanlagen (Basis 5, Nahwärme 5) zu Gewinnsteigerungen, da die Erlöse aus dem Wärmeverkauf den Investitionsbedarf übersteigen und so die Stromgestehungskosten senken (ProBiogas, S. 77-78). Schließlich werden zwei Varianten der Flexibilisierung (Option 3) für die mittlere Anlagengröße gerechnet, indem jeweils eine dreifache (3-Flex) und eine vierfache (4-Flex) Flexibilisierung sowohl für NawaRo- (Basis 2, 3-Flex 2 und 4-Flex 2) als auch für Gülleanlagen (Basis 5, 3-Flex 5 und 4-Flex 5) modelliert werden. Hier können bei der dreifachen Flexibilisierung die Einsparungen der variablen Kosten in beiden Fällen (NawaRo und Gülle) die gestiegenen Fixkosten ausgleichen. Im Fall der vierfachen Flexibilisierung ist der Einbezug der Mehreinnahmen notwendig. Im Vergleich zu den Basis-Modellen sinken die Stromgestehungskosten und die Wirtschaftlichkeit steigt (ProBiogas, S. 79-81). In der *dritten Gruppe (Großanlage, Basis 3)* wird zunächst deren Umstellung auf Reststoffe etc. (Option 1) modelliert, wodurch sich die Gewinnsituation des ohnehin wettbewerbsfähigen Basis-Modells weiter verbessert. Wird die Großanlage mit einem Wärmenetz (Option 2) ausgestattet (Nahwärme 3), übersteigen die Erlöse aus dem Wärmeverkauf auch hier den Investitionsbedarf, sodass die Stromgestehungskosten sinken und der Gewinn steigt. (ProBiogas, S. 82-84).

Im *zweiten Cluster* wird die *Basis-Modellanlage 3 mit Betriebsmodellen zur Biomethanproduktion* (Option 4) verglichen. Bei der Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz (Aufb 3) sinken zwar aufgrund des Wegfalls einiger BGA-bezogener Baugruppen wie BHKW etc. die Fixkosten aber die laufenden Kosten steigen. Die Einnahmen aus der Biomethaneinspeisung sind niedriger als die aus dem Strommarkt. Damit sinkt das Betriebsergebnis, bleibt aber positiv (ProBiogas, S. 85-86). Wird zusätzlich eine CNG-Tankstelle installiert (Aufb+Tank 3), steigen Investitionen sowie fixe und variable Kosten nochmals an.

Ein Teil der Einnahmen kommt nun aus dem Kraftstoffverkauf und in Summe mit den Einnahmen aus der Einspeisung steigen sie ggü. dem Betriebsmodell Aufb 3 leicht an (und liegen in etwa gleichauf mit den Einnahmen aus dem Strommarkt der Basis-Modellanlage Basis 3). Insgesamt reichen die Nebeneinnahmen des Kraftstoffverkaufs aber nicht, um die Zusatzkosten zu decken und der Gewinn bricht ggü. dem Basis-Modell und Aufb 3 ein, bleibt aber positiv. Weitere Nebeneinnahmen, wie sie bspw. aus dem THG-Quotenhandel resultieren könnten, wurden nicht berücksichtigt (ProBiogas, S. 86-88).

Im *dritten Cluster* werden *Basis-Modellanlagen mit Betriebsmodellen zum Anlagenpooling und zur Biomethanproduktion* verglichen (auch Option 2 „Netzausbau“; Mikro+Aufb 1-3). Auch hier fallen die Investitionen in die BGA-bezogenen Baugruppen weg und durch das Aufteilen der Kosten des Rohbiogasnetzes und der Biomethanaufbereitung auf die gepoolten Anlagen sinken die Fixkosten für die kleine und mittlere Anlagengröße (Mikro+Aufb 1, Mikro+Aufb 2). Die Einnahmen aus der Biomethaneinspeisung sind wiederum nur für die kleine und mittlere Anlagengröße höher als die aus dem Strommarkt. Insgesamt hat die Kleinanlage die größten Vorteile ggü. „ihrer“ Basis-Modellanlage (Basis 1 vis-à-vis Mikro+Aufb 1), aber aufgrund der schlechten anfänglichen Wirtschaftlichkeit reicht dies nicht, um die Gewinnschwelle zu erreichen. Die Gewinnspanne der Basis-Modellanlage mittlerer Größe verbessert sich mit diesem Betriebsmodell (Basis 2 vis-à-vis Mikro+Aufb 2) erheblich. Bei der Großanlage (Basis 3 vis-à-vis Mikro+Aufb 3) stehen die Gewinne des Pooling und Verluste voriger Nebeneinnahmen in einem schlechteren Verhältnis, sodass sie – ausgehend von der sehr hohen anfänglichen Wirtschaftlichkeit – insgesamt schlechter abschneidet, wenn das Ergebnis auch positiv bleibt. Dennoch erzielt dieses Betriebsmodell aufgrund der Aufteilung der Kosten auch bei der Großanlage eine bessere Wirtschaftlichkeit als die oben betrachtete Biomethanaufbereitung im „Stand-Alone-Verfahren“ (Aufb 3 & Aufb+Tank 3 vis-à-vis Mikro+Aufb 3) (ProBiogas, S. 89-93).

In der zusammenfassenden Bewertung hebt die Studie hervor, dass alle Konzepte des ersten Clusters (Strom- und Wärmeerzeugung) die Wirtschaftlichkeit verbessern und dass größere Anlagen dabei Vorteile haben. Den größten Effekt hat die Ausweitung der Wärmenutzung, die allerdings von einigen Randbedingungen abhängig ist. Auch Substratumstellungen erbringen wirtschaftliche Vorteile, die nur bei den Kleinanlagen nicht ausreichen, um sie über die Gewinnschwelle zu heben. Auch die Flexibilisierungen sind wirtschaftlich sinnvoll, wenn auch mit größerem Gewinn bei den Gülleanlagen. Die Konzepte des zweiten Clusters (Umrüstung Großanlage auf Biomethaneinspeisung) sind auch wirtschaftlich aber in geringerem Maße als im ersten Cluster. Mit der Zusatzoption der eigenen Tankstelle verringert sich die Wirtschaftlichkeit abermals. Allerdings wurden keine Zusatzeinnahmen aus dem THG-Quotenhandel berücksichtigt. Im dritten Cluster (Biomethaneinspeisung durch Anlagenpooling) hebt die Studie her-

vor, dass die kleine Gülleanlage – trotz verbesserter Wirtschaftlichkeit durch das Konzept – nicht gewinnbringend zu betreiben ist. Der Gewinn der mittleren Anlage verdoppelt und der der großen Anlage halbiert sich.

Schließlich wurden in ProBiogas auch die THG-Bilanzen der Basis-Modellanlagen und Betriebsmodelle verglichen. Alle Basis-Anlagen und Betriebsmodelle zur Strom- und Wärmeerzeugung (erstes Cluster) können auf Produktbasis, d. h. mit deren spezifischen Emissionen verglichen werden. Dabei sind die THG-Emissionen pro kWh<sub>el</sub> der Basis-Modellanlagen – abgesehen von einigen technischen Parametern – maßgeblich durch den Substratmix bestimmt. Deshalb sind die spezifischen Emissionen der Gülleanlagen (Basis 4 und 5) durch entsprechende Gutschriften der Wirtschaftsdüngervergärung deutlich niedriger (für Basis 4 nahe Null) als die der NawaRo-Anlagen (Basis 1-3). Alle Basis-Anlagen erreichen deutliche Emissionseinsparungen ggü. dem deutschen Strommix 2019 (ProBiogas, S. 98-99). Zur Diskussion des relevanten Vergleichsmaßstabs (allg. Strommix, nur Kohle, nur Gas) sei auf den Bericht selber verwiesen (ProBiogas, S. 101-102, 106-107). Im Ergebnis entstehen im ersten Cluster die höchsten spezifischen THG-Einsparungen ggü. den Basis-Anlagen – aufgrund der Wärmegutschrift – durch die Betriebsmodelle mit Wärmenetzausbau (min. 35%). Auch durch die Option Substratwechsel können signifikante THG-Einsparungen (min. 17%) erreicht werden. Bei den Gülleanlagen führt dies sogar zur Stromerzeugung mit negativer THG-Emission – bei Basis 4 durch die Option Substratwechsel und bei Basis 5 durch die Option Wärmenetz. Flexibilisierungen haben hingegen kaum Effekte auf die anlagenspezifischen THG-Emissionen (ProBiogas, S. 100-107). Bei den Betriebsmodellen zur Biomethanproduktion (Cluster zwei und drei) müssen aufgrund des Produktwechsels von Strom zu Biomethan die absoluten Jahresemissionen verglichen werden. Hier liegen die THG-Einsparungen ggü. den Basisanlagen bei 35-43 %. Sie sind damit insgesamt niedriger als durch die Betriebsmodelle des ersten Clusters, da die Einsparungen gegenüber Erdgas – anstatt dem emissionsintensiveren Strommix – gerechnet werden und zudem keine Wärmegutschriften angerechnet werden können (ProBiogas, S. 104-107).

## 4.10 SmartBio

### Akronym

SmartBio

### Langtitel

Biogasanlagen als Akteur am Smart Market – zusätzliches Erlöspotential heben

### Laufzeit; Veröffentlichung

01.02.2018 – 15.12.2021; Erstellung: 12/2021; Veröffentlichung: 17.01.2023

### Auftragnehmende (Teilvorhaben & Förderkennzeichen)

- Teilvorhaben 1: Technische Hochschule Ingolstadt; FKZ: 22405116
- Teilvorhaben 2: Stadtwerke Rosenheim; FKZ: 22407317

### Fördermittelgebende

BMEL/FNR

### Zitat / Quintessenz

*Die Ergebnisse der Marktmodellierung zeigen, dass flexible Biogasanlagen im Smart Market allgemein einen wichtigen Beitrag zur Engpassbewirtschaftung im Smart Market beitragen und dabei Zusatzerlöse erwirtschaften. Während beim Signal „Leistungssaldo reduzieren“ (Einsenken von BGAs zu Engpasszeiten) mit hohen spezifischen Zusatzerlösen im Durchschnitt die jährlichen Markterlöse der Stromproduktion ... um ca. 4 % gesteigert werden können, ... beläuft sich die durchschnittliche Erlössteigerung pro Jahr beim Signal „Leistungssaldo erhöhen“ (Hochfahren von BGAs zu Engpasszeiten) mit geringeren spezifischen Zusatzerlösen auf ca. 0,9 % ... Allgemein tragen Biogasanlagen im Smart Market dazu bei, die Abregelung von EE-Anlagen in Schleswig-Holstein und in Bayern zu reduzieren. (SmartBio, S. 4). Hohe spezifische Zusatzerlöse ... beim Signal „Leistungssaldo reduzieren“ sorgen für ein erhöhtes Erlöspotential für Biogasanlagen. Vor allem in Netzgebieten in Schleswig-Holstein, in denen Biogasanlagen regelmäßig zur Netzengpassentlastung beitragen können, sind deutliche Steigerungen der jährlichen Stromerlöse möglich ... In Süddeutschland treten ... weniger regelmäßige und auf die Mittagszeit beschränkte Engpässe auf ... [Hier] ergeben sich ... nur geringe Steigerungen der jährlichen Stromerlöse (SmartBio, S. 35).*

Abbildung 11: Infobox SmartBio

Das Verbundvorhaben SmartBio untersucht die möglichen Zusatzerlöse für BGA durch eine marktbasierende Bereitstellung der Systemdienstleistung (SDL) Engpassmanagement. Dafür wird die aktuelle, rein kostenbasierte Regelung des Redispatch 2.0 nach NABEG 2021 um das marktbasierende Element des Smart Market – basierend auf einer Studie von Nabe et al. (2017) – ergänzt. Für diese Ergänzung wird der Smart-Market-Ansatz selber erweitert, d. h. es werden Marktteilnehmer identifiziert, deren Marktrollen definiert, Methoden zur Gebotsermittlung ausgearbeitet etc., sodass BGA im Smart Market in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen der Verteilnetzebene stehen. Mit diesen marktwirtschaftlichen Ergänzungen wäre der Redispatch 2.0, für den z. Zt. eine zeitlich befristete Ausnahmeregelung für Deutschland gilt (EBM-VO 2019), schließlich EU-kompatibel (SmartBio, S. 4, 10).

Zeitlich setzt der Smart Market nach Abschluss des Day-Ahead Markts bei absehbaren Netzüberlastungen (Leistungsflusssimulationen durch Netzbetreiber; „gelb“ im BDEW-Ampelsystem) vor dem Redispatch 2.0 ein. Räumlich werden an den identifizierten Engpässen für die notwendige Dauer Einschaltssignale (Leistungssaldoreduktion vor Engpass, Leistungssalderhöhung nach Engpass) gegeben (SmartBio, S. 12). So entsteht jeweils eine vorübergehende und regional begrenzte Merit Order der dort gerade verfügbaren Flexibilitätsoptionen, d. h. die Gebote der BGA stehen in Konkurrenz zu denen der anderen Flexibilitätsoptionen, wie Wärmepumpen, E-Mobilität und Industrieprozesse (SmartBio, S. 18-20).

Dafür wurden typische Netzengpässe in den strukturell unterschiedlichen Netzgebieten Bayern und Schleswig-Holstein anhand von EE-Ausbau-Szenarien für 2025 und – in Abwesenheit empirischer Redispatch 2.0-Daten im Jahr der Untersuchung – historische Zeitreihen für das Einspeise- und Engpassmanagement genutzt. Mit dem Redispatch 2.0 als Referenzprozess und den genannten Zeitreihen (und weiteren Berechnungen) werden Kostenobergrenzen für den Smart Market festgelegt, um Einsparungen ggü. dem Redispatch 2.0 zu gewährleisten (SmartBio, S. 4, 13-15). Zur Abbildung des BGA-Parks sind vier repräsentative, flexibel strompreisgeführte Anlagenkonzepte mit Überbauungsgradbereichen (Flexfaktoren) von 2, 3, 4 und 5 mit dazugehörigen Gasspeichergrößen von 6, 8, 10 und 24 Stunden definiert (SmartBio, S. 17). Deren Ursprungsfahrplan richtet sich nach den Erlösen des Day-Ahead-Markts. Die Gebotshöhe am Smart Market setzt sich aus Erlösen und Kosten des abweichenden Fahrplans zusammen. Dies sind u. a. Erlöse am Day-Ahead, Intraday und Smart Market, abzüglich der Zusatzkosten durch vermehrte Start-Stopps, geänderte Belastung durch Steuern und Umlagen durch die geänderte Fahrweise, etc. (SmartBio, S. 17-18). Die konkurrierenden Flexibilitätsoptionen sind abgebildet (SmartBio, S. 18-19). Schließlich wird anhand dieses Setups – und weiterer Daten – eine Gewinnmaximierung modelliert, um die Teilnahme der Flexibilitätsoptionen am Smart Market festzulegen und die Zusatzerlöse der BGA zu berechnen. Die Auswahl der Technologien im Smart Market ist über eine Kostenminimierung definiert (SmartBio, S. 20). Die Fahrpläne werden für jeweils sieben Tage erstellt und rollierend fortgeschrieben. Bei Teilnahme am Smart Market wird zunächst auch der alternative Fahrplan für sieben Tage berechnet. Nach Beendigung des Engpasses wird ein „neuer“, originaler Fahrplan erstellt. So werden letztlich für alle BGA die originalen und – im Falle des Netzengpasses – die alternativen Fahrpläne und Gebote der konkurrierenden Flexibilitätsoptionen bestimmt und schließlich anhand des Marktergebnisses die BGA zur Teilnahme am Smart Market auswählt (SmartBio, S. 20-26). Dabei machen die Komponenten „entgangene Förderung“ und „Strompreisdifferenz“ (bei Produktionsverschiebung) die größten Anteile bei der Gebotshöhe aus (SmartBio, S. 18).

In welchem Umfang BGA am Smart Market teilnehmen hängt schließlich von den Faktoren Verfügbarkeit, max. Leistungsanpassung, Gebotshöhe und Konkurrenzsituation ab (SmartBio, S. 27-29).

Im Ergebnis leisten flexible BGA einen Beitrag zum Engpassmanagement im Smart Market und generieren dabei Zusatzerlöse. Beim Signal „Leistungsreduktion“ liegen die Zusatzerlöse im Durchschnitt bei ca. 4 % (in Einzelfällen bis zu 44 %) der jährlichen Markterlöse. In spezifischen Werten entspricht dies 22-76 €/MWh an Zusatzerlösen. Dabei steigen die Werte mit zunehmendem Flexfaktor der Anlagen an und liegen im jeweiligen Mittel in Schleswig-Holstein mit zwischen 5 % (Flexfaktor 2) und 16 % (Flexfaktor 5) generell höher als in Bayern mit 0,1 % (Flexfaktor 2-3). Beim Signal „Leistungssteigerung“ kommen nur Anlagen aus Bayern zum Zug und die Zusatzerlöse sind insgesamt niedriger. Sie liegen im Durchschnitt bei ca. 0,9 % (in Einzelfällen bis zu 6 %) der jährlichen Markterlöse, spezifisch 0-35 €/MWh. Auch hier steigen die Werte mit zunehmendem Flexfaktor der Anlagen an und liegen im jeweiligen Mittel zwischen 0,1 % (Flexfaktor 2) und 1,8 % (Flexfaktor 5). So kommen die höheren Zusatzerlöse beim Signal „Leistungsreduktion“ v. a. BGA in Schleswig-Holstein zu Gute. In Bayern verringert sich der notwendige Zubau konventioneller Redispatch-Großkraftwerke (SmartBio, S. 4, 31-35, 41).

In der Mengenbetrachtung bewirtschaftet der Smart Market als Ganzes einen relevanten Teil der auftretenden Engpässe. Dies gilt insbesondere beim Signal „Leistungssaldo reduzieren“, welches in Schleswig-Holstein tendenziell längere Engpässe mit höheren Engpassvolumina bedeutet. Hier werden 11 % des Engpassvolumens durch den Smart Market bewirtschaftet. In bayerischen Gebieten werden beim gleichen Signal (bei deutlich geringeren Engpasszeiten und -volumina) ca. 42 % durch den Smart Market bewirtschaftet. Beim Signal „Leistungssaldo erhöhen“ liegt der Wert in bayerischen Gebieten bei 33 % (Rest jeweils durch den Redispatch 2.0). Am Smart Market haben BGA wiederum einen signifikanten Anteil, insbesondere in der „typischen“ Redispatch-Situation mit hoher EE-Einspeisung im Norden (Signal „Leistungssaldo reduzieren“ in Schleswig-Holstein, „Leistungssaldo erhöhen“ in Bayern). Hier übernehmen BGA 65 % bzw. 55 % der Engpassvolumina (SmartBio, S. 29-30, 41).

Da die Kostenobergrenze des Smart Market gegenüber dem Redispatch 2.0 festgelegt ist, zu letzterem aber im Jahr der Analyse selbst noch keine empirischen Daten vorlagen (s. o.), wurde in einer Sensitivitätsanalyse die Kostenobergrenze um 25 % abgesenkt. Dabei zeigt sich, dass das Signal „Leistungssaldo reduzieren“ – mit Ausnahme einiger bayerischer Smart-Market-Gebiete mit dominanten industriellen Prozessen – kaum Einfluss auf die Gebote der Technologien und Zusatzerlöse der BGA hat. Beim Signal „Leistungssaldo erhöhen“ führt die Absenkung der Kostenobergrenze hingegen nicht nur zu einer deutlichen Absenkung der Zusatzerlöse der BGA. Es werden dadurch auch konkurrierende Technologien aus dem Industrie- und Haushaltssektor ausgeschlossen, sodass das Smart-Market-Volumen insgesamt um 6 % abnimmt. Somit ist die Höhe der Gebotsgrenze zwar bedeutend, verlangt aber weitere Analysen (SmartBio, S. 30-31).

## 5 Literaturverzeichnis

**AGEB (2023):** Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022 (AGEB Jahresbericht 2022, Stand 6.3.23), AG Energiebilanzen

**AGEE-Stat / BMWK (2023):** Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2022. Stand: Februar 2023

**BMWK (2023):** Gas- und Strompreisbremse. 1.1.23. BMWK. Abruf am 23.10.23: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strom-gaspreis-bremse.html>

**BMWK / BR (2024):** Einigung zur Kraftwerksstrategie. 5.2.24. BMWK / BR. Abruf am 15.3.24: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>

**BNetzA (2023):** *Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.* Stand: Januar 2023, Bundesnetzagentur. Link: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230201-sichere-versorgung-mit-strom-bis-ende-des-jahrzehnts-gewahrleistet.html>  
Abruf: 6.10.23

**BR (2023):** *Handlungsempfehlungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität.* Empfehlungen der Bundesregierung gemäß § 63 Abs. 2 EnWG, Januar 2023. Link: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230201-sichere-versorgung-mit-strom-bis-ende-des-jahrzehnts-gewahrleistet.html>  
Abruf: 6.10.23

**Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Barchmann, T.; Oehmichen, K.; Beil, M.; Beyrich, W.; Krautkremer, B.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Vollprecht, J.; Rühr, C. (2020):** *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht (Biogas 2030).* Gefördert durch BMU/UBA. DBFZ gGmbH, Fraunhofer IEE, Dena, BBH. UBA-Texte 24/2020. Dessau-Roßlau, Januar 2020.

**Dotzauer, M.; Schering, K.; Barchmann, T.; Oehmichen, K.; Schmieder, U.; Steubing, M.; Wern, B.; Matschoss, P.; Pertagnol, J.; Eltrop, L.; Gouya, S.; Zielonka, S.; Böckmann, A. (2021):** *Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus). Schlussbericht.* Gefördert durch BMEL/FNR. DBFZ gGmbH, UFZ GmbH, IZES gGmbH, IER, Uni Hohenheim, Next Kraftwerke GmbH. Leipzig, Saarbrücken, Berlin, Hohenheim, Köln. 4.2.21

**Europäische Kommission (2022):** REPowerEU: gemeinsames Europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie. Straßburg, den 8.3.2022. COM(2022) 108 final

**Güswell, J.; Bahret, C.; Eltrop, L. (2020):** *Auswirkungen von veränderten energie- und umweltrelevanten Rahmenbedingungen und Technologiefortschritt auf die Entwicklung sächsischer Biogasanlagen – AuRaSa.* Gefördert durch LfULG. IER. Schriftenreihe des LfULG, Heft 14/2020, Dresden, 13.8.20

**Güswell, J.; Eltrop, L.; Vincent, L.; Fischer, J.; Scherge, K.; Holstenkamp, L.; Degenhart, H. (2020):** *Verbundvorhaben: Next Generation [BIOGAS] - einen Schritt weitergedacht (NxtGenBGA).* Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen. Gemeinsamer Sachbericht. Gefördert durch BMEL/FNR. IER, in.RET, FuFW. 08/2020

**Hümmer, B.; Mast, T.; Holzhammer, U., Vogler, G. (2023):** *Biogasanlagen als Akteur am Smart Market – Zusätzliches Erlöspotential heben (SmartBio).* Gemeinsamer Abschlussbericht. Gefördert durch BMEL/FNR. TH Ingolstadt. Stadtwerke Rosenheim. 17.1.23

- Matschoss, P.; Pertagnol, J.; Wern, B.; Bur, A.; Baur, F.; Dotzauer, M.; Oehmichen, K.; Koblenz, B.; Khalsa, J.; Korte, K.; Purkus, A.; Thrän, D.; Gawel, E. (2019):** *Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG (MakroBiogas)*. Endbericht. Gefördert durch BMEL/FNR. IZES gGmbH, DBFZ gGmbH, UFZ GmbH. Saarbrücken, Leipzig und Berlin. 12.11.19
- Matschoss, O.; Steubing, M.; Pertagnol, J.; Zheng, Y.; Wern, B.; Dotzauer, M.; Thrän, D. (2020):** A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. *Energy, Sustainability and Society* (2020) 10:41. <https://doi.org/10.1186/s13705-020-00276-z>
- Nabe, C.; Arlt, M.-L.; Döring, M.; Holzhammer, U.; Gerhardt, N. (2017):** *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. 110/02-S-2017/DE. Ecofys und Fraunhofer IWES. 03/2017
- Noll, F.; Wern, B.; Peters, W.; Schicketanz, S.; Kinast, P.; Müller-Rüster, G.; Clemens, D. (2020):** *Naturschutzbezogene Optimierung der Rohstoffbereitstellung für Biomasseanlagen. Endbericht im Projekt BiogasNatur*. Gefördert durch BMU/BfN. BfN Skripten 555. IZES gGmbH, Bosch & Partner GmbH. Bonn – Bad Godesberg 2020
- Pertagnol, J.; Reinhold, G.; Zielonka, S. (2020):** *Verbundvorhaben: Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase – Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen (Biogas Autark)*. Schlussbericht. Gefördert durch BMEL/FNR. IZES gGmbH, Uni Hohenheim. 09/2020
- Schächinger, J.; Becker, M.; Wildfeuer, M.; Lechner, R.; Brückl, O. (2022):** *Untersuchung der Potenziale und Entwicklung eines Optimierungsmodells für Biogasanlagen im Kontext des zukünftigen Stromsystems (OPTIBIOSY)*. Schlussbericht. Mitarbeit: Matthias Franz, Ottfried Schmidt, Hans-Peter Rabl Gefördert durch BMEL/FNR. TH Regensburg, TH Amberg-Weiden. 9.5.22
- Scholz, Olaf (2023):** Regierungserklärung von Bundeskanzler Olaf Scholz am 27. Februar 2023. Abruf am 23.10.23: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/regierungserklaerung-von-bundeskanzler-olaf-scholz-am-27-februar-2022-2008356>
- UBA (2019):** *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (Broschüren).
- Vogler, C.; Wern, B.; Porzig, M.; Hauser, E.; Guss, H.; Baur, F.; Scholl, F.; Böffel, A.; Mechenbier, D. (2020):** *Altholz – Quo Vadis?* Abschlussbericht. Gefördert durch BMWi. IZES, STEAG New Energies. Saarbrücken, 30.6.20
- Wirth, B.; Roth, U.; Paterson, M.; Hartmann, S. (2022):** *Betriebsmodelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode*. Gefördert durch BMEL/FNR im Rahmen des Verbundvorhabens „Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas). Hg: KTBL, Landwirtschaftskammer Niedersachsen. 06/2020



Institut für ZukunftsEnergie-  
und Stoffstromsysteme

**IZES gGmbH**  
**Altenkesseler Straße 17, A1**  
**66115 Saarbrücken**  
**+49 681 844 972 0**  
**+49 681 761 799 9**  
**[www.izes.de](http://www.izes.de)**

**ISSN 2943-8101**  
**ISBN 978-3-911471-00-8**